



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO ATRAVÉS DA
INJEÇÃO DE CO_2 ALTERNADO COM ÁGUA SOB INCERTEZA
GEOLÓGICA

Danielle Marques Raposo Cotia

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientadores: Paulo Laranjeira da Cunha Lage
Jorge Eduardo Palomino Montegudo

RIO DE JANEIRO

Janeiro de 2012

ANÁLISE DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO ATRAVÉS DA
INJEÇÃO DE CO_2 ALTERNADO COM ÁGUA SOB INCERTEZA
GEOLÓGICA

Danielle Marques Raposo Cotia

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS RE-
QUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO
DO PETRÓLEO.

Examinada por:

Prof. Paulo Laranjeira da Cunha Lage, D.Sc.

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Ivan Landim Frota Leitão Júnior, Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

Janeiro de 2012

Cotia, Danielle Marques Raposo

Análise da Recuperação Avançada de Óleo Através da Injeção de CO_2 alternado com Água sob Incerteza Geológica / Danielle Marques Raposo Cotia – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2012.

XXI, 158 p.: il.; 29,7cm.

Orientadores: Paulo Laranjeira da Cunha Lage e Jorge Eduardo Palomino Monteagudo.

Projeto de Graduação - UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 154–158.

1. Recuperação Avançada de Óleo. 2. Injeção de CO_2 . 3. WAG. 4. Simulação de Reservatórios. 5. Incerteza Geológica I. Lage, Paulo L. C. II. Monteagudo, Jorge E. P. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. IV. Título.

Ao meu esposo, Frederico.

Agradecimentos

A Deus, por ter me dado a força e a competência necessárias para a realização desse trabalho e por guiar meus passos em todos os dias da minha vida.

Ao meu marido, Frederico, pelo apoio e incentivo constantes desde o início deste curso de graduação.

Aos meus pais, por terem acreditado em mim e terem investido em mim seus recursos e suas orações.

A minha irmã, Jéssica, por ser minha companheira.

Aos meus sogros, pelo carinho com que me trataram e pela ajuda que me deram em tudo que precisei ao longo desse ano.

Aos professores orientadores desta dissertação, Paulo Laranjeira da Cunha Lage e Dr. Jorge Palomino Monteagudo, por todo o seu esforço e a sua dedicação para que o melhor sempre fosse alcançado.

Aos amigos e a todos que de uma forma ou de outra, contribuíram para o sucesso deste trabalho.

Ao *PRH-21 ANP*, por ter investido recursos para a realização desse trabalho.

À empresa ConocoPhillips, por ter disponibilizado o *software PSim*, que foi imprescindível para a realização deste trabalho.

À empresa TNO, pela disponibilização do modelo de reservatório Brugge e de suas realizações geológicas.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro.

ANÁLISE DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO ATRAVÉS DA
INJEÇÃO DE CO_2 ALTERNADA COM ÁGUA SOB INCERTEZA
GEOLÓGICA

Danielle Marques Raposo Cotia

Janeiro/2012

Orientadores: Prof. Paulo Laranjeira da Cunha Lage

Dr. Jorge Eduardo Palomino Monteagudo

Curso: Engenharia de Petróleo

A recuperação avançada de óleo através da injeção de CO_2 em reservatórios de óleo é utilizada comercialmente desde os anos de 1970. O CO_2 , ao ser injetado no reservatório, interage com o óleo reduzindo sua tensão interfacial com a água, causando o seu inchamento e reduzindo sua viscosidade; efeitos esses que contribuem para que se recupere mais óleo do reservatório do que utilizando somente a energia do reservatório para a produção (recuperação primária) e do que injetando fluidos imiscíveis, gás ou água, no reservatório (recuperação secundária). Muitas vezes, utiliza-se a injeção alternada de CO_2 e água (WAG) com o objetivo de se melhorar a eficiência da recuperação.

A motivação inicial do uso do CO_2 para injeção em reservatórios de óleo foi, principalmente, a disponibilidade desse gás na região e a existência da infraestrutura necessária para seu transporte. No entanto, nos últimos anos, como consequência das questões ambientais relacionadas ao efeito estufa, considera-se o uso desse método de recuperação avançada de óleo com o objetivo de sequestro de CO_2 , evitando que o mesmo seja ventilado diretamente para a atmosfera.

No Brasil, o interesse nesse método cresce quando se considera a possibilidade de seu uso para a recuperação do óleo dos reservatórios do pré-sal, que são ricos em

CO_2 e terão de ser tratados para a separação desse gás na plataforma. Para que não se ventile esse gás na atmosfera, a reinjeção do mesmo nos reservatórios é uma opção.

O presente trabalho utiliza uma importante ferramenta de previsão de comportamento de reservatório de petróleo utilizada na indústria, a simulação numérica, para analisar alguns aspectos da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO_2 em um cenário de incerteza geológica com condições similares às encontradas nos reservatórios do pré-sal brasileiro. Analisa-se o efeito da injeção de CO_2 puro e da injeção WAG contra a injeção de água pura no reservatório. Para o caso WAG, realiza-se uma análise de sensibilidade aos diferentes parâmetros da injeção.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

ANALYSIS OF CO_2 WAG ENHANCED OIL RECOVERY UNDER
GEOLOGICAL UNCERTAINTY

Danielle Marques Raposo Cotia

January/2012

Advisors: Prof. Paulo Laranjeira da Cunha Lage

Dr. Jorge Eduardo Palomino Monteagudo

Course: Petroleum Engineering

CO_2 injection in oil reservoir as a means of enhanced oil recovery (CO_2 EOR) has been commercially used since the 1970's. When injected in the reservoir, CO_2 interacts with oil reducing interfacial tension between oil and water, causing oil swelling and reducing its viscosity. These effects work together in increasing oil recovery when compared to primary and secondary recovery. CO_2 water-alternating-gas injection (CO_2 WAG) is usually used as a means of increasing recovery efficiency.

CO_2 EOR was first used, mainly, because of gas availability in the region where the method was applied and the existence of the necessary transport infrastructure. However, over the past years, as a consequence of environmental questions regarding the green-house effect, this EOR method is thought to be useful for carbon sequestration by avoiding CO_2 to be directly vented to atmosphere.

In Brazil, there has been a greater interest in this EOR method lately because of the possibility of its use for Brazilian pre-salt reservoirs oil recovery. Pre-salt oil is rich in CO_2 and thus will have to be treated for this gas to be separated from it on the platforms. In order to avoid CO_2 venting, its reinjection in the reservoirs is an option.

This work makes use of an important reservoir behavior prediction tool, much used in the oil industry, the numerical simulation, in order to analyse some features

of CO_2 EOR under a geological uncertainty scenario simulated under conditions similar to those found in the Brazilian pre-salt reservoirs. The effects of pure CO_2 injection and CO_2 WAG is analysed against pure water injection in the reservoir. For CO_2 WAG case, a sensibility analysis is done for diferent injection parameters.

Sumário

Dedicatória	v
Agradecimento	vi
Resumo	viii
Abstract	ix
Índice de Figuras	xiv
Índice de Tabelas	xix
Lista de Símbolos	xx
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	2
2 Escoamento em meios porosos	3
2.1 Equações fundamentais	3
2.1.1 Lei da conservação da massa	3
2.1.2 Lei de Darcy	4
2.1.3 Equação de estado	4
2.1.4 Equação da difusividade hidráulica	5
2.2 Caracterização de fluidos	6
2.2.1 Equilíbrio de fases	6
2.3 Princípios fundamentais que governam a interação rocha/fluido	8

2.3.1	Tensão interfacial	8
2.3.2	Molhabilidade	9
2.3.3	Geometria dos poros	12
2.3.4	Pressão capilar	12
2.3.5	Distribuição das saturações iniciais de água e óleo	13
2.3.6	Permeabilidade Relativa	14
2.3.7	Saturação de óleo residual	19
2.3.8	Razão de mobilidade	19
3	Recuperação avançada de óleo com injeção de CO_2	21
3.1	Desenvolvimento histórico da injeção de CO_2	24
3.2	Propriedades do CO_2	26
3.3	Efeitos da Injeção de CO_2	26
3.4	Deslocamento miscível de óleo por CO_2	31
3.4.1	Miscibilidade por múltiplos contatos	32
3.4.2	<i>MMP</i> - Pressão mínima de miscibilidade	37
3.4.3	<i>MME</i> - Enriquecimento mínimo de miscibilidade	41
3.5	Características dos reservatórios candidatos	42
3.6	Desvantagens no uso do CO_2 como método de <i>EOR</i>	43
3.7	CO_2 WAG - Injeção alternada de CO_2 e água	43
3.7.1	Benefícios da CO_2 WAG na recuperação de óleo	44
3.7.2	Parâmetros operacionais importantes	45
3.7.3	Dificuldades operacionais encontradas	46
3.8	Injeção de água carbonatada	47
4	Simulação de Reservatórios	48
4.1	Evolução histórica da simulação de reservatórios	49
4.2	Geração do Modelo de Reservatório	50
4.3	Modelagem Matemática	52
4.3.1	Formulação composicional	54
4.3.2	Análise de número de variáveis e equações	55
4.3.3	Equações adicionais	56

4.4	Simulação Numérica	57
4.4.1	Discretizações	57
4.4.2	Equações discretizadas	58
4.4.3	Formas de solução	61
4.5	Simulação de reservatórios e tomada de decisões	63
4.5.1	Ajuste de histórico	63
4.5.2	Incertezas	65
4.5.3	Otimização	67
5	Metodologia	69
5.1	Brugge: modelo de simulação	69
5.2	O simulador de reservatórios: <i>PSim</i>	71
5.3	Composição dos casos simulados	73
5.3.1	Etapa 1: adequação das características do modelo	73
5.3.2	Etapa 2: determinação das <i>keywords</i> de entrada no simulador	81
5.3.3	Etapa 3: definição dos casos de simulação	82
5.3.4	Etapa 4: simulação da injeção de CO_2 puro	86
5.3.5	Etapa 5: definição do método de análise dos resultados sob incerteza geológica	87
6	Análise dos Resultados e Discussões	88
6.1	Etapa 1: Análise dos resultados para a realização <i>P50</i>	89
6.1.1	Parte A - Análise geral da curva de produção acumulada . . .	89
6.1.2	Parte A - Caso Base	93
6.1.3	Parte A - Casos 1 e 2: sensibilidade ao <i>HCPV</i> injetado	94
6.1.4	Parte A - Casos 3 e 4: sensibilidade ao tamanho de <i>slug</i> injetado	96
6.1.5	Parte A - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção . . .	97
6.1.6	Parte A - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de <i>WAG</i>	98
6.1.7	Parte B - Análise geral da curva de produção acumulada . . .	100
6.1.8	Parte B - Caso Base	105
6.1.9	Parte B - Casos 1 e 2: sensibilidade ao <i>HCPV</i> injetado	106
6.1.10	Parte B - Casos 3 e 4: sensibilidade ao tamanho de <i>slug</i> injetado	108

6.1.11	Parte B - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção . . .	109
6.1.12	Parte B - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de <i>WAG</i>	110
6.2	Etapa 2: Análise dos resultados sob incerteza geológica	111
6.2.1	Parte A - Análise geral da curva de produção acumulada . . .	111
6.2.2	Parte A - Caso Base	115
6.2.3	Parte A - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção . . .	115
6.2.4	Parte A - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de <i>WAG</i>	119
6.2.5	Parte A - Caso <i>CO₂</i> puro	121
6.2.6	Parte B - Análise geral da curva de produção acumulada . . .	122
6.2.7	Parte B - Caso Base e Caso <i>CO₂</i> : comparação com a injeção de água.	125
6.2.8	Parte B - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção . . .	128
6.2.9	Parte B - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de <i>WAG</i>	130
7	Conclusões e Sugestões	133
7.1	Conclusões	133
7.1.1	Sensibilidade aos parâmetros de <i>WAG</i>	134
7.1.2	Efeitos da incerteza geológica	135
7.1.3	Efeitos da injeção de <i>CO₂</i>	136
7.2	Sugestões	137
	Apendice A - Recuperação primária de óleo	138
	Apendice B - Recuperação secundária de óleo	143
	Referências Bibliográficas	154

Lista de Figuras

2.1	Diagrama de fases da água (Carcoana, 1992).	6
2.2	Diagrama de fases de uma mistura (Cossé, 1993).	7
2.3	Ângulo de contato de uma gota de óleo (verde) numa superfície fortemente molhável à água (esquerda), numa superfície de molhabilidade intermediária (centro) e numa superfície fortemente molhável a óleo (direita) (Abdallah et al., 2007)	10
2.4	Exemplo de curva de permeabilidade relativa (Rosa et al., 2006).	16
2.5	Influência do processo de saturação nas curvas de permeabilidade relativa (Rosa et al., 2006).	17
2.6	Influência da molhabilidade nas curvas de permeabilidade relativa. Quanto maior o valor do índice <i>USBM</i> , mais molhável à água é a rocha, quanto mais negativo, mais molhável ao óleo (Donaldson e Thomas, 1971 apud Faerstein, 2010).	18
3.1	Métodos especiais de recuperação de óleo.	23
3.2	Redução da viscosidade em função da pressão de saturação (Simon e Graue, 1965 apud Carcoana, 1992).	28
3.3	Fator de inchamento para óleos (Simon e Graue, 1965 apud Carcoana, 1992).	29
3.4	Efeitos importantes na recuperação miscível de óleo por injeção de CO_2 a nível de poros (Lake, 2007).	32
3.5	Diagrama pseudoternário (Gardner et al., 1981 apud Lake, 1989).	33
3.6	Diagrama pseudoternário da miscibilização por múltiplos contatos <i>a)</i> por vaporização e <i>b)</i> por condensação (Stalkup, 1983 apud Lake, 1989).	37

3.7	Pressão necessária para o deslocamento miscível na injeção de CO_2 (Holm e Josendal, Mungan, 1974, 1981 apud Carcoana, 1992).	39
3.8	Aplicabilidade da injeção miscível de CO_2 em função da profundidade do reservatório (adaptada de Lyons, 2010).	42
3.9	Aplicabilidade da injeção miscível de CO_2 em função da viscosidade do reservatório (adaptada de Lyons, 2010).	43
4.1	Conceito de <i>upscaling</i> (Lake, 2007).	52
4.2	Discretização do reservatório no espaço (Thomas, 1981).	58
4.3	Discretização para o fluxo unidirecional (Aziz, 1994).	59
4.4	<i>Workflow</i> para modelagem de incertezas (adaptado de MacDonald et al., 2009).	66
5.1	Mapa do topo do reservatório contendo a falha (Geel, 2008).	71
5.2	Entradas dos dados de cada um dos pseudocomponentes no <i>PSim</i>	77
5.3	Curva de permeabilidade relativa água/óleo (Mello, 2011).	78
5.4	Curva de permeabilidade relativa gás/óleo (Mello, 2011).	78
6.1	Curva de produção acumulada de óleo para os 9 casos simulados - Parte A.	89
6.2	Curva de produção acumulada de gás para os 9 casos simulados - Parte A.	91
6.3	Curva de produção acumulada de água para os 9 casos simulados - Parte A.	92
6.4	Pressão de fundo no poço produtor P1 - Parte A.	92
6.5	Pressão de fundo no poço injetor I1 - Parte A.	93
6.6	Curvas para o caso base - Parte A.	94
6.7	Curvas para o caso 1 - Parte A.	94
6.8	Curvas para o caso 2 - Parte A.	95
6.9	Curvas para o caso 3 - Parte A.	96
6.10	Curvas para o caso 4 - Parte A.	96
6.11	Curvas para o caso 5 - Parte A.	97
6.12	Curvas para o caso 6 - Parte A.	98

6.13	Curvas para o caso 7 - Parte A.	99
6.14	Curvas para o caso 8 - Parte A.	99
6.15	Curva de produção acumulada de óleo para os 11 casos simulados - Parte B.	100
6.16	Curva de produção acumulada de gás para os 11 casos simulados - Parte B.	103
6.17	Curva de produção acumulada de água para os 11 casos simulados - Parte B.	103
6.18	Pressão de fundo no poço produtor P1 - Parte B.	104
6.19	Pressão de fundo no poço injetor I1 - Parte B.	104
6.20	Curvas para o caso base - Parte B.	105
6.21	Comparação entre as curvas de produção acumulade óleo para os casos base, de injeção de água e de injeção de CO_2 puro.	106
6.22	Curvas para o caso 1 - Parte B.	107
6.23	Curvas para o caso 2 - Parte B.	107
6.24	Curvas para o caso 3 - Parte B.	108
6.25	Curvas para o caso 4 - Parte B.	108
6.26	Curvas para o caso 5 - Parte B.	109
6.27	Curvas para o caso 6 - Parte B.	110
6.28	Curvas para o caso 7 - Parte B.	110
6.29	Curvas para o caso 8 - Parte B.	111
6.30	Curvas de produção acumulada de óleo médias para os 9 casos simu- lados para todas as realizações geológicas - Parte A.	112
6.31	Curvas de produção acumulada de gás médias para os 9 casos simu- lados para todas as realizações geológicas - Parte A.	113
6.32	Curvas de produção acumulada de água médias para os 9 casos simu- lados para todas as realizações geológicas - Parte A.	114
6.33	Curvas para o caso base para as 104 realizações geológicas - Parte A.	115
6.34	Histograma de valores de produção acumulada para o caso base - Parte A.	116
6.35	Curvas para o caso 5 para as 104 realizações geológicas - Parte A. . .	116

6.36	Curvas para o caso 6 para as 104 realizações geológicas - Parte A. . .	117
6.37	Produção acumulada para os casos 5 e 6 em comparação com o caso base - Parte A.	117
6.38	Curvas para o caso 7 para as 104 realizações geológicas - Parte A. . .	119
6.39	Curvas para o caso 8 para as 104 realizações geológicas - Parte A. . .	119
6.40	Produção acumulada para os casos 7 e 8 em comparação com o caso base - Parte A.	120
6.41	Curvas para o caso CO_2 puro para as 104 realizações geológicas - Parte A.	121
6.42	Produção acumulada para o caso CO_2 puro em comparação com o caso base - Parte A.	122
6.43	Curvas de produção acumulada de óleo médias para todas as realiza- ções geológicas - Parte B.	123
6.44	Curvas de produção acumulada de gás médias para todas as realiza- ções geológicas - Parte B.	124
6.45	Curvas de produção acumulada de água médias para todas as reali- zações geológicas - Parte B.	125
6.46	Curvas para o caso de injeção de água pura para todas as realizações - Parte B.	126
6.47	Curvas para o caso base para todas as realizações - Parte B.	126
6.48	Curvas para o caso de injeção de CO_2 puro para todas as realizações - Parte B.	127
6.49	Produção acumulada para os casos base e CO_2 puro em comparação com o caso água pura - Parte B.	127
6.50	Histograma de valores de produção acumulada para o caso base - Parte B.	128
6.51	Curvas para o caso 5 para as 104 realizações geológicas - Parte B. . .	128
6.52	Curvas para o caso 6 para as 104 realizações geológicas - Parte B. . .	129
6.53	Produção acumulada para os casos 5 e 6 em comparação com o caso base - Parte B.	129
6.54	Curvas para o caso 7 para as 104 realizações geológicas - Parte B. . .	130

6.55	Curvas para o caso 8 para as 104 realizações geológicas - Parte B. . .	131
6.56	Produção acumulada para os casos 7 e 8 em comparação com o caso base - Parte B.	131
1	Eficiência de varrido vertical (Rosa et al., 2006)	150
2	Injeção periférica (adaptada de Lake, 2007)	150
3	Esquema de injeção em malhas (modificado de Rosa et al., 2006). . .	152

Lista de Tabelas

4.1	Lista de variáveis dependentes (Peaceman, 1977).	56
5.1	Dados de composição do óleo utilizado na simulação (Mello, 2011). . .	75
5.2	Dados de entrada no simulador para a pseudoização utilizada (dados fornecidos nos arquivos de inicialização do <i>software</i>).	76
5.3	Dados de inicialização.	79
5.4	Cronograma de abertura dos 20 poços produtores do modelo Brugge.	80
5.5	Tabela de <i>WAG</i> para o caso base.	84
5.6	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 1.	84
5.7	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 2.	84
5.8	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 3.	85
5.9	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 4.	85
5.10	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 5.	85
5.11	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 6.	86
5.12	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 7.	86
5.13	Tabela de <i>WAG</i> para o caso 8.	86
6.1	Produção acumulada total para os cenários simulados para a realização <i>P50</i> - Parte A.	90
6.2	small Produção acumulada total para os cenários simulados para a realização <i>P50</i> - Parte B.	101
6.3	Média da produção acumulada total para os cenários simulados - Parte A.	112
6.4	Média da produção acumulada total para os cenários simulados - Parte B.	123

Lista de Símbolos

ϕ	Porosidade
K_x	Permeabilidade na direção x
K_y	Permeabilidade na direção y
K_z	Permeabilidade na direção z
μ	Viscosidade
S_w	Saturação de água
S_o	Saturação de óleo
S_g	Saturação de gás
S_{or}	Saturação de óleo residual
K	Permeabilidade da rocha
K_w	Permeabilidade efetiva a água
K_o	Permeabilidade efetiva ao óleo
K_g	Permeabilidade efetiva ao gás
K_{rw}	Permeabilidade relativa a água
K_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo
K_{rg}	Permeabilidade relativa ao gás
g	Aceleração da gravidade

P_e	Pressão estática do reservatório
P_{wf}	Pressão de fluxo no poço

Capítulo 1

Introdução

Com a crescente demanda de energia, o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis de óleo torna-se fundamental. Técnicas de recuperação avançada de óleo (*EOR*), como a injeção de CO_2 , visam aumentar a quantidade de óleo recuperada de um reservatório. Em geral, apenas uma pequena porcentagem do volume de óleo originalmente contido no reservatório (*OOIP*), em torno de 20 – 40%, é explorado através de técnicas convencionais de recuperação (Amarnath, 1999).

As últimas décadas vem também sendo marcadas pelos incentivos ao uso de energia mais limpa e ao sequestro de carbono, devido ao possível efeito da emissão de CO_2 pela queima de combustíveis fósseis na intensificação do efeito estufa. Nesse contexto, a injeção de CO_2 em poços de petróleo, seja como método de *EOR* ou de armazenamento após a depleção do campo, pode ser uma aliada no processo de sequestro de carbono.

Uma oportunidade para a CO_2 *EOR* surge no Brasil, em razão das recentes descobertas de grandes reservas de óleo na camada do Pré-Sal. Segundo Beltrao et al. (2009), o óleo contido nos reservatórios carbonáticos de Tupi é um óleo leve (28 – 30° *API*), com uma alta quantidade de gases (*GOR* de mais de 200 m^3/m^3) e contendo entre 8 e 12% de CO_2 . Dada a decisão da *PETROBRAS* de não se ventilar para a atmosfera o CO_2 produzido, o uso do gás para a recuperação avançada de óleo torna-se uma possibilidade.

A simulação numérica de reservatórios é um método largamente utilizado na indústria do petróleo para o estudo e previsão do comportamento de reservató-

rios, permitindo que se teste a eficiência de diferentes números e arranjos de poços, métodos de recuperação secundária e avançada, entre várias possibilidades de desenvolvimento do campo. Sendo, assim, uma excelente ferramenta para o estudo de técnicas de *EOR*, como a injeção de CO_2 .

A qualidade dos resultados de simulação, no entanto, depende da capacidade do modelo de reproduzir fielmente as características e condições do reservatório em estudo. Isso torna a modelagem do reservatório uma etapa crucial, que, no entanto, tem incerteza associadas à interpretação das propriedades geológicas do reservatório. Uma das alternativas para lidar com essa dificuldade de modelagem do reservatório é a construção de diferentes modelos do reservatório e o tratamento dos resultados de forma probabilística e não determinística.

1.1 Motivação

Em razão da possibilidade do seu uso para a recuperação de óleos do pré-sal brasileiro e da importância que essas novas reservas tem para o país, a técnica de recuperação avançada por meio de injeção de CO_2 deve ser estudada, especialmente devido à grande concentração de CO_2 no óleo contido nesses reservatórios e a necessidade de seu sequestro.

1.2 Objetivo

O presente trabalho se propõe ao estudo das técnicas de recuperação avançada de óleo por injeção alternada de CO_2 e água através do uso de simulação de reservatórios. Para tal, utiliza-se um modelo sintético que incorpora incertezas geológicas e faz-se uma análise de sensibilidade de diferentes parâmetros da injeção alternada de CO_2 e água na recuperação de óleo.

Capítulo 2

Escoamento em meios porosos

2.1 Equações fundamentais

2.1.1 Lei da conservação da massa

Também chamada de equação da continuidade, esta é a lei que garante que, para um dado sistema, a quantidade de massa nele armazenada é igual a diferença entre a quantidade de massa que entra no sistema e a quantidade de massa que sai do sistema. Dessa forma, em meios porosos, a equação da continuidade descreve a variação de massa de um fluido no meio poroso devido ao seu escoamento (Rosa et al., 2006).

A equação da continuidade será descrita detalhadamente para o caso tridimensional, multifásico e multicomponente na Seção 4.3.1. Aqui, basta-nos uma forma simplificada. A equação 2.1 representa a equação do balanço de massa para uma única dimensão e uma única fase.

$$-\frac{\partial}{\partial x}(v_x \rho) \pm q = \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) \quad (2.1)$$

onde:

- v_x é a velocidade superficial do fluido;
- ρ é a massa específica do fluido;
- ϕ é a porosidade da rocha;

- q representa um termo fonte ou sumidouro.

2.1.2 Lei de Darcy

A lei de Darcy relaciona a velocidade do fluido com o gradiente de pressão no meio poroso. Essa equação funciona bem para vários materiais, incluindo rochas. Observa-se, no entanto, que, para altos números de Reynolds, a relação não se aplica. Isso se deve à turbulência e a efeitos de inércia que ocorre a altas velocidades (Carlson, 2006).

Essa lei diz que a velocidade do fluido em um meio poroso é função linear do gradiente de pressão e depende de características do fluido, como sua viscosidade μ , e do meio pelo qual esse fluido escoar, como a permeabilidade na(s) direção(ões) do escoamento, k_x . A equação de Darcy também será definida mais detalhadamente na Seção 4.3.1, mas apresentá-la aqui é importante para que se entenda alguns conceitos neste e no próximo capítulos. A equação 2.2 representa a lei de Darcy para um escoamento unidirecional e sem diferença de cotas (escoamento horizontal).

$$v_x = -\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2.2)$$

2.1.3 Equação de estado

Descreve a variação da massa específica da fase com a pressão (Thomas, 1981). A equação diferencial resultante da substituição da equação de Darcy na equação da continuidade necessita de equações que representem a compressibilidade dos fluidos e das rochas para gerar a equação da difusividade hidráulica. A equação será diferente quando escrita para líquidos ou para gases (Rosa et al., 2006). Para gases, em geral, se utiliza a equação de estado do gás real (Carlson, 2006). Já para líquidos, caso que será descrito nesta seção, utiliza-se a equação geral da compressibilidade, dada a seguir, onde c é a compressibilidade do fluido e ρ sua massa específica.

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (2.3)$$

2.1.4 Equação da difusividade hidráulica

A equação anterior, que representa a compressibilidade do líquido, pode ser desdobrada em função de x para substituir $\frac{\partial p}{\partial x}$ na equação de Darcy (equação 2.2), de acordo com a equação 2.4 e o termo $\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho)$ pode também ser escrito em função da derivada da massa específica, como mostrado na equação 2.5.

$$\rho \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{1}{c} \frac{\partial \rho}{\partial x} \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) = \phi \frac{c_t}{c} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.5)$$

onde:

- c é a compressibilidade do fluido;
- c_t é a compressibilidade total, dada por $c + c_f$, sendo c_f a compressibilidade da formação, dada por $c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}$.

Substituindo as equações 2.4 e 2.5 na equação diferencial resultante da substituição da equação de Darcy (equação 2.2) na equação 2.1, temos a equação da difusividade hidráulica em função da massa específica do fluido.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k_x \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) = \phi \mu c_t \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.6)$$

É usual, no entanto, se escrever a equação da difusividade hidráulica em função da pressão e não da massa específica do fluido. Dessa forma, a equação 2.7, apresenta essa equação reescrita em função da pressão. Para tal, foram feitas algumas simplificações: assumiu-se que a permeabilidade na direção x e foram desprezados os termos de que apresentam os gradientes de pressão e as compressibilidades, do fluido e da formação, elevadas ao quadrado, por serem de pequeno valor (Rosa et al., 2006).

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k_x} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.7)$$

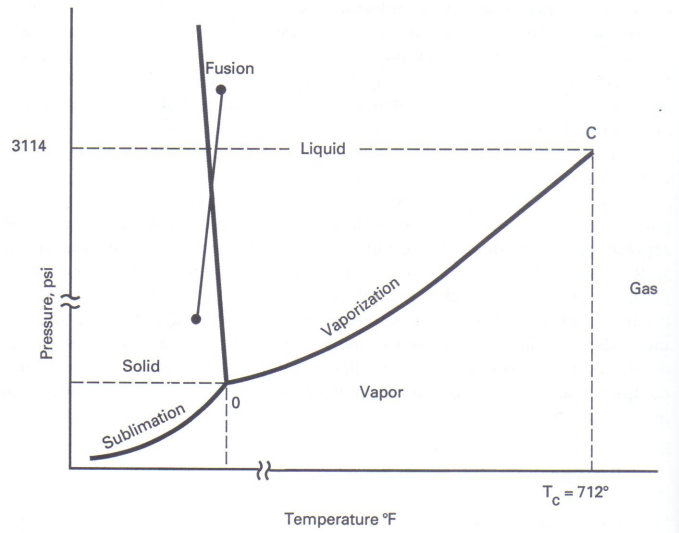


Figura 2.1: Diagrama de fases da água (Carcoana, 1992).

2.2 Caracterização de fluidos

2.2.1 Equilíbrio de fases

Os fluidos podem ser substâncias puras, no caso de serem formados por moléculas idênticas, ou misturas, no caso de serem compostos por diferentes moléculas. O comportamento de fases de substâncias puras e misturas é diferente, pois as interações moleculares são diferentes (Cossé, 1993).

Para substâncias puras, na região de uma só fase, o seu comportamento depende somente de dois parâmetros: o volume ocupado por uma dada massa depende apenas da temperatura e da pressão. Na região de duas fases, apenas um parâmetro é capaz de descrever o comportamento, uma vez que, a pressão é função somente da temperatura. Para esse tipo de substâncias, as três fases só coexistem a um determinado valor do par pressão e temperatura (Cossé, 1993).

A Figura 2.1 mostra o diagrama de fases de pressão em função da temperatura para uma substância simples, no caso, a água. É possível observar que as curvas de ponto de bolha e de ponto de orvalho coincidem, uma vez que as pressões são as mesmas.

No caso de misturas, o comportamento de fases é bem mais complexo, tão complexo quanto maior o número de componentes. Existem $N - 1$ graus de liberdade

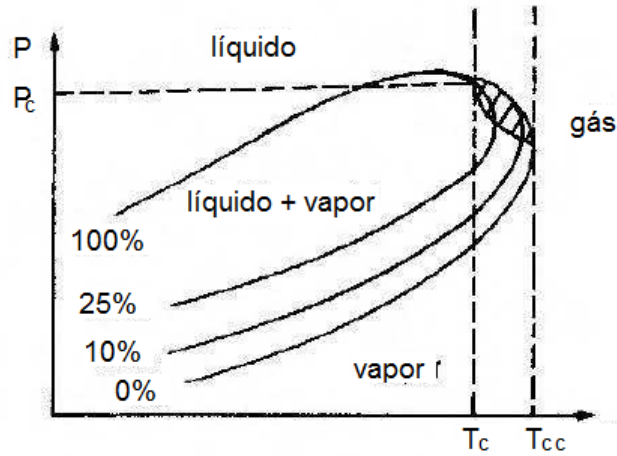


Figura 2.2: Diagrama de fases de uma mistura (Cossé, 1993).

a mais que no caso anterior, sendo N o número de componentes que compõem a mistura (Cossé, 1993). Cada componente pode existir em diferentes fases e a composição das fases também precisa ser determinada. A Figura 2.2 representa o diagrama de fases P e T para uma mistura. É possível observar que, agora, as curvas de ponto de bolha e de ponto de orvalho não coincidem e que há uma região em que as duas fases, líquido e vapor, encontram-se em equilíbrio. Nas curvas, as diferentes porcentagens representam a quantidade de fase líquida. O ponto com pressão P_c e temperatura T_c é o ponto crítico, a partir do qual, para pressões e temperaturas maiores que estas, a mistura encontra-se somente na fase gasosa. A temperatura T_{cc} é a temperatura crítica de condensação, acima da qual, para qualquer pressão, a mistura se encontra na fase vapor. A região hachurada mostra a área em que pode ocorrer condensação retrógrada, ou seja, a diminuição da pressão pode fazer com que a quantidade de fase líquida aumente.

Segundo Lake (2007), os fluidos contidos nos reservatórios de petróleo, são, em geral, misturas complexas, compostas por hidrocarbonetos que vão desde moléculas pequenas como metano e etano, até moléculas com mais de 40 átomos de carbono. Além disso, também podem estar presentes outros componentes além de hidrocarbonetos, como CO_2 , H_2S e N_2 . Água também está presente em essencialmente todos os reservatórios. Dessa forma, o comportamento de fases do sistema é bem complexo, podendo coexistir no sistema as três fases: líquido, sólido e vapor.

2.3 Princípios fundamentais que governam a interação rocha/fluido

A produção de fluidos de um reservatório de óleo está normalmente associada a um escoamento multifásico. Isso porque, em geral, o reservatório de óleo possui uma certa saturação de água em virtude do próprio mecanismo de formação de rochas sedimentares e de gás, que existe se a pressão do reservatório se encontrar abaixo da pressão do ponto de bolha da mistura.

É aceito que as rochas sedimentares tem seus poros inicialmente saturados com água (Rosa et al., 2006). Quando ocorre migração de óleo ou gás para uma rocha-reservatório, parte da água é deslocada pelos fluidos que estão entrando, mas parte dela não consegue ser deslocada e fica na rocha como uma saturação de água conata.

Segundo Green e Willhite (1998), água coexiste com óleo no reservatório mesmo quando o mesmo ainda não foi submetido à injeção de água e quando ele não está associado a aquíferos. Mesmo que a água seja imóvel nesse caso, as forças interfaciais ainda podem influenciar a performance de processos de escoamento subsequentes. No caso de reservatórios que passaram por injeção de água ou que produzem por mecanismo de influxo de água, a saturação de água será alta e a fase água será móvel. Além disso, a maioria dos processos de EOR usam fluidos que não são completamente miscíveis com a fase óleo ou com a fase água presentes no reservatório.

Portanto, a presença de fluidos imiscíveis nos reservatórios de óleo torna necessário o entendimento de algumas propriedades que governam essas interações entre a rocha sedimentar e os fluidos imiscíveis que a saturam, principalmente, quando se considera o uso de métodos de recuperação secundária ou especial de óleo.

2.3.1 Tensão interfacial

A interface entre duas fases é uma região de limitada solubilidade que tem, no máximo, algumas moléculas de espessura, e pode ser visualizada como uma fronteira entre os dois fluidos imiscíveis (Willhite, 1986).

A tensão interfacial é uma propriedade termodinâmica da interface e é definida como a energia necessária para se aumentar a área da interface em uma unidade (Willhite, 1986). A tensão interfacial é também uma medida de miscibilidade: quanto menor a tensão interfacial, mais as duas fases estão próximas da miscibilidade.

O que ocorre é que as partículas da interface possuem maior energia, pelo fato de não estarem equilibradas por moléculas da mesma fase. Dessa forma, a tensão interfacial é, na prática, a força resultante que tende a puxar as moléculas da interface de volta para o seio das fases. Green e Willhite (1998) explicam que, moléculas mais abaixo da interface são, em média, atraídas igualmente em todas as direções por forças coesivas, e, dessa forma, seu movimento tende a não ser afetado por esse tipo de forças (resultante dessas forças é nula). Já as moléculas mais próximas à interface sofrem essas forças de maneira desequilibrada e, portanto, sofrem a ação de uma força resultante que tende a puxá-las para o seio da face.

Segundo Lake (2007), a tensão interfacial entre água e óleo depende da composição das fases, mas, geralmente, é relativamente alta, variando entre 10 e 30 dina/cm.

2.3.2 Molhabilidade

Molhabilidade pode ser definida, no contexto da engenharia de petróleo, como “a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico” (Agbalaka, 2008). Green e Willhite (1998) definem molhabilidade com a “tendência de um fluido se espalhar sobre superfície sólida, ou aderir a ela, na presença de um segundo fluido”. Segundo Abdallah et al. (2007), a molhabilidade é a “preferência de um sólido em estar em contato com um fluido em detrimento de outro”.

Em geral, quando dois fluidos imiscíveis estão em contato com uma superfície sólida, um deles tende a ser mais atraído para a superfície sólida que o outro. O fluido que é atraído preferencialmente para o sólido é chamado de fluido molhante (Green e Willhite, 1998).

Um exemplo dessa “preferência” da rocha por um dos fluidos é mostrado na Figura 2.3. Como se pode observar, quando uma gota de óleo imersa em água está

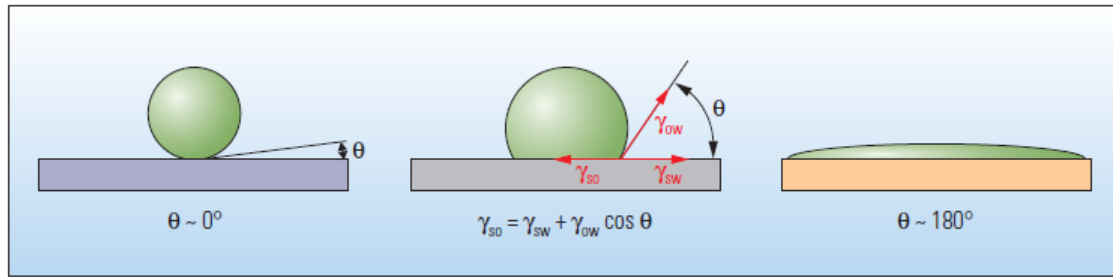


Figura 2.3: Ângulo de contato de uma gota de óleo (verde) numa superfície fortemente molhável à água (esquerda), numa superfície de molhabilidade intermediária (centro) e numa superfície fortemente molhável a óleo (direita) (Abdallah et al., 2007)

em contato com uma rocha, ele se adere mais ou menos a essa rocha de acordo com a propriedade de molhabilidade da mesma, e essa aderência é evidenciada através do ângulo de contato da gota de óleo com a superfície da rocha. No caso da rocha ser molhável à água, o ângulo de contato da gota de óleo com a superfície da rocha é aproximadamente zero, pois a rocha tende a minimizar a superfície de contato com a fase óleo. Se a rocha for molhável a óleo, observa-se o contrário: o ângulo de contato da gota de óleo com a superfície da rocha é próximo de 180 graus, ou seja, o óleo tende a se espalhar sobre a superfície, cobrindo-a ao máximo e, assim, afastando a água do contato direto com a rocha. Numa rocha que possui molhabilidade intermediária, não há uma preferência forte por um dos fluidos e o ângulo de contato θ é definido em função das tensões interfaciais óleo/água (γ_{ow}), sólido/óleo (γ_{so}) e sólido/água (γ_{sw}).

Abdallah et al. (2007) chamam a atenção para o fato de que, na prática, as rochas-reservatório são estruturas complexas e que elas, muitas vezes, não se comportam como totalmente molháveis à água ou totalmente molháveis ao óleo. Segundo os autores, tipicamente, os minerais constituintes de rochas-reservatório como quartzo, carbonato e dolomita são molháveis a água antes da migração de óleo, mas essa molhabilidade da superfície pode se alterar em virtude da história de saturação do material. Dessa forma, uma rocha inicialmente saturada com água e que é preferencialmente molhável à água, ao sofrer aumento de sua saturação de óleo através da migração, pode ter sua molhabilidade alterada, e se tornar preferencialmente

molhável ao óleo. Então, as superfícies dos poros que já foram contatadas por óleo, podem ter se tornado molháveis a óleo, e as superfícies dos poros que ainda não foram contatos pelo óleo, permanecem molháveis a água. A nomenclatura que os autores usam para rochas que apresentam uma molhabilidade não homogênea, ou seja, que tem partes molháveis à água e partes molháveis ao óleo, é molhabilidade mista. As rochas que não tem molhabilidade fortemente preferencial a nenhum dos fluidos são ditas de molhabilidade intermediária.

O processo de aumento de saturação de um fluido no meio poroso pode ser chamado de drenagem ou embebição dependendo da molhabilidade da rocha a esse fluido. Segundo Rosa et al. (2006), o processo de embebição se refere ao aumento da saturação do fluido molhante e o processo de drenagem ocorre quando há um aumento de saturação do fluido não-molhante. Por exemplo, uma rocha-reservatório cuja superfície dos poros é preferencialmente molhável à água que sofre injeção de água, passa por um processo de embebição, pois a saturação do fluido molhante aumenta. De modo contrário, se a injeção de água for feita numa rocha-reservatório molhável ao óleo, a rocha passa por um processo de drenagem. Faerstein (2010) afirma que, na prática, se utiliza o termo embebição para designar o aumento da saturação de água e drenagem para designar o aumento da saturação de óleo. Neste texto, utiliza-se essa última definição dos termos.

Embora inicialmente se pensasse que a maioria das rochas-reservatório fossem molháveis à água, um trabalho de Treiber et al. (1972), feito com o estudo de molhabilidade de 55 reservatórios de óleo mostrou que dois terços dos reservatórios de óleo são molháveis a óleo. Em se tratando de reservatórios carbonáticos, o estudo mostrou que 84% desses reservatórios são molháveis a óleo (Treiber et al., 1972 apud Lake, 2007).

A molhabilidade de uma rocha afeta a natureza das saturações de fluidos e as características gerais de permeabilidade relativa de um sistema rocha/fluido (Green e Willhite, 1998).

2.3.3 Geometria dos poros

Segundo Lake (2007), a geometria dos poros de qualquer rocha reservatório é resultado de sua história deposicional e diagenética. No caso, o tamanho dos grãos e o seu grau de seleção são determinados pelo ambiente deposicional e as alterações diagenéticas pós-deposicionais, causadas por vários tipos de cimentação, lixiviação e alterações nas argilas impactam as características dos poros das rochas independente do fato da rocha ser principalmente composta por sílica ou carbonato.

A geometria dos poros e a forma como eles estão conectados impacta na permeabilidade da rocha. Rochas carbonáticas possuem, em geral, distribuição de poros mais complicadas em função da presença de redes de vórgulas e fraturas, além da existência de várias escalas de heterogeneidade na geometria de poros (Lake, 2007).

2.3.4 Pressão capilar

A pressão capilar está relacionada com os fenômenos que ocorrem em tubos capilares. Quando se tem uma interface óleo/água ou ar/água em tubos de grande diâmetro, a interface entre os fluidos é plana porque as forças atuantes nas paredes relacionadas ao fenômeno da molhabilidade estão distribuídas num perímetro grande e não podem penetrar no interior. Por isso, a pressão dos fluidos na interface é igual. No caso de tubos capilares, ou seja, quando o diâmetro é pequeno, forças de superfície induzidas por molhabilidade preferencial ao sólido por um dos fluidos se estendem por toda a interface, causando diferenças de pressão mensuráveis entre as duas fases através da interface (Willhite, 1986).

A pressão capilar em um tubo capilar de raio r é calculada por:

$$P_{cow} = p_o - p_w = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \quad (2.8)$$

onde:

- P_{cow} é a pressão capilar óleo/água;
- p_o é a pressão da fase óleo;
- p_w é a pressão da fase água;

- σ_{ow} é a tensão interfacial entre óleo e água;
- θ é o ângulo de contato da água com o sólido;
- r é o raio do capilar.

A pressão capilar pode ser positiva ou negativa e o sinal só determina qual das fases tem menor pressão, ou seja, a fase molhante. Em geral, considera-se que a pressão capilar, P_c é função da saturação de fluidos no meio poros (Lake, 2007).

Os poros numa rocha reservatório são análogos a tubos capilares, pois tem pequenos diâmetros. No entanto, em função da complicada geometria de poros, é difícil calcular analiticamente a pressão capilar nesses sistemas. Em geral, a determinação da pressão capilar para esses sistemas é feita em laboratório.

2.3.5 Distribuição das saturações iniciais de água e óleo

A saturação de um fluido no meio poroso representa a fração do espaço poroso que está ocupada por aquele fluido. Dessa forma, a soma das saturações de todos os fluidos que preenchem o espaço poroso deve ser sempre igual a 1. Se uma rocha está preenchida somente com água, sua saturação de água, S_w , é igual a 1. No caso de uma rocha saturada com água, gás e óleo, independe do volume que cada uma dessas fases ocupam, deve, portanto, seguir a equação 2.9.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (2.9)$$

Segundo Lake (2007), a distribuição inicial das saturações de água e óleo controla a eficiência da recuperação de óleo por injeção de água em porções do reservatório e, além disso, está diretamente relacionada com a saturação de óleo residual deixada após a injeção da água.

Lake (2007) também explica como se dá essa distribuição das saturações iniciais, que depende fortemente da história de migração dos hidrocarbonetos para a rocha reservatório. Considerando que as rochas-reservatório são inicialmente molháveis à água, em função da natureza dos principais minerais que a constituem, as mesmas sofrem um processo de drenagem durante a migração de óleo. Durante esse processo, o óleo invade, primeiro, os maiores poros da rocha e os poros menores

continuam completamente saturados com água conata. Conforme mais óleo vai migrando para o reservatório, a coluna de óleo vai ficando mais espessa. Em função da diferença de pressão capilar em diferentes alturas da coluna de óleo, a saturação de óleo varia ao longo da mesma: logo acima do contato óleo/água somente os poros maiores estão preenchidos com alguma quantidade de óleo; já no topo da coluna de óleo, onde a pressão capilar é máxima, os poros menores também se tornam acessíveis ao óleo. Os poros muito pequenos, por sua vez, continuam completamente saturados com água conata.

Como a rocha é molhável à água, os poros preenchidos com óleo apresentam-se envoltos por um filme de água que cobre a sua superfície. No entanto, componentes surfactantes do óleo (componentes polares como resinas e asfaltenos) podem ser adsorvidos na superfície de alguns poros tornando-as molháveis ao óleo. Nesse caso, a rocha-reservatório como um todo ficaria com uma característica de molhabilidade mista (Lake, 2007). Segundo Al-Maamari e Buckley (2003) a composição do óleo é a chave para a obtenção de uma rocha molhável ao óleo, pois a composição do óleo determina a maior ou menor solubilidade dos componentes polares. Quanto menos solúveis esses componentes forem no óleo, maior será a tendência dos mesmos adsorverem na superfície da rocha e alterarem sua molhabilidade.

2.3.6 Permeabilidade Relativa

A permeabilidade da rocha, k , representa a capacidade da mesma para o escoamento de fluidos. Ela é definida pela lei de Darcy (equação 2.2) e representa uma propriedade da rocha quando saturada por um único fluido submetida a um escoamento monofásico.

Quando dois ou mais fluidos saturam a rocha, utiliza-se o conceito de permeabilidade relativa para se referir à facilidade com que cada fluido escoar na rocha em relação à permeabilidade k da rocha. Para tal, reescreve-se a equação 2.2 para o escoamento multifásico. As equações 2.10 e 2.11, abaixo, definem as permeabilidades relativas do óleo, k_{ro} , e da água, k_{rw} , através da equação de Darcy para o

escoamento unidirecional e escrita para o escoamento bifásico óleo-água:

$$q_o = -\frac{kk_{ro}A}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \quad (2.10)$$

onde:

- q_o representa a vazão de óleo;
- k é a permeabilidade da rocha;
- k_{ro} é a permeabilidade relativa ao óleo;
- A representa a área normal ao escoamento;
- μ_o é a viscosidade do óleo;
- p_o é a pressão da fase óleo;
- $\frac{\partial p_o}{\partial x}$ é a componente do gradiente de pressão na direção do escoamento.

$$q_w = -\frac{kk_{rw}A}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (2.11)$$

onde:

- q_w representa a vazão de água;
- k é a permeabilidade da rocha;
- k_{rw} é a permeabilidade relativa à água;
- A representa a área normal ao escoamento;
- μ_w é a viscosidade do água;
- p_w é a pressão da fase água;
- $\frac{\partial p_w}{\partial x}$ é a componente do gradiente de pressão na direção do escoamento.

Pelas equações 2.10 e 2.11, pode-se observar que são admissíveis pressões diferentes para as fases óleo e água. A diferença entre essas pressões, é a pressão capilar entre essas fases, mostrada na equação 2.8.

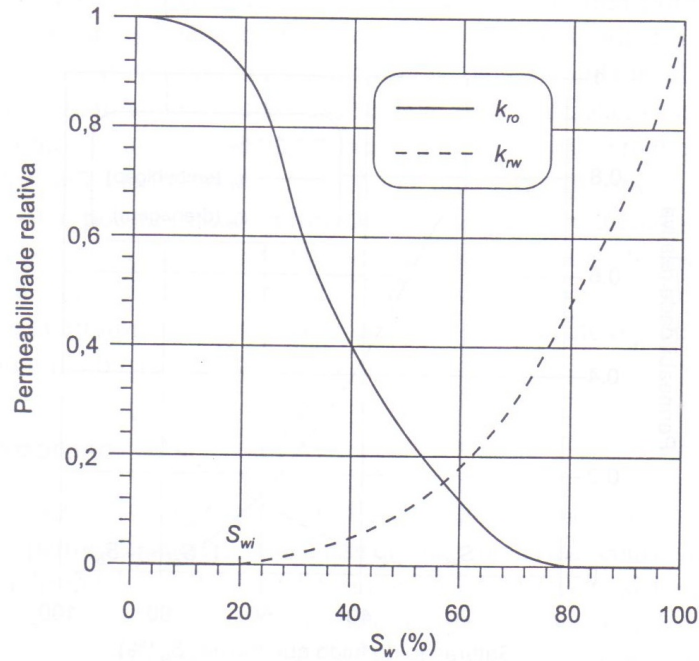


Figura 2.4: Exemplo de curva de permeabilidade relativa (Rosa et al., 2006).

A permeabilidade relativa a um fluido é um valor adimensional que, usualmente, varia entre 0 e 1 e, em geral, é função da saturação de fluidos no meio poroso (Lake, 2007). A Figura 2.4 mostra um exemplo de curva de permeabilidade relativa como função da saturação, para uma rocha saturada com óleo e água e molhável preferencialmente por água.

Na figura, S_{wi} representa a saturação de água irreduzível, que está relacionada à água que satura poros não conectados, ou seja, a água que não é capaz de ocupar os canais de escoamento. A S_{or} representa a saturação de óleo residual, que é a saturação de óleo abaixo da qual a permeabilidade relativa do óleo é nula num processo de embebição em que o óleo é o fluido não-molhante. Entre os fatores que podem afetar as curvas de permeabilidade relativa estão:

- **O processo de saturação: embebição ou drenagem** O efeito do processo de saturação causa histerese nas curvas de permeabilidades relativas, principalmente, na curva de permeabilidade relativa do fluido não-molhante (Lake, 2007). A Figura 2.5 ilustra a histerese da curva de permeabilidade relativa ao óleo quando a água é o fluido que molha preferencialmente a rocha. É possível observar que, a permeabilidade relativa ao óleo num processo de embebição

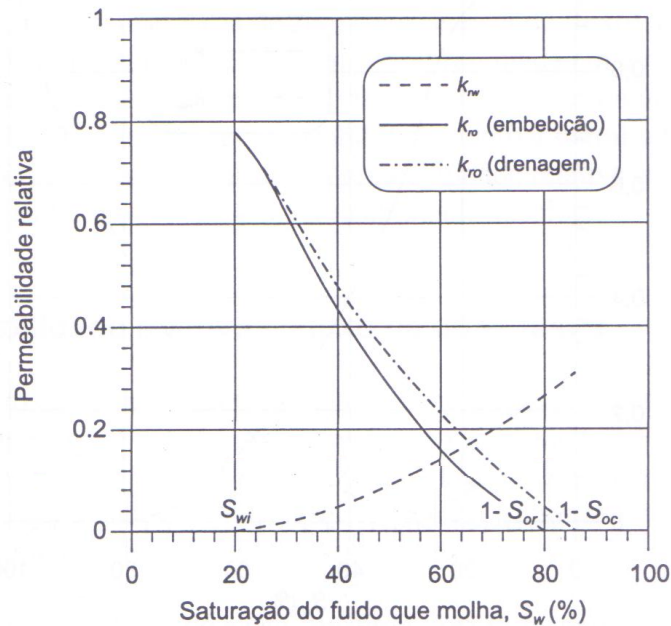


Figura 2.5: Influência do processo de saturação nas curvas de permeabilidade relativa (Rosa et al., 2006).

(quando a saturação de água aumenta) é menor que a permeabilidade relativa a esse fluido quando o processo é de drenagem. Em geral, ao longo da vida de um reservatório de petróleo, ocorre o processo de embebição, por exemplo, quando o reservatório é submetido à injeção de água.

Segundo Rosa et al. (2006), o processo de saturação afeta, principalmente, o valor da saturação mínima do fluido não molhante. No processo de embebição, o fluido molhante vai aumentando de saturação e deslocando o fluido não-molhante, primeiramente dos poros menores em direção aos poros de maior diâmetro. Assim, a permeabilidade relativa do fluido não molhante vai diminuindo até que sua saturação é reduzida à saturação residual (no caso em que o fluido não molhante é o óleo, saturação de óleo residual, S_{or}), saturação a partir da qual o fluido não consegue formar uma fase contínua e fluir. No processo de drenagem, a saturação mínima para que o fluido não molhante possa formar uma fase contínua e fluir, chamada de saturação crítica (S_{oc} , no caso do óleo), é, em geral, menor que a saturação residual (Rosa et al., 2006).

- **molhabilidade** Observa-se que quando o fluido é molhante, sua permeabili-

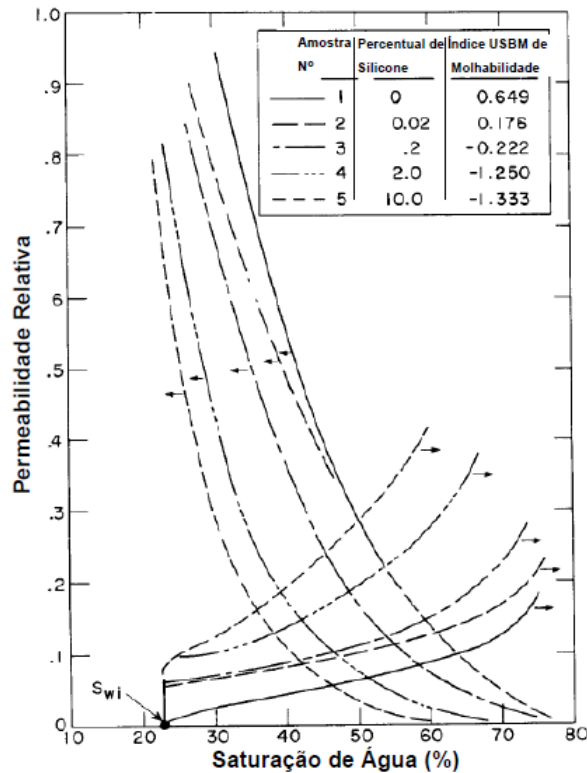


Figura 2.6: Influência da molhabilidade nas curvas de permeabilidade relativa. Quanto maior o valor do índice *USBM*, mais molhável à água é a rocha, quanto mais negativo, mais molhável ao óleo (Donaldson e Thomas, 1971 apud Faerstein, 2010).

Permeabilidade relativa tende a ser menor, para o mesmo valor de sua saturação no meio poroso, que quando o fluido é não-molhante (Figura 2.6). Ou seja, quando a rocha é molhável por água, o óleo tem mais facilidade de fluir, para qualquer valor específico de sua saturação, do que se a rocha for molhada por ele (Rosa et al., 2006).

- consolidação do meio poroso** Segundo Rosa et al. (2006), há verificações experimentais de que a permeabilidade relativa da fase molhante diminui à medida que o meio poroso se consolida e o contrário ocorre com a permeabilidade da fase não-molhante.

Os produtos $k k_{ro}$ e $k k_{rw}$ são, geralmente, representados pelos símbolos, k_o e k_w , que são chamados de permeabilidades efetivas do óleo e da água, respectivamente.

2.3.7 Saturação de óleo residual

Segundo Lake (2007), os números mais importantes para a injeção de água são os valores de saturação de água conata, S_{wc} , e saturação de óleo residual com injeção de água, S_{orw} . O primeiro mostra a quantidade de óleo que inicialmente havia no reservatório antes do início da produção e a segunda, que é tirada das curvas de permeabilidade relativa do óleo para o processo de embebição, mostra quanto de óleo vai permanecer no reservatório após a aplicação desse método de recuperação secundária.

Esses valores se relacionam com a eficiência de varrido da injeção de água, E_d , segundo a equação 2.12.

$$E_d = 1 - \frac{S_{orw}}{S_{oi}} \quad (2.12)$$

onde:

- E_d é a eficiência de varrido;
- S_{orw} é a saturação de óleo residual com injeção de água;
- S_{oi} é a saturação de óleo inicial no reservatório, que é obtida através de S_{wc} .

2.3.8 Razão de mobilidade

A mobilidade de uma fase é definida pela razão entre a permeabilidade efetiva da fase e sua viscosidade (equação 2.13).

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (2.13)$$

onde:

- λ_f é a mobilidade da fase f ;
- k_{rf} é a permeabilidade efetiva da fase f ;
- μ_f é a viscosidade da fase f ;
- o subscrito f pode designar qualquer uma das fases presentes ou injetadas no reservatório: água, óleo ou gás.

Segundo Lake (2007), a mobilidade representa a facilidade que um fluido tem de fluir numa determinada rocha-reservatório a uma dada saturação desse fluido (já que a permeabilidade relativa é função da saturação).

A razão de mobilidade, M , é a razão de mobilidade entre o fluido deslocante, ou seja, o fluido que é injetado no reservatório, e o fluido deslocado, o óleo.

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_o} = \frac{k_d \mu_o}{k_o \mu_d} \quad (2.14)$$

onde:

- M é a taxa de mobilidade;
- λ_d é a mobilidade do fluido deslocante, que no propósito deste trabalho pode ser água ou CO_2 .
- λ_o é a mobilidade do óleo, que é o fluido deslocado;
- k_{rd} é a permeabilidade efetiva ao fluido deslocante;
- k_{ro} é a permeabilidade efetiva ao óleo;
- μ_o é a viscosidade do óleo;
- μ_d é a viscosidade da fase deslocante.

As razões de mobilidade podem ser maiores ou menores que 1. Em geral, considera-se razões de mobilidade maiores que 1 desfavoráveis, pois o fluido deslocante tem maior mobilidade que o deslocado e tende a “ultrapassar” o fluido deslocado durante o escoamento e ser produzido antes do que se espera (*early breakthrough*). Em contrapartida, uma razão de mobilidade menor que 1 é favorável e desejável, uma vez que o fluido deslocado, ou seja, o óleo, tende a se mover mais rápido em direção aos poços produtores que o fluido deslocante.

Capítulo 3

Recuperação avançada de óleo com injeção de CO_2

Segundo Green e Willhite (1998), a recuperação avançada de óleo é feita a através de injeção, no reservatório, de fluidos que, além de suplementarem a energia natural do reservatório, interagem com o sistema rocha/óleo do reservatório para criar condições favoráveis para a recuperação. No entanto, para tal entendimento, é necessário conhecimento prévio sobre as fontes de energia naturais do reservatório e sobre o que é e como se dá a recuperação de óleo.

O termo recuperação de óleo se refere à retirada de fluidos do reservatório e é classificada sob três diferentes formas:

- Recuperação Primária
- Recuperação Secundária
- Recuperação Avançada

A recuperação primária se dá através da utilização da energia natural do reservatório e a recuperação secundária se processa através da injeção de fluidos imiscíveis ao óleo no reservatório com o objetivo de se manter a pressão no reservatório e deslocar o óleo em direção aos produtores. Esses fluidos podem ser gás ou água.

A recuperação primária de óleo e a recuperação secundária são descritas nos apêndices A e B, respectivamente.

A recuperação avançada de óleo se dá através da injeção de fluidos no reservatório com os seguintes objetivos:

- repressurizar o reservatório;
- deslocar o óleo através do reservatório;
- alterar propriedades dos fluidos do reservatório;
- alterar interações rocha/fluido.

Inicialmente chamada de recuperação terciária de óleo, o uso de métodos especiais de recuperação visa aumentar o fator de recuperação de óleo, ou seja, recuperar uma maior fração do *OOIP*¹ em relação àquela que seria recuperada somente através de métodos de recuperação primária e secundária. Hoje em dia, o termo “recuperação terciária de óleo” caiu em desuso, pois ele dá a entender que esses diferentes métodos de recuperação devem ser aplicados aos reservatório de óleo em ordem cronológica (Green e Willhite, 1998). Segundo Green e Willhite (1998), essa referência do nome da técnica à ordem cronológica não é correta, pois nem todos os campos são desenvolvidos de forma que a recuperação “terciária” venha depois da secundária e primária. Por exemplo, campos de óleos muito pesados, em que a recuperação primária é muito pequena e a injeção de água não é efetiva, um método térmico de recuperação terciária seria o primeiro e, possivelmente, o único método de recuperação de óleo do reservatório.

A Figura 3.1 mostra os principais métodos especiais de recuperação de óleo encontrados na literatura.

Os métodos térmicos visam o aumento do fator de recuperação através da redução da viscosidade do óleo do reservatório, tornando-o mais fluido. Na injeção de vapor e de água quente, o calor necessário para auxiliar na recuperação de óleo é fornecido em forma de calor latente e calor sensível. Na combustão *in situ*, ar é injetado no reservatório para alimentar a queima de parte do próprio óleo do reservatório para o seu aquecimento. Esses métodos são empregados em campos com

¹ *Original Oil in Place* - é o volume de óleo originalmente contido no reservatório, estimado através de estudos durante o período de exploração.

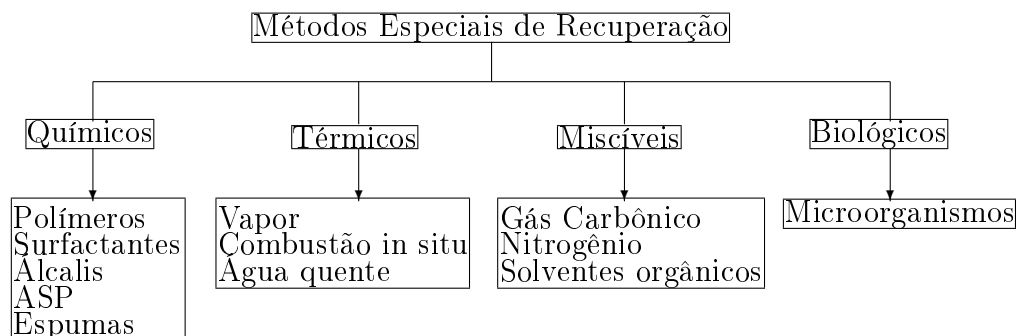


Figura 3.1: Métodos especiais de recuperação de óleo.

óleos muito viscosos, com grau API baixo e, além disso, são utilizados principalmente em campos *onshore*, em virtude das perdas de calor.

Entre os métodos químicos, encontra-se o uso de polímeros, que auxiliam na viscosificação da água injetada, aumentando a eficiência de varrido. Os surfactantes promovem uma diminuição da saturação residual de óleo pois atuam na interface água/óleo, reduzindo a tensão interfacial e minimizando a intensidade dos efeitos capilares que aprisionam o óleo no reservatório. Além disso, os surfactantes, por serem anfífilos, podem facilitar a recuperação de óleo através da alteração da mobilidade da rocha-reservatório. Os álcalis são substâncias alcalinas que, injetadas no reservatório, reagem com substâncias presentes no óleo, formando surfactantes *in situ*, tendo, assim, um efeito similar na recuperação de óleo. ASP é um método especial de recuperação que combina o uso de álcalis, surfactantes e polímeros. Por fim, as espumas atuam principalmente na melhora da eficiência de varrido, tanto por viscosificação da água de injeção como pelo bloqueio físico de canais de alta permeabilidade.

Os métodos microbiológicos são métodos que envolvem a introdução ou estimulação de microorganismos viáveis em um reservatório de óleo com o objetivo de aumentar a recuperação. Os produtos do metabolismo das bactérias é que atuam para o aumento da recuperação, que, em geral, se dá por um efeito parecido com o de outros métodos especiais, já que as bactérias podem produzir gases miscíveis ao óleo, como CO_2 , CH_4 e N_2 , biopolímeros e biosurfactantes.

Os métodos miscíveis, dentre os quais existe o de injeção de CO_2 , que é objeto deste estudo, produzem um aumento do fator de recuperação através da mudança de características do óleo decorrentes da miscibilidade. Os efeitos da miscibilidade e, principalmente, da injeção de CO_2 serão estudados mais a fundo ao longo desse capítulo. Segundo Teletzke et al. (2005), a injeção de gás miscível é o método de *EOR* mais aplicado no mundo para a recuperação de óleos leves.

Ao longo deste capítulo será discutida detalhadamente a recuperação avançada de óleo através da injeção de CO_2 , que é objeto deste estudo.

3.1 Desenvolvimento histórico da injeção de CO_2

A injeção de CO_2 tem sido usada há mais de 30 anos nos EUA e no Canadá e, considerando os dados dos projetos realizados nesse período, por volta de 7 a 15% do *OOIP* foi recuperado através desse método de EOR (Mathiassen, 2003).

Segundo Amarnath (1999), a injeção comercial de CO_2 para a recuperação avançada de óleo começou no campo SACROC, em 1972. A operação da Unidade SACROC (Scurry Area Canyon Reef Operators Comitee) é feita no reservatório depletado Kelly-Snyder na parte leste da Bacia do Permiano, no Oeste do Texas. Esse é um reservatório carbonático verticalmente compartimentado por zonas de folhelho impermeável, o que torna o fluxo de fluidos do reservatório essencialmente horizontal. O óleo produzido nesse campo é leve. Inicialmente, o CO_2 injetado, 220 milhões de pés cúbicos diários (Meyer, 1999), provinha de plantas de processo de gás natural próximas à região. A partir do ano de 1995, o CO_2 passou a ser suprido a partir de fontes naturais.

Posteriormente, a CO_2 *EOR* foi implementada em campos de óleo depletados nas Montanhas Rochosas, na parte central dos EUA e na região do Golfo do México, envolvendo novos tipos de rochas reservatório (predominantemente arenitos, enquanto as rochas predominantes na bacia do permiano, são carbonatos).

Projetos de CO_2 *EOR* também foram implementados, em menor escala, na Turquia, no Canadá, na Hungria e em Trinidad durante os anos de 1970 e 1980.

A produção de óleo advinda desse método de recuperação cresceu modesta-

mente nos EUA entre 1970 e 1980, e possibilidades de crescimento advinham do preço do óleo estar aumentando e de demonstrações promissoras de campos piloto. Durante os anos de 1980 a 1990 a produção de óleo de projetos desse tipo aumentou, mesmo com a conjuntura sendo de preços de óleo moderados e grande redução de gastos em *E&P* por parte das indústrias de petróleo. Um dos maiores motivos do aumento do uso de CO_2 *EOR* nesse período foi o aumento do suprimento de CO_2 , em virtude da construção de dutos de longa distância que traziam o gás carbônico de depósitos naturais no Colorado (Amarnath, 1999).

Mungan (1991) mostra que os métodos de injeção e de utilização de CO_2 podem ser variados e lista diferentes modos de injeção de CO_2 que já foram estudados em laboratório ou aplicados no campo:

- estimulação com CO_2 ;
- injeção contínua de CO_2 ;
- processo com banco de CO_2 ;
- *SWAG* - injeção simultânea de CO_2 e água;
- *WAG* - injeção alternada de água e gás;
- injeção de CO_2 junto com H_2S ou SO_2 para diminuir a MMP²;
- injeção de CH_4 junto com CO_2 para tirar vantagem da estabilização gravitacional;
- injeção de gases de combustão;
- injeção de *GLP* e outras misturas com CO_2 ;
- injeção de *GLP* seguido de CO_2 .

O presente trabalho não se propõe a falar sobre todos esses modos de utilização de CO_2 , mas tratará especificamente da injeção contínua de CO_2 , da injeção alternada de água e gás (CO_2 *WAG*) e da injeção simultânea de água e CO_2 (*SWAG*), ou seja, da injeção de água carbonatada.

²Pressão mínima de miscibilidade. Será discutida na Seção 3.4.2.

3.2 Propriedades do CO_2

O CO_2 é um gás incolor, inodoro, inerte e não combustível. Seu peso molecular é 44,01, sendo uma vez e meia maior que a massa molecular do ar (Carcoana, 1992). O ponto triplo de seu diagrama de fases, ou seja, o ponto em que as fases sólida, líquida e vapor coexistem ocorre para a temperatura de $-56,6^\circ C$ e pressão de 5,28 atm ou 77,6 psia. A temperatura crítica do CO_2 é de $30,7^\circ C$ e sua pressão crítica é de 73 atm ou 1073 psia (Carcoana, 1992).

Em geral, quando injetado nos reservatórios de óleo, o CO_2 encontra-se como fluido supercrítico, já que a temperatura desses reservatório costuma ser maior que a temperatura crítica do dióxido de carbono (Lake, 1989). No estado supercrítico, o CO_2 se comporta como líquido em relação a densidade e como gás em relação a viscosidade (Amarnath, 1999).

Diferentemente das outras substâncias, que tendem a apresentar temperatura crítica mais alta quanto maior for sua massa molecular, o gás carbônico apresenta sua temperatura crítica mais próxima da do etano, de massa molecular 30, do que da do propano, de massa molecular 44 (Lake, 1989).

Outra característica importante do CO_2 é que, em condições supercríticas, possui densidade consideravelmente maior que a do ar. Essa densidade mais alta faz com que o CO_2 esteja menos suscetível à segregação gravitacional durante o deslocamento que o ar (Lake, 1989).

Quanto a sua viscosidade, embora ela seja menor que a da água ou de hidrocarbonetos líquidos, o que desfavorece sua razão de mobilidade, a viscosidade do CO_2 é duas ou três vezes maior que a densidade de outros solventes miscíveis usualmente utilizados em EOR como gás natural, CH_4 , ar, gás de combustão e N_2 (Lake, 1989).

3.3 Efeitos da Injeção de CO_2

A injeção de gás num reservatório pode favorecer a produção de fluidos servindo como um mantenedor da pressão estática ou se misturando ou dissolvendo no óleo, tornando menos viscoso e, assim, facilitando o escoamento no meio poroso (Rosa et al., 2006). O principal objetivo da injeção de gás miscível é melhorar a eficiência

de deslocamento local e reduzir a saturação de óleo residual, S_{or} , a níveis menores que aos tipicamente obtidos com a injeção de água (Teletzke et al., 2005).

A injeção de CO_2 pode ser classificada como miscível ou imiscível, dependendo da interação entre o CO_2 e o óleo contido no reservatório nas condições de temperatura e pressão disponíveis (Mungan, 1991). No entanto, independentemente do deslocamento ser miscível ou não e de como a injeção se processa no campo, os mecanismos que são importantes para o aumento da recuperação de óleo através da injeção de CO_2 são:

- **redução da viscosidade do óleo** A viscosidade do óleo se reduz consideravelmente com a dissolução de CO_2 . A Figura 3.2 mostra um gráfico que representa a razão entre a viscosidade do óleo após a saturação com CO_2 em equilíbrio, μ_m , e a viscosidade original do óleo, μ_o , em função da pressão de saturação da mistura óleo- CO_2 (Simon e Graue, 1965 apud Carcoana, 1992).

Como se pode observar pelo gráfico, para um óleo de viscosidade de 5 *cP* há uma redução de 10 vezes na viscosidade após a saturação com CO_2 a uma pressão de saturação de 2000 *psia*. Observa-se redução de viscosidade da mesma intensidade para um óleo de viscosidade de 100 *cP* a uma pressão de saturação de 1000 *psia*. Segundo Carcoana (1992), os efeitos do CO_2 na redução da viscosidade do óleo e no pequeno aumento da viscosidade da água atuam em conjunto para reduzir a razão de mobilidade água/óleo.

- **inchamento do óleo** O inchamento do óleo está relacionado ao aumento de volume do mesmo quando o CO_2 se dissolve nele. Segundo Carcoana (1992), esse aumento de volume é da ordem de 10 a 20% ou mais. A Figura 3.3 mostra um gráfico do fator de inchamento do óleo em função da fração molar de CO_2 dissolvida no mesmo, X_{CO_2} e da massa molar do óleo. O fator de inchamento é calculado como a razão entre o volume na pressão e temperatura de saturação do óleo saturado com CO_2 e o volume do óleo livre de CO_2 a mesma pressão. Segundo Carcoana (1992), o inchamento do óleo aumenta o fator de recuperação já que, para uma determinada saturação de óleo residual, a massa de óleo

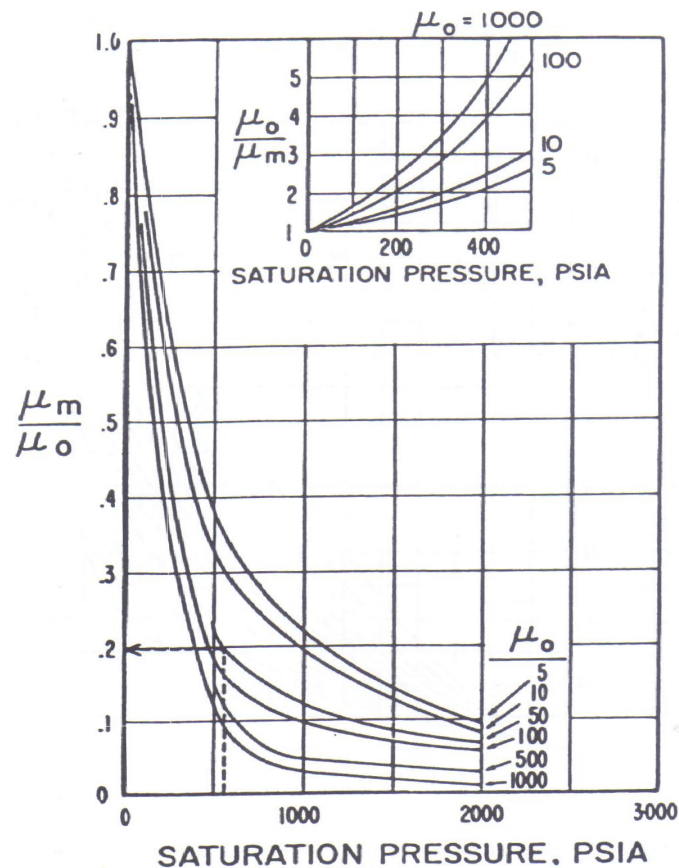


Figura 3.2: Redução da viscosidade em função da pressão de saturação (Simon e Graue, 1965 apud Carcoana, 1992).

remanescente no reservatório e expressa em condições padrão é menor que a massa de óleo que restaria se o óleo fosse livre de CO_2 .

- **efeito ácido em rochas carbonáticas e argilosas e aumento da viscosidade da água** Além disso, quando em solução com a água, o CO_2 aumenta a sua viscosidade e forma ácido carbônico. O primeiro efeito atua em benefício da eficiência de varrido e o segundo é benéfico em rochas argilosas, pois as mesmas são estabilizadas e tem menos propensão a inchamento e bloqueio do meio poroso em pH ácido, e em rochas carbonáticas, por causa da dissolução de carbonatos de cálcio e magnésio (Carcoana, 1992).
- **vaporização do óleo** Está relacionada com a extração de componentes do óleo, que vão mudando sua composição gradativamente, através de múltiplos contatos entre o óleo e o solvente. Essa mudança de composição pode cul-

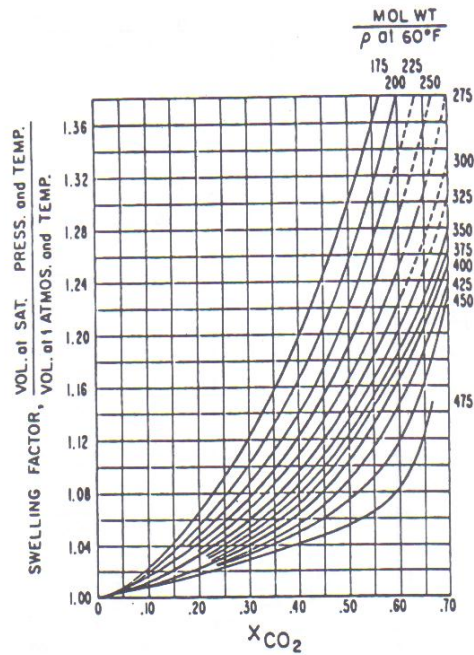


Figura 3.3: Fator de inchamento para óleos (Simon e Graue, 1965 apud Carcoana, 1992).

minar no alcance da miscibilidade entre os fluidos. A chamada miscibilidade por múltiplos contatos será tratada na Seção 3.4. Na verdade, o efeito de vaporização do óleo ocorre mesmo quando o deslocamento é imiscível.

Em comparação com um processo de injeção de gás pobre de hidrocarbonetos (gás composto basicamente por metano, com pouca quantidade de hidrocarbonetos de maior massa molecular) para recuperação avançada miscível, o CO_2 possui um intervalo de vaporização maior que o desse tipo de gás, sendo capaz de extrair componentes do óleo no intervalo de C_3 a C_{30} . Por causa dessa característica, o CO_2 pode ser miscível com óleos que não possuam grandes quantidades de hidrocarbonetos intermediários, na faixa de C_2 a C_6 , como ocorre com o gás pobre (Rosa et al., 2006).

- **efeitos de miscibilidade** Esse efeitos causam a redução da tensão interfacial água/óleo e a conseqüente redução da saturação de óleo residual. A miscibilidade entre CO_2 e óleo será discutida ao longo da Seção 3.4.

A saturação de óleo residual no reservatório, S_{or} , é função do número capilar, N_C , que representa a razão entre as forças viscosas e capilares, sendo calculado

pela equação 3.1.

$$N_C = \frac{u\mu}{\sigma} \quad (3.1)$$

onde:

- N_C é o número capilar;
- u é a velocidade do fluido;
- μ é a viscosidade do óleo;
- σ é a tensão interfacial entre o fluido deslocante e o óleo.

A relação de dependência entre a saturação de óleo residual e o número capilar é tal que S_{or} diminui à medida que N_C aumenta. Desse modo, a miscibilidade promove a redução da saturação de óleo residual e, conseqüentemente, o aumento na produção de óleo através do aumento do número capilar por redução da tensão interfacial entre o fluido deslocado (óleo) e o fluido deslocante (CO_2) (Carcoana, 1992).

- **mecanismo de gás em solução após despressurização do reservatório** Conforme o reservatório vai sendo depletado, mesmo após o término da injeção de CO_2 , o gás dissolvido no óleo produz um efeito semelhante ao mecanismo de produção primária de gás em solução e contribui para a recuperação de óleo.
- **melhora da injetividade** No caso de rochas carbonáticas, o efeito de dissolução dos carbonatos de cálcio e magnésio pela formação de ácido carbônico aumenta a permeabilidade da rocha, o que, conseqüentemente, melhora a injetividade no poço e o fluxo de fluidos no meio poroso como um todo (Carcoana, 1992).

Segundo Lake (1989), os efeitos de aumento da viscosidade e redução da densidade da água provocados pela dissolução do CO_2 na mesma não devem afetar muito a recuperação de óleo.

3.4 Deslocamento miscível de óleo por CO_2

Segundo Carcoana (1992), por causa da atuação de forças capilares e da tensão interfacial, mesmo após a injeção de água, grande parte do óleo não consegue ser produzido e é deixado para trás no reservatório, tanto como uma fase descontínua na zona varrida pela água como na forma de uma fase contínua na zona não varrida. Independentemente da quantidade do volume de água injetado, esse óleo continuará preso e só poderá ser deslocado com a injeção de um fluido miscível ao óleo, de forma que as forças interfaciais se reduzam a algo próximo a zero, o que reduz o efeito de aprisionamento de partículas de óleo (óleo residual) pela ação das forças capilares na interface. Segundo Gasem et al. (1993), em processos de injeção de gás miscível, como o CO_2 , níveis suficientemente baixos de tensão interfacial ocorrem somente quando as misturas CO_2 /óleo que se desenvolvem durante o deslocamento se aproximam da composição crítica de mistura³ nas condições de pressão e temperatura do reservatório.

Em uma escala de reservatório, o deslocamento é afetado pela formação de digitações e pela canalização do solvente em zonas de alta permeabilidade, o que reduz a eficiência do deslocamento. Outro mecanismo que pode afetar o deslocamento é a segregação gravitacional do solvente em função de sua menor densidade em comparação com o óleo, o que pode fazer com que o solvente segregue para o topo do reservatório e só varra sua parte superior (Lake, 2007).

Especificamente para o deslocamento miscível, quando se trata do deslocamento de óleo a nível microscópico, ou seja, no nível dos poros da rocha, dois mecanismos também importantes na recuperação de óleo são o inchamento do óleo e a extração de componentes do óleo (ou vaporização) (citados na Seção 3.3). O óleo que é deixado para trás pelo deslocamento miscível promovido pelo CO_2 ainda pode ser recuperado pelo inchamento do óleo e pela extração de seus componentes pelo solvente que continua fluindo próximo ao óleo remanescente (Lake, 2007). A Figura 3.4 mostra onde ocorrem esses efeitos a nível de poros.

Dois fluidos são ditos miscíveis quando eles se misturam em todas as propor-

³Composição na qual, a temperatura e pressão fixas, se atinge o ponto crítico da mistura. Nesse ponto, a tensão interfacial entre as fases líquida e gasosa em contato vai a zero

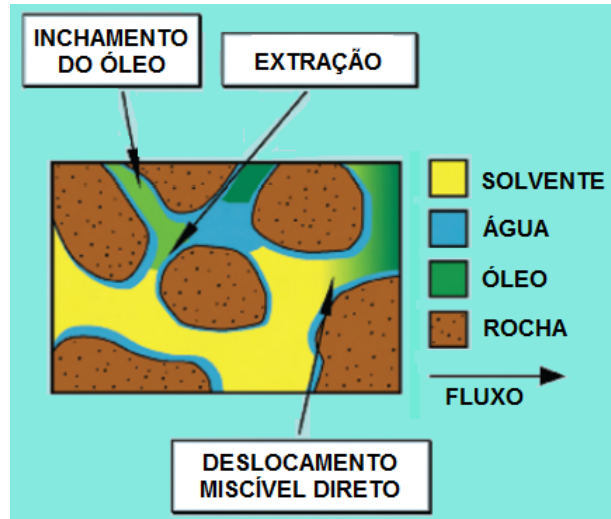


Figura 3.4: Efeitos importantes na recuperação miscível de óleo por injeção de CO_2 a nível de poros (Lake, 2007).

ções formando uma única fase (Lake, 1989), ou seja, a interface entre os fluidos deixa de existir e, portanto, a tensão interfacial tende a ser nula. Segundo Carcoana (1992), o CO_2 não é miscível com os óleos presentes nos reservatórios em um primeiro contato. No entanto, em certas condições de pressão e temperatura e em composições específicas de óleo, a miscibilidade pode ser desenvolvida através de múltiplos contatos. O conceito de miscibilidade por múltiplos contatos é dado na Seção 3.4.1.

Dois importantes parâmetros ditam as condições de miscibilidade que necessitam ser alcançadas no deslocamento de óleo por gás. São eles a pressão mínima de miscibilidade, MMP , e o enriquecimento mínimo de miscibilidade, MME .

3.4.1 Miscibilidade por múltiplos contatos

Quando se diz que dois sistemas, nesse caso, gás e óleo do reservatório, são miscíveis por múltiplos contatos, significa que, inicialmente, suas composições não estão dentro da região de miscibilidade, mas conforme o gás vai avançando no reservatório e essas fases vão trocando massa, suas composições se modificam a ponto de se tornarem miscíveis, formando uma única fase.

Essa troca de massa entre óleo e gás pode se dar de duas formas: vaporização do óleo ou condensação do gás. A miscibilização por vaporização do óleo se dá

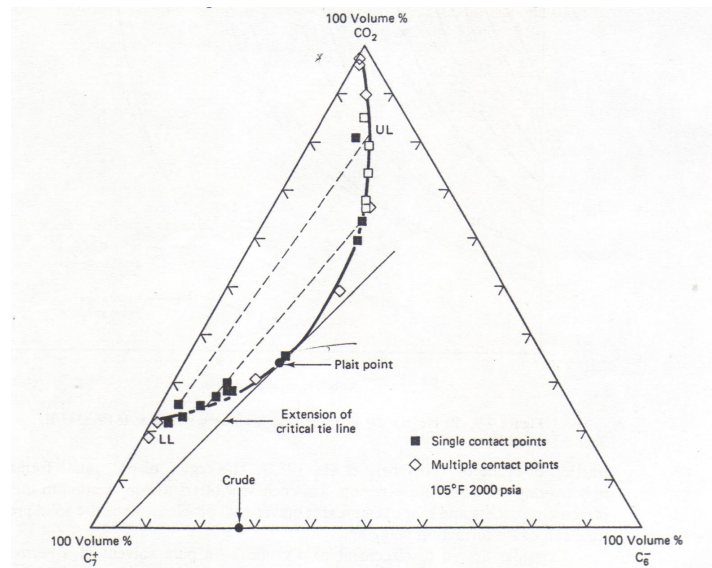


Figura 3.5: Diagrama pseudoternário (Gardner et al., 1981 apud Lake, 1989).

quando o gás é mais leve e a sua presença causa a volatilização de componentes leves do óleo. Então, o gás vai ficando cada vez mais rico⁴ e essa mudança de composição favorece sua mistura com o óleo virgem presente no reservatório, que terá contato com esse “novo gás”. A miscibilização por condensação do gás ocorre quando o gás é um pouco mais pesado e a troca de componentes ocorre de forma que o gás vai se condensando no óleo. A mudança de composição do óleo torna-o mais susceptível a miscibilizar com o gás injetado.

Segundo Lake (1989), diagramas ternários são bastante úteis para se classificar o tipo de deslocamento que existirá entre o gás miscível injetado e o óleo. Nesse tipo de diagrama, representa-se a mistura entre o óleo e o solvente, nesse caso, o gás carbônico, através da mistura de três componentes. O diagrama é um triângulo equilátero em que são representados três diferentes componentes. Cada vértice do diagrama representa um dos componentes, numa composição de 100%, e cada lado, corresponde a zero por cento do componente representado no vértice oposto (Carcoana, 1992). Um diagrama desse tipo é mostrado na Figura 3.5.

Na verdade, quando se trata de representar o comportamento de fases de um reservatório de petróleo, que é um sistema multicomponente, o diagrama é chamado

⁴O termo “enriquecimento do gás” se refere ao fato da concentração no gás de componentes do óleo de mais baixa massa molar, como a fração C_3^+ , aumentar.

de pseudoternário, já que utilizados pseudocomponentes (Carcoana, 1992). Os pseudocomponentes são agrupamentos de componentes do óleo, que serão tratados como um único componente para efeito de simplificação de diagramas e cálculos. Nesse caso, representa-se, no topo, um componente leve, nesse caso, o CO_2 , no vértice direito, um pseudocomponente leve do óleo e, no vértice esquerdo, um pseudocomponente pesado do óleo.

O diagrama pseudoternário é capaz de mostrar (Carcoana, 1992):

- as fases presentes;
- a concentração de cada componente na mistura;
- a composição total;
- a quantidade relativa de cada fase na região de duas fases.

Pode-se saber se a mistura se apresenta como uma fase única ou como duas fases ao se plotar o ponto que represente a composição total da mistura, em termos dos três pseudocomponentes, e verificar se o ponto se encontra dentro ou fora do envelope de fases. Se o ponto se encontra na região de duas fases, a linha de amarração que passa por este ponto determina a composição da fase líquida ao cruzar a curva do ponto de orvalho, e a composição da fase vapor ao cruzar a curva do ponto de bolha. O ponto no qual as composições das duas fases são iguais é chamado de ponto pseudocrítico. A quantidade relativa de cada fase pode ser determinada em relação à concentração de qualquer dos componentes na composição total, na composição da fase líquida e na composição da fase gás (Carcoana, 1992). Para o diagrama da Figura 3.5, tem-se as equações 3.2 e 3.3 para determinar a quantidade relativa da fase líquida e de fase vapor, respectivamente.

$$S_l = \frac{C_{CO_2} - C_{CO_2, S_g}}{C_{CO_2, S_l} - C_{CO_2, S_g}} = \frac{C_{C_6^-} - C_{C_6^-, S_g}}{C_{C_6^-, S_l} - C_{C_6^-, S_g}} = \frac{C_{C_7^+} - C_{C_7^+, S_g}}{C_{C_7^+, S_l} - C_{C_7^+, S_g}} \quad (3.2)$$

$$S_g = \frac{C_{CO_2} - C_{CO_2, S_l}}{C_{CO_2, S_g} - C_{CO_2, S_l}} = \frac{C_{C_6^-} - C_{C_6^-, S_l}}{C_{C_6^-, S_g} - C_{C_6^-, S_l}} = \frac{C_{C_7^+} - C_{C_7^+, S_l}}{C_{C_7^+, S_g} - C_{C_7^+, S_l}} \quad (3.3)$$

onde:

- S_l é a quantidade da mistura na fase líquida;
- S_g é a quantidade da mistura na fase vapor;
- C_{CO_2} é a concentração de CO_2 na composição total da mistura;
- C_{CO_2,S_g} é a concentração de CO_2 na fase vapor da mistura;
- C_{CO_2,S_l} é a concentração de CO_2 na fase líquida da mistura;
- $C_{C_6^-}$ é a concentração do pseudocomponente $C_{C_6^-}$ na composição total da mistura;
- $C_{C_6^-,S_g}$ é a concentração do pseudocomponente $C_{C_6^-}$ na fase vapor da mistura;
- $C_{C_6^-,S_l}$ é a concentração do pseudocomponente $C_{C_6^-}$ na fase líquida da mistura;
- $C_{C_7^+}$ é a concentração do pseudocomponente $C_{C_7^+}$ na composição total da mistura;
- $C_{C_7^+,S_g}$ é a concentração do pseudocomponente $C_{C_7^+}$ na fase vapor da mistura;
- $C_{C_7^+,S_l}$ é a concentração do pseudocomponente $C_{C_7^+}$ na fase líquida da mistura.

O diagrama pseudoternário é útil para um melhor entendimento de como se dão os processos de miscibilização por vaporização e por condensação. A Figura 3.6 permite analisar os seguintes processos:

- (a) *a miscibilização por múltiplos contatos a partir da vaporização de componentes intermediários do óleo (Figura 3.6a):* as composição do óleo e do gás antes da mistura são representadas pelos pontos O e G , respectivamente. Quando a primeira mistura ocorre, com quantidades de solvente e óleo tais que a mistura tem composição total M_1 , duas fases se separam, o gás com composição G_1 e o óleo com composição O_1 . Como o gás é mais móvel que o óleo, o gás de composição G_1 avança no reservatório, misturando-se com óleo virgem, de composição O , sendo a mistura de composição total M_2 e as fases gás e óleo

geradas de composição G_2 e O_2 , respectivamente. Seguindo o processo, o gás, com composição cada vez mais rica, vai se misturando com óleo virgem do reservatório, até o ponto em que sua composição atinge um ponto crítico, a partir do qual a composição do gás é tal que ele e o óleo são miscíveis num primeiro contato.

Como se pode observar, para esse tipo de deslocamento miscível, forma-se uma frente miscível entre o banco de gás e o óleo do reservatório, e nas regiões mais próximas do poço injetor, tem-se um zona imiscível entre gás e óleo (Lake, 1989).

(b) *a miscibilização por múltiplos contatos a partir da condensação do gás no óleo (Figura 3.6b)*: as composição do óleo e do gás antes da mistura são representadas pelos pontos O e G , respectivamente, pode-se observar que as posições relativas das composições no diagrama são opostas às do caso anterior. Quando a primeira mistura ocorre, com quantidades de solvente e óleo tais que a mistura tem composição total M_1 , duas fases se separam, o gás com composição G_1 e o óleo com composição O_1 . O gás, por ser mais móvel que o óleo, continua avançando no reservatório, porém, numa frente imiscível (Lake, 1989). A miscibilidade vai ocorrendo conforme a composição do óleo vai se tornando menos pesada e vai se misturando com gás virgem. Dessa forma, o óleo de composição O_1 se mistura com gás de composição G , sendo a mistura de composição total M_2 e as fases gás e óleo geradas de composição G_2 e O_2 , respectivamente. Seguindo o processo, o óleo, com composição cada vez menos pesada, vai se misturando com gás virgem injetado no reservatório, até o ponto em que sua composição atinge um ponto crítico, a partir do qual a composição do óleo é tal que ele e o gás são miscíveis num primeiro contato.

Esse tipo de deslocamento miscível tem como característica a formação de uma frente imiscível entre o banco de gás e o óleo; a miscibilidade é alcançada nas partes mais próximas do poço injetor (Lake, 1989).

No caso do CO_2 , o processo pelo qual gás e óleo podem atingir miscibilidade por múltiplos contatos é o de vaporização (Lake, 1989).

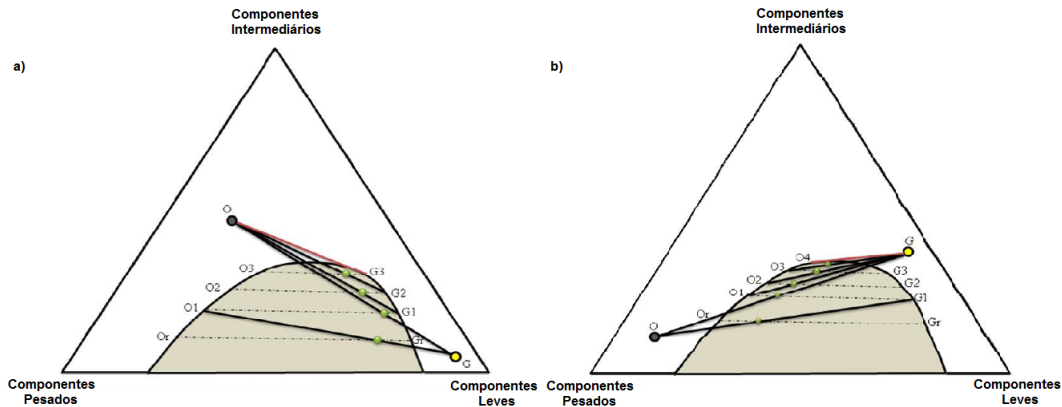


Figura 3.6: Diagrama pseudoternário da miscibilização por múltiplos contatos *a)* por vaporização e *b)* por condensação (Stalkup, 1983 apud Lake, 1989).

3.4.2 *MMP* - Pressão mínima de miscibilidade

Para que ocorra miscibilidade entre o solvente injetado e o óleo do reservatório, são necessárias certas condições de pressão, temperatura e composição do solvente e do óleo vivo⁵. A pressão mínima de miscibilidade, ou *MMP*, corresponde à pressão mínima que deve existir no reservatório alvo da injeção de um solvente para que o mesmo possa desenvolver um deslocamento miscível com o óleo ali contido.

A miscibilidade entre óleo e solvente aumenta quando a pressão aumenta (Lake, 1989). Esse efeito da pressão, quando representado no diagrama pseudoternário, mostra uma redução na área da região de duas fases (Carcoana, 1992). Desse modo, espera-se que o aumento de pressão gere um aumento de recuperação de óleo, o que de fato ocorre. No entanto, a partir da *MMP*, um aumento adicional na pressão gera apenas um aumento bem pequeno na recuperação (Lake, 1989).

A pressão mínima de miscibilidade do CO_2 depende da temperatura, da pureza do solvente e da massa molar da fração pesada do óleo do reservatório (Lake, 1989). Em geral, a *MMP* aumenta com o aumento de temperatura e o aumento da massa molar, MM , da fração pesada. Em relação à pureza do CO_2 , impurezas que possuem temperaturas críticas menores que a do CO_2 aumentam a *MMP*, como CH_4 e N_2 , enquanto as que possuem temperaturas críticas maiores que a do CO_2 diminuem o *MMP*, como H_2S e SO_x (Carcoana, 1992, Emera e Sarma, 2006, Lake, 1989). Em

⁵Óleo nas condições de reservatório. O óleo é chamado de óleo morto quando está em condições de pressão e temperatura de superfície e não libera mais gás.

relação a composição do óleo, além da *MMP* aumentar com o aumento do *MM* da fração pesada, ela aumenta também com a concentração de N_2 e CH_4 no óleo e diminui com a presença de hidrocarbonetos intermediários ($C_2 - C_4$) (Emera e Sarma, 2006).

A determinação da *MMP* pode ser feita experimentalmente através de técnicas como *slim tube* e *rising bubble*. A técnica de *slim tube* é a mais comum e aceita na indústria (Ayirala e Rao, 2006) e usa um tubo comprido com um diâmetro pequeno que é preenchido com areia e saturado com óleo. Para a determinação da *MMP*, desloca-se o óleo contido no pacote de areia com 1,2 volumes porosos de gás e mede-se a recuperação para diferentes pressões de operação (Carcoana, 1992, Rosa et al., 2006). Num gráfico da recuperação de óleo *versus* pressão é possível observar a diferença de comportamento da curva de recuperação antes e depois da miscibilidade ser atingida: inicialmente, um aumento na pressão leva a um aumento na recuperação, depois, um aumento de pressão leva a um aumento bem pequeno da recuperação (Carcoana, 1992). Segundo Ayirala e Rao (2006), diferentes definições de miscibilidade existem na literatura. Entre elas, os autores citam 80% de recuperação de óleo após o *breakthrough* e 90 – 95% de recuperação final para 1,2 *VP* de fluido injetado.

A técnica de *rising bubble* também é bastante comum para a determinação rápida e razoável das condições de miscibilidade gás/óleo. Ela consiste na determinação da miscibilidade através da observação visual de mudanças na forma e aparência de bolhas de gás injetadas numa célula transparente de alta pressão preenchida com óleo. O experimento é feito a diferentes pressões para a determinação da *MMP* (Ayirala e Rao, 2006).

Ayirala e Rao (2006) fazem uma avaliação comparativa de um novo método para a determinação do *MMP*, o *VIT Vanishing Interfacial Tension*, que apresenta uma maneira rápida e com bom custo/benefício, levando em conta a forte relação entre a miscibilidade e a tensão interfacial. Quando dois fluidos alcançam miscibilidade, sua tensão interfacial é nula. Assim, mede-se a tensão interfacial entre gás e óleo, a diferentes pressões, e extrapola-se os valores para determinar as condições de miscibilidade. No artigo em questão, utilizaram-se dois sistemas gás/óleo padrões:

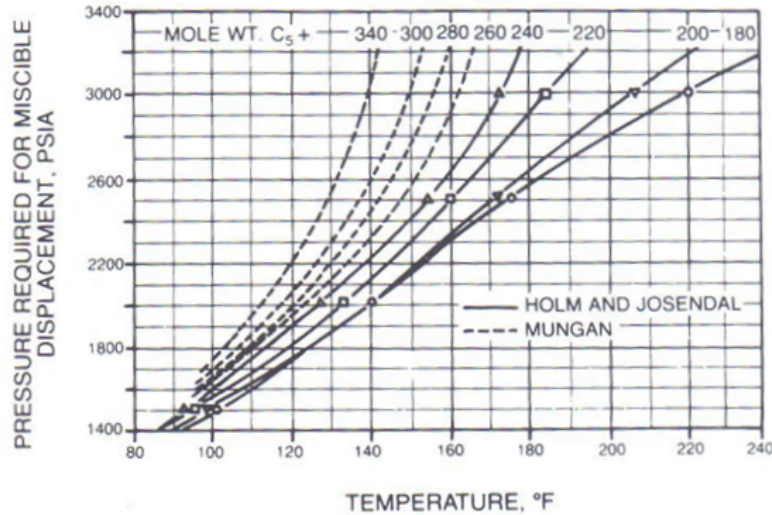


Figura 3.7: Pressão necessária para o deslocamento miscível na injeção de CO_2 (Holm e Josendal, Mungan, 1974, 1981 apud Carcoana, 1992).

um com CO_2 e n-decano a $100\text{ }^\circ F$ e outro, com CO_2 e ndecano vivo (25% metano, 30% nbutano e 45% ndecano) a $160\text{ }^\circ F$; obtendo-se valores compatíveis com os encontrados em experimentos de *slim tube* para os mesmos sistemas gás/óleo.

Há também gráficos e correlações na literatura obtidos a partir de testes experimentais que estimam a MMP em função da temperatura e das composições do gás (pureza) e do óleo. Um exemplo está no gráfico da Figura 3.7, que apresenta a correlação de Holm e Josendal (1974) estendida por Mungan (1981). Essa correlação determina a pressão mínima de miscibilidade para o sistema óleo/ CO_2 puro em função da temperatura e da massa molar da fração do óleo mais pesada que o pentano.

Alston et al. (1985) publicou a seguinte correlação para a determinação da MMP do óleo vivo.

$$(CO_2MMP)_{OV} = 6,05 \times 10^{-6} (1,8T_R + 32)^{1,06} (PM_{C_{5+}})^{1,78} (X_{vol}/X_{int})^{0,136} \quad (3.4)$$

onde:

- $(CO_2MMP)_{OV}$ é a pressão mínima de miscibilidade para o sistema óleo vivo/ CO_2 , medida em MPa;
- T_R é a temperatura do reservatório, medida em $^\circ C$;

- $PM_{C_{5+}}$ é a massa molar da fração do óleo mais pesada que o pentano, medida em $g/gmol$;
- X_{vol} é a fração volátil do óleo consistindo em C_1 e N_2 , em % mol;
- X_{int} é a fração intermediária do óleo consistindo de C_2 , C_3 , C_4 , CO_2 e H_2S , em % mol.

Existem correlações na literatura para o cálculo da MMP para CO_2 contendo impurezas. Sebastian et al. (1985) publicou uma correlação desse tipo, apresentada na equação 3.5, que propõe uma correção para o valor da MMP do CO_2 impuro a partir do valor da MMP para o CO_2 puro.

$$\frac{MMP_{CO_2i}}{MMP_{CO_2p}} = 1,0 - 2,13 \times 10^2(T_{cM} - 304,2) + 2,51 \times 10^4(T_{cM} - 304,2)^2 - 2,35 \times 10^{-7}(T_{cM} - 304,2)^3 \quad (3.5)$$

onde:

- MMP_{CO_2i} é a pressão mínima de miscibilidade para o CO_2 impuro, o que se deseja calcular;
- MMP_{CO_2p} é a pressão mínima de miscibilidade para o CO_2 puro;
- T_{cM} é a temperatura pseudocrítica da mistura, dada pela equação 3.6.

$$T_{cM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad (3.6)$$

onde:

- y_i é a fração molar da espécie i no solvente;
- T_{ci} é a temperatura crítica da espécie i .

Emera e Sarma (2006) desenvolveram uma correlação com base em algoritmos genéticos para o cálculo do MMP quando CO_2 contém impurezas, tendo como base a solvência do óleo no gás injetado, e obtiveram bons resultados quando comparam

as previsões de sua correlação com outras bastante utilizadas para os pontos experimentais disponíveis na literatura. A correlação é resultado de uma modificação no software baseado em algoritmos genéticos desenvolvido pelos autores para contabilizar efeitos de impurezas no CO_2 , que, inicialmente, foi usado para propor uma correlação para o cálculo da MMP para CO_2 puro, a qual pode ser encontrada em Emera e Sarma (2005).

Teletzke et al. (2005) aplicaram a correlação do parâmetro de solubilidade para 34 reservatórios na bacia Malaia, com resultados compatíveis com os de outras correlações. Eles calcularam o valor do parâmetro de solubilidade para o óleo de cada um dos reservatórios e dos gases injetados, assumindo que, para diferenças inferiores a 3 $(cal/cm^3)^{0.5}$ entre esses valores, os fluidos são miscíveis. Para a determinação do MMP , os cálculos foram realizados para diferentes pressões até a condição de miscibilidade ser atingida.

3.4.3 MME - Enriquecimento mínimo de miscibilidade

Corresponde ao mínimo enriquecimento do gás injetado com componentes C_2 - C_4 em que a miscibilidade com o óleo do reservatório pode ser atingida à temperatura do reservatório (Ayirala e Rao, 2006). Seu valor é determinado basicamente da mesma forma que a MMP , podendo serem usadas as mesmas técnicas experimentais citadas anteriormente, *slim tube* e *rising bubble apparatus*, com a diferença de que a miscibilidade é determinada para diferentes composições do gás injetado (diferentes níveis de enriquecimento) em vez de ser determinada para diferentes pressões.

Correlações que levem em conta a presença desses componentes intermediários no óleo também servem para esse propósito. O método de determinação da MMP através do parâmetro de solubilidade, por exemplo, mostrado por Teletzke et al. (2005), pode ser utilizado da mesma forma para o cálculo do MME , usando-se, para o mesmo óleo, várias composições diferentes do gás injetado.

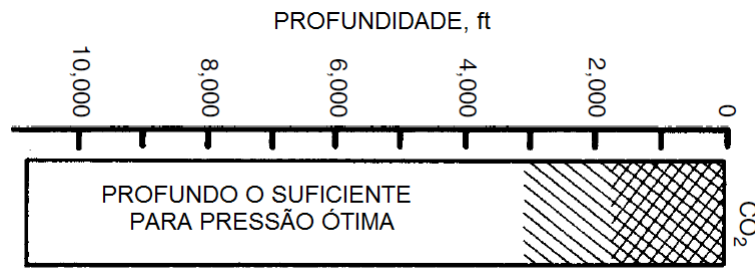


Figura 3.8: Aplicabilidade da injeção miscível de CO_2 em função da profundidade do reservatório (adaptada de Lyons, 2010).

3.5 Características dos reservatórios candidatos

As principais condições que determinam se um reservatório é apropriado para a injeção miscível de CO_2 estão relacionadas com as condições necessárias para se atingir a pressão mínima de miscibilidade no reservatório. Dessa forma, uma importante característica é a profundidade do reservatório, que, segundo algumas análises da literatura, deve ser, em geral, superior a 2000 *ft*, o que equivale a uma pressão de miscibilidade CO_2 /óleo maior que 1200 *psi* (Lake, 2007, Lyons, 2010). A Figura 3.8 mostra um gráfico da aplicabilidade da injeção miscível de CO_2 em função da profundidade.

Em relação a outras características do reservatório, Lyons (2010) considera que é necessário que a saturação residual de óleo seja maior que 30% do VP e o tipo de formação pode seja carbonático ou arenítico, contanto que haja poucas fraturas e caminhos de alta permeabilidade. A permeabilidade da formação não é um parâmetro crítico desde que seja possível manter vazões de injeção suficientes. A temperatura do reservatório também não é um parâmetro crítico mas deve-se lembrar que a *MMP* aumenta com a temperatura.

Características do óleo do reservatório também devem ser levadas em conta, já que a *MMP* varia com a massa molar da fração pesada do óleo, por exemplo. Em relação ao grau *API*, Lake (2007) determina que o método é aplicável a óleo com $^{\circ}API$ maior que 26. Quanto a viscosidade do óleo, Lyons (2010) determina que ela deve ser menor que 15 *cp*, preferivelmente menor que 10 *cp*. A Figura 3.9 mostra a aplicabilidade da técnica em função da viscosidade do óleo do reservatório.

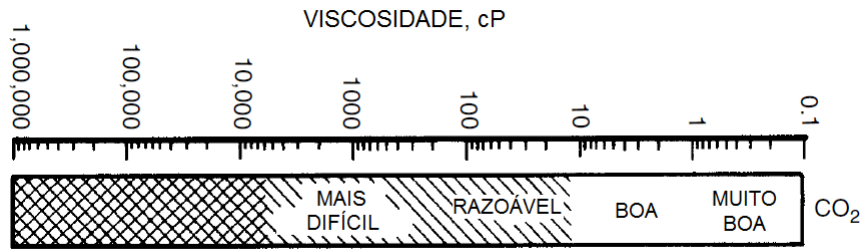


Figura 3.9: Aplicabilidade da injeção miscível de CO_2 em função da viscosidade do reservatório (adaptada de Lyons, 2010).

3.6 Desvantagens no uso do CO_2 como método de *EOR*

Em relação à injeção de CO_2 puro, é possível ocorrer a produção prematura de CO_2 (*early breakthrough*), a qual é dependente da heterogeneidade do reservatório, especialmente da presença de camadas de alta permeabilidade. Além disso, questões operacionais como a necessidade de separação do CO_2 dos gases hidrocarbonetos a serem comercializados.

Entre as desvantagens que se encontram na literatura para o uso do CO_2 , as principais estão relacionadas com o preço e a disponibilidade do gás (Lyons, 2010, Rosa et al., 2006). Nesse caso, é importante a presença de uma infraestrutura de transporte de CO_2 e a proximidade da fonte.

Uma grande questão que, sem dúvida, poderá ter grande influência para a implementação de projetos de CO_2 EOR e CCS é a possibilidade dos governos incentivarem fiscalmente esses projetos, como forma de contribuir com a mitigação das mudanças climáticas previstas e, também, a possibilidade de comércio de créditos de carbono. Esses fatores podem pesar a favor da viabilidade econômica de certos projetos.

3.7 CO_2 WAG - Injeção alternada de CO_2 e água

Em geral, o processo de recuperação começa com a injeção de CO_2 praticamente puro, mas depois se começa a injetar pequenos tampões de outros fluidos e,

por fim, injeta-se o principal fluido deslocante, que pode ser gás ou água (Mungan, 1991). Um processo de WAG é classificado como híbrido quando, após a injeção de um grande banco de CO_2 , são bancos menores de água e gás alternadamente (Christensen et al., 2001).

Segundo Lake (1989), é a própria economicidade do processo que dita que o solvente, que neste caso é o CO_2 , não pode ser injetado indefinidamente. Essa questão deixa de ser um problema quando a injeção de CO_2 é feita com propósitos de sequestro do gás. Nesse caso, os objetivos mudam: antes desejava-se recuperar o máximo de óleo com o mínimo de CO_2 injetado e, agora, deseja-se injetar o máximo de CO_2 possível, que possa ser retido no reservatório.

Uma revisão da literatura feita por Christensen et al. (2001) afirma que a recuperação adicional de óleo pela injeção alternada de CO_2 e água é, em média, 10% do *OOIP*.

A injeção alternada de gás e água pode ser classificada como:

- **miscível**, quando a pressão no reservatório encontra-se acima da pressão mínima de miscibilidade do gás injetado;
- **imiscível**, no caso em que a pressão encontra-se abaixo de *MMP*.

No presente trabalho, interessa-nos tratar especialmente da injeção miscível de CO_2 alternado com água.

3.7.1 Benefícios da CO_2 WAG na recuperação de óleo

Em razão da baixa viscosidade da fase rica em CO_2 em relação ao óleo do reservatório as razões de mobilidade são, em geral, altas, a exemplo de injeções de CO_2 realizadas no oeste do Texas, que tiveram razões de mobilidades entre 8 e 50 (Green e Willhite, 1998). Entre os efeitos de altas razões de mobilidade entre CO_2 e óleo estão a formação de digitações e a reduzida eficiência de varrido volumétrica. A injeção de CO_2 alternada com água reduz a razão de mobilidade desfavorável entre esse solvente e o óleo e, desse modo, aumenta a eficiência de varrido (Lake, 1989).

Segundo Christensen et al. (2001), o método WAG pode levar a maiores recuperações de óleo por causa do controle de mobilidade e por contatar regiões do

reservatório ainda não varridas e, também, por melhorar o deslocamento microscópico do óleo, em razão da menor saturação de óleo residual promovida pela injeção de gás em relação à injeção de água e, ainda, do fato de que zonas trifásicas podem obter menor saturação de óleo remanescente. A melhora na eficiência de varrido pode evitar que o CO_2 comece a ser produzido muito cedo.

3.7.2 Parâmetros operacionais importantes

É de grande importância a escolha da razão WAG, ou seja, da razão entre os tamanhos do bancos de óleo e água a serem intercalados. Se o banco de água for muito grande, não se terá grandes efeitos de redução da saturação de óleo residual provocada pelo CO_2 , ou seja, a eficiência microscópica de deslocamento pode ser prejudicada. Se o banco de água for muito pequeno, a melhora da eficiência de varrido provocada pela água pode não ser suficiente, ou seja, a eficiência de varrido vertical pode ser prejudicada. Segundo Christensen et al. (2001), a maioria dos projetos realizados utiliza uma razão WAG próxima de 1.

O tamanho dos bancos de CO_2 e água também é um importante parâmetro operacional. Em sua revisão dos projetos de WAG citados na literatura, Christensen et al. (2001) concluíram que os tamanhos dos bancos de gás variam entre 0,1 e 3 volumes porosos, VP. E que nos casos de WAG híbrido, o tamanho do banco inicial de gás é da ordem de 40% do $HCVF$ (volume poroso ocupado por hidrocarbonetos). A razão WAG pode variar ao longo da história de injeção, tanto para controle da mobilidade como por questões relacionadas a disponibilidade do gás, como a sua reciclagem. Essa variação é chamada de *tapering* (Christensen et al., 2001).

Outros parâmetros importantes são a vazão e a frequência do ciclo de injeção (Sanchez, 1999).

A malha de injeção é um parâmetro que deve ser estudado de campo para campo. Em geral, quando se trata do uso *offshore*, o espaçamento entre os poços é maior, em virtude dos custos de perfuração e coleta de informações. Para o caso de campos em terra, injeções em malhas *five-spot* tem sido bastante utilizadas, segundo Christensen et al. (2001), e malhas mais finas (com poços mais próximos) mostraram aumento da recuperação. Esse parâmetro também é importante quando o CO_2 é

injetado puro.

A injeção alternada de gás e água promove um ciclo complexo de saturações, uma vez que a saturação desses fluidos aumenta e decresce alternadamente. Desse modo, torna-se muito importante a descrição da permeabilidade relativa para as três fases: óleo, gás e água (Christensen et al., 2001). O processo cíclico causa uma alternância entre a embebição e a drenagem (Rogers e Grigg, 2000).

3.7.3 Dificuldades operacionais encontradas

Uma grande dificuldade nos projetos de CO_2 WAG está relacionada às questões de injetividade. Rogers e Grigg (2000) cita algumas anormalidades em relação à injetividade⁶ que costumam ocorrer em projetos de WAG:

- a injetividade do gás, que intuitivamente deveria ser maior que a da água, nem sempre o é;
- a injetividade da água pode ser maior ou menor em relação a sua injetividade durante uma recuperação com injeção de água somente;
- alguns reservatórios podem experimentar aumento ou redução de injetividade após a injeção do primeiro banco de CO_2 ;
- o comportamento de um mesmo reservatório pode ser diferente em diferentes poços injetores.

Dentre essas variações de injetividade, o maior problema se relaciona com a redução de injetividade, uma vez que as menores quantidades de água e gás injetadas favorecem a depleção do reservatório e a queda na produção. Segundo Christensen et al. (2001), possíveis razões para a perda de injetividade são a mudança de permeabilidade relativa por causa do fluxo trifásico, o aquecimento do poço e consequente redução dos efeitos de fraturas termais durante a injeção de gás e a precipitação de asfaltenos e hidratos na região próxima ao poço. A redução das vazões de injeção pode ser crítica em reservatórios de baixa permeabilidade (Rosa et al., 2006).

⁶Se refere à vazão a que um determinado fluido consegue ser injetado no reservatório

Segundo Rogers e Grigg (2000), uma redução de cerca de 20% na injetividade da água pode ser esperada num processo WAG e, entre as medidas mitigadoras encontradas na literatura, encontram-se: a redução da razão de WAG, o aumento da vazão de injeção e a adição de mais poços de injeção.

A corrosão é um problema a ser encarado já que água e CO_2 são injetados no mesmo poço. Esse é principalmente um problema quando a WAG é implementada como recuperação terciária, em campos que tenham instalações de injeção que foram designadas para injeção de água. Após o *breakthrough*, os equipamentos e facilidades de produção também estarão sujeitas à corrosão.

Em geral, as fases água e gás são injetadas a diferentes temperaturas, o que pode causar problemas de falha na coluna de produção em função da variação cíclica de tensão devido a expansão/contração térmica.

A produção prematura do gás injetado (*early breakthrough*), embora seja mais comum na injeção de CO_2 puro, também pode ocorrer, principalmente caso se conheça mal o reservatório.

3.8 Injeção de água carbonatada

Nesse caso, injeta-se água saturada com CO_2 no reservatório e o gás deve se difundir na água até a interface água/óleo. A injeção simultânea de CO_2 e água, SWAG, consiste na injeção de uma mistura de água e gás a uma pressão tal que o regime de fluxo é o de bolhas de gás dispersas na água (Sanchez, 1999).

Os efeitos da injeção de água carbonatada ou da injeção simultânea de CO_2 e água (SWAG), são, basicamente, os mesmos da WAG mas, em geral, a injetividade é melhorada, já que não há alternância entre a injeção de CO_2 e água (Christensen et al., 2001).

Entre seus impactos negativos, a injeção de água carbonatada pode intensificar problemas de corrosão nos poços injetores, já que a mistura CO_2 /água produz ácido carbônico. Segundo Rogers e Grigg (2000), os custos de completação e a complexidade adicional na operação tornam essa técnica mais difícil e, portanto, menos usada que a WAG.

Capítulo 4

Simulação de Reservatórios

A simulação de reservatório é uma técnica capaz de prever o comportamento de um reservatório de petróleo sob vários cenários de operações diferentes, sendo assim, muito útil da perspectiva do gerenciamento de reservatórios. Através da simulação de reservatórios é possível, entre outras coisas:

- prever a produção de água, óleo e gás do reservatório;
- determinar o impacto da perfuração de novos poços na produção do campo;
- prever a recuperação de óleo adicional decorrente da aplicação de um método de recuperação secundária ou especial;
- determinar as melhores locações para poços produtores e injetores;
- entender os mecanismos de escoamento;
- melhorar o modelo do reservatório através do ajuste de histórico.

Desse modo, o uso de um simulador de reservatórios é uma importante ferramenta para o estudo dos impactos de determinados parâmetros do método especial de recuperação por injeção de CO_2 na produção de óleo. Por exemplo, na CO_2 WAG, pode-se estudar o impacto de diferentes razões de WAG, de diferentes vazões de injeção e de diferentes frequências e tamanhos de banco de cada um dos fluidos. É possível, também, estudar o impacto de certas propriedades da rocha sobre a produção, como a molhabilidade preferencial à água ou ao óleo e permeabilidade

relativa da rocha. Se levarmos em conta as incertezas na caracterização da rocha reservatório, dos fluidos e das propriedades de escoamento da rocha, pode-se estudar a diferença de produção para diferentes cenários relacionados com a incerteza do modelo.

Segundo Aziz (1994), simuladores de reservatórios são programas computacionais que resolvem as equações para o fluxo de calor e de massa num meio poroso, sujeitas a condições iniciais e de contorno apropriadas. O número de equações a serem resolvidas depende das características geológicas do reservatório, das características do óleo e do processo de recuperação de óleo a ser modelado.

4.1 Evolução histórica da simulação de reservatórios

A engenharia de reservatórios tradicional, que se desenvolveu a partir da década de 1930, trabalhava com régua de cálculo e calculadoras mecânicas e partia de uma representação do reservatório como um único bloco. As soluções para as equações de que dispunham eram, basicamente, soluções analíticas unidimensionais para o fluxo bifásico linear e para o fluxo unifásico radial. A partir da década de 1950, a simulação de reservatórios começou a se desenvolver, através do uso de computadores digitais. No entanto, havia grandes limitações quanto à velocidade e à capacidade de armazenamento dos computadores, quanto a sua habilidade de lidar com grandes sistemas não-lineares de equações e ao custo do uso e desenvolvimento da tecnologia. A partir dos anos 1970, a simulação de reservatórios atingiu um novo patamar, ganhando maior credibilidade. Entre os fatores que contribuíram estão o desenvolvimento da computação e diminuição dos custos de *hardware*, o uso de um número grande de blocos para a representação do reservatório com o refinamento local de malha¹ e o uso blocos de formas irregulares², o uso de métodos mais eficien-

¹O refinamento local de malha, ou *local grid refinement*, é o uso de blocos com dimensões menores em algumas regiões específicas da malha, por se acreditar que são regiões em que as soluções podem variar mais abruptamente, por exemplo, numa região próxima a poços produtores.

²Blocos com formas irregulares são, muitas vezes, capazes de melhor representar as heterogeneidades e fácies litológicas do reservatório do que blocos regulares e com um menor número de

tes para a solução de sistemas não-lineares de equações e métodos robustos para a solução de grandes sistemas lineares, a possibilidade de utilização de uma descrição multicomponente dos fluidos, a melhora no entendimento de processos complicados, o uso de gráficos e estações de trabalho e a disponibilidade de supercomputadores (Aziz, 1994).

4.2 Geração do Modelo de Reservatório

A geração de um modelo discretizado de reservatório é um trabalho que envolve conhecimentos integrados de geologia, geofísica, petrofísica, geoestatística e engenharia (Aziz, 1994). Inicialmente, a partir de conhecimentos da bacia em que o reservatório está inserido, acompanhada de informações de sísmica e de perfis de poços constroem-se várias imagens igualmente prováveis do reservatório representado.

Os dados de sísmica provêm do processamento de sinais acústicos emitidos por uma fonte e recebidos por sensores após suas refrações e reflexões em diferentes rochas. O processamento e posterior interpretação desses dados permite que se tenha idéia das feições do reservatório, como seus limites, seu aspecto estrutural e o mapeamento das falhas nele presentes.

Os perfis de poços, ou *well logs*, correspondem a medições de propriedades do reservatório num poço e, portanto, oferecem informações em pontos discretos do reservatório (poços), que servem de parâmetro para a calibração da sísmica e para o povoamento do modelo com essas propriedades. Vários são os tipos de ferramentas disponíveis no mercado de óleo e gás para a perfilagem de poços e as mesmas são fornecidas por diferentes companhias de serviço. Por exemplo, ferramentas de raios gama permitem que se identifique a presença de material argiloso no reservatório, o que está diretamente relacionado com sua qualidade. Ferramentas que medem resistividade à corrente elétrica permitem que se identifique o tipo de fluido contido no reservatório. Em geral, uma resistividade baixa revela um intervalo portador de água enquanto que uma resistividade alta indica um intervalo portador de óleo ou gás. Perfis como os de densidade neutrônica permitem que se meça a porosidade

blocos.

total³ da rocha em questão e também sua porosidade efetiva⁴.

Segundo Carlson (2006), entre os dados que se espera obter a partir de perfis estão: *net pay*⁵, porosidade, permeabilidade, saturação de água, região de transição capilar e profundidade dos contatos óleo/água, gás/óleo e gás/água (para poços de gás).

Em alguns casos também se dispõe de testemunhos da rocha reservatório em poços exploratórios. Essas amostras de testemunho são muito úteis para se obter dados muito confiáveis de permeabilidade da rocha, permeabilidades relativas e porosidades.

Dessa forma, observamos que os profissionais encarregados de gerar o modelo de simulação dispõem de várias informações, que são mais ou menos confiáveis umas em relação às outras e que tem abrangências diferentes, umas regionais e outras pontuais, além de serem geradas em escalas diferentes. A fim de uni-las num modelo que represente a realidade desconhecida ferramentas como a geoestatística são de fundamental importância para a alimentação das células do modelo geológico do reservatório com os valores de permeabilidade, porosidade e saturação de água que só são conhecidos com maior certeza nos poços (Lake, 2007). A geoestatística faz uso de distribuições de probabilidade que representam a forma como variam essas propriedades no reservatório e atribuem valores dessas propriedades às células entre os poços levando em conta sua distância aos poços e a distribuição de probabilidade associada àquela propriedade.

Em geral, modelos geológicos de reservatório são bastante refinados: as células de sua malha tem dimensões de alguns metros e o modelo é composto por milhões de células. Segundo Lake (2007), os modelos geológicos atuais chegam a possuir entre 25 e 30 milhões de células em reservatórios extensos e/ou com características geológicas complexas. O tempo computacional necessário para que se resolva as

³Representa a razão entre o volume dos espaços vazios (ocupados por fluidos) e o volume da rocha.

⁴Representa a porosidade resultante de poros interconectados, ou seja, a porosidade que de fato é contribuinte para que haja escoamento de fluidos no reservatório.

⁵Espessura da rocha reservatório saturada com hidrocarbonetos e com condições permoporosas para produzi-lo.

equações numéricas de escoamento para um modelo com tantas células faz com que se utilizem modelos de reservatório menos refinados para a simulação numérica. Para se gerar um modelo menos refinado, com um menor número de células de maiores dimensões, a partir do modelo geológico refinado, faz-se uso do *upscaling*.

A técnica de *upscaling*, mostrada esquematicamente na Figura 4.1, visa reduzir o número de células do modelo do reservatório, tanto na vertical quanto na área, com o desafio de se manter as características geológicas essenciais que impactam na recuperação de fluidos (Lake, 2007). O *upscaling* pode ser feito de diferentes formas, tanto analiticamente, através do cálculo de propriedades médias efetivas para os blocos, como utilizando técnicas baseadas no escoamento através do modelo. Independentemente de como forem calculadas as propriedades dos blocos do modelo mais grosseiro de simulação, o *upscaling* traz ainda mais incertezas na modelagem do reservatório que originalmente já tinha incertezas associadas à população das células com as suas propriedades.

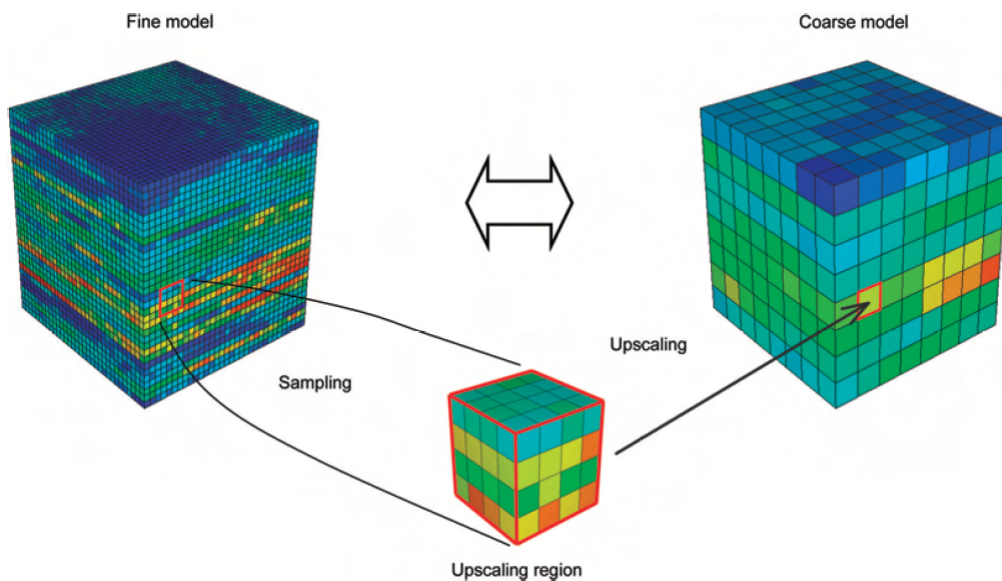


Figura 4.1: Conceito de *upscaling* (Lake, 2007).

4.3 Modelagem Matemática

De um modo geral, como era de se esperar, os principais elementos que governam os simuladores de reservatório são também aqueles que regem o fluxo de

fluidos em meios porosos, que estão descritas com mais detalhe no capítulo 2, Seção 2.1. O balanço de massa aplicado em cada bloco da malha garante que a massa armazenada dentro da célula é igual a diferença entre a massa que entra na célula, seja por suas interfaces com as células adjacentes ou por uma fonte em seu interior, e a massa que sai da mesma, seja por suas interfaces ou pela presença de um sumidouro. No entanto, apenas a conservação de massa não é suficiente para reproduzir o comportamento do escoamento de fluidos num reservatório. Essa equação precisa ser expandida de duas formas: através de uma descrição do comportamento dos fluidos a diferentes pressões e através de uma relação que defina o transporte entre blocos (Carlson, 2006). O comportamento dos fluidos a diferentes pressões pode ser descrito por uma equação de estado e o transporte entre blocos é definido pela lei de Darcy, que diz que a velocidade de cada fase é proporcional ao gradiente de pressão.

Quando se trata de descrição de fluidos, existem basicamente dois modelos que são aplicados em simuladores de reservatórios: o modelo composicional e o modelo *black-oil*. O modelo composicional considera que cada uma das espécies químicas representadas no modelo pode existir em qualquer uma das três fases (água, gás e óleo). Já modelo *black-oil* é um modelo simplificado que descreve o sistema de hidrocarbonetos a partir de somente dois componentes: gás e óleo. Embora o primeiro modelo seja mais rigoroso e necessário em alguns casos, o modelo *black-oil* é capaz de descrever bem o equilíbrio dos hidrocarbonetos através do uso de dados convencionais de testes de vaporização diferencial realizados numa amostra de óleo do reservatório como, por exemplo, para óleos menos voláteis (Peaceman, 1977). Segundo Mattax e Dalton (1990), os simuladores *black-oil* são capazes de resolver adequadamente mais de três quartos das aplicações de simuladores adequadamente.

No caso da injeção miscível de CO_2 , no entanto, como ocorre extensa transferência de massa entre as fases (CO_2 dissolve-se no óleo e na água, componentes intermediários do óleo são vaporizados pelo gás), considera-se que a modelagem composicional, embora mais complexa, seja necessária para uma melhor descrição do equilíbrio do sistema de hidrocarbonetos.

4.3.1 Formulação composicional

A equação da continuidade para a formulação composicional leva em conta a conservação da massa de cada componente em vez da conservação da massa de cada fase, devido à troca de massa entre as fases (Peaceman, 1977), sendo representada na equação 4.1.

$$-\nabla \cdot [C_{ig}\rho_g\vec{v}_g + C_{io}\rho_o\vec{v}_o + C_{iw}\rho_w\vec{v}_w] + q_i = \frac{\partial}{\partial t}[\phi(C_{ig}\rho_gS_g + C_{io}\rho_oS_o + C_{iw}\rho_wS_w)] \quad (4.1)$$

onde:

- C_{ig} , C_{io} e C_{iw} representam a fração mássica do i -ésimo componente nas fases gás, óleo e água, respectivamente;
- ρ_g , ρ_o e ρ_w são as massas específicas das fases gás, óleo e água, respectivamente;
- \vec{v}_g , \vec{v}_o e \vec{v}_w são as velocidades superficiais das fases gás, óleo e água, respectivamente;
- S_g , S_o e S_w são as saturações das fases gás, óleo e água, respectivamente;
- q_i é a vazão mássica de injeção do componente i por unidade de volume do reservatório;
- ϕ é a porosidade da rocha-reservatório.

O primeiro termo, o divergente do fluxo de massa de cada componente, representa a diferença entre a massa do componente i que entra e que sai do volume de controle. O segundo termo, q_i , representa uma fonte ou um sumidouro para o componente i e o terceiro termo é o termo de acúmulo, ou seja, representa a variação temporal da massa do componente i no volume de controle.

A equação 4.2 representa a equação de Darcy para a velocidade da fase p em termos do gradiente do potencial de fluxo, $\nabla\Phi_h$. O potencial de fluxo representa o trabalho necessário para se transladar uma unidade de massa de um ponto a outro (Thomas, 1981).

$$\vec{v}_p = -\frac{kk_{rp}}{\mu_p}\rho_p(\nabla\Phi_h) \quad (4.2)$$

onde:

$$\nabla\Phi_h = \frac{\nabla p_p}{\rho_p} + \left(\frac{g}{g_c}\right)\nabla D \quad (4.3)$$

e,

- \vec{v}_p é a velocidade superficial da fase p ;
- k é a permeabilidade absoluta do meio poroso;
- μ_p é a viscosidade da fase p ;
- k_{rp} é a permeabilidade relativa a fase p ;
- g é a aceleração da gravidade;
- g_c é a aceleração da gravidade ao nível do mar;
- ∇_{pp} é o gradiente de pressão a que a fase p está submetida;
- D é a profundidade vertical.

Dessa forma, as equações 4.2 e 4.3 substituídas na equação 4.1 fornecem:

$$\nabla \cdot \left[\frac{C_{ig}\rho_g k k_{rg}}{\mu_g} \left(\nabla p_g - \rho_g \frac{g}{g_c} \nabla D \right) + \frac{C_{io}\rho_o k k_{ro}}{\mu_o} \left(\nabla p_o - \rho_o \frac{g}{g_c} \nabla D \right) + \frac{C_{iw}\rho_w k k_{rw}}{\mu_w} \left(\nabla p_w - \rho_w \frac{g}{g_c} \nabla D \right) \right] + q_i = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (C_{ig}\rho_g S_g + C_{io}\rho_o S_o + C_{iw}\rho_w S_w)] \quad (4.4)$$

4.3.2 Análise de número de variáveis e equações

Existindo N componente, as equações diferenciais representadas pela equação 4.4. No entanto, há um número bem maior de variáveis, $3N + 15$, como mostrado na Tabela 4.1.

Nesse caso, são necessárias equações adicionais que possibilitem a solução do problema, que são mostradas na próxima seção.

Tabela 4.1: Lista de variáveis dependentes (Peaceman, 1977).

Variáveis	Número
C_{ig}	N
C_{io}	N
C_{iw}	N
p_g, p_o, p_w	3
S_g, S_o, S_w	3
ρ_g, ρ_o, ρ_w	3
μ_g, μ_o, μ_w	3
k_{rg}, k_{ro}, k_{rw}	3
Total de Variáveis	$3N + 15$

4.3.3 Equações adicionais

As relações adicionais podem ser diferenciais, algébricas ou funcionais (Peaceman, 1977). Segundo Aziz (1994), essas equações são:

- **Restrição de saturações: 1 equação**

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (4.5)$$

- **Pressão capilar: 2 equações**

Apenas duas são independentes e são função das saturações das três fases (Peaceman, 1977).

$$p_g - p_o = p_{c_{go}}(S_g, S_o, S_w) \quad (4.6)$$

$$p_o - p_w = p_{c_{ow}}(S_g, S_o, S_w) \quad (4.7)$$

- **Relações de equilíbrio de fases: $2N$ equações**

Existe, para cada par de fases, uma constante de distribuição para cada componente, que será função da pressão, da temperatura e da composição. No

entanto, para o terceiro par de fases, equação 4.10, a relação não é independente das outras duas (Peaceman, 1977).

$$\frac{C_{ig}}{C_{io}} = K_{igo}(T, p_g, p_o, C_{ig}, C_{io}) \quad (4.8)$$

$$\frac{C_{ig}}{C_{iw}} = K_{igw}(T, p_g, p_w, C_{ig}, C_{iw}) \quad (4.9)$$

$$\frac{C_{io}}{C_{iw}} = K_{iow} = \frac{K_{igw}}{K_{igo}} \quad (4.10)$$

- **Restrição de fases: 3 equações**

Em cada fase, a soma das frações mássicas de todos os componentes devem ser iguais a 1 (Thomas, 1981).

$$\sum_{i=1}^N C_{ig} = \sum_{i=1}^N C_{io} = \sum_{i=1}^N C_{iw} = 1 \quad (4.11)$$

Tem-se ainda mais 3 equações que fornecem as massas específicas de cada fases como funções da pressão e composição da fase (equações de estado), 3 equações para as viscosidades das fases como funções da pressão e composição de cada fase e 3 equações para as permeabilidades relativas como funções das saturações das três fases (Peaceman, 1977). Temos assim um total de $N + 1 + 2N + 2 + 3 + 3 + 3 + 3$, ou seja, $3N + 15$ equações para $3N + 15$ incógnitas.

4.4 Simulação Numérica

4.4.1 Discretizações

Um reservatório de óleo é uma região no espaço com dimensões finitas e o escoamento de fluidos nesse reservatório é representado por equações diferenciais. A solução analítica dessas equações diferenciais permite que se obtenha, para cada ponto do reservatório em qualquer tempo, o valor da pressão e das saturações de fluido, que permitem a previsão do comportamento do reservatório.

No entanto, considerando os tipos de reservatórios reais e o escoamento multifásico nos mesmos, essas equações podem se tornar muito complexas para que se obtenha uma solução analítica. Sendo assim, uma saída para resolvê-las é partir para uma solução numérica, que representa a solução em pontos discretos no espaço e no tempo e não como uma fórmula de solução analítica (Thomas, 1981).

As discretizações no espaço são feitas de forma que o reservatório seja composto por inúmeros pequenos blocos, que devem estar contidos dentro de suas fronteiras e ser contíguos com os adjacentes, conforme mostrado na Figura 4.2 (Thomas, 1981). Sendo assim, os pontos discretizados do espaço são definidos através do uso dessa malha arbitrária. Em geral, considera-se o centro dos blocos para os cálculos que serão feitos para pontos discretos no tempo. Essa segunda discretização, a do tempo, também é feita arbitrariamente, através do uso de *timesteps*, que nada mais são que incrementos de tempo Δt entre instante no qual a solução das equações numéricas é realizada (Carlson, 2006).

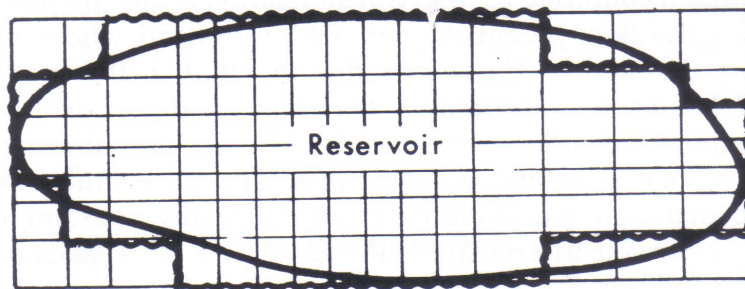


Figura 4.2: Discretização do reservatório no espaço (Thomas, 1981).

4.4.2 Equações discretizadas

As $3N + 15$ equações apresentadas na Seção 4.3.1 para a solução de um problema composicional, após serem discretizadas da forma mostrada ao longo desta seção, são resolvidas para cada um dos blocos que compõe o modelo. Como o número de componentes N é bastante impactante no número de equações a serem resolvidas, em geral, não se utiliza todos os componentes que formam o óleo, mas sim o que se chama de pseuocomponentes, que são agrupamentos de componentes reais do óleo. Dessa forma, N deixa de ser o número de componentes e passa a ser

o número de pseudocomponentes, que podem representar um número bem menor e diminuir o esforço e o tempo computacional para a solução do problema.

Lei da conservação de massa

A equação 4.12 mostra a equação da conservação de massa aplicada para um volume de controle, no caso, uma célula da malha representada pelo subíndice i na Figura 4.3, considerando-se um problema uni-dimensional.

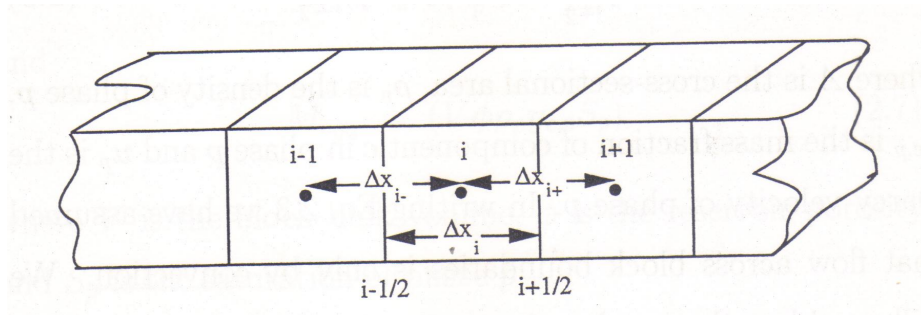


Figura 4.3: Discretização para o fluxo unidirecional (Aziz, 1994).

$$\Delta t(q_{c_{i-\frac{1}{2}}} - q_{c_{i+\frac{1}{2}}} - q_{c_i}^w) = M_{c_i}^{n+1} - M_{c_i}^n \quad (4.12)$$

onde:

- Δt representa o incremento de tempo, ou *timestep*;
- $q_{c_{i-\frac{1}{2}}}$ representa a vazão mássica do componente c na interface entre o bloco i e o bloco a esquerda, $i - 1$;
- $q_{c_{i+\frac{1}{2}}}$ representa a vazão mássica do componente c na interface entre o bloco i e o bloco a direita, $i + 1$;
- $q_{c_i}^w$ é um termo que leva em conta uma fonte de massa do componente c dentro do bloco, se for positivo, representa um poço de produção e, se for negativo, um poço de injeção;
- $M_{c_i}^{n+1}$ representa a massa do componente c no bloco i no final do intervalo de tempo;

- $M_{c_i}^n$ representa a massa do componente c no bloco i no início do intervalo de tempo.

Se considerarmos que o componente c pode se apresentar em diferentes fases p , onde o número de fases n_p é, em geral, menor ou igual a 3, as vazões mássicas do componente c nas interfaces, $q_{c,i\pm\frac{1}{2}}$, são representadas pelas equações 4.13 e 4.14 e o termo de acumulação, M_{c_i} , pelas equações 4.15 e 4.16 (Aziz, 1994).

$$q_{c,i\pm\frac{1}{2}} = \sum_p q_{c,p,i\pm\frac{1}{2}} \quad (4.13)$$

$$q_{c,p,i\pm\frac{1}{2}} = (A\rho_p C_{c,p} v_p)_{i\pm\frac{1}{2}} \quad (4.14)$$

$$M_{c_i} = \sum_p M_{c,p_i} \quad (4.15)$$

$$M_{c,p_i} = V\phi\rho_p C_{c,p} S_{p_i} \quad (4.16)$$

onde:

- A é a área da seção transversal;
- V é o volume total do bloco;
- ϕ é a porosidade do reservatório;
- ρ_p é a densidade da fase p ;
- $C_{c,p}$ é a fração mássica do componente c na fase p ;
- v_p é a velocidade de fase;
- S_p é a saturação da fase p .

Equação de diferenças

A equação de Darcy pode ser discretizada pela aproximação das derivadas pelas diferenças centrais, por exemplo (Aziz, 1994). A equação 4.17 apresenta a equação de Darcy discretizada substituída na equação 4.12.

$$\begin{aligned} \Delta t \sum_p \left[\left\{ \left(\frac{A\rho_p C_{c,p} k k_{rp}}{\mu_p} \right)_{i+\frac{1}{2}} \frac{(p_{p_{i+1}} - p_{p_i})}{\Delta x} - \left(\frac{A\rho_p C_{c,p} k k_{rp}}{\mu_p} \right)_{i+\frac{1}{2}} \rho_{p_{i+\frac{1}{2}}} \frac{g (D_{i+1} - D_i)}{\Delta x} \right\} \right. \\ \left. - \left\{ \left(\frac{A\rho_p C_{c,p} k k_{rp}}{\mu_p} \right)_{i-\frac{1}{2}} \frac{(p_{p_i} - p_{p_{i-1}})}{\Delta x} - \left(\frac{A\rho_p C_{c,p} k k_{rp}}{\mu_p} \right)_{i-\frac{1}{2}} \rho_{p_{i-\frac{1}{2}}} \frac{g (D_i - D_{i-1})}{\Delta x} \right\} - q_{c,p_i}^w \right] \\ = \sum_p [(V\phi\rho_p C_{c,p} S_p)_i^{n+1} - (V\phi\rho_p C_{c,p} S_p)_i^n] \end{aligned} \quad (4.17)$$

Quando se generaliza o problema para o caso tridimensional, utilizam-se os índices i , j e k para localizar cada ponto na malha e as derivadas parciais são aproximadas de forma semelhante ao caso unidimensional.

4.4.3 Formas de solução

Inicialmente, contrapõe-se duas formas de solução: a explícita e a implícita. A solução explícita assume que os gradientes de pressão não mudam muito entre os intervalos de tempo e, dessa forma, a solução para o tempo subsequente t_{n+1} pode ser estimada a partir dos dados de pressão no instante t_n . A solução implícita parte da observação de que a predição de solução para o tempo t_{n+1} pode ser melhorada se for utilizada a pressão média efetiva, que é a média entre a previsão de pressão para o tempo t_{n+1} e a pressão no tempo t_n . Assim, usa-se essa média para se obter uma nova estimativa da pressão no instante t_{n+1} . Compara-se, então, essa nova estimativa de pressão com a pressão média e utiliza-se uma tolerância (erro) para se definir a convergência (Carlson, 2006).

Dessa forma, a solução explícita se baseia na solução do último *timestep* e só um passo no tempo é feito. Já a solução implícita usa as soluções no tempo corrente e do anterior e envolve uma solução iterativa no tempo t_{n+1} . A solução implícita é

mais acurada, embora requeira mais cálculos a serem realizados, o que aumenta o tempo computacional. No entanto, a solução implícita tolera *timesteps* maiores que a solução explícita. A maioria dos simuladores utiliza a formulação implícita para a pressão (Carlson, 2006).

No caso de escoamento multifásico, tem-se a introdução das saturações e permeabilidades relativas nas equações. Segundo Carlson (2006), nesse caso, as permeabilidades relativas das fases na equação diferencial causa uma forte não-linearidade, pois as mesmas são funções das saturações.

No caso do escoamento multifásico, em que as saturações são importantes, podemos citar dois tipos de solução: a IMPES e a solução totalmente implícita.

IMPES

Nesse caso, utiliza-se o método implícito para o cálculo da pressão e explícito para o cálculo das saturações, pois assume-se que a saturação não muda muito durante o *timestep* e, dessa forma, ela é determinada no início de cada passo de tempo e não é atualizada de forma iterativa dentro de cada *timestep* (Carlson, 2006).

Totalmente implícito

Tanto pressões como saturações são calculadas implicitamente. As saturações do *timestep* anterior são utilizadas para estimar uma saturação média para a primeira iteração, que ocorre da mesma forma que o IMPES. No entanto, no final do *timestep*, atualiza-se o valor das saturações médias com os valores de saturação obtidos no final do *timestep*. O *timestep* é então recalculado com o novo valor das saturações médias e permeabilidades relativas médias e compara-se sua solução com a solução anterior obtida para o mesmo *timestep*: se a diferença for menor que uma tolerância, utiliza-se a última solução para o tempo t_{n+1} , caso contrário, recalcula-se o *timestep* até que haja a convergência (Carlson, 2006).

Por causa da não linearidade associada às mudanças de saturação, utiliza-se, comumente, a técnica de Newton-Raphson para acelerar o processo de convergência

nos procedimentos implícitos. Dessa forma, esse método substitui o cálculo da pressão média a cada *timestep* e acelera a convergência. Além disso, como os métodos de solução são numéricos e podem induzir a erros, utiliza-se a equação de balanço de materiais para verificar se a convergência está ocorrendo para a solução correta. Como se sabe a quantidade de fluidos no reservatório, o valor encontrado através das soluções numéricas deve ser a quantidade de fluido que se tinha antes somada a quantidade de fluidos injetados e subtraída da quantidade de fluidos produzidos. Na verdade, essa verificação não é 100% correta porque alguns erros podem se cancelar. No entanto, a checagem com a EBM é uma ferramenta muito usada na prática. Essa verificação pode ser feita a cada *timestep* ou para *timesteps* cumulativos até o presente, ou seja, só se calcular a variação da EBM para o último *timestep* em relação ao valor acumulado de que se dispunha. O primeira abordagem é mais acurada (Carlson, 2006).

4.5 Simulação de reservatórios e tomada de decisões

Entre os tópicos relacionados à tomada de decisões relacionada à simulação de reservatórios, deseja-se ressaltar três: ajuste de histórico, incertezas e otimização.

O ajuste de histórico é importante para garantir que o modelo de simulação esteja em sintonia com os dados de produção do campo; as incertezas são intrínsecas à modelagem do reservatório e levá-las em consideração é de grande importância para a tomada de decisões. A otimização da produção, por sua vez, é um dos principais objetivos da simulação: encontrar o cenário de desenvolvimento do campo que otimize o retorno financeiro do ativo.

4.5.1 Ajuste de histórico

A técnica de ajuste de histórico, ou *history matching*, parte da idéia de que um modelo de simulação utilizado para a previsão do comportamento do reservatório pode ser melhorado, ou ajustado, de acordo com as informações de produção provenientes do campo real disponíveis ao longo do tempo. Para tal, observa-se os gráficos de produção gerados pelo modelo de simulação disponível contra os gráficos

reais de produção do campo para o mesmo período de tempo. Havendo diferenças significativas entre a previsão e os dados reais, as discrepâncias tendem a ser tratadas de modo a se alterar certas propriedades do modelo de simulação e observar os novos resultados da simulação (com o modelo alterado) contra os dados do campo. O processo se repete até que se obtenha um modelo capaz de prever a produção atual do campo dentro de uma tolerância estabelecida pela equipe.

Aziz (1994) salienta que o ajuste de histórico é um problema inverso, no qual, as soluções (previsões de produção) são tomadas como conhecidas e os parâmetros de entrada (descrição do reservatório, caracterização do fluido) são as variáveis. Como um problema inverso, o ajuste de histórico não possui uma única solução, o que torna necessário que se varie os parâmetros de entrada dentro dos limites físicos de variação das propriedades.

Segundo Lake (2007), a modificação de parâmetros com maior grau de incerteza dará a máxima redução do erro. Mattax e Dalton (1990) estabelecem as informações que devem ser comparadas no ajuste de histórico, entre elas estão: pressões e as razões água/óleo, gás/óleo e água/gás.

A decisão em relação a quais parâmetros de entrada no simulador devem ser modificados depende de um conhecimento da relação entre esse parâmetro e as variações que se obterá na produção do reservatório. Por exemplo, se a distribuição de pressões não condisser com o observado no campo, as variáveis de entrada no simulador a serem modificadas devem estar relacionadas ao escoamento de fluidos, como a permeabilidade da rocha e a permeabilidade relativa. No entanto, se nesse caso as razões de produção entre os fluidos do reservatório estiverem aceitáveis em relação aos dados reais, a mudança nas permeabilidades relativas pode ser prejudicial, devendo, nesse caso, modificar-se somente a permeabilidade da rocha (Aziz, 1994). Aziz (1994) ainda relaciona que o nível de pressão do reservatório é determinado pela porosidade do reservatório e pela compressibilidade total e que a distribuição de saturações afeta as vazões de produção e injeção nos poços e, conseqüentemente as razões água/óleo e gás/óleo.

4.5.2 Incertezas

As incertezas, como já foi dito, são intrínsecas aos modelos de reservatório, já que os valores das propriedades só são conhecidos em alguns pontos do espaço e são distribuídos de acordo com interpretações sobre os ambientes deposicionais e estudos probabilísticos. Desse modo, vários modelos de reservatório diferentes com probabilidade de ocorrência no reservatório real podem ser construídos e surge a necessidade de se saber como avaliar os resultados de simulação no ambiente de incerteza. Segundo MacDonald et al. (2009), o entendimento e gerenciamento das incertezas do reservatório é importante para as companhias otimizarem seus portfólios, tomarem melhores decisões a respeito do desenvolvimento dos campos e melhorar certas operações cotidianas como o planejamento de poços.

Embora este trabalho trate especificamente de incertezas geológicas na distribuição de propriedades para as células do modelo, outras incertezas ocorrem nos modelos de reservatório, como incertezas relacionadas à caracterização dos fluidos, à modelagem estrutural do reservatório, às posições dos contatos de fluidos, às curvas de permeabilidade relativa obtidas para o modelo, etc.

Em seu estudo sobre gerenciamento de erros, Ma (2010), define dois tipos de erro que causam resultados errados: um relacionado à qualidade da informação que é dada de entrada e outro relacionado à inferência incorreta relacionada à função de transferência ou o processo científico que transforma as entradas em saídas. Num exemplo, relacionado ao mapeamento da porosidade no reservatório, tem-se que o primeiro tipo de erro ocorreria no caso em que os dados obtidos de poços e perfis estivessem errados, gerando assim, errôneas distribuições da propriedade pelas células do modelo. O segundo tipo de erro ocorreria caso a modelagem e o método de modelagem estivessem errados, ainda que os dados de entrada estivessem corretos.

A Figura 4.4 mostra um *workflow* de modelagem de incertezas discutido por MacDonald et al. (2009). Pode-se observar que os autores separam três grupos de incerteza:

Incerteza na determinação do Volume de Rocha Bruto Esse tipo de incerteza advém basicamente da interpretação da estrutura do reservatório, incluindo seus

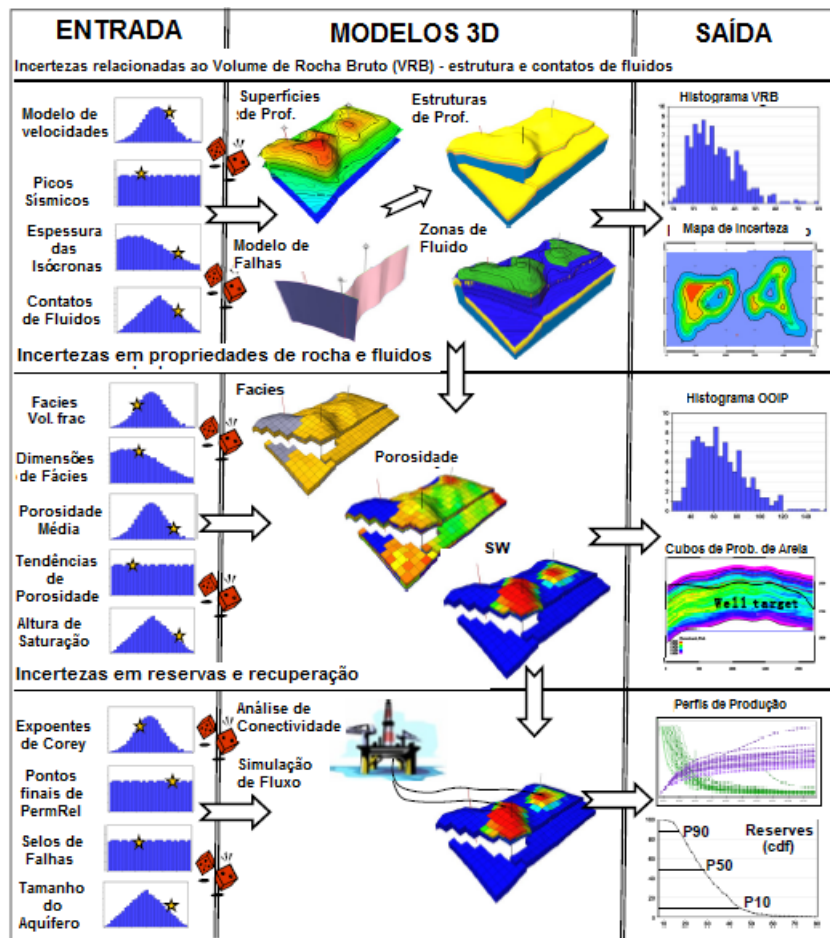


Figura 4.4: *Workflow* para modelagem de incertezas (adaptado de MacDonald et al., 2009).

conjuntos de falhas, e na determinação de onde se localizam os contatos de fluidos. É uma incerteza bastante significativa, principalmente nas fases iniciais de estudo e desenvolvimento do campo. Uma das fontes de incerteza está na determinação das profundidades das estruturas em função do processamento e da interpretação das sísmicas.

Incerteza nas propriedades de rocha e fluido Além de incertezas de ordem estrutural e de contatos, que determinam basicamente o volume de rocha disponível para o armazenamento de fluidos, propriedades relacionadas às saturações de fluidos e à porosidade e distribuição de fácies da rocha influenciam diretamente na determinação da porcentagem do volume de rocha que pode ser ocupado por

hidrocarbonetos, ou seja, afetando os valores de $HCPV^6$, $OOIP^7$ e $GIIP^8$.

Incerteza em reservas e recuperação É um tipo de incerteza mais relacionado com o comportamento dinâmico do reservatório, ou seja, relaciona-se com parâmetros importantes para o escoamento no reservatório, como incertezas na saturação de óleo irreduzível, nas curvas de permeabilidade relativa, no tamanho do aquífero atuante na recuperação de óleo do reservatório.

Segundo Manceau et al. (2002), o modo como os engenheiros de reservatórios usualmente tratam essas incertezas é através da realização de várias simulações de reservatórios para diferentes valores dos parâmetros de incerteza, de modo a terem uma idéia qualitativa da influência de cada um deles na produção do reservatório e na sua resposta econômica.

4.5.3 Otimização

Um dos principais objetivos para o qual a simulação de reservatório vem sendo utilizada é a otimização. Em geral, as funções escolhidas para se maximizar são o valor presente líquido do investimento ou a produção acumulada de óleo, e busca-se, dentre vários cenários de desenvolvimento do reservatório, o que dá o maior valor da função objetivo escolhida.

O resultado da otimização pode ser um número ótimo de poços a serem usados para o desenvolvimento do campo, uma distribuição de locações de um dado número de poços que maximize a função objetivo, ou, tomando o exemplo deste trabalho, o valor de parâmetros ótimos para a injeção alternada de gás e água em um dado reservatório.

Sarma et al. (2005) apresentaram um trabalho sobre a otimização de produção em *loop* fechado sob incerteza e descrevem essa abordagem de otimização *closed-loop* como a realização da otimização num modelo aproximado do reservatório e aplicação dos controles ótimos obtidos como resultado no campo. Conforme as informações do

⁶*Hydrocarbon Pore Volume* - volume de óleo que ocupa o espaço poroso medido em condições de reservatório

⁷*Original Oil in Place* - volume de óleo originalmente contido no reservatório

⁸*Gas Initially in Place* - volume de gás inicialmente contido no reservatório

reservatório real forem se tornando disponíveis, deve-se assimilar esses novos dados no modelo do reservatório, o que reduz a incerteza do modelo, e voltar ao primeiro passo, aplicando a técnica de otimização no modelo que assimilou os novos dados e aplicar os controles otimizados no campo real, aguardando novas informações de desempenho do reservatório real. Esse processo se trata de um *loop* fechado pois pode ser repetido ao longo da vida do reservatório.

Capítulo 5

Metodologia

Nesse estudo é feita uma análise, a partir de resultados de simulação composicional, da injeção de CO_2 alternado com água (*WAG*). Através da modificação de parâmetros de *WAG* como tamanho e número dos bancos (*slugs*) de água e CO_2 , o tamanho relativo dos bancos de água e CO_2 e a vazão de injeção dos fluidos, faz-se uma análise de sensibilidade da curva de produção acumulada de óleo em função desses parâmetros, que resultam em diferentes tempos de injeção e volumes injetados de cada um dos fluidos, CO_2 e água. O estudo considerou os efeitos da incerteza na modelagem das propriedades geológicas do reservatório para a realização da análise de sensibilidade aos parâmetros de *WAG*, de modo a se verificar se a variação dos parâmetros permite conclusões sobre a melhor recuperação de óleo com diferença maior que a incerteza do modelo.

As simulações foram feitas com o simulador de reservatórios *PSIM*, da ConocoPhillips e o reservatório utilizado foi o modelo sintético Brugge, desenvolvido pela empresa *TNO*. As próximas seções apresentam detalhes sobre o simulador e o modelo de reservatório utilizados. Também são apresentadas neste capítulo as etapas cumpridas para a realização do trabalho.

5.1 Brugge: modelo de simulação

O campo Brugge é um modelo geológico de reservatório sintético, que foi construído a partir de um modelo de alta resolução inicial composto por 20 milhões de

células, cada uma medindo $50 \times 50 \times 0,25$ metros e populadas com propriedades como porosidade, permeabilidade, fácies sedimentares, *net-to-gross*¹ e saturação de água. Além dessas propriedades, foram geradas algumas outras com o objetivo de se gerar perfis (*well logs*) para os trinta poços que compõe o modelo (Peters et al., 2010).

Esse modelo de alta resolução teve sua resolução reduzida pelo processo de *upscaling*, gerando uma malha de simulação de 450.000 células, cada uma medindo $75 \times 75 \times 2.5$ metros, que foi considerado como caso base, ou seja, os resultados de simulação de malhas de menor resolução seriam aferidos por ele, por exemplo, para ajuste de histórico de dados de produção. Esse modelo de 450.000 células representa o reservatório real (Peters et al., 2010).

A partir dos *well logs* e algumas informações sobre a geologia da região, na tentativa de reproduzir as características de escoamento do modelo de 450.000 células (sem ter acesso ao mesmo), foram construídas 104 diferentes realizações geológicas do reservatório com base em alternativas que poderiam ser utilizadas por geólogos para criar um modelo de reservatório a partir desses dados, que são geralmente os que se tem disponíveis de um campo real (Peters et al., 2010). Na criação dessas 104 realizações, combinou-se diferentes alternativas de tratamento da modelagem de fácies geológicas e em como seriam obtidas as propriedades de permeabilidade. Essas realizações possuem 60.000 células, que possuem dimensões de, aproximadamente, $125 \times 125 \times 6.8$ metros e variam nas seguintes propriedades:

- Porosidade
- Permeabilidade nas três direções cartesianas
- Razão arenito/folhelho
- Saturação inicial de água

Para todas as realizações, utiliza-se a mesma estrutura de reservatório: posição de falhas, mapa de isópacas, espessura de zona e geometria das células da malha. A

¹Ou razão arenito/folhelho. É uma fração que representa o volume de rocha-reservatório (arenito) existente em cada célula da malha dividido pelo volume total de rocha existente na mesma.

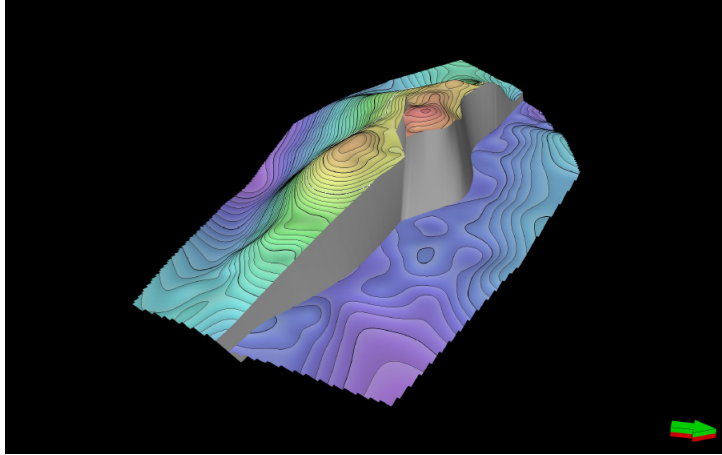


Figura 5.1: Mapa do topo do reservatório contendo a falha (Geel, 2008).

estrutura do reservatório é um meio domo alongado na direção leste-oeste, limitado por uma falha a nordeste e com uma falha interna (Figura 5.1). A geologia compreende fácies típicas de ambientes de sedimentação fluvial, costeiro e bancos de areia. Em termos de área, as dimensões do campo são de 10×3 km, aproximadamente. A espessura do reservatório é de cerca de 61 metros e o modelo de 60.000 células é composto por 9 camadas, com uma célula de espessura cada, na direção vertical, em ambos os lados da falha.

5.2 O simulador de reservatórios: *PSim*

O simulador de reservatórios utilizado neste estudo foi o *PSim*, versão 2010.00.00.00, *software* desenvolvido pela operadora americana ConocoPhillips para uso interno da companhia. Entre suas características, o *software* é capaz de resolver problemas *black oil* e composicionais em reservatórios com porosidade única modelados em 3 dimensões, para diferentes tipos de malha, como cartesiano, *corner point grid*² e sistema de coordenadas cilíndricas (Anônimo., 2010b).

O arquivo *.dek*, de entrada no simulador, pode ser preparado através de um programa de interface com o usuário, o *CSim*, que permite a visualização do reservatório em *2D* e *3D* e a entrada dos dados necessários para a construção do modelo a ser simulado. Inicialmente, um arquivo *.grdecl* precisa ser importado, que é um

²É um tipo de malha em que é dado o valor de x , y e z para cada um dos 8 vértices de cada célula.

arquivo que contém a malha e as informações básicas sobre o modelo de simulação, como sua porosidade, permeabilidade, saturação de água, etc. Para simular diferentes realizações do modelo Brugge sob as mesmas condições de operação e inicialização do modelo, basta construir arquivos *.dek* a partir de diferentes arquivos *.grdecl*, o que pode ser feito automaticamente pela opção *GRDECL Batch Summit*.

Na interface *CSim* é possível construir ou importar poços, definindo suas condições de operação e sob que programação começam ou terminam de operar. Também é possível escolher o tipo de simulação a ser utilizada: *black oil* ou composicional, definir as características dos fluidos do modelo e a sua composição no reservatório. Além disso, todos os dados necessários para a simulação são alimentados: curvas de permeabilidades relativas, pressão do reservatório, profundidade do contato água-óleo, etc. Os arquivos que são modificados ou criados no *CSim* possuem a extensão *.csm*. A criação do arquivo *.dek* a partir do *CSim* só se dá quando se acessa o menu que submete o modelo a uma rodada, sendo possível escolher a opção de não rodar o arquivo *.dek* naquele momento.

Os arquivos *.dek* podem ser alternativamente construídos ou alterados manualmente através de um editor de textos qualquer, bastando que se forneça as informações necessárias para os cálculos do simulador sob as palavras-chave corretas. Essas palavras-chave, ou *keywords*, são escritas em letras maiúsculas em qualquer coluna do arquivo. O manual de *Keywords* do *PSim* fornece informações a respeito de todas as palavras-chave entendidas pelo simulador (Anônimo., 2010a). Para que esses arquivos sejam submetidos ao *PSim* para a execução da simulação, uma alternativa é selecioná-los e arrastá-los até a tela do *CSim*, quando são imediatamente submetidos ao simulador e ficam ordenados numa fila.

Entre os vários arquivos gerados após a rodada, se destacam o arquivo *.out*, que é o arquivo impresso de saída e os arquivos *.PLTDAT* e *.PVWV*, que são arquivos que permitem a visualização dos resultados que podem ser plotados em gráficos (como produção acumulada e vazões de produção e injeção, por exemplo) e resultados que correspondem a cada uma das células do modelo (como, por exemplo, dados de saturação para cada *timestep*), respectivamente (Anônimo., 2010b). Esses dois últimos arquivos podem ser visualizados através do *software CView*.

Para o caso composicional, o simulador dispõe de duas equações de estado Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong. A permeabilidade relativa trifásica é calculada usando-se o primeiro método de Stone estendido por Fayers (Fayers e Matthews, 1984) para se tratar a saturação de óleo mínima como função da saturação de gás. A interpolação dos valores de permeabilidade relativa pode ser alternativamente calculada pelo segundo método de Stone (Stone, 1973) ou pelo método da interpolação linear ponderada pela saturação de Baker modificado (Baker, 1988). Em termos de métodos de solução de equações o programa inclui o método IMPES e o implícito (Anônimo., 2010b).

5.3 Composição dos casos simulados

5.3.1 Etapa 1: adequação das características do modelo

O modelo Brugge dispõe de uma caracterização de fluido do tipo *black oil* o que não era suficiente para o tipo de simulação que se propunha fazer. Além disso, as curvas de permeabilidade relativa do modelo eram de uma rocha molhável à água e não havia curvas de permeabilidade relativa gás-óleo, o que era de grande importância para os objetivos deste estudo, já que o escoamento de gás será expressivo, diferentemente do que ocorreria no modelo Brugge.

Dessa forma, a primeira fase deste trabalho consistiu em alterar a caracterização de fluido do modelo Brugge, sua inicialização e as curvas de permeabilidade relativa. Como base para essas mudanças utilizaram-se os dados disponíveis na dissertação de mestrado de Mello (2011), que fez um estudo sobre simulação composicional em reservatórios heterogêneos com características de rocha e fluido semelhantes às encontradas no pré-sal brasileiro e submetidos a injeção de CO_2 , cujo objetivo era testar diferentes formas de pseudoização³ a fim de se determinar qual(is) delas resultavam numa simulação com resultados mais próximos do modelo composicional mais completo utilizado como base de comparação.

³A pseudoização, ou caracterização da mistura, se refere à escolha do número e tipo de pseudocomponentes utilizados na simulação.

Parte A: alteração das características do fluido

Essa etapa foi caracterizada pela modificação de algumas características do modelo do reservatório Brugge com o intuito de torná-lo composicional e o mais próximo da realidade de reservatórios que serão encontrados na camada pré-sal da Bacia de Santos, Brasil. O modelo de fluido é considerado livre de incertezas e é o mesmo utilizado por Mello (2011).

A Tabela 5.1 mostra a composição de óleo utilizada por Mello (2011), que é um óleo leve com quantidade elevada de CO_2 , considerado pelo autor um tipo de óleo presente na literatura capaz de ser comparado ao óleo encontrado no pré-sal brasileiro, embora sua quantidade molar de CO_2 seja menor que a encontrada no pré-sal brasileiro. A composição mostrada na tabela é correspondente a um óleo de 42° API, RGO 132,9 m^3/m^3 e 3,55% de CO_2 . Note que a quantidade molar de CO_2 é alta quando comparada a óleos comuns.

Para a realização das simulações, utilizou-se uma pseudoização com oito componentes, disponível nos arquivos do *software PSim*, cujos dados de entrada no simulador para cada um dos pseudocomponentes encontra-se na Tabela 5.2. A primeira coluna apresenta o nome do pseudocomponente utilizado e a segunda coluna, sua massa molar. Observe-se que se considera uma quantidade considerável de componentes intermediários e pesados. T_c , P_c e Z_c representam, respectivamente, a temperatura crítica do pseudocomponente, sua pressão crítica e seu fator de compressibilidade crítico, respectivamente. A_c é o fator acêntrico. Ω_a e Ω_c são coeficientes da equação de estado de Peng-Robinson que é usada por *default* pelo *PSIm*. O coeficiente de translação de volumes ou, *shift factor*, representa uma correção proposta por Jhaveri e Youngren (1988) para melhorar a previsão de volumes da fase líquida pela equação de Peng-Robinson (Mello, 2011). *PCHOR*, ou *parachor*, é um valor utilizado para o cálculo da tensão interfacial (Anônimo., 2010a).

A Figura 5.2 mostra a tela de entrada dos dados da pseudoização no *software*. Observa-se que entre os dados de entrada no simulador constam 5 coeficientes para o cálculo das viscosidades das fases gás e óleo, o que é feito utilizando a correlação (Lohrenz et al., 1964). Os coeficientes utilizados são valores-padrão do simulador. As matrizes *BIN* e *BINS* representam os coeficientes de interação binários entre

Tabela 5.1: Dados de composição do óleo utilizado na simulação (Mello, 2011).

Componentes	Amostra (%)	Massa Molar	Densidade (g/cm^3) a 15°, 1 atm
N_2	0,56		
CO_2	3,55		
C_1	45,34		
C_2	5,48		
C_3	3,70		
I- C_4	0,70		
N- C_4	1,65		
I- C_5	0,73		
N- C_5	0,87		
C_6	1,33		
C_7	2,73	89,9	0,757
C_8	3,26	103,2	0,777
C_9	2,14	117,7	0,796
C_{10}	1,94	133,0	0,796
C_{11}	1,62	147,0	0,800
C_{12}	1,47	160,0	0,815
C_{13}	1,69	172,0	0,833
C_{14}	1,62	186,0	0,843
C_{15}	1,59	200,0	0,849
C_{16}	1,30	213,0	0,858
C_{17}	1,11	233,0	0,851
C_{18}	1,26	247,0	0,856
C_{19}	1,07	258,0	0,868
C_{20+}	13,29	421,0	0,914

os componentes para uso na equação de estado de Peng-Robinson sendo o primeiro em condições de reservatório e o segundo em condições de superfície.

A temperatura de reservatório utilizada coincide com a temperatura utilizada

Tabela 5.2: Dados de entrada no simulador para a pseudoização utilizada (dados fornecidos nos arquivos de inicialização do *software*).

Pseudocomponente	Massa Molar	Tc	Pc (R)	Zc (psia)	Ac	Ω_a	Ω_c	Coef. de Translação	PCHOR
CO_2	44,01	547,56	1069,87	0,2741	0,2250	0,4572	0,0778	-0,0615	78,00
$C_1 - N_2$	17,57	319,44	631,54	0,2866	0,0145	0,4572	0,0778	-0,1925	69,90
$C_2 - C_3$	36,51	614,01	657,00	0,2851	0,1279	0,4572	0,0778	-0,1241	132,75
$C_4 - C_6$	69,85	835,84	491,36	0,2433	0,2423	0,4572	0,0778	-0,0471	229,61
C_7+	104,38	1050,45	409,01	0,2146	0,3533	0,4572	0,0778	0,1296	298,42
$C_{10}+$	154,13	1196,58	310,15	0,1985	0,5003	0,4572	0,0778	0,1473	423,52
$C_{14}+$	222,78	1359,53	250,43	0,2027	0,6836	0,4572	0,0778	0,1385	587,09
$C_{20}+$	516,41	2020,83	187,67	0,3239	0,8328	0,4572	0,0778	0,0593	1518,16

Compositional PVT Data

Component Name, Pc, Tc, Ac, MW must be identical for all tables.

	Component Name	Molecular Weight	Tc deg R	Pc psia	Zc	Ac	Reservoir omega	Reservoir omega	SHIFT	Separator omegas	Separator omegsb	PCHOR
1	CO2	44.01	547.56	1,069.87	0.2741	0.2250	0.4572	0.0778	-0.0615			78.0000
2	C1N2	17.57	319.44	631.54	0.2866	0.0145	0.4572	0.0778	-0.1925			69.9000
3	C2C3	36.51	614.01	657.00	0.2851	0.1279	0.4572	0.0778	-0.1241			132.7500
4	C4C6	69.85	835.84	491.36	0.2433	0.2423	0.4572	0.0778	-0.0471			229.6100
5	C7p	104.38	1,050.45	409.01	0.2146	0.3533	0.4572	0.0778	0.1296			298.4200
6	C10p	154.13	1,196.58	310.15	0.1985	0.5003	0.4572	0.0778	0.1473			423.5200
7	C14p	222.78	1,359.53	250.43	0.2027	0.6836	0.4572	0.0778	0.1385			587.0900
8	C20p	516.41	2,020.83	187.67	0.3239	0.8328	0.4572	0.0778	0.0593			1,518.1600
9												
10												
11												
12												
13												
14												
**												

Reservoir Temp: 199.040000 deg F

Lohrenz Coeff 1: 0.102300

Lohrenz Coeff 2: 0.023364

Lohrenz Coeff 3: 0.058533

Lohrenz Coeff 4: -0.040758

Lohrenz Coeff 5: 0.009332

Reservoir Binaries

	Cmp 1	Cmp 2	Cmp 3	Cmp 4	Cmp 5
Cmp 1	0.0000	0.1110	0.1200	0.1200	0.0500
Cmp 2	0.0000	0.0000	0.0109	0.0112	0.0109
Cmp 3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002
Cmp 4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0350
Cmp 5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cmp 6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cmp 7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cmp 8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Separator Binaries

	Cmp 1	Cmp 2	Cmp 3	Cmp 4	Cmp 5
Cmp 1	0.0000	0.1110	0.1200	0.1200	0.0500
Cmp 2	0.0000	0.0000	0.0109	0.0112	0.0109
Cmp 3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cmp 4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0300
Cmp 5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cmp 6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cmp 7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cmp 8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Use Heat Balance Logic Convert To Blackoil Use Soave-Redlich-Kwong Use First Contact Miscible Separator: [v]

PSim uses the assigned separator in calculations of hydrocarbon fluid in place and surface production volumes. If no separator is specified, the default is separator 1. See keywords SEP_ASSIGN and WELLSSEP in PSim manual for more details.

OK Cancel

Figura 5.2: Entradas dos dados de cada um dos pseudocomponentes no *PSim*.

nas simulações de Mello (2011), $92,8^{\circ} C$, que coincide com a temperatura dos dados *PVT* utilizados por ele.

Parte B: alteração das curvas de permeabilidade relativa

As curvas de permeabilidade relativa disponíveis no modelo original, que eram as mesmas para todas as diferentes realizações do reservatório, só contemplavam a curva de permeabilidade relativa água/óleo, uma vez que o campo só estava submetido à injeção de água. Para a injeção alternada de gás e água, no entanto, é necessário que se tenha também as curvas de permeabilidade relativa gás/óleo além das curvas para água e óleo.

Além disso, as curvas se referiam a uma rocha molhável à água. Como os reservatórios do pré-sal são carbonáticos e molháveis a óleo e a molhabilidade pode impactar o fator de recuperação de óleo de um campo submetido à injeção de CO_2 , como concluiu Mello (2011), optou-se por modificar as curvas e, conseqüentemente, a molhabilidade da rocha do reservatório em questão.

Desse modo, as curvas de permeabilidade relativas escolhidas foram as mesmas utilizadas por Mello (2011) e estão representadas nas Figuras 5.3 e 5.4.

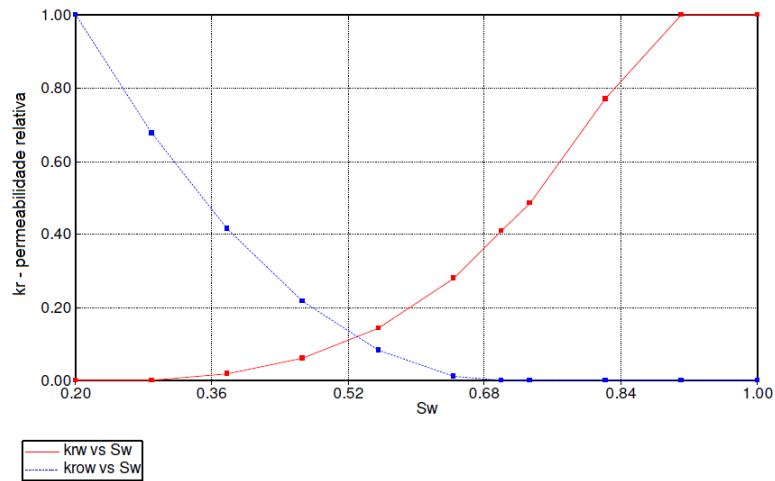


Figura 5.3: Curva de permeabilidade relativa água/óleo (Mello, 2011).

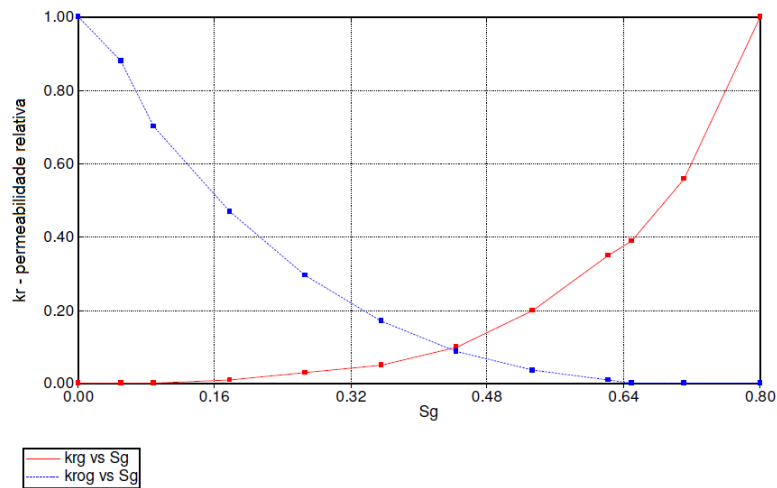


Figura 5.4: Curva de permeabilidade relativa gás/óleo (Mello, 2011).

Parte C: dados de inicialização

Os dados de inicialização são essenciais para a simulação e dependem do modelo de fluido utilizado e, portanto, também tiveram que ser modificadas para o modelo composicional utilizado. Neste caso, utilizou-se as mesmas profundidades que se tinha no modelo Brugge, tanto para profundidade de referência dos dados de inicialização como para a profundidade do contato água/óleo, sendo este localizado na profundidade de 5505.233 pés. A pressão de saturação da mistura e as frações molares dos componentes foram as mesmas utilizadas por Mello (2011) e constam na Tabela 5.3. A pressão inicial foi considerada igual à pressão de saturação, P_{sat} , tal como em Mello (2011).

Tabela 5.3: Dados de inicialização.

Prof. de	Psat	CO_2	$C_1 - N_2$	$C_2 - C_3$	$C_4 - C_6$	C_{7+}	C_{10+}	C_{14+}	C_{20+}
Referência									
5577.7	8247.6	0.0355	0.459	0.0918	0.0528	0.0813	0.0672	0.0795	0.1329

Inicialmente pensou-se em alterar a profundidade do modelo Brugge, para uma profundidade similar à profundidade do pré-sal. No entanto, a mudança não afetou os resultados de simulação e, portanto, foi considerada desnecessária. O motivo da profundidade não ter alterado os resultados das simulações é porque os dados de pressão e temperatura do reservatório (que são função da profundidade) foram definidos de forma independente.

Parte D: cronograma de simulação

A data inicial da simulação foi 1 de janeiro de 2008, que foi mantida em virtude do cronograma de abertura de poços de que se dispunha no modelo.

Escolheu-se simular por um período de 36 anos, o que foi definido em função do tempo necessário para se completar os ciclos de *WAG* utilizados na análise de sensibilidade que estão descritos na Seção 5.3.3.

Como mencionado, o modelo Brugge dispunha de um cronograma que determinava as datas de abertura de cada um dos 30 poços do campo, dos 20 produtores e 10 injetores. Na verdade, essas datas estavam determinadas pois há um histórico de produção disponível, com dados de produção do caso base Brugge, mencionado na Seção 5.1, que foi desenvolvido com o objetivo de se fazer estudos comparativos de técnicas e métodos de *history matching*. Obviamente, neste estudo não foi realizado nenhum ajuste de histórico aos dados de produção, uma vez que se alterou características do modelo. Dessa forma, as simulações realizadas foram essencialmente preditivas.

As datas do cronograma para os poços produtores foi mantida e consta na Tabela 5.4. Já os poços injetores tiveram seu cronograma alterado para que todos fossem abertos no mesmo dia, tendo sido escolhida a data de entrada em operação do poço injetor *I1* no cronograma inicial do modelo, dia 23/08/2009. Essa mudança

Tabela 5.4: Cronograma de abertura dos 20 poços produtores do modelo Brugge.

Poço	Data
P1	25/01/2009
P2	24/02/2009
P3	26/03/2009
P4	25/04/2009
P5	01/01/2008
P6	25/05/2009
P7	24/06/2009
P8	24/07/2009
P9	24/07/2009
P10	01/03/2008
P11	31/03/2008
P12	30/04/2008
P13	30/05/2008
P14	29/06/2008
P15	29/07/2008
P16	28/08/2008
P17	27/09/2008
P18	27/10/2008
P19	26/11/2008
P20	26/12/2008

foi realizada para que se pudesse observar melhor os ciclos de *WAG*, com suas alternâncias de injeção de água e gás, pois com o cronograma anterior, os ciclos de injeção de cada poço não coincidiam, o que tornava os gráficos menos representativos dos ciclos que se queria analisar.

5.3.2 Etapa 2: determinação das *keywords* de entrada no simulador

Essa etapa consistiu na identificação das *keywords* importantes para o tratamento do problema pelo *PSim*, o que foi feito através de consulta aos arquivos exemplo do simulador e ao manual de *keywords* (Anônimo., 2010a).

Para a simulação de injeção de CO_2 alternado com água tiveram de ser definidas a composição do gás injetado, que era composto de CO_2 puro, através da *keyword* *OUTSIDE* e a tabela de *WAG*, onde são definidos os tamanhos dos bancos de água e CO_2 , a taxa de injeção de cada um desses fluidos e a pressão de fundo máxima a ser atingida com a injeção de cada um dos fluidos, através da *keyword* *CYCLETABLE*.

Os poços foram definidos como do tipo *RBGASINJ*, que determina que os volumes injetados desse fluido serão dados na unidade de barris em condições de reservatório, além de que, quando o poço é definido como injetor de gás, o ciclo definido pela *keyword* *CYCLETABLE* começa com injeção de gás.

O método de solução utilizado foi o *IMPES*, que é o padrão no *PSim* e o único método de solução que permite o uso da *keyword* *CO2SOL*, que ativa o mecanismo de solubilidade do CO_2 na fase aquosa (Anônimo., 2010a). O tamanho de *timestep* máximo para esse tipo de solução é de 31 dias.

A *keyword* *CO2SOL* foi utilizada para modelar a solubilidade do CO_2 na fase aquosa. A solubilidade é calculada pela equação de estado como função de T , p e salinidade da água. Utilizou-se o valor de salinidade da água de $2,5 \times 10^{-4}$ *ppm* para a correção da solubilidade do CO_2 , os outros parâmetros foram deixados com os seus valores-padrão. Incluiu-se dentro de *CO2SOL* a *keyword* *CO2TRAC* que torna o cálculo da solubilidade do CO_2 na água de forma mais simplificada e tem acurácia razoável para caso em que a solubilidade do CO_2 na água não é muito grande (Anônimo., 2010a). Esse tratamento simplificado da solubilidade do CO_2 na água foi necessário pois cerca da 35% das simulações não estavam chegando ao final, em virtude da dificuldade de convergência dos resultados mesmo após atingir o número máximo de cortes do passo de tempo utilizado para o método *IMPES*.

5.3.3 Etapa 3: definição dos casos de simulação

Os casos de simulação foram definidos de forma que se pudesse analisar a sensibilidade da recuperação acumulada de óleo sob diferentes valores dos parâmetros do ciclo de *WAG*. Escolheram-se os seguintes parâmetros para serem analisados:

- percentual do *HCPV*⁴ injetado;
- tamanho dos *slugs* de CO_2 e água;
- vazão de injeção;
- razão de *WAG*.

Para que se pudesse comparar os efeitos de cada uma dessas variáveis no processo de recuperação de óleo, determinou-se um caso base, a partir do qual foi realizada a análise de sensibilidade. Esse caso encontra-se descrito a seguir.

Caso base

Para o caso base procurou-se estabelecer um ciclo de *WAG* condizente com as informações da literatura sobre as práticas da indústria.

A taxa de injeção é dependente da pressão do reservatório. Como essa pressão foi obtida de Mello (2011), utilizou-se uma pressão de injeção próxima da que ele utilizou em suas simulações de injeção de CO_2 . O valor utilizado foi de 20000 *psia*, que é uma pressão de injeção bastante alta. No entanto, deve-se lembrar que a pressão do reservatório, de 8247.6 *psia* também é bastante alta.

A vazão de injeção foi determinada em função da vazão de produção média inicial dos poços produtores, que é de 2000 barris por dia (*bpd*), de forma a se obter uma vazão injetada igual à vazão máxima produzida com a intenção de se manter a pressão do reservatório. Assim, como o número de poços injetores é metade do número de poços produtores no campo de Brugge, a vazão de injeção, por poço, do caso base estabelecida foi de 4000 *bpd*, o dobro da vazão de produção por poço produtor.

⁴*Hydrocarbon Pore Volume* - representa o volume de hidrocarbonetos *in place* em condições de reservatório

O tamanho do *slugs* e a quantidade injetada foi baseado nas informações do artigo de Sanchez (1999), que ilustra como valores típicos de projetos de *WAG* a injeção de *slugs* com 1 a 5% do *HCPV* e um volume total injetado de cerca de 40% do *HCPV*. Dessa forma, determinou-se que o caso base teria um tamanho de *slug* de 2,5%, valor médio entre os citados por Sanchez (1999), e que o volume total injetado, para este caso, seria de 40% do *HCPV*.

Como as 104 diferentes realizações geológicas do reservatório Brugge diferem em porosidade, *net to gross* e saturação de água, o volume de hidrocarbonetos *in place* é, obviamente diferente para cada uma delas. Para contornar a situação, optou-se por utilizar uma aproximação do valor de *HCPV* encontrado na simulação de uma das realizações disponíveis. A escolha dessa realização foi feita da seguinte forma: simulou-se o modelo Brugge de que se dispunha anteriormente a todas as mudanças realizadas na *Etapa 1* sob injeção de água para cada uma das realizações do reservatório, obtendo-se 104 diferentes curvas de produção acumulada. Tirou-se a média e a mediana da produção acumulada total para todas as realizações e a realização escolhida como base para os cálculos foi aquela que apresentou produção acumulada total mais próxima desses dois valores⁵. A realização escolhida foi a *FY-SS-KM-8-47*.

O valor de *HCPV* encontrado foi da ordem de 1.000.000.000 barris em condições de reservatórios (*RB*). Dessa forma, o tamanho do *slug* para o caso base foi de 1.250.000 que representa 2,5% desse valor dividido pelo número de poços produtores. Para que se injete 40% do *HCPV* são necessários 16 ciclos de *WAG*. A Tabela 5.5 mostra os valores base utilizados na tabela de *WAG*. A última linha representa injeção contínua de água após a alternância de fluidos de injeção, o que é muito comum nos projetos de *WAG*.

⁵Calcularam-se a média e a mediana da produção acumulada de todas as realizações geológicas e subtraíram-se esses valores de cada valor de produção acumulada. Duas realizações apresentaram o menor módulo da diferença entre sua produção acumulada e o valor da mediana, já que o número de realizações é par. Entre essas duas realizações foi escolhida a que apresentava, também, o menor módulo da diferença entre sua produção e a produção média.

Tabela 5.5: Tabela de *WAG* para o caso base.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> <i>CO</i> ₂ (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (<i>CO</i> ₂) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> <i>CO</i> ₂ (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 16	20000	20000	4000	4000	1250000	1250000
17	0	20000	0	4000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Tabela 5.6: Tabela de *WAG* para o caso 1.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> <i>CO</i> ₂ (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (<i>CO</i> ₂) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> <i>CO</i> ₂ (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 12	20000	20000	4000	4000	1250000	1250000
13	0	20000	0	4000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Tabela 5.7: Tabela de *WAG* para o caso 2.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> <i>CO</i> ₂ (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (<i>CO</i> ₂) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> <i>CO</i> ₂ (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 20	20000	20000	4000	4000	1250000	1250000
21	0	20000	0	4000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Casos 1 e 2: sensibilidade ao *HCPV* injetado

Os próximos dois casos testados seguem as Tabelas 5.6 e 5.7. No primeiro caso, utilizou-se um valor de *HCPV* injetado de 30% e no segundo, de 50%. Todos os parâmetros em relação ao caso base foram mantidos, exceto, o número de ciclos de *WAG*.

Casos 3 e 4: sensibilidade ao tamanho de *slug* injetado

Os casos 3 e 4 seguem as Tabelas 5.8 e 5.9. Nesse caso alterou-se o tamanho dos *slugs* mantendo-se todos os outros parâmetros do caso base, inclusive o valor de 40% do *HCPV* injetado, o que casou alteração no número de ciclos de *WAG*.

Tabela 5.8: Tabela de *WAG* para o caso 3.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> CO_2 (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (CO_2) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> CO_2 (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 40	20000	20000	4000	4000	500000	500000
41	0	20000	0	4000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Tabela 5.9: Tabela de *WAG* para o caso 4.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> CO_2 (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (CO_2) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> CO_2 (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 8	20000	20000	4000	4000	2500000	2500000
9	0	20000	0	4000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Tabela 5.10: Tabela de *WAG* para o caso 5.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> CO_2 (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (CO_2) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> CO_2 (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 16	20000	20000	5000	5000	1250000	1250000
17	0	20000	0	5000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Utilizou-se, no caso 3, um *slug* de 1% do *HCPV* e no caso 4, de 5% do *HCPV*.

Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção

Os casos 5 e 6 seguem as Tabelas 5.10 e 5.11. Nesse caso foram alteradas somente as vazões de injeção para um valor 25% maior no caso 5 e para um valor 25% menor que o do caso base no caso 6.

Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de *WAG*

Os últimos casos, 7 e 8, seguem as tabelas 5.12 e 5.13, respectivamente. Agora foram alteradas as razões de *WAG*, ou seja, os tamanhos relativos entre os bancos

Tabela 5.11: Tabela de *WAG* para o caso 6.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> <i>CO</i> ₂ (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (<i>CO</i> ₂) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> <i>CO</i> ₂ (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 16	20000	20000	3000	3000	1250000	1250000
17	0	20000	0	3000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Tabela 5.12: Tabela de *WAG* para o caso 7.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> <i>CO</i> ₂ (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (<i>CO</i> ₂) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> <i>CO</i> ₂ (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 16	20000	20000	4000	4000	833333	1666666
17	0	20000	0	4000	0	$1 \cdot 10^{20}$

Tabela 5.13: Tabela de *WAG* para o caso 8.

Número do Ciclo	<i>BHP</i> <i>CO</i> ₂ (psia)	<i>BHP</i> água (psia)	Vazão de Injeção (<i>CO</i> ₂) (RB/dia)	Vazão de Injeção (água) (RB/dia)	<i>Slug</i> <i>CO</i> ₂ (RB)	<i>Slug</i> água (RB)
1 – 16	20000	20000	4000	4000	1666666	833333
17	0	20000	0	4000	0	$1 \cdot 10^{20}$

de *CO*₂ e água, que para o caso base era de 1 : 1. No caso 7 injetou-se mais água que *CO*₂, sendo a razão de *WAG* de 2 : 1. Já no caso 8 a razão de *WAG* foi de 0,5 : 1.

5.3.4 Etapa 4: simulação da injeção de *CO*₂ puro

Para a simulação da injeção de *CO*₂ puro utilizou-se a mesma vazão de injeção utilizada no caso base, 4000 barris por dia medidos em condições de reservatório. Utilizou-se, inclusive, o mesmo valor de pressão de fundo.

5.3.5 Etapa 5: definição do método de análise dos resultados sob incerteza geológica

Decidiu-se que os dados seriam analisados da seguinte forma: todos os 9 casos de simulação descritos na seção anterior seriam rodados para cada uma das 104 realizações geológicas e a análise se daria a partir do uso de uma curva de produção média calculada a partir das 104 curvas de produção obtidas para cada caso. Posteriormente, cada um dos nove casos obtidos com valores médios de produção serão analisados em relação ao caso base, levando em conta o desvio-padrão das curvas relacionado com a incerteza geológica na determinação do melhor cenário. No caso das diferenças em relação ao caso base serem menores que o desvio-padrão relacionado a incerteza geológica considera-se que, sob incerteza geológica, não se pode garantir que o cenário seja melhor ou pior que o caso base.

Os resultados são apresentados no próximo capítulo.

Capítulo 6

Análise dos Resultados e Discussões

As simulações das realizações do reservatório, com cerca de 60 mil células, demoraram, em média, cerca de 7 a 8 minutos cada e seus resultados são apresentados a seguir. As comparações para a análise de sensibilidade ao valor de cada parâmetro são feitas para os quatro parâmetros selecionados, sempre em relação ao caso base.

As análises foram realizadas em duas etapas. Primeiro, utilizou-se como base a chamada realização *P50*, que corresponde à realização que forneceu um valor de recuperação de óleo sob injeção de água próxima à média para o conjunto das 104 realizações geológicas, conforme citado no capítulo 5. Na segunda etapa, foi realizada uma análise semelhante, mas utilizando nas comparações os valores médios de cada caso obtidos a partir das 104 realizações geológicas.

As curvas utilizadas na etapa 2 foram obtidas através do cálculo da média para cada data considerada na construção do gráfico, que foi arbitrariamente escolhida como o dia primeiro de janeiro de cada um dos 40 anos de simulação. As barras de erro dos pontos do gráfico representam os desvios-padrões dos resultados das 104 simulações. Assim, os resultados podem ser analisados levando-se em conta a incerteza geológica, que está incorporada no desvio-padrão para os pontos analisados.

O objetivo da etapa 1 foi obter uma idéia mais clara da influência de cada parâmetro de *WAG* nas curvas de produção acumulada. A segunda etapa avalia o impacto da incerteza geológica na decisão sobre os melhores cenários de injeção.

Ambas as etapas são compostas de duas partes. A primeira parte corresponde à análise dos casos para os quais se controlou os poços produtores pela vazão de

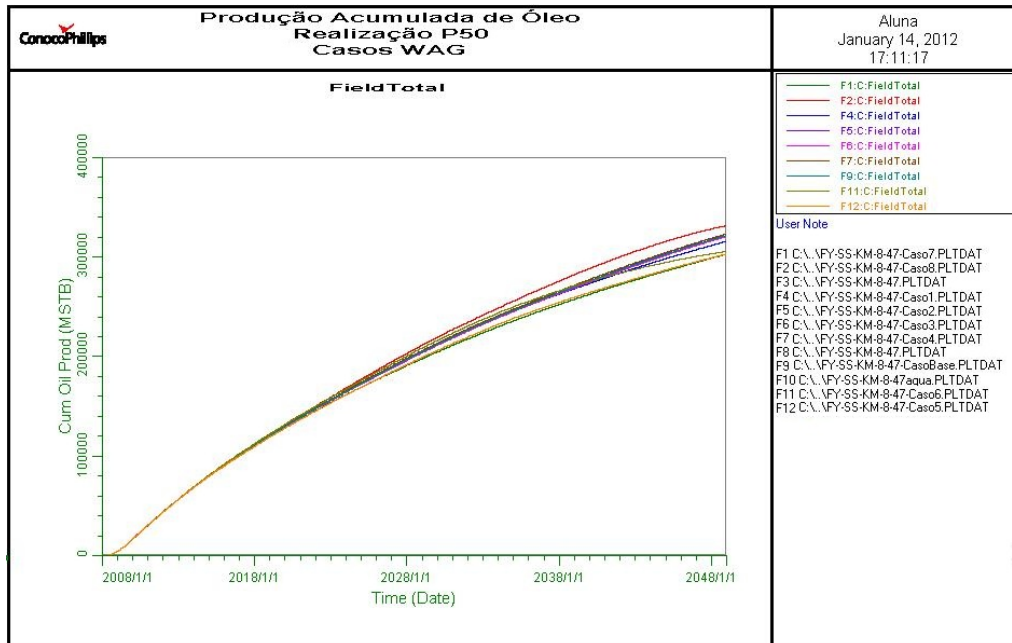


Figura 6.1: Curva de produção acumulada de óleo para os 9 casos simulados - Parte A.

2000 barris de óleo por dia, que está de acordo com o histórico de produção do reservatório Brugge. Nessa etapa, realizou-se somente uma análise de sensibilidade aos parâmetros de WAG. A segunda parte corresponde à análise dos caso para os quais se controlou os poços produtores pela pressão de fundo (BHP), com o intuito de não permitir a influência do controle de vazão na análise, ou seja, objetivando-se deixar o reservatório produzir livremente, sem estrangulamentos. Nessa etapa, foram simulados dois outros casos: injeção de água pura e injeção de CO_2 puro.

6.1 Etapa 1: Análise dos resultados para a realização P50

6.1.1 Parte A - Análise geral da curva de produção acumulada

A Figura 6.1 mostra as curvas de produção acumulada obtidas para cada um dos nove cenários simulados.

A Tabela 6.1 mostra o valor total da produção acumulada de óleo para cada

Tabela 6.1: Produção acumulada total para os cenários simulados para a realização *P50*
- Parte A.

Cenário	Produção Acumulada (<i>MSTB</i>)	Variação relativa ao Caso Base (%)	Duração do Ciclo WAG (anos)	Fator de Recuperação (%)
Caso Base	321520.0	0	28	32,15
Caso 1	315699.6	-1.81	20	31,57
Caso 2	323405.5	0.59	34	32,34
Caso 3	320615.1	-0.28	28	32,06
Caso 4	322987.1	0.46	26	32,30
Caso 5	303050.9	-5.74	21	30,31
Caso 6	305745.3	-4.91	38	30,57
Caso 7	302799.9	-5.82	32	30,28
Caso 8	331656.8	3.15	32	33,17

um dos casos e sua variação percentual em relação ao caso base, além disso, é apresentada a duração do ciclo de WAG para cada caso e o fator de recuperação encontrado, que é calculado com o volume de óleo de 1 bilhão de barris, utilizado com valor base para todos os cálculos deste estudo.

Pode-se observar que a variação máxima da produção acumulada foi de cerca de 5,8%. O caso em que se obteve a maior produção foi o caso 8 e o caso que obteve a menor produção acumulada foi o caso 7. Como ambos estão relacionados com a mudança do mesmo parâmetro de *WAG*, a razão entre os tamanhos dos *slugs*, pode-se, inicialmente, acreditar que este seja o parâmetro a que a produção é mais sensível. O parâmetro vazão de injeção, testado nos casos 5 e 6, também mostrou grande sensibilidade, no entanto, ambos os casos produziram menos que o caso base, o que faz acreditar que a vazão de injeção tenha um valor ótimo.

O gráfico da Figura 6.2 mostra as curvas de produção acumulada de gás para os casos testados.

Como se pode observar, as curvas *F11* e *F2*, que correspondem aos casos 6 e 8, respectivamente, se diferenciam fortemente das outras por mostrar uma vazão de

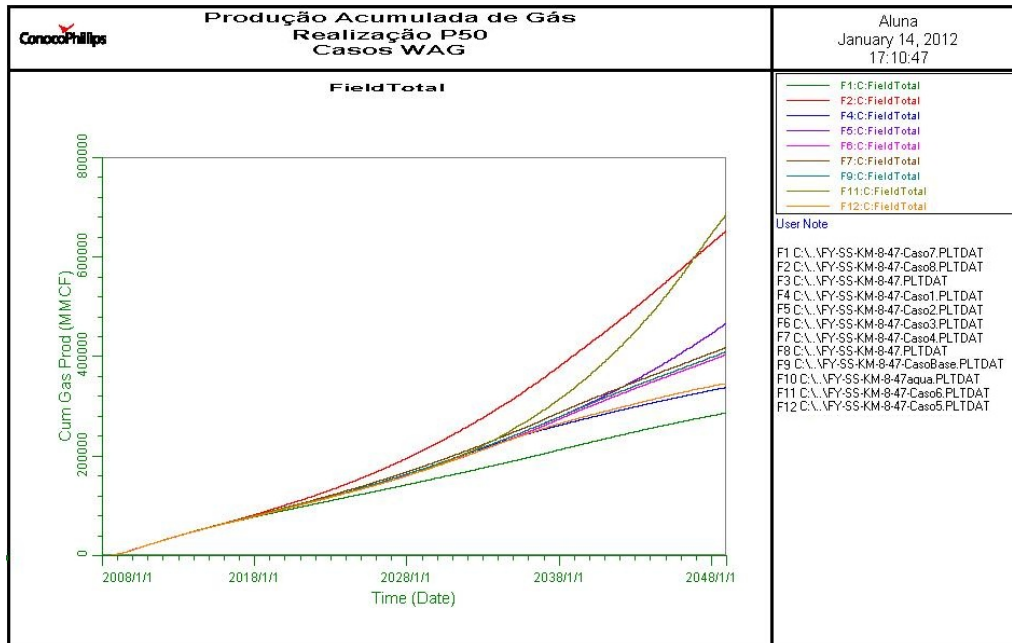


Figura 6.2: Curva de produção acumulada de gás para os 9 casos simulados - Parte A.

produção de gás alta e crescente. Para o caso 6, uma das razões para tal é o fato de que, por apresentar uma vazão de injeção menor, a injeção de gás ainda acontece nos anos finais de simulação, o que não ocorre com a maioria dos outros casos (vide duração aproximada do ciclo de WAG na Tabela 6.1). Já o caso 8, produz mais gás porque a quantidade de gás injetada nesse caso é maior, já que a razão de WAG é 0,5 : 1.

A Figura 6.3 mostra as curvas de produção acumulada de água para os cenários simulados.

Como se pode observar, o caso 7, seguido do caso 5, são os que mais produzem água e que o caso 8 é o que tem a menor produção de água. Curioso verificar que os dois primeiros são, na ordem, os que menos produzem óleo e o último, o que mais o produz.

As Figura 6.4 e 6.5 mostram a pressão de fundo no poço produtor *P1* e no poço injetor *I1* para o caso 8.

Na figura 6.4 é possível observar a necessidade de diminuir a pressão de fundo para se manter a produção próxima à vazão de 2000 barris por dia, estabelecida como controle. Isso indica a queda de pressão do reservatório, em teoria, o *drawdown*

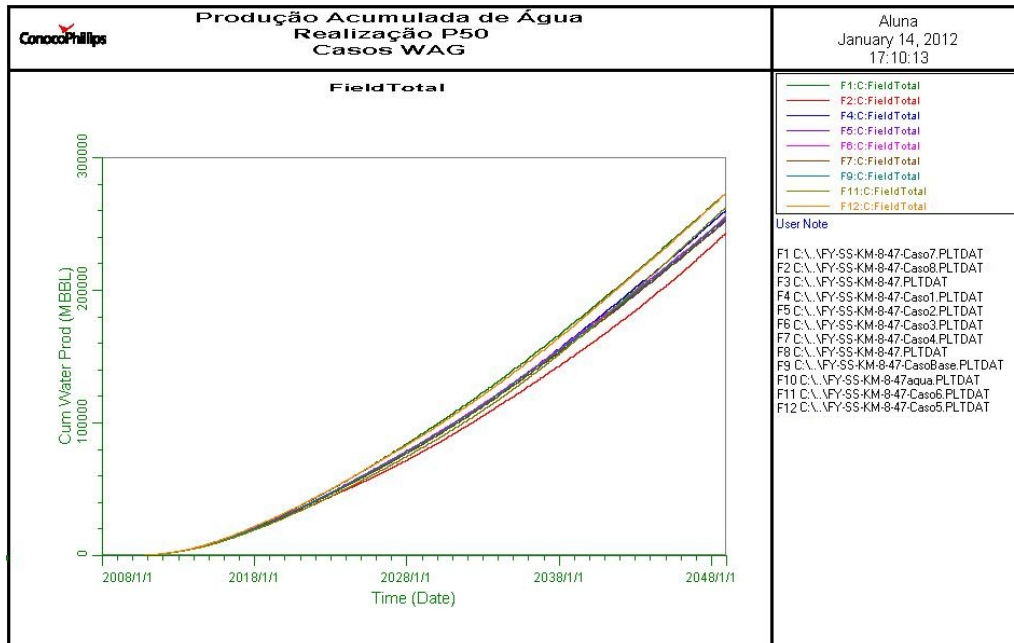


Figura 6.3: Curva de produção acumulada de água para os 9 casos simulados - Parte A.

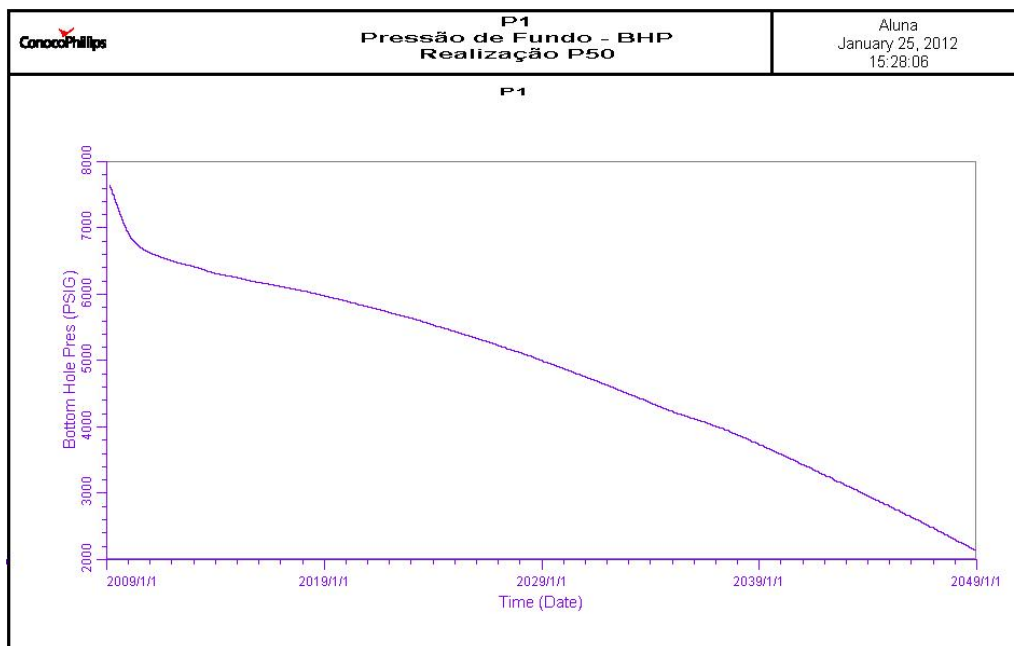


Figura 6.4: Pressão de fundo no poço produtor P1 - Parte A.

necessário para manter a mesma vazão deve ser o mesmo, dessa forma, se a pressão de fundo cai, é porque a pressão estática do reservatório também está de reduzindo em virtude da produção de fluidos. A Figura 6.5 corrobora para a mesma conclusão, já que a queda de pressão de fundo no poço injetor, que tem estabelecida uma vazão de injeção de 4000 barris por dia em condições de temperatura e pressão do

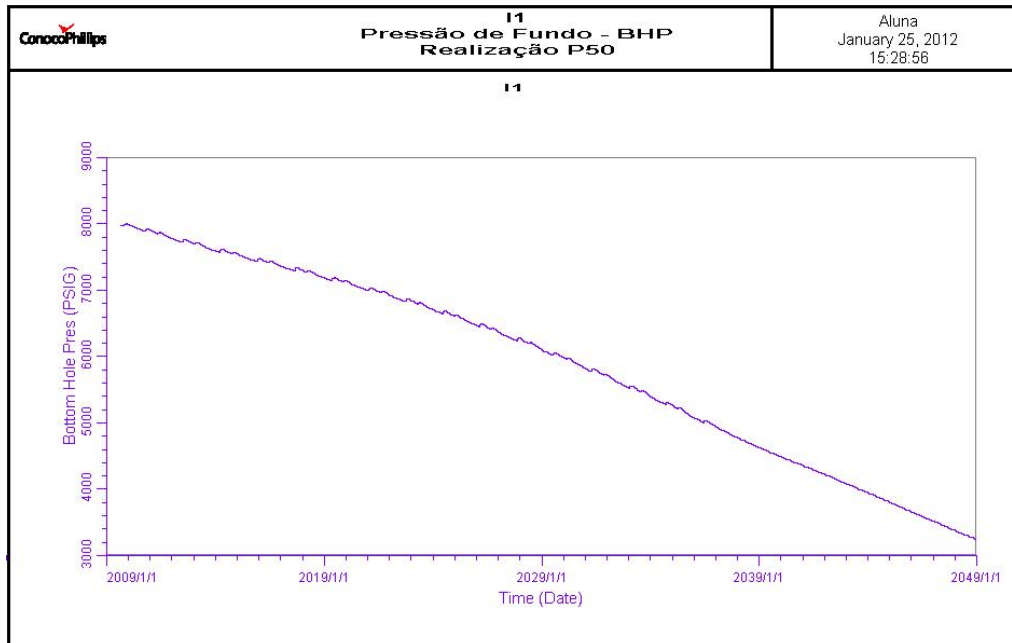


Figura 6.5: Pressão de fundo no poço injetor I1 - Parte A.

reservatório, mostra que se torna “mais fácil” injetar fluido no reservatório, ou seja, a pressão de injeção a ser vencida diminui.

6.1.2 Parte A - Caso Base

A figura 6.6 mostra as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água. Esse caso será usado como referência para os outros de injeção alternada de CO_2 e água. Observa-se como o ciclo de WAG é realizado pela forma das curvas de vazão de injeção de gás e água que variam periodicamente entre zero e um valor próximo do valor máximo.

É possível observar uma perda de injetividade do gás de cerca de 10%. Essa perda de injetividade do gás é devido à despressurização do reservatório em função da produção de fluidos, que faz com que a variação entre o volume do gás injetado em condições de reservatório e em condições de superfície seja menor e, portanto, para se manter a mesma injetividade em condições de reservatório, a injetividade nas condições de superfície diminui.

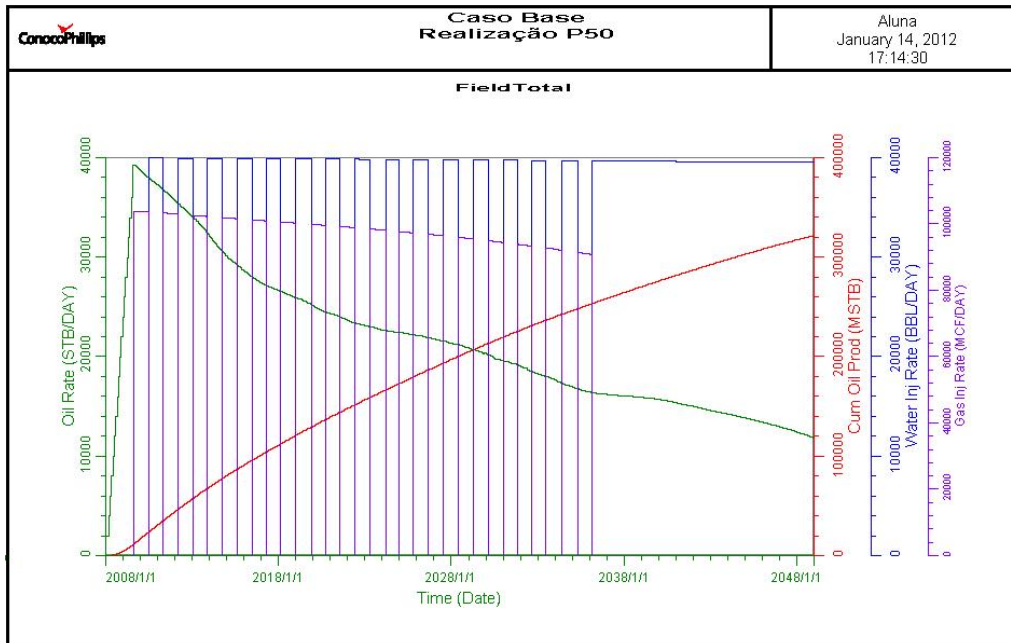


Figura 6.6: Curvas para o caso base - Parte A.

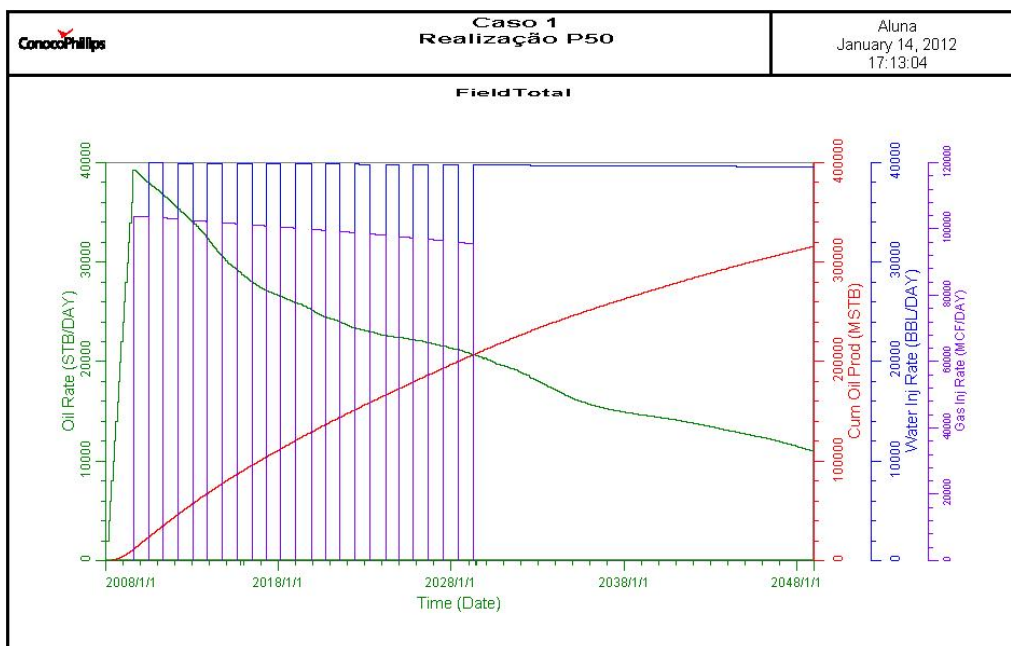


Figura 6.7: Curvas para o caso 1 - Parte A.

6.1.3 Parte A - Casos 1 e 2: sensibilidade ao $HCPV$ injetado

As Figuras 6.7 e 6.8 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 1 e 2 respectivamente.

Da observação dos gráficos e da comparação com os valores da tabela 6.1,

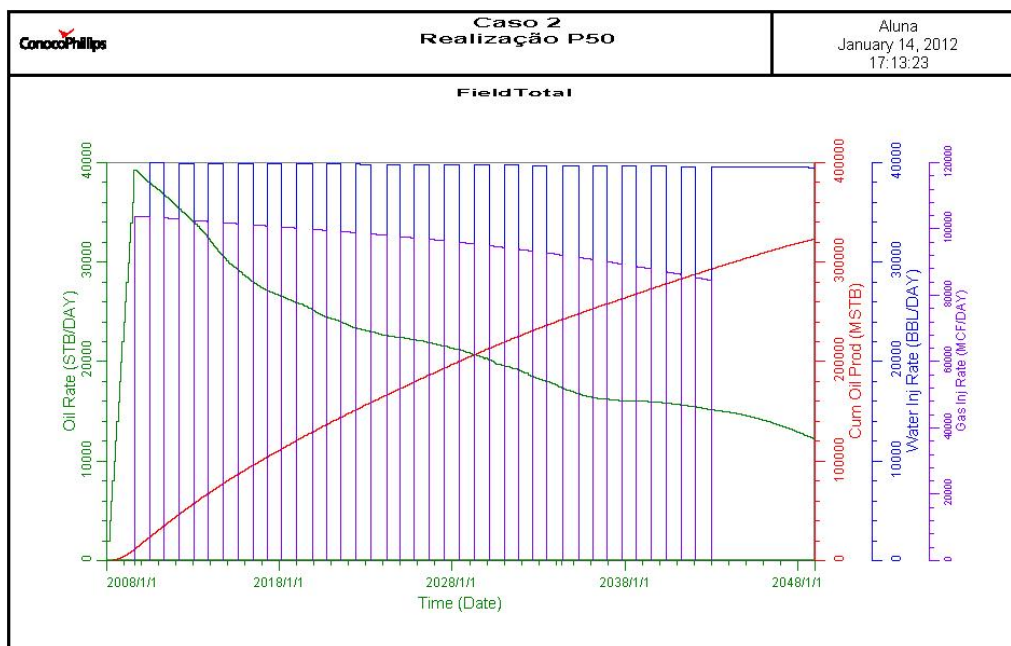


Figura 6.8: Curvas para o caso 2 - Parte A.

observa-se que, para os casos simulados, obteve-se maior recuperação de óleo quanto maior o volume de gás injetado em termos de porcentagem do *HCPV*. No entanto, a variação relativa de produção de óleo foi maior para o caso em que se diminuiu a porcentagem de *HCPV* injetado em 25% que quando este foi aumentado na mesma proporção, o que nos leva a crer que há um volume ótimo de gás a ser injetado e que este deve ser maior que o utilizado no cenário do caso 2. No entanto, é importante ressaltar que este estudo só leva em consideração o valor da produção acumulada de óleo, caso seja feito um estudo que envolva os aspectos econômicos, as conclusões podem ser diferentes.

Observou-se também uma queda contínua porém não muito acentuada da injetividade do gás, em ambos os casos. No caso 2, a perda de injetividade é maior, já que o gás é injetado no reservatório por mais tempo e a pressão de reservatório vai caindo progressivamente (vide Tabela 6.1).

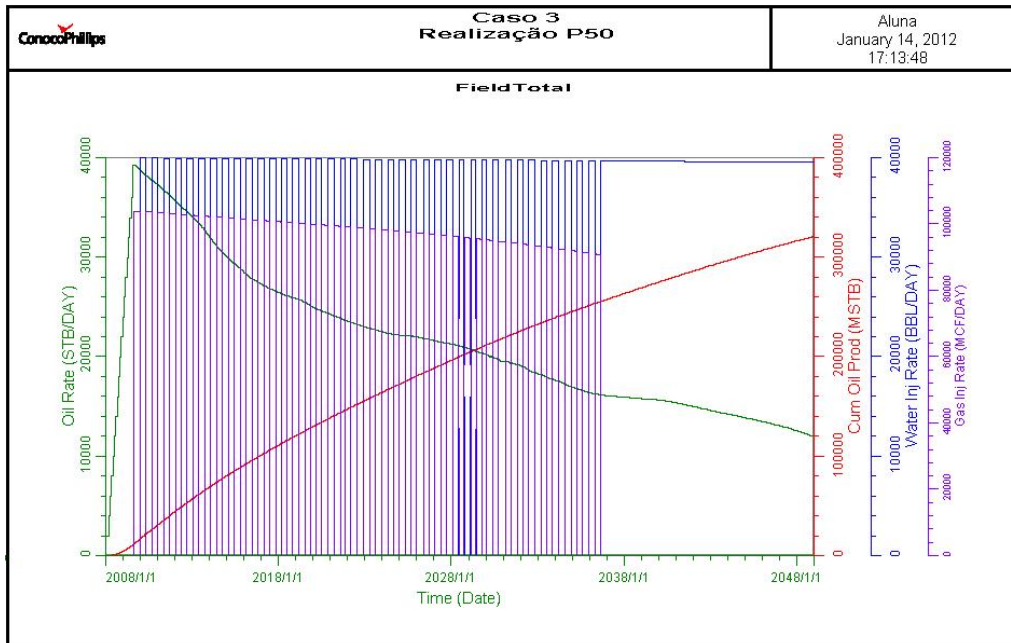


Figura 6.9: Curvas para o caso 3 - Parte A.

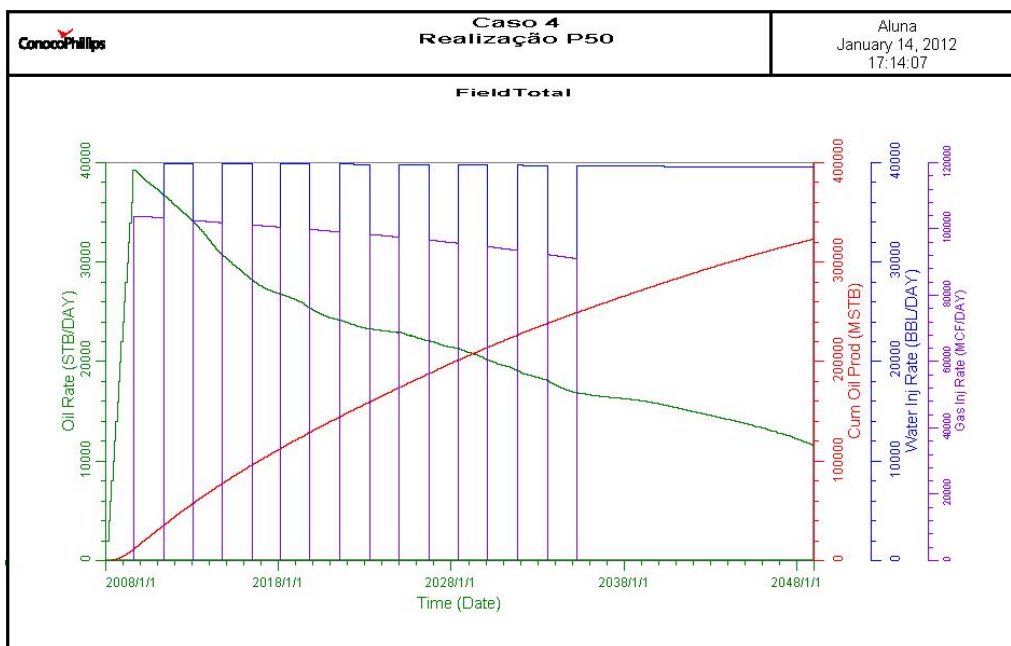


Figura 6.10: Curvas para o caso 4 - Parte A.

6.1.4 Parte A - Casos 3 e 4: sensibilidade ao tamanho de *slug* injetado

As Figuras 6.9 e 6.10 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 3 e 4 respectivamente.

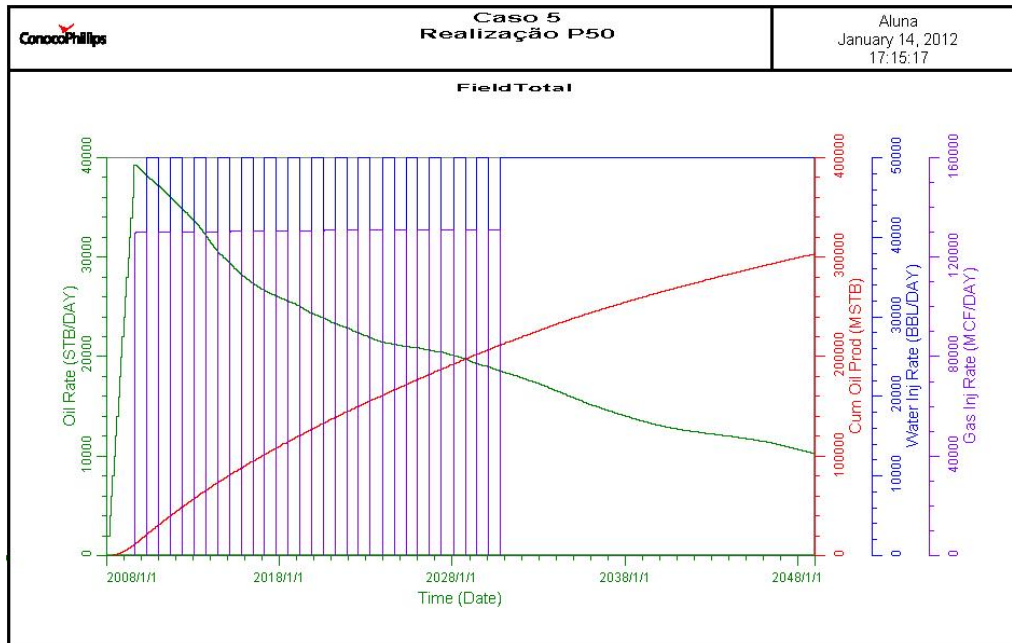


Figura 6.11: Curvas para o caso 5 - Parte A.

As variações do valor da produção acumulada em relação ao caso base foram entre as menores obtidas nesta análise. Observou-se que o caso 4 teve um aumento de 0,55% em relação ao caso base, enquanto o caso 3 apresentou uma diminuição de 0,35% da produção de óleo em relação ao mesmo caso. Dessa forma, pode-se concluir que há alguma sensibilidade ao tamanho do *slug*, mas que é bem menor do que a sensibilidade ao percentual do *HCPV* injetado.

Conclui-se que, para as condições simuladas, tamanhos de *slug* maiores permitiram uma maior recuperação de óleo para o mesmo volume de *HCPV* injetado, mesmas vazões de injeção e mesma razão de *WAG*. A sensibilidade ao aumento do tamanho do *slug* foi maior que a sensibilidade a sua diminuição.

No caso 3 houve uma queda de 12,6% na taxa de injetividade do gás e no caso 4 essa queda foi de 12,2%, o que nos leva a crer que o tamanho do *slug* não tem muita influência sobre a perda de injetividade do gás.

6.1.5 Parte A - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção

As Figuras 6.11 e 6.12 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 5 e 6 respectivamente.

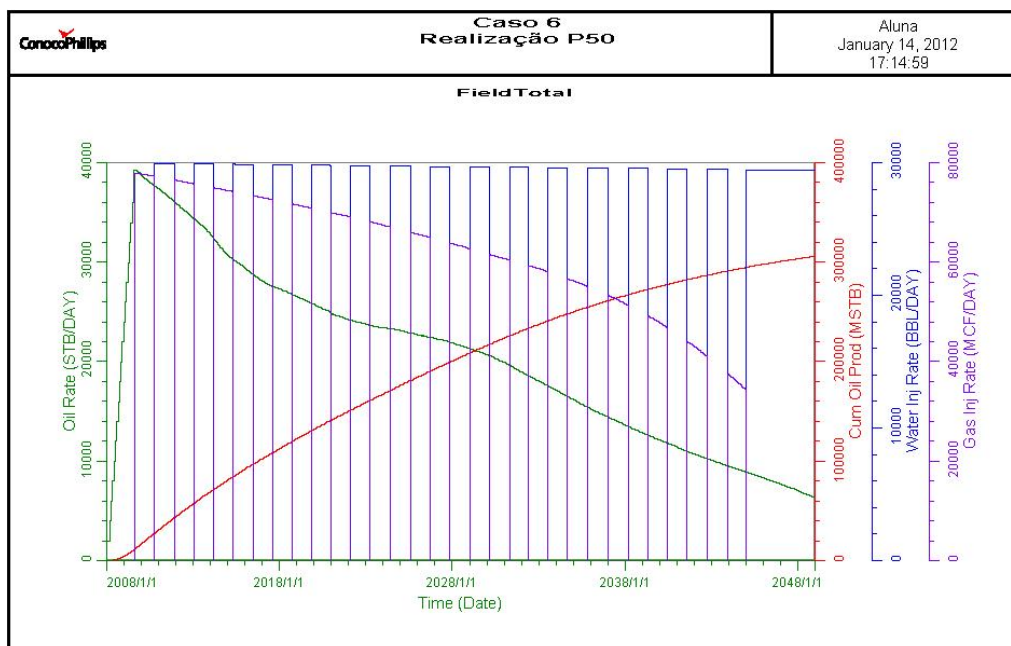


Figura 6.12: Curvas para o caso 6 - Parte A.

Ambos os casos forneceram uma recuperação de óleo menor que a do caso base. O que nos faz concluir que uma taxa de injeção escolhida de forma que a vazão de fluidos produzidos e injetados sejam as mesmas promove uma melhor recuperação de óleo.

O que se observa quanto à injetividade do CO_2 é que para taxas de injeção maiores a perda de injetividade é menor, sendo praticamente inexistente no caso 5 e de cerca de 50% no caso 6.

Uma menor vazão de injeção também forneceu o caso com maior produção de gás, mantendo-se as outras variáveis sem alteração.

6.1.6 Parte A - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de WAG

As Figuras 6.13 e 6.14 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 7 e 8, respectivamente.

O parâmetro mais impactante na produção de óleo foi, sem dúvida, a razão de WAG. O caso 7 teve a produção mais baixa em relação ao caso base, tendo sido simulado com uma razão de WAG de 2 : 1, ou seja, utilizou-se *slugs* de água duas vezes maiores que os *slugs* de gás. O caso 8, por sua vez, obteve a maior produção,

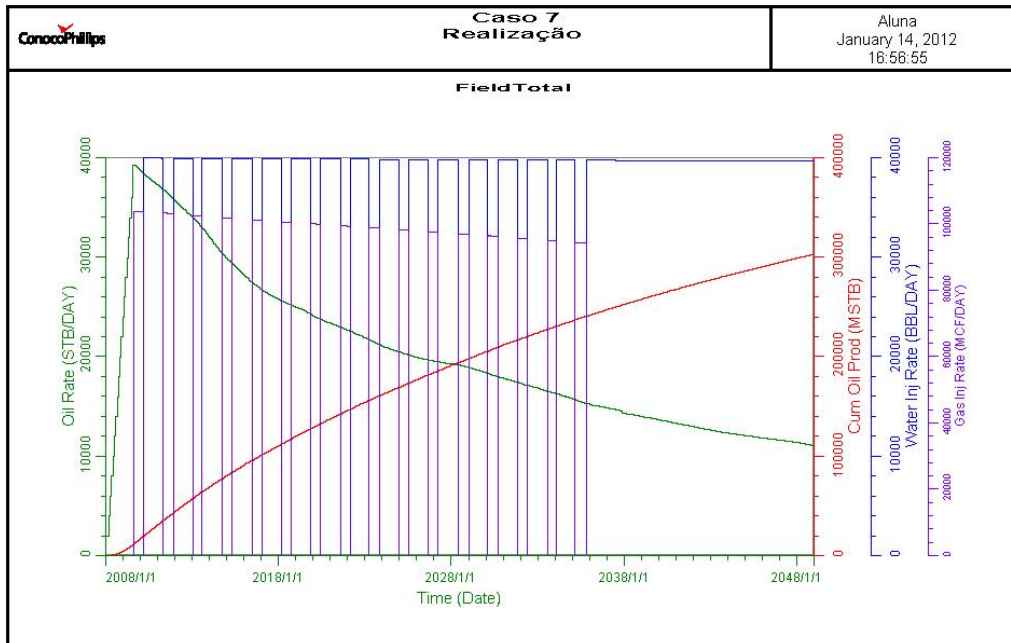


Figura 6.13: Curvas para o caso 7 - Parte A.

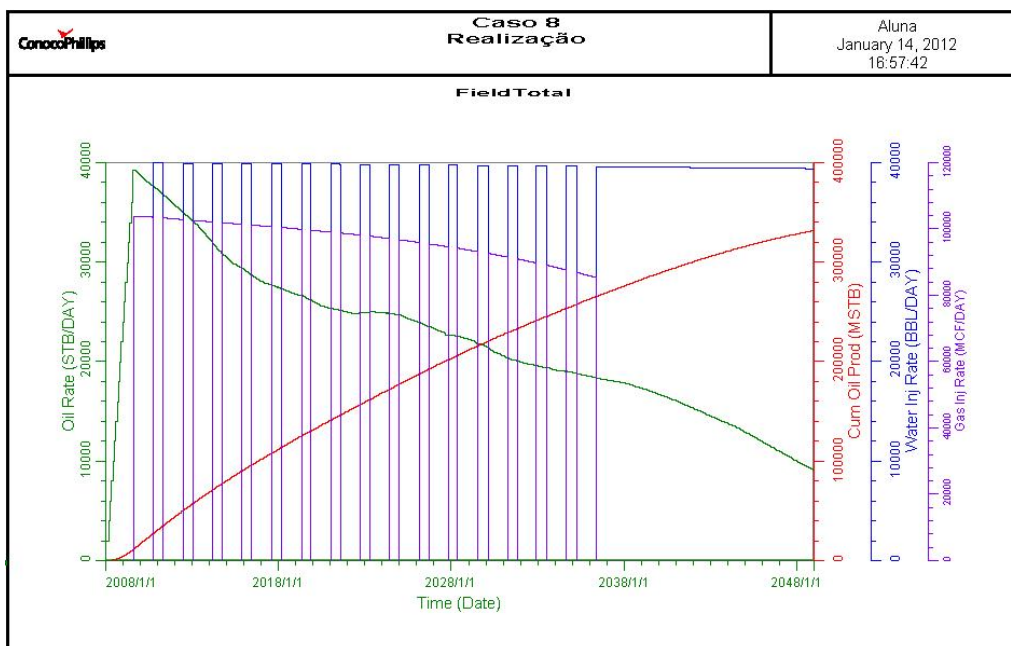


Figura 6.14: Curvas para o caso 8 - Parte A.

tendo sido simulado com uma razão de WAG de 1 : 2.

Desse modo, pode-se concluir que a injeção de *slugs* de CO_2 maiores que os *slugs* de água produziram um aumento na produção acumulada de óleo, o que pode-se explicar pelo aumento da recuperação pelos efeitos de miscibilidade do CO_2 .

Nesse melhor cenário obteve-se uma produção acumulada de gás maior que

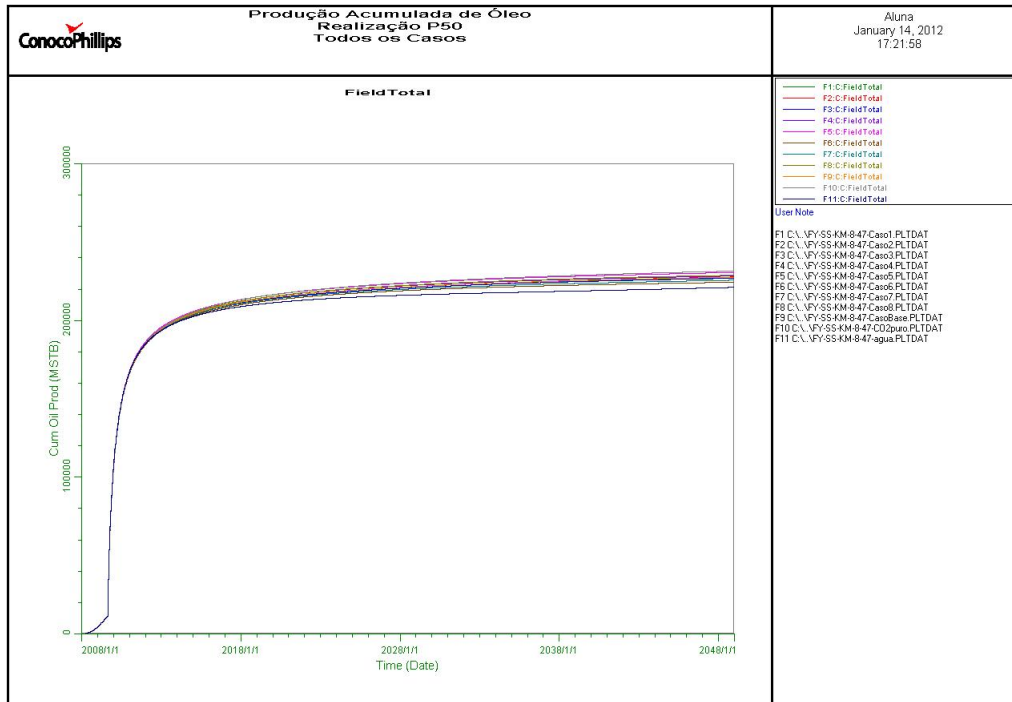


Figura 6.15: Curva de produção acumulada de óleo para os 11 casos simulados - Parte B.

a maioria dos casos analisados (Figura 6.2), o que pode ser explicado pelo fato de que mais gás foi injetado no reservatório, já que os tamanhos de *slug* de gás eram maiores. Também observou-se a menor produção de água, o que se relaciona com o mesmo fato: injetou-se menos água no reservatório.

6.1.7 Parte B - Análise geral da curva de produção acumulada

A Figura 6.15 mostra as curvas de produção acumulada obtidas para cada um dos 11 cenários simulados (9 casos de WAG, 1 caso de injeção de CO_2 puro e 1 caso de injeção de água pura) em que o modo de controle estabelecido para os poços injetores foi a pressão de fundo.

A Tabela 6.2 mostra o valor total da produção acumulada de óleo para cada um dos casos, bem como a variação percentual em relação ao caso base, para os casos de WAG, e em relação ao caso de injeção de água para o caso de injeção de CO_2 puro e para o caso base de injeção alternada de CO_2 e água.

Quando o controle foi estabelecido sobre a pressão de fundo dos produtores,

Tabela 6.2: small Produção acumulada total para os cenários simulados para a realização *P50* - Parte B.

Cenário	Produção Acumulada (<i>MSTB</i>)	Variação relativa ao Caso Base (%)	Duração do Ciclo WAG (anos)	Fator de Recuperação (%)
Caso Água Pura	221140.5	0	—	22, 11
Caso Base	227560.5	2.90	28	22, 76
Caso <i>CO</i> ₂ puro	231507.3	4.69	—	23, 15
WAG				
Caso Base	227560.5	0	28	22, 76
Caso 1	227207.4	−0.16	20	22, 72
Caso 2	227729.8	0.074	34	22, 77
Caso 3	226901.6	−0.29	28	22, 69
Caso 4	228342.8	0.34	26	22, 83
Caso 5	230660.1	1.36	21	23, 06
Caso 6	224395.3	−1.39	38	22, 44
Caso 7	225688.1	−0.82	32	22, 57
Caso 8	228859.1	0.57	32	22, 89

ou seja, quando se permitiu a produção sem restrições de vazão desde o início da produção, observou-se uma queda bastante acentuada na vazão de óleo, o que pode ser visto na curva de produção acumulada de óleo da figura 6.15 através do rápido decréscimo de sua derivada.

Curioso observar também que, apesar de se ter permitido que os poços produzissem sem qualquer estrangulamento, a produção acumulada de óleo foi cerca de 30% menor que para os casos da parte A, em que um limite máximo foi estabelecido para a vazão dos poços produtores. Isso ocorre devido à rápida despressurização do reservatório, já que a vazão de produção nos anos iniciais do desenvolvimento do campo é muito maior que a vazão de injeção.

Da tabela 6.2 observa-se, também, que as variações percentuais da produção acumulada dos 8 casos de sensibilidade de WAG em relação ao caso base foram

menores que no caso da parte A. Concluindo-se que o impacto da despressurização do reservatório foi grande. Essa hipótese se confirma ao se verificar que o caso de WAG em que se teve a maior produção de óleo foi o caso 5, em que se injetaram gás e água no reservatório a vazões maiores que para os outros casos.

Em relação à análise de sensibilidade aos parâmetros de WAG, verifica-se que, manteve-se a mesma tendência que no caso da parte A em se tratando dos parâmetros tamanho de *slug*, percentual de *HCPV* injetado e razão de WAG, mantendo-se o melhor desempenho da produção para *slugs* maiores, para uma maior quantidade de fluidos injetada e para uma razão de WAG com injeção de mais gás do que água. No entanto, quando se trata da vazão de injeção, as tendências foram diferentes embora a mesma conclusão se aplique. No caso A, a vazão máxima de produção do campo era de cerca de 40000 barris diários através de 20 poços produtores e a vazão de injeção próxima a 40000 barris diários (4000 bpd para cada um dos 10 poços injetores) se mostrou ótima. No caso B, a tendência foi de que uma maior vazão produziria uma maior recuperação, o que condiz com as conclusões da parte A, já que uma maior vazão de produção foi estabelecida, a tendência é que se deva injetar fluidos no reservatório à uma vazão próxima a essa.

A injeção alternada de gás e água mostrou-se, então, mais sensível à vazão de injeção dos fluidos no reservatório e à razão de WAG, respectivamente.

Ao se comparar a injeção alternada de gás e água com a injeção de água e CO_2 puros, verificou-se que a WAG produz, para esse reservatório, em cerca de 40 anos de produção, uma recuperação adicional de óleo de 2,9% em relação à recuperação secundária por injeção de água e que a injeção de CO_2 puro produz uma recuperação adicional de óleo de 4,69% em relação à injeção de água e de, aproximadamente, 1,8% em relação ao caso base de WAG.

O gráfico da Figura 6.16 mostra as curvas de produção acumulada de gás para os casos testados.

Observa-se, inicialmente que a maior produção de gás se dá nos casos em que mais CO_2 é injetado: no caso de injeção de CO_2 puro e no caso 8 em que a razão de injeção de CO_2 em relação à água é de 2 : 1. Obviamente, os casos que menos produzem gás são o caso de injeção de água pura e o caso 7, nos quais menos (ou

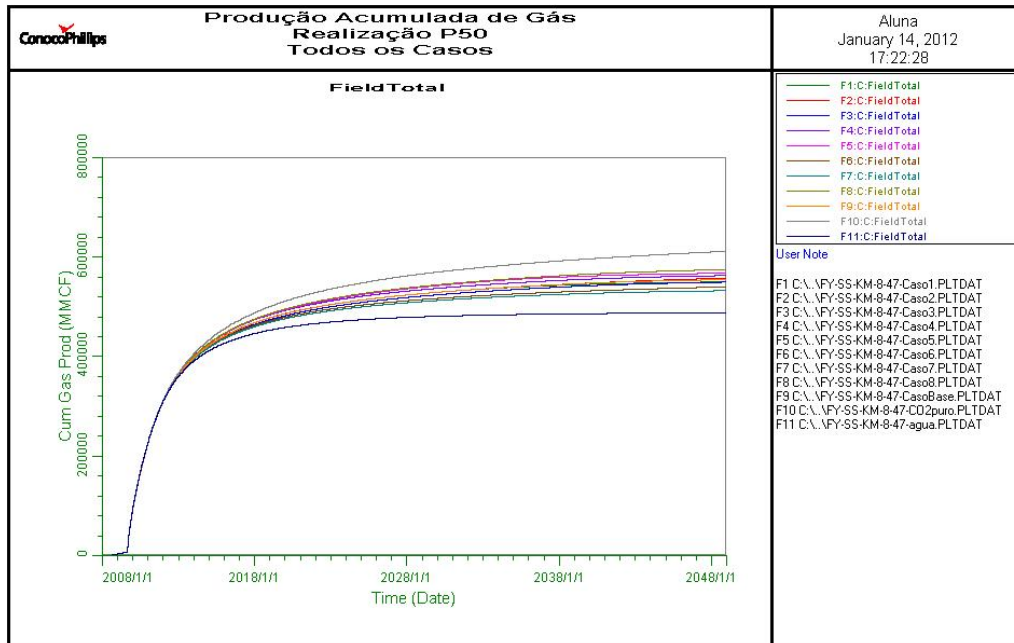


Figura 6.16: Curva de produção acumulada de gás para os 11 casos simulados - Parte B.

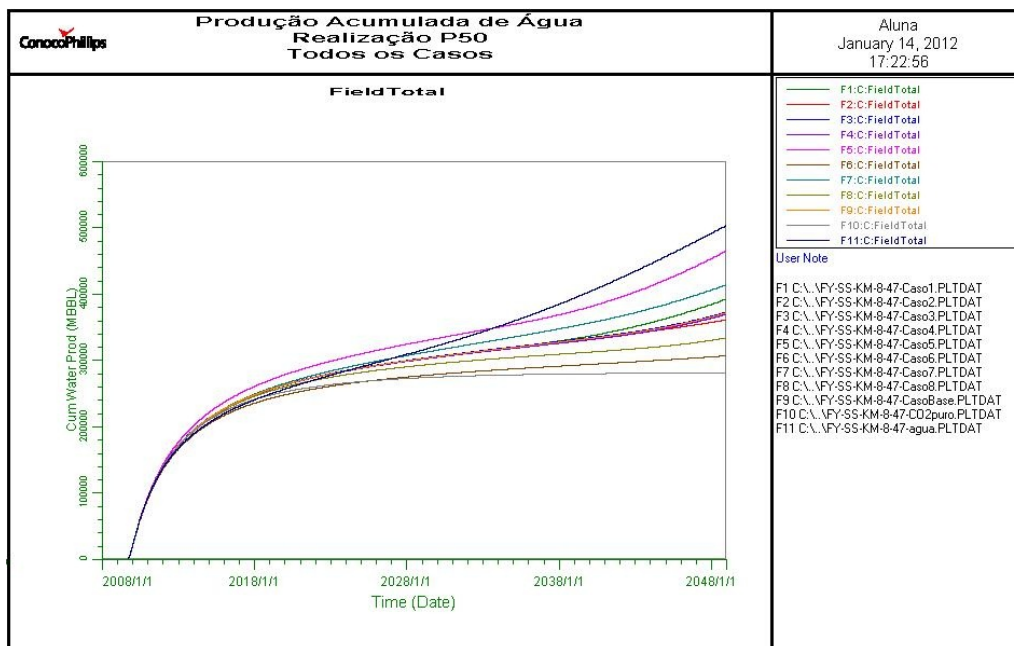


Figura 6.17: Curva de produção acumulada de água para os 11 casos simulados - Parte B.

nenhum) gás é injetado no reservatório.

A Figura 6.17 mostra as curvas de produção acumulada de água para os cenários simulados.

Novamente, ao se deixar os poços fluírem sem restrições, a tendência é que que

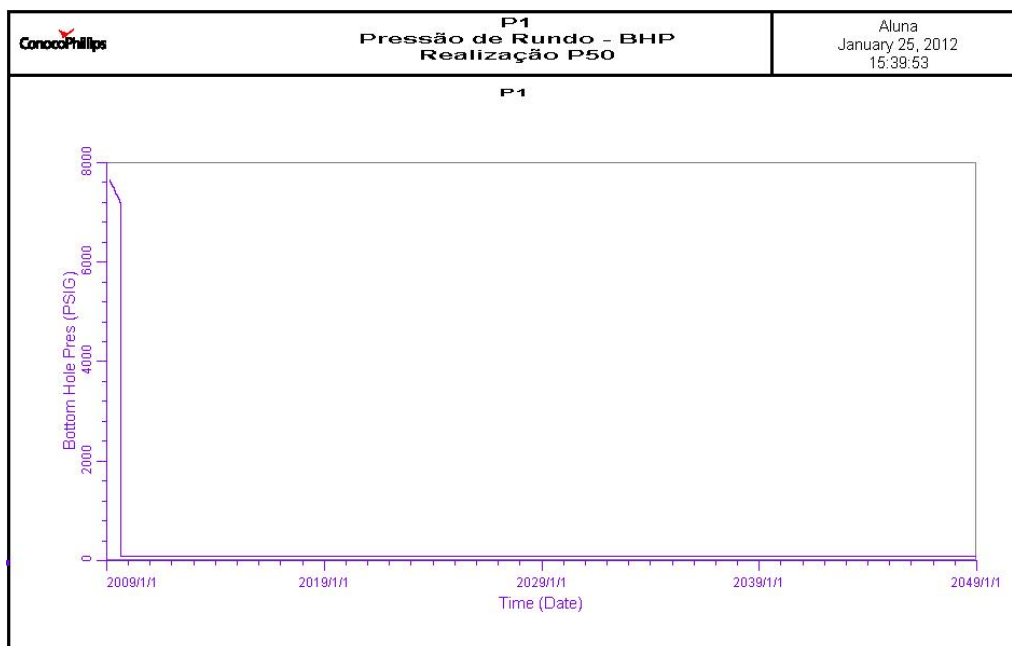


Figura 6.18: Pressão de fundo no poço produtor P1 - Parte B.

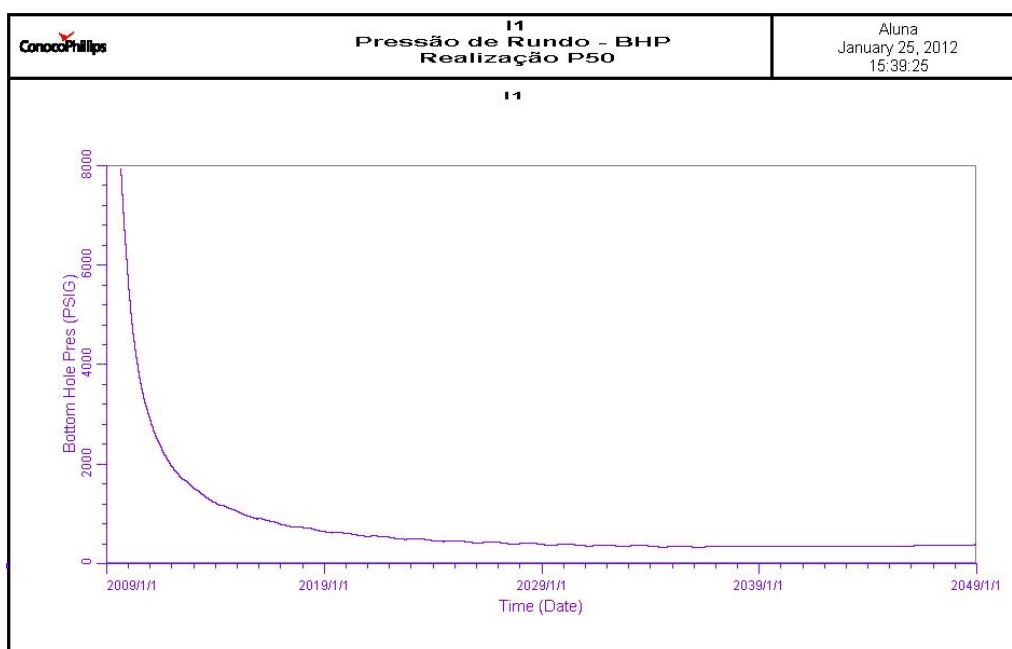


Figura 6.19: Pressão de fundo no poço injetor I1 - Parte B.

se produza mais água quando se injeta mais água, ou seja, nos casos 7 e de injeção de água, e também no caso 5, em que se injeta água a uma vazão maior.

As Figura 6.18 e 6.19 mostram a pressão de fundo no poço produtor *P1* e no poço injetor *I1* para o caso 8, de modo que se analise esses gráficos nas mesmas condições de injeção que na parte A.

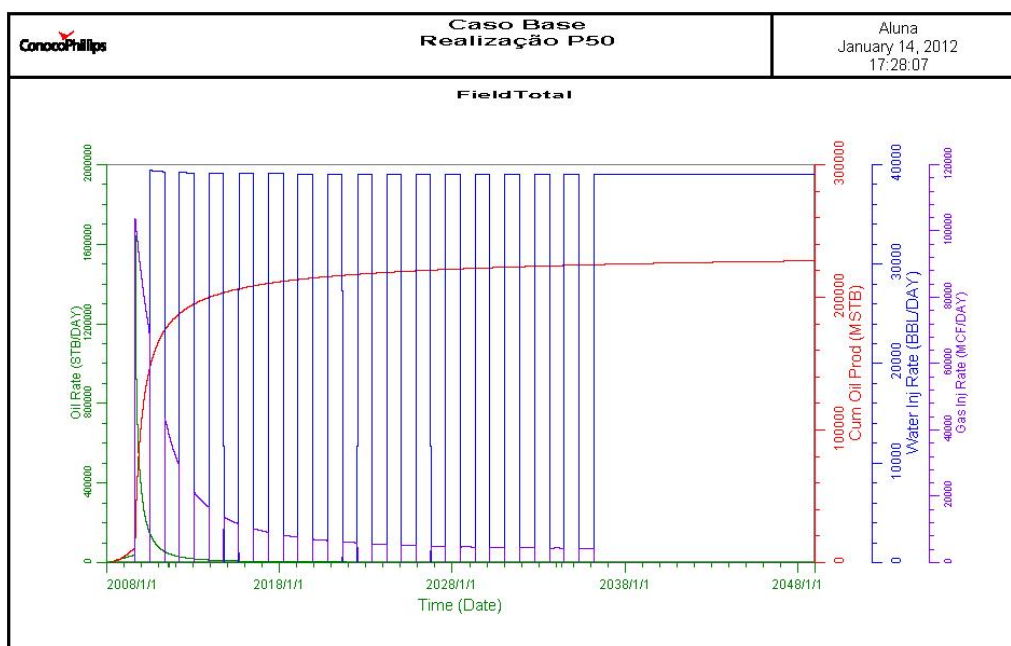


Figura 6.20: Curvas para o caso base - Parte B.

Na figura 6.18 observa-se que a pressão de injeção é mantida, ao longo de todo o tempo de produção do reservatório, em 0 psig, ou seja, na pressão atmosférica. O controle por BHP só começa em 23/08/2008, quando os poços injetores entram em operação. Os primeiros 8 meses de produção ocorrem de forma surgente e sob controle de vazão, da mesma forma que na parte A. A Figura 6.19 mostra a queda de pressão de injeção necessária para produzir a mesma vazão de injeção no reservatório, ilustrando, desse modo, a queda de pressão do mesmo. Observa-se que para esse tipo de controle de produção, a queda de pressão no reservatório é muito mais acentuada que no caso da parte A, o que explica os fatores de recuperação menores que os obtidos nesse caso (cerca de 30% menores).

6.1.8 Parte B - Caso Base

A figura 6.20 mostra as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água. E a figura 6.21 mostra as curvas de produção acumulada de óleo para o caso base de WAG, a injeção de água e a injeção de CO_2 e ilustra o que foi comentado na seção 6.1.7, que a WAG é mais eficiente que a injeção de água e menos eficiente que a injeção de CO_2 para o reservatório em questão. O mesmo ciclo de WAG foi utilizado em relação ao da parte A.

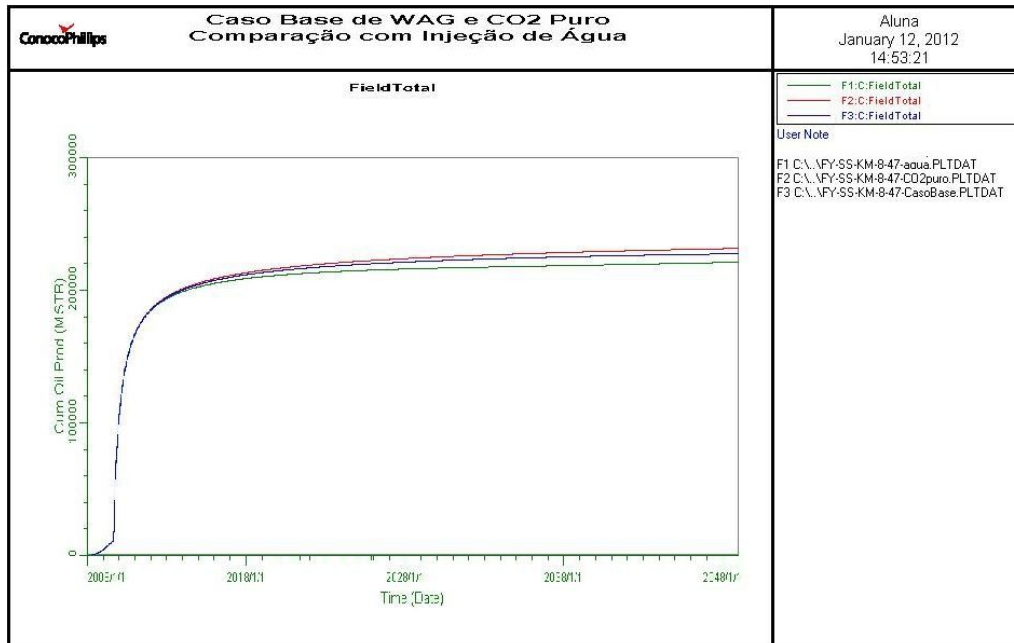


Figura 6.21: Comparação entre as curvas de produção acumulada óleo para os casos base, de injeção de água e de injeção de CO_2 puro.

É possível observar, com o controle na BHP dos produtores, a perda de injetividade do gás é muito mais acentuada que no caso em que a vazão dos produtores foi limitada. A vazão de produção mais acelerada nos produtores faz que a pressão do reservatório caia bastante rápido. Dessa forma, como se estabeleceu a vazão de injeção de gás em termos de seu volume em condições de reservatório, a uma pressão de reservatório menor o fator volume-formação do gás¹ aumenta, o que faz com que um menor volume de gás, em condições de superfície, seja injetado no reservatório, para que ocupe o mesmo volume em condições de reservatório.

6.1.9 Parte B - Casos 1 e 2: sensibilidade ao $HCPV$ injetado

As Figuras 6.22 e 6.23 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 1 e 2 respectivamente.

A variação da produção acumulada para ambos os casos foi pequena em relação ao caso base, embora tenha sido mantida a tendência de se produzir mais com uma

¹ B_g . Razão entre o volume de gás em condições de reservatório e o seu volume em condições de superfície.

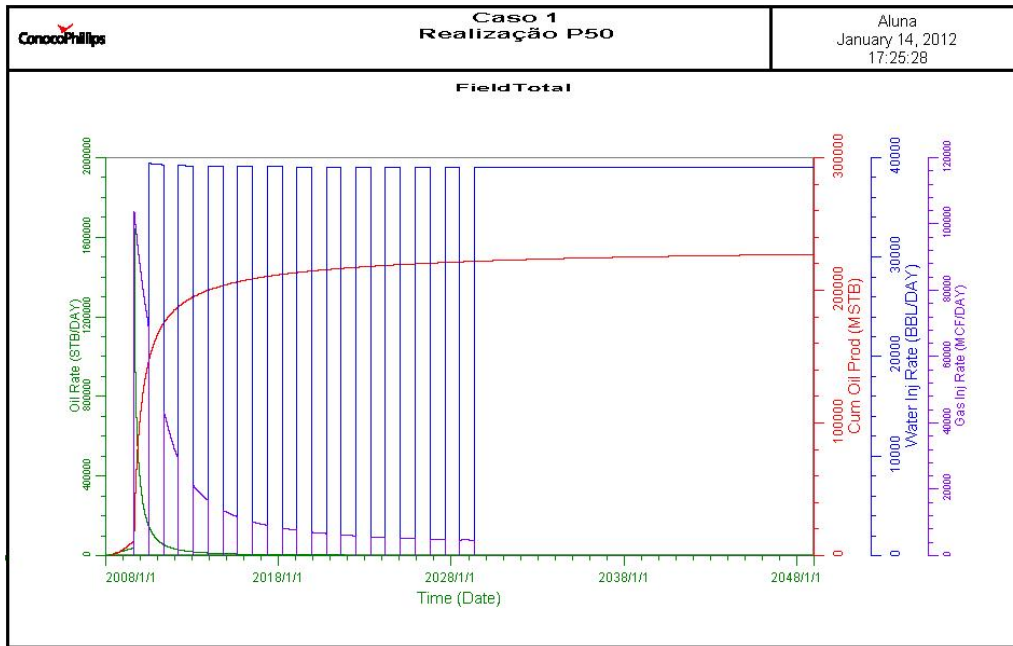


Figura 6.22: Curvas para o caso 1 - Parte B.

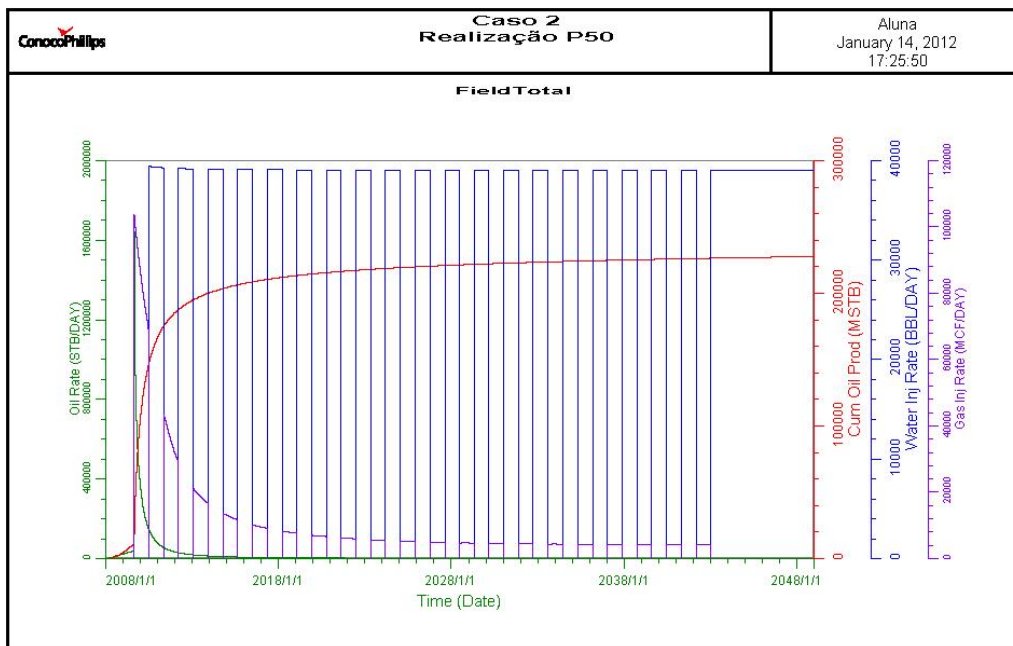


Figura 6.23: Curvas para o caso 2 - Parte B.

maior quantidade de gás injetado.

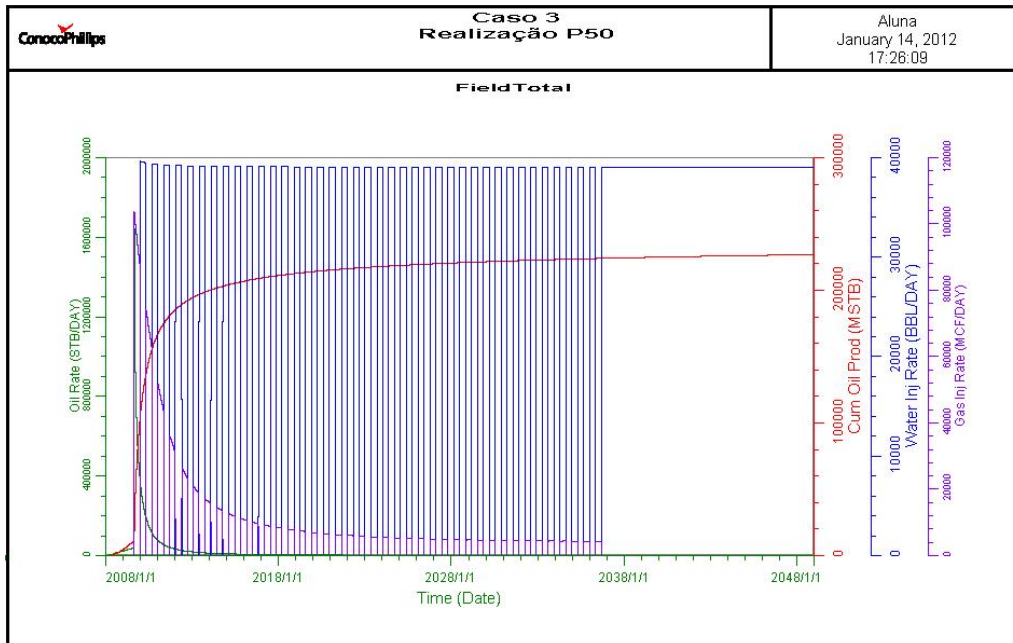


Figura 6.24: Curvas para o caso 3 - Parte B.

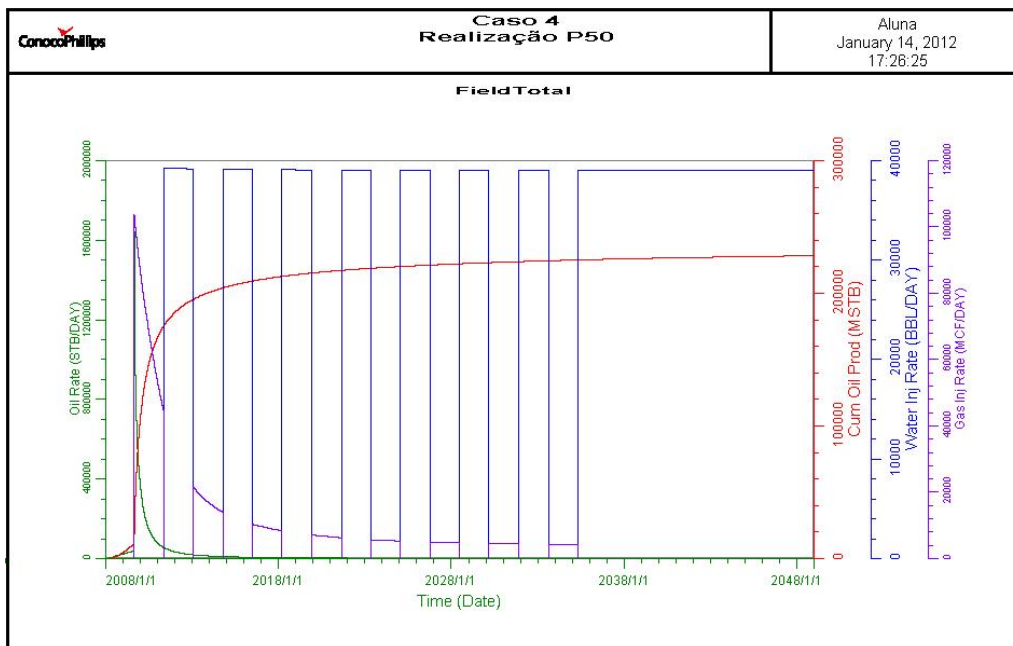


Figura 6.25: Curvas para o caso 4 - Parte B.

6.1.10 Parte B - Casos 3 e 4: sensibilidade ao tamanho de *slug* injetado

As Figuras 6.24 e 6.25 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 3 e 4 respectivamente.

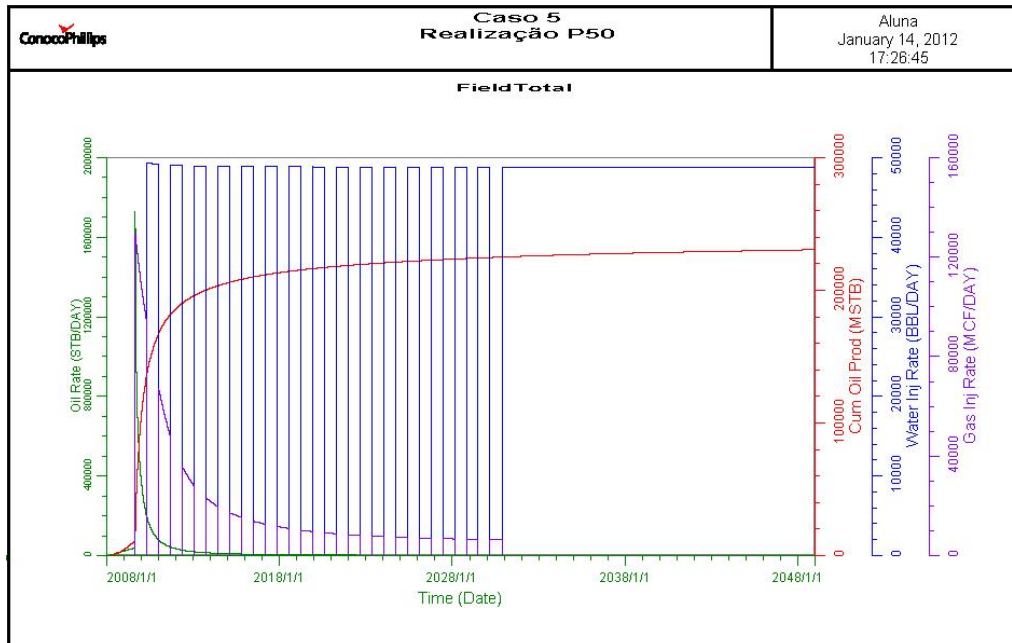


Figura 6.26: Curvas para o caso 5 - Parte B.

A sensibilidade aos tamanhos de *slug* também foi pequena neste caso. Ainda assim, *slugs* maiores tiveram uma tendência de aumentar a produção de óleo.

6.1.11 Parte B - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção

As Figuras 6.26 e 6.27 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 5 e 6 respectivamente.

A variável vazão de injeção se mostrou a mais impactante para o caso em que a BHP dos produtores foi controlada. Considerando os percentuais de variação em relação ao caso base para os casos 5 (vazão 25% maior que a do caso base) e 6 (vazão 25% menor que a do caso base), de 1,36 e $-1,39$, respectivamente, pode-se concluir que, para este intervalo, o aumento de produção com o aumento de vazão de injeção foi praticamente linear.

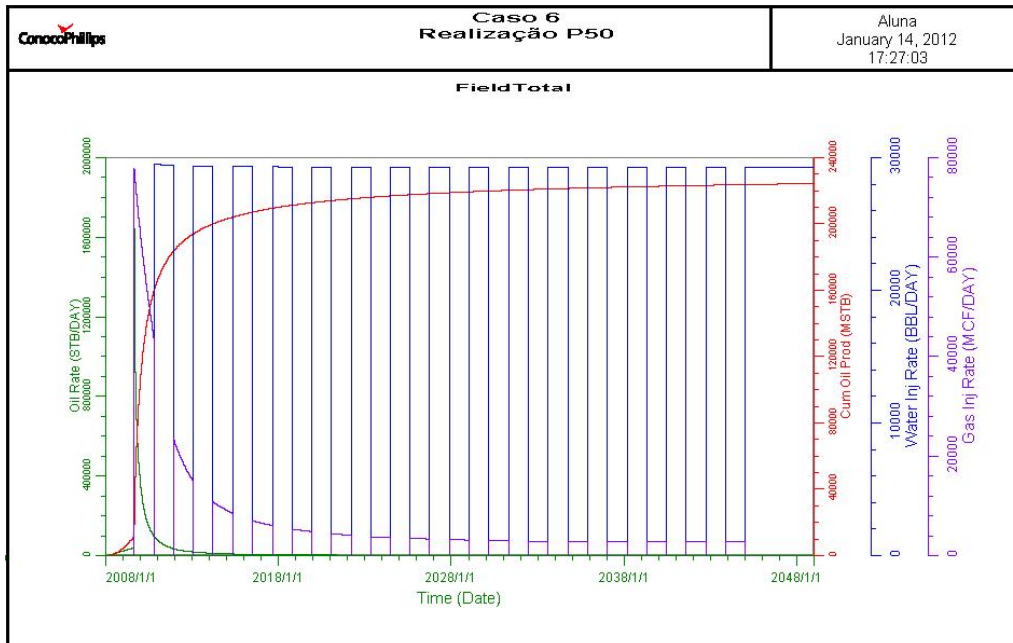


Figura 6.27: Curvas para o caso 6 - Parte B.

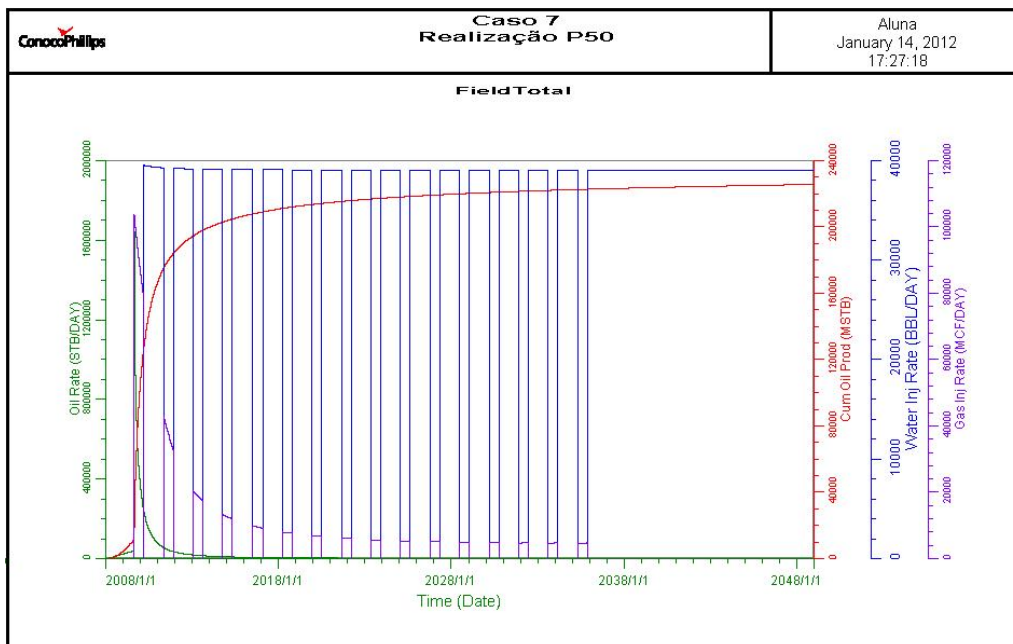


Figura 6.28: Curvas para o caso 7 - Parte B.

6.1.12 Parte B - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de WAG

As Figuras 6.28 e 6.29 mostram as curvas de produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo e vazão de injeção de gás e água para os casos 7 e 8, respectivamente.

Esse parâmetro continuou sendo importante para a recuperação de óleo, em-

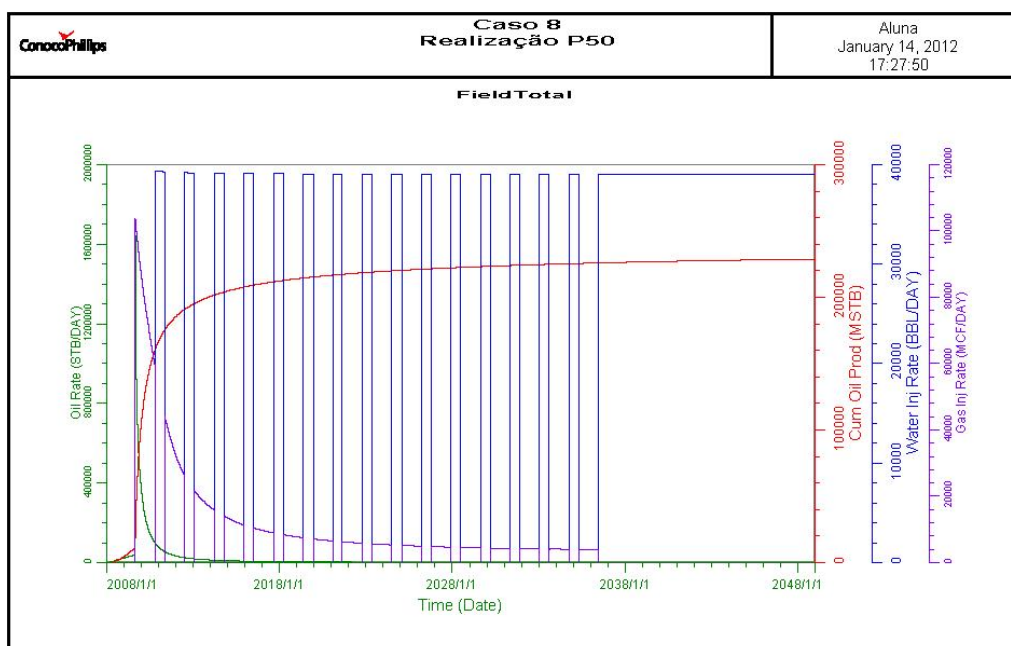


Figura 6.29: Curvas para o caso 8 - Parte B.

bora um pouco menos que a vazão de injeção. Ainda conclui-se que injetar uma maior quantidade de CO_2 em relação à quantidade de água é mais eficiente para a produção de óleo desse reservatório.

6.2 Etapa 2: Análise dos resultados sob incerteza geológica

6.2.1 Parte A - Análise geral da curva de produção acumulada

A Figura 6.30 mostra as curvas de produção acumulada de óleo médias das 104 realizações geológicas obtidas para cada um dos nove cenários simulados.

A Tabela 6.3 mostra, para cada um dos casos, o valor total da produção acumulada de óleo, a variação percentual em relação ao caso base e o fator de recuperação obtido. Os valores de produção acumulada da tabela são a média dos valores obtidos para as 104 simulações de cada caso realizadas.

A variação máxima da produção acumulada ainda em torno de 6,5%. No entanto, esse valor foi obtido para o caso 6 e não para o caso 7, como na análise

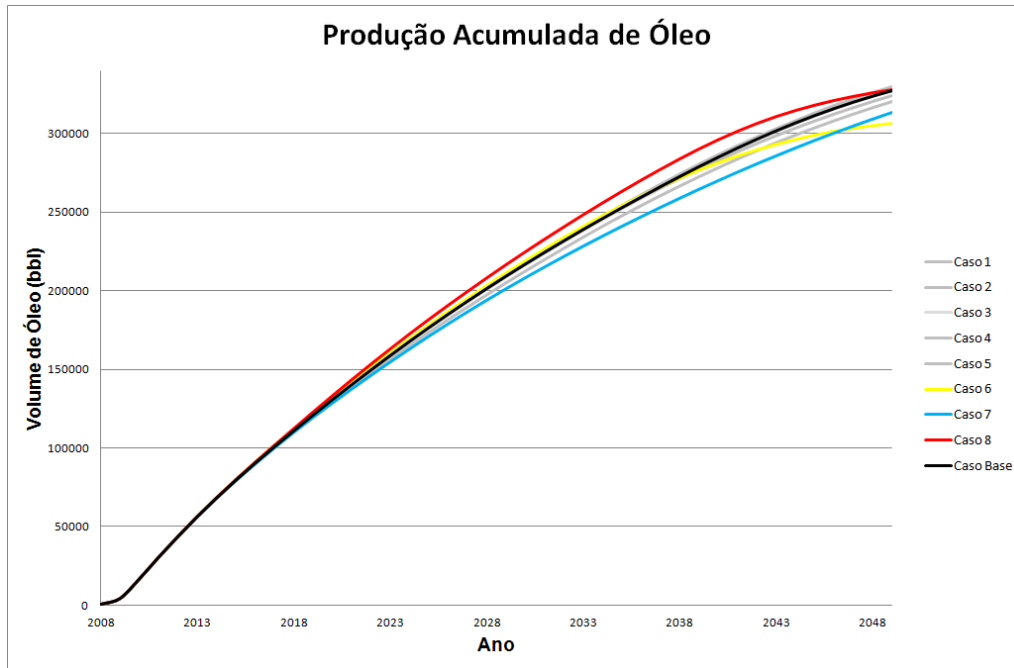


Figura 6.30: Curvas de produção acumulada de óleo médias para os 9 casos simulados para todas as realizações geológicas - Parte A.

Tabela 6.3: Média da produção acumulada total para os cenários simulados - Parte A.

Cenário	Produção Acumulada (<i>MSTB</i>)	Variação relativa ao Caso Base (%)	Fator de Recuperação (%)
Caso Base	327514.2	0	32,75
Caso 1	323969.8	-1.08	32,34
Caso 2	329549.2	0.62	32,96
Caso 3	327243.9	-0.08	32,72
Caso 4	328212.7	0.21	32,82
Caso 5	320103.2	-2.26	32,01
Caso 6	306801.6	-6.32	30,68
Caso 7	308514.0	-5.80	30,85
Caso 8	328132.5	0.19	32,81

realizada na etapa 1 - Parte A. Os casos que apresentaram valores de produção acumulada maiores que o do caso base foram ainda os casos 2, 4 e 8, que apresentam, respectivamente, um maior volume total de gás injetado, tamanhos de *slug* maiores e

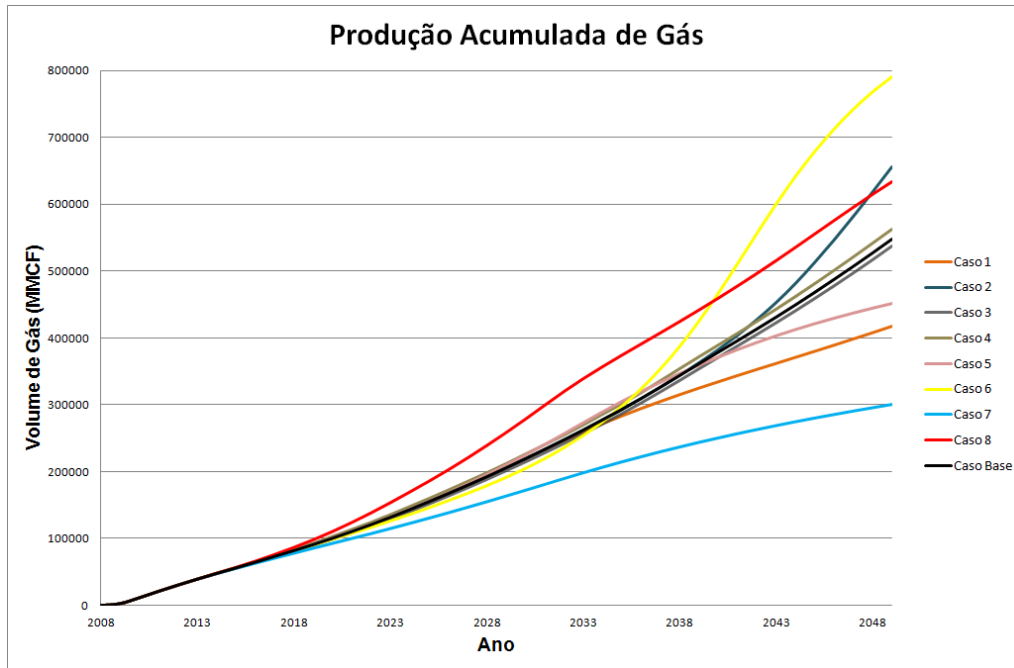


Figura 6.31: Curvas de produção acumulada de gás médias para os 9 casos simulados para todas as realizações geológicas - Parte A.

tamanho de *slug* de CO_2 maior que o tamanho de *slug* de água. É importante notar, no entanto, que desta vez, o caso 2 apresentou um valor de produção acumulada final maior que o caso 8, que teve uma grande redução em seu percentual de aumento de produção relativo ao caso base.

Apesar das diferenças observadas, uma análise do gráfico, porém, nos permite observar que os casos 7 e 8 ainda se destacam como sendo o pior e o melhor caso, respectivamente, em se tratando da produção acumulada de óleo ao longo da vida produtiva do campo. Os casos 6 e 2 os substituem somente no último ano de produção, época em que ambos já encerraram o ciclo de injeção alternada. Dessa maneira, ainda é possível considerar que a produção de óleo é bastante sensível a razão entre os tamanhos dos *slugs*.

O gráfico da Figura 6.31 mostra as curvas de produção acumulada de gás médias das 104 realizações geológicas obtidas para cada um dos nove cenários simulados.

O caso 6 continua sendo o que mais produz gás, fato que pode ter alguma relação com sua baixa vazão de injeção. Os três casos que produzem mais gás depois do caso 6, são os casos 8, 2 e 4, que também são os casos em que se obtém

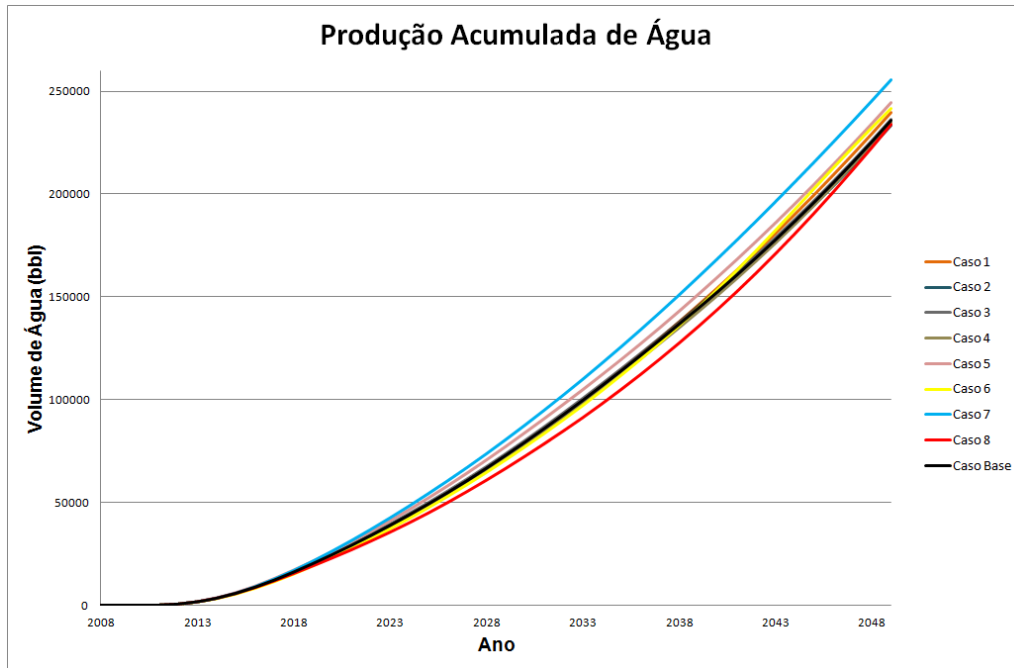


Figura 6.32: Curvas de produção acumulada de água médias para os 9 casos simulados para todas as realizações geológicas - Parte A.

as maiores produções acumuladas de óleo.

A Figura 6.32 mostra as curvas de produção acumulada de água médias das 104 realizações geológicas obtidas para cada um dos nove cenários simulados.

As mesmas tendências da curva de produção de água encontradas na etapa 1 - Parte A da análise podem ser observadas: o caso 7 é o que mais produz água e o caso 8, o que menos produz. É razoável que isso aconteça, pois no caso 7 injeta-se uma quantidade maior de água em relação à quantidade de gás, já no caso 8, uma menor quantidade de água é injetada.

A análise sob incerteza geológica é realizada somente para os casos que apresentaram maior variação de produção em relação ao caso base, ou seja, só se analisa sob incerteza a influência dos parâmetros de WAG aos quais a produção de óleo foi mais sensível. São eles os parâmetros vazão de injeção e razão de WAG, testados através dos casos 5, 6, 7 e 8.

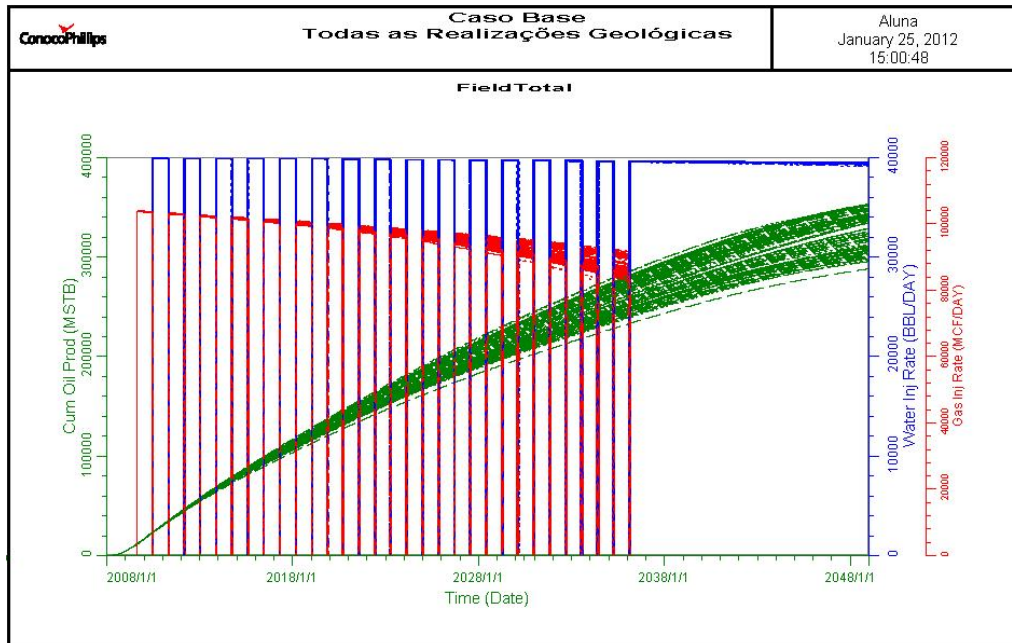


Figura 6.33: Curvas para o caso base para as 104 realizações geológicas - Parte A.

6.2.2 Parte A - Caso Base

A Figura 6.33 mostra as curvas de produção acumulada de óleo e as vazões de injeção de gás e água obtidas a partir da simulação do caso base para cada uma das 104 realizações geológicas. Esse caso será usado como referência para os outros.

É possível observar uma perda de injetividade do gás de cerca de 10%, que está relacionada com a queda de pressão no reservatório ao longo de sua vida produtiva.

Para o Caso Base, elaborou-se um histograma para os valores de produção acumulada de óleo, apresentado na Figura 6.34. O histograma permite uma visualização mais fácil das faixas de distribuição desses valores que os gráficos apresentados. Como se pode observar, a distribuição de valores entre as faixas de valores equidistantes de produção é irregular, não se assemelhando, à primeira vista, a uma distribuição normal.

6.2.3 Parte A - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção

As Figuras 6.35 e 6.36 mostram as vazões de injeção de água e CO_2 e a produção acumulada de óleo para os casos 5 e 6, respectivamente, simulados para todas as realizações geológicas.

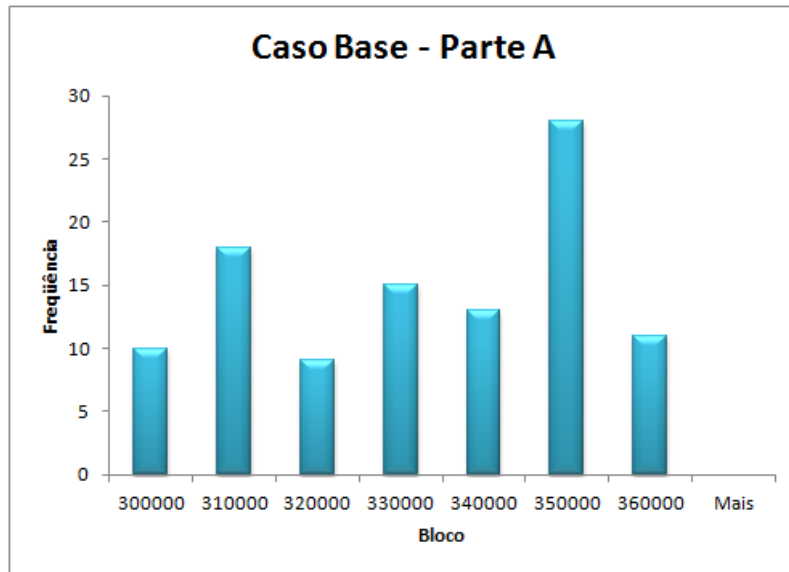


Figura 6.34: Histograma de valores de produção acumulada para o caso base - Parte A.

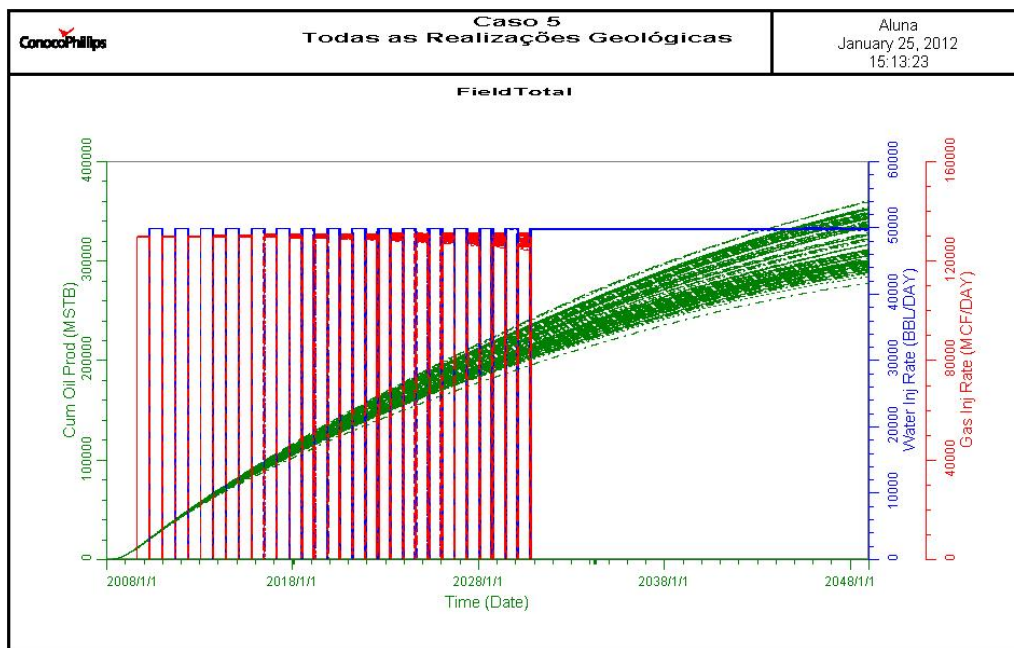


Figura 6.35: Curvas para o caso 5 para as 104 realizações geológicas - Parte A.

Os gráficos mostram claramente que a perda de injetividade do gás foi fortemente dependente da vazão de injeção dos fluidos no reservatório. Isso ocorre porque quanto maior a vazão de injeção, menor a depressurização do reservatório. O caso 5, em que foi utilizada uma vazão de injeção de CO_2 e água 25% maior que a do caso base, apresentou perda de injetividade de cerca de metade da perda de injetividade do caso base. Já o caso 6, simulado com injetividade 25% menor que a

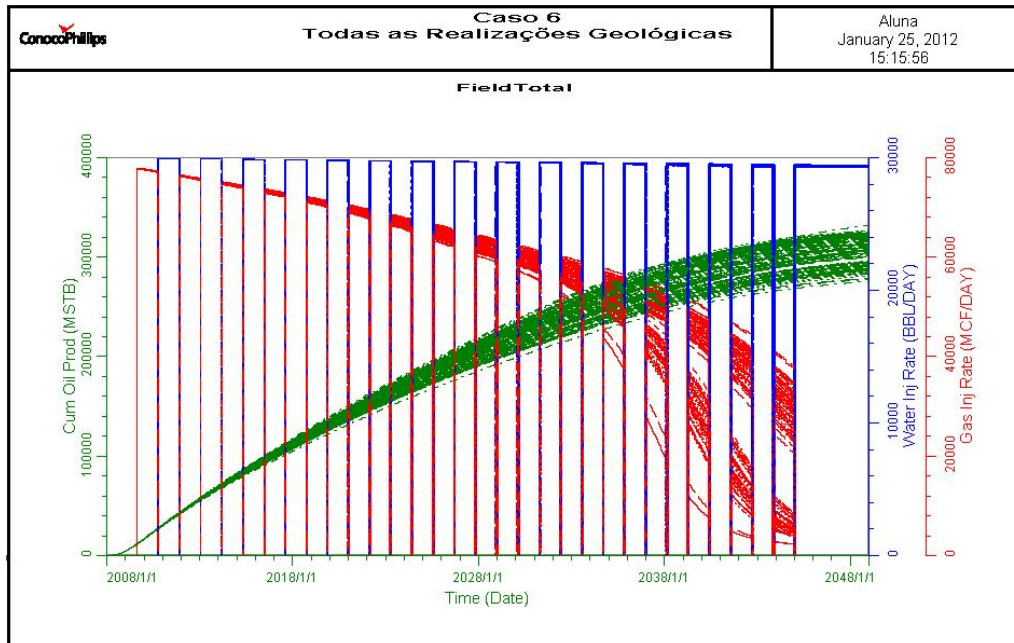


Figura 6.36: Curvas para o caso 6 para as 104 realizações geológicas - Parte A.

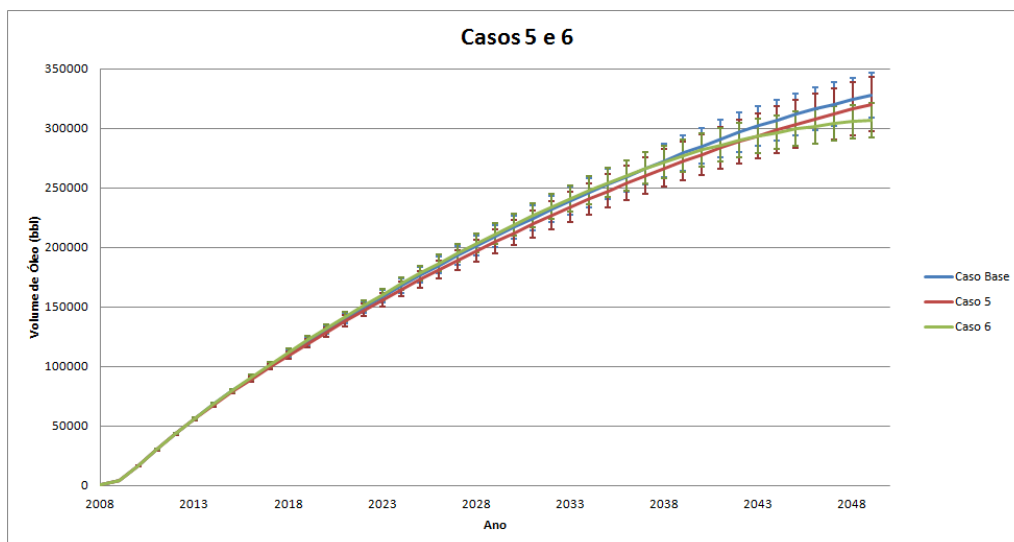


Figura 6.37: Produção acumulada para os casos 5 e 6 em comparação com o caso base - Parte A.

do caso base, apresentou perda de injetividade de gás bastante acentuada, atingindo uma vazão de injeção de gás de menos da metade da vazão inicial nos últimos três ciclos de injeção alternada.

O gráfico da Figura 6.37 mostra a produção acumulada de óleo média para os casos 5 e 6 e para o caso base, plotada com as devidas barras de erro.

Embora seja possível observar as três curvas no gráfico e inferir que a vazão

de injeção dos fluidos no reservatório é um parâmetro que influencia a recuperação de óleo, a produção acumulada nos três casos ainda são iguais considerando-se a incerteza geológica.

Observa-se que o caso 6 destaca-se durante os primeiros anos de produção, produzindo mais que os outros dois casos. No entanto, aproximadamente a partir do ano de 2034, a produção passa a crescer a um ritmo mais lento, e é ultrapassada pela produção dos outros casos. Analisando-se os gráficos da vazão de gás para esse caso, é possível observar que, até esta data, a vazão de gás ainda é pequena, e a mesma passa a crescer exponencialmente após esse momento. Além disso, observa-se queda cada vez maior na injetividade do gás, resultado da queda de pressão no reservatório.

O caso 5, que apresenta produção acumulada de óleo inicialmente menor que as demais, apresenta a maior vazão de gás nos primeiros anos de desenvolvimento do campo, e observa-se que sua produção acumulada ultrapassa a produção do caso 6 durante o momento em que há somente injeção de água no caso 5 e a vazão de produção de gás no campo está diminuindo.

O caso base, por sua vez, permitiu que se recuperasse uma maior quantidade de óleo do reservatório, mantendo-se com uma vazão de produção de gás aproximadamente constante nos primeiros 30 anos de produção.

Conclui-se, assim que, há uma vazão de injeção ótima para a recuperação de um maior volume de óleo e que a mesma está relacionada a uma menor produção de gás, possivelmente pela retardamento do *breakthrough* e pelo sucesso na manutenção da pressão do reservatório. Durante os primeiros anos de produção, taxas de injeção menores podem se mostrar eficazes. No entanto, a injeção a baixas taxas por um período prolongado pode favorecer a perda de injetividade do gás e promover altas vazões de gás, possivelmente, pela dificuldade da manutenção da pressão do reservatório. Uma sugestão seria a de utilizar um ciclo de injeção a uma taxa menor durante o início da vida produtiva do reservatório e partir para a injeção de água à taxas maiores quando a pressão do reservatório cair muito. Altas vazões de injeção não se mostraram muito favoráveis para o ciclo de injeção alternado, pois a chegada do gás injetado aos poços produtores é mais rápida.

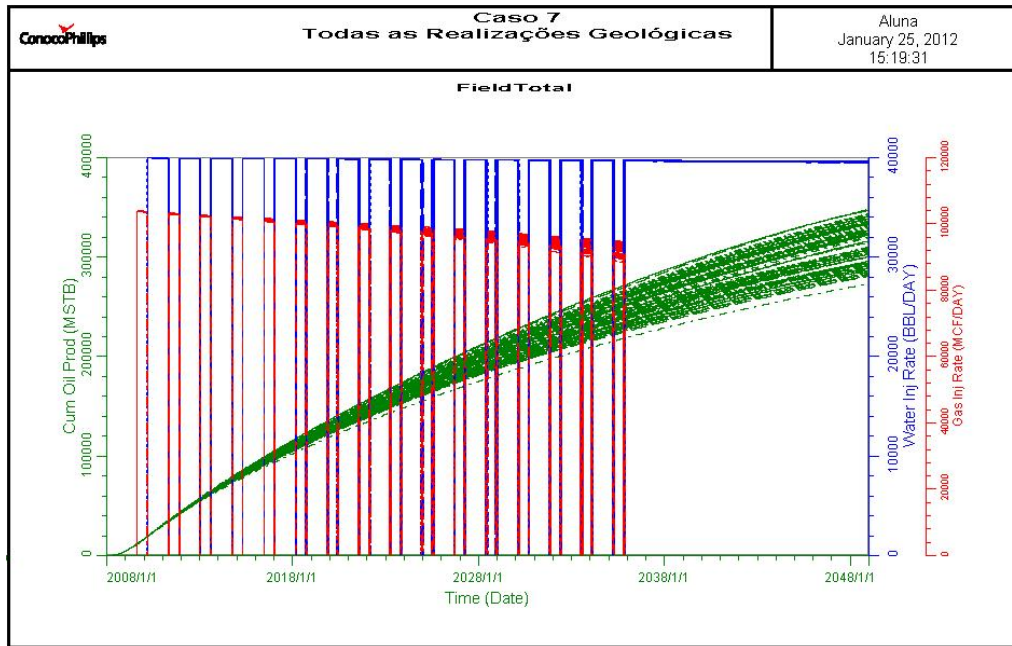


Figura 6.38: Curvas para o caso 7 para as 104 realizações geológicas - Parte A.

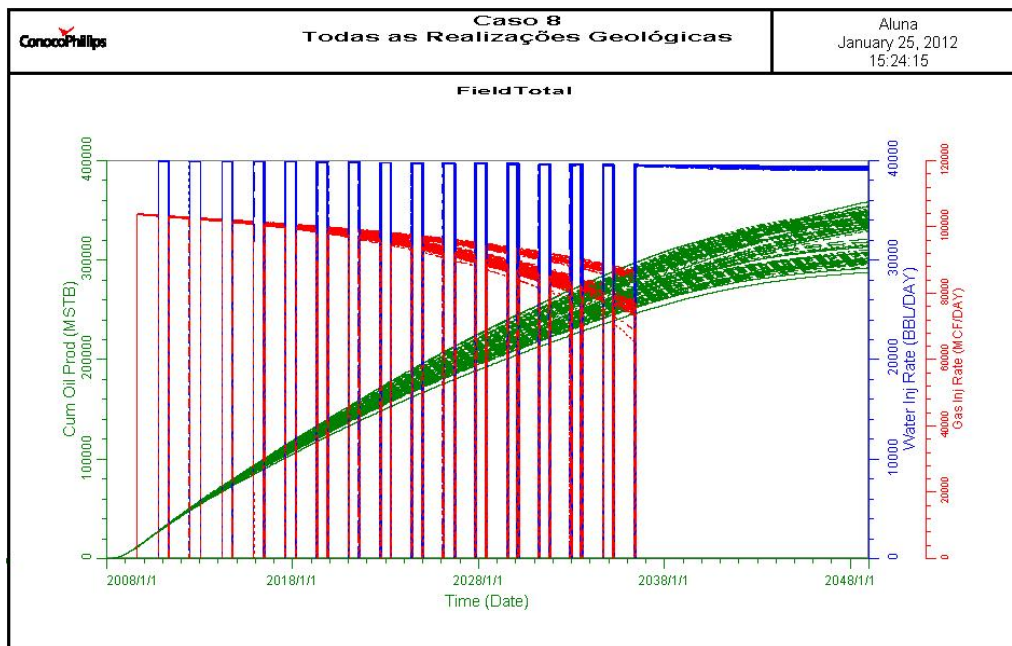


Figura 6.39: Curvas para o caso 8 para as 104 realizações geológicas - Parte A.

6.2.4 Parte A - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de WAG

As Figuras 6.38 e 6.39 mostram as vazões de injeção de água e CO_2 e a produção acumulada de óleo para os casos 7 e 8, respectivamente, simulados para todas as realizações geológicas.

As perdas de injetividade estão, aproximadamente, na mesma ordem de gran-

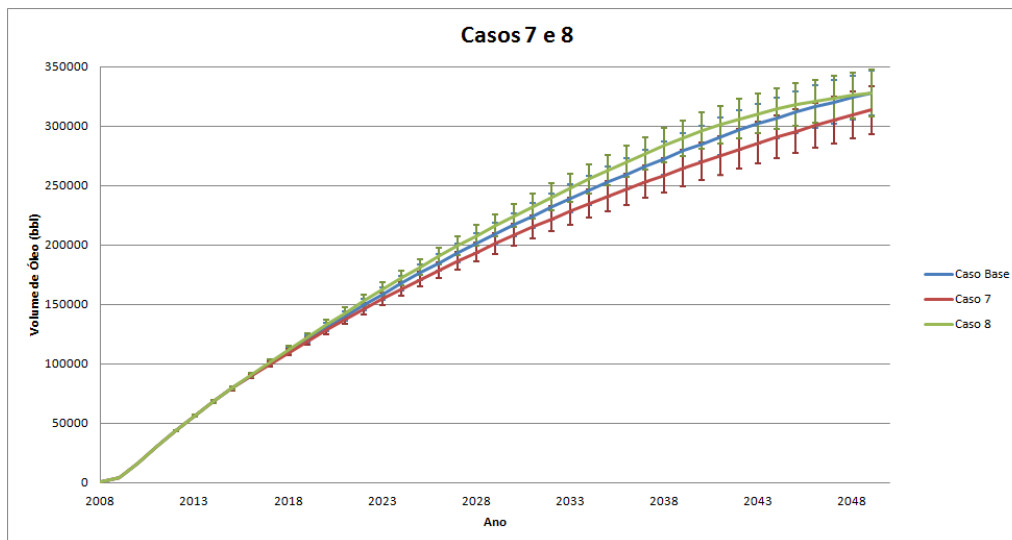


Figura 6.40: Produção acumulada para os casos 7 e 8 em comparação com o caso base - Parte A.

deza da maioria dos casos anteriores, o que quer dizer que a pressão do reservatório é mantida com a mesma eficiência que nesse casos.

O gráfico da Figura 6.40 mostra a produção acumulada de óleo média para os casos 7 e 8 e para o caso base, plotada com as devidas barras de erro.

A Figura 6.40 apresenta a maior variação da curva de produção acumulada em relação aos casos anteriores, o que sugere que realmente a razão de WAG , ou o tamanho relativo dos *slugs* de água e CO_2 é o parâmetro que mais influencia a produção acumulada de óleo nesse campo.

O caso 8, embora tenha apresentado uma diferença pequena de valor final de recuperação de óleo em relação ao caso base, é o que mais adianta a produção de óleo, o que pode ser importante para aumentar o valor presente líquido do projeto de desenvolvimento do campo de petróleo.

O caso 7 é o que menos produz e se distancia bastante da curva do caso base, estando, inclusive, sua média abaixo da barra de erro negativa do caso base. O que permitiria que, mesmo no ambiente de incerteza geológica, se optaria por não utilizar essa razão de WAG , por se mostrar desfavorável para a otimização da recuperação de óleo.

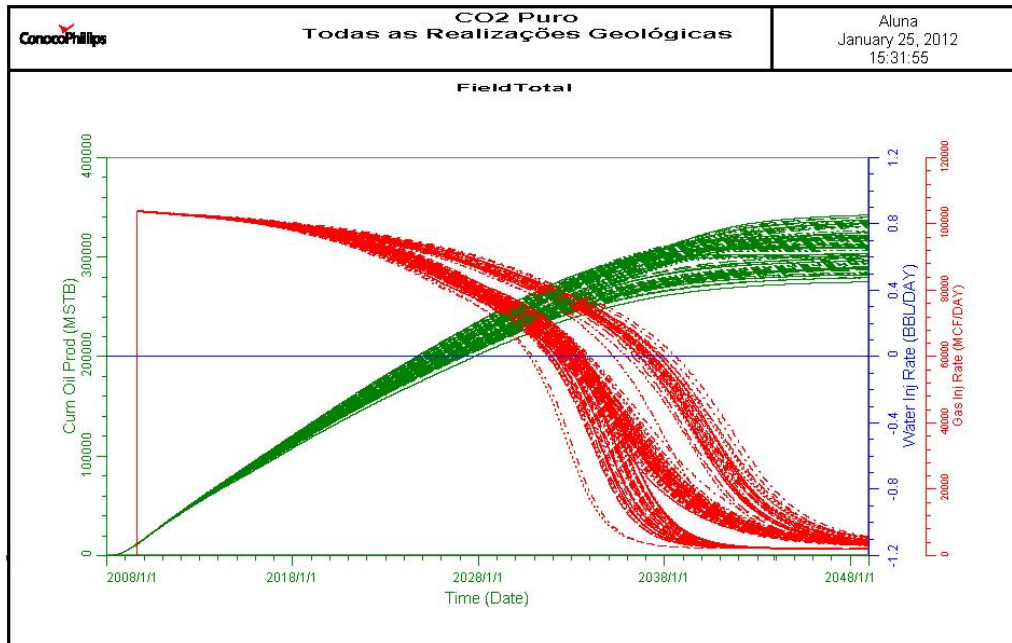


Figura 6.41: Curvas para o caso CO_2 puro para as 104 realizações geológicas - Parte A.

6.2.5 Parte A - Caso CO_2 puro

A Figura 6.41 mostra as vazões de injeção de CO_2 para o caso em o gás foi injetado puro no reservatório. São mostradas as curvas de injetividade obtidas como resultado da simulação para todas as 104 realizações geológicas.

As perdas de injetividade do gás são bastante acentuadas para a injeção contínua de CO_2 , resultado da depressurização do reservatório em função da produção de fluidos.

O gráfico da figura 6.42 mostra a produção acumulada de óleo média para esse caso e para o caso base, plotada com as devidas barras de erro.

Observa-se que a recuperação de óleo através da injeção de CO_2 puro é maior nos anos iniciais do desenvolvimento do campo do que a recuperação obtida pela injeção alternada de CO_2 e água com os parâmetros definidos para o caso base. No entanto, a produção acumulada de óleo para a injeção de CO_2 cresce a taxas menores nos anos finais de simulação e é ultrapassada pela produção de óleo do caso base.

A queda na produção de óleo após alguns anos de injeção de CO_2 puro se deve, principalmente, à acentuada perda de injetividade do gás.

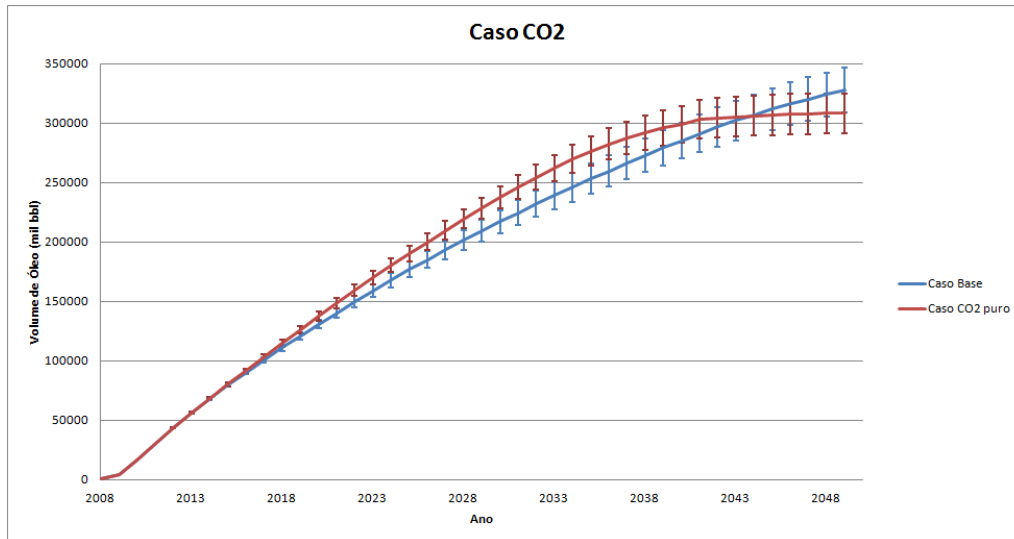


Figura 6.42: Produção acumulada para o caso CO_2 puro em comparação com o caso base - Parte A.

6.2.6 Parte B - Análise geral da curva de produção acumulada

A Figura 6.43 mostra as curvas de produção acumulada de óleo médias das 104 realizações geológicas obtidas para os cenários simulados com variação dos parâmetros mais influentes na variação da produção acumulada de óleo, de acordo com os resultados da etapa 1 - parte B.

A Tabela 6.4 mostra o valor total da produção acumulada de óleo para os casos escolhidos para a análise de sensibilidade sob incerteza geológica, bem como a variação percentual em relação ao caso base. Os valores de produção acumulada da tabela são a média dos valores obtidos para as 104 simulações de cada caso realizadas.

As variações de produção em relação ao caso base para as média foram semelhantes às variações obtidas em relação ao mesmo caso para o caso da etapa 2 - parte A, embora a variação percentual tenha sido bem menor.

Como se pode observar, a produção total de óleo através da injeção de CO_2 puro é maior e os métodos de que envolvem injeção de CO_2 realmente produzem uma maior recuperação em relação à injeção de água. Entre os casos de WAG, o caso 6 é o que possui a maior produção total de óleo e o caso 5, o que possui a menor

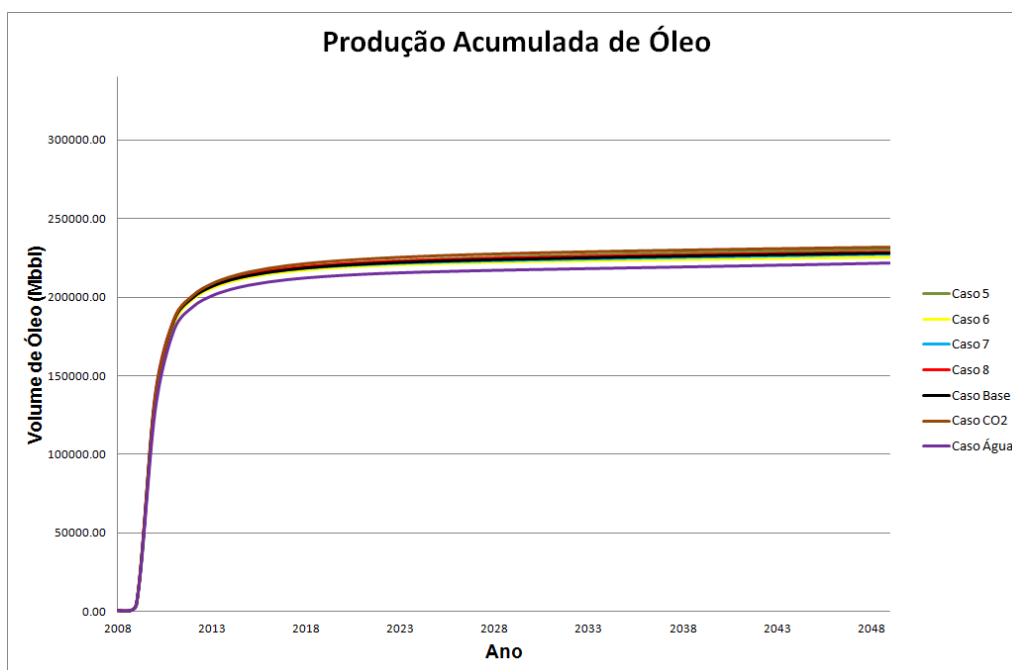


Figura 6.43: Curvas de produção acumulada de óleo médias para todas as realizações geológicas - Parte B.

Tabela 6.4: Média da produção acumulada total para os cenários simulados - Parte B.

Cenário	Produção Acumulada (<i>MSTB</i>)	Variação relativa ao Caso Base (%)	Fator de Recuperação (%)
Caso Água Pura	223955.8	0	22,40
Caso Base	227936.5	1.78	22,79
Caso CO_2 puro	231853.2	3.53	23,19
WAG			
Caso Base	227936.5	0	22,79
Caso 5	230435.9	1.10	23,04
Caso 6	225454.9	-1.09	22,55
Caso 7	227670.1	-0.12	22,77
Caso 8	228924.6	0.43	22,89

produção de óleo acumulada, o que reitera o fato de que a vazão de injeção foi o parâmetro mais influente nessa análise.

O gráfico da Figura 6.44 mostra as curvas de produção acumulada de gás

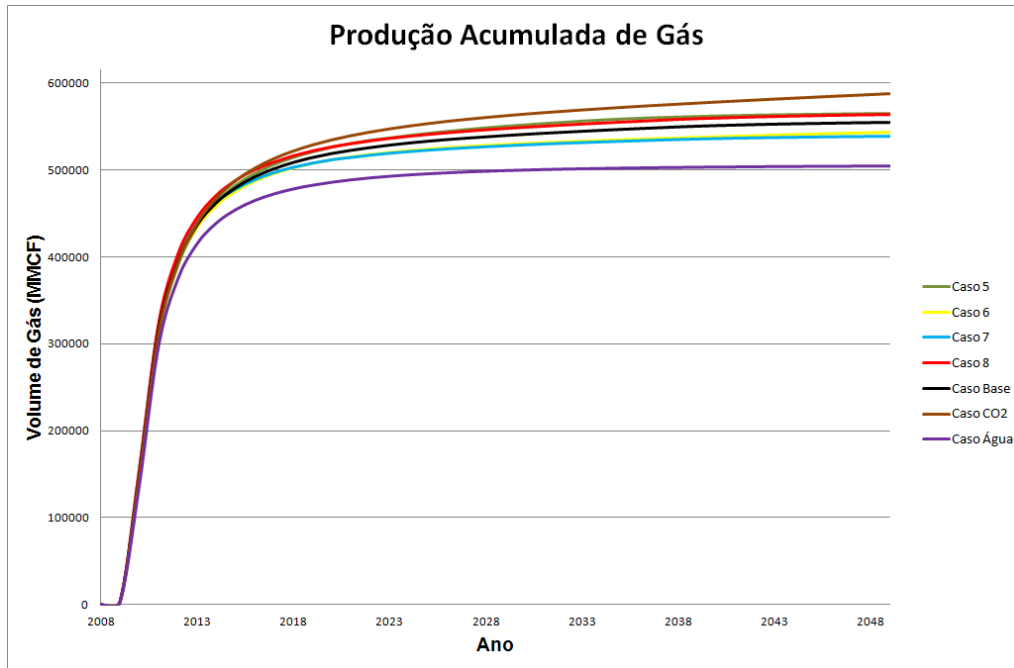


Figura 6.44: Curvas de produção acumulada de gás médias para todas as realizações geológicas - Parte B.

médias das 104 realizações geológicas obtidas para os casos escolhidos para a análise de sensibilidade.

A produção de gás segue a mesma tendência que na simulação para a realização média: produz mais gás quando injeta-se mais gás e também nos casos em que injeta-se gás a uma vazão maior.

A Figura 6.45 mostra as curvas de produção acumulada de água médias das 104 realizações geológicas obtidas para os casos escolhidos para a análise de sensibilidade.

As mesmas tendências da curva de produção de água encontradas na etapa 1 - Parte B da análise podem ser observadas: os casos 7 e água pura são os que mais produzem água e os casos 8 e CO_2 puro os que menos produzem. Nesses casos injeta-se um menor volume total de água, enquanto naqueles esse volume é maior.

São comparadas, sob incerteza geológica, as curvas de produção acumulada de óleo para os casos de injeção de CO_2 puro e o caso base de WAG contra a injeção de água pura.

Em relação aos casos de WAG, a análise de sensibilidade aos parâmetros de injeção sob incerteza geológica é realizada somente para os casos de WAG que apre-

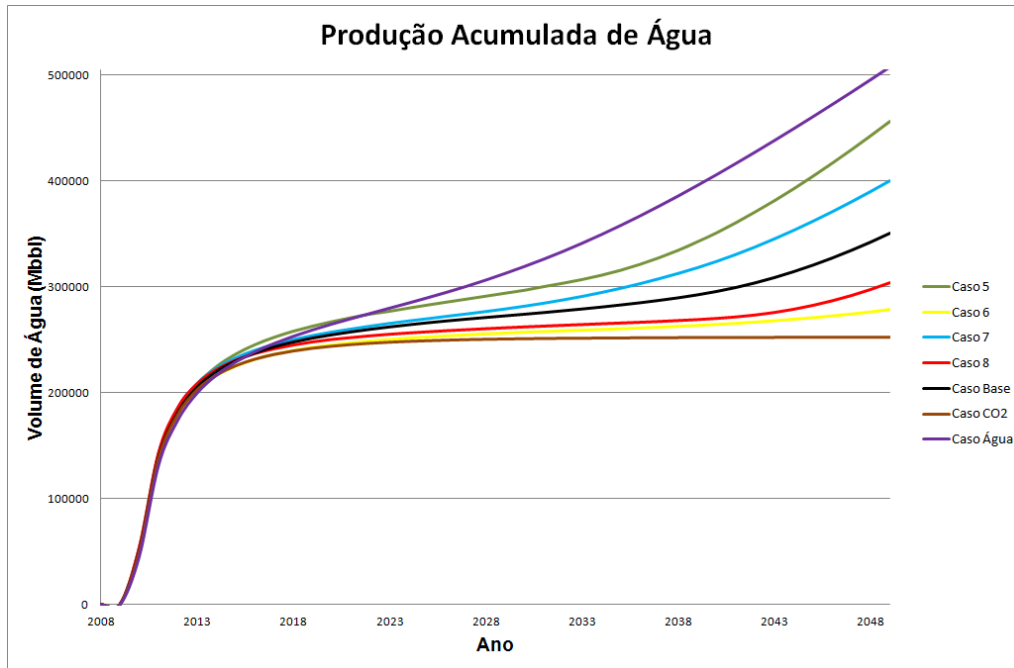


Figura 6.45: Curvas de produção acumulada de água médias para todas as realizações geológicas - Parte B.

sentaram maior variação de produção em relação ao caso base, ou seja, só se analisa sob incerteza a influência dos parâmetros de WAG aos quais a produção de óleo foi mais sensível. São eles os parâmetros vazão de injeção e razão de WAG, testados através dos casos 5, 6, 7 e 8, os mesmos que para a etapa 2 - Parte A, embora a importância relativa dos casos tenha se invertido.

6.2.7 Parte B - Caso Base e Caso CO_2 : comparação com a injeção de água.

A Figura 6.46 mostra as curvas de produção acumulada de óleo e vazão de injeção de água obtidas a partir da simulação do caso de injeção de água pura para cada uma das 104 realizações geológicas. Esse caso será usado como referência para a análise dos casos base de WAG e de injeção de CO_2 puro.

As Figuras 6.47 e 6.48 mostram as curvas de produção acumulada de óleo e vazão de injeção de fluidos para os casos de injeção de CO_2 puro e para o caso base de injeção alternada de CO_2 e água.

O gráfico da Figura 6.49 mostra a produção acumulada de óleo média para os

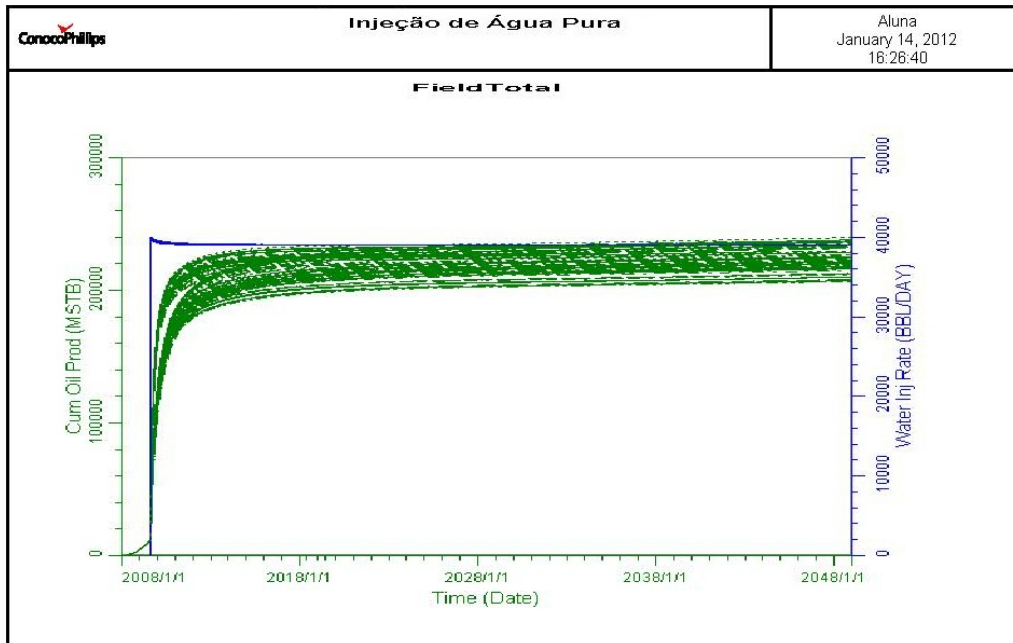


Figura 6.46: Curvas para o caso de injeção de água pura para todas as realizações - Parte B.

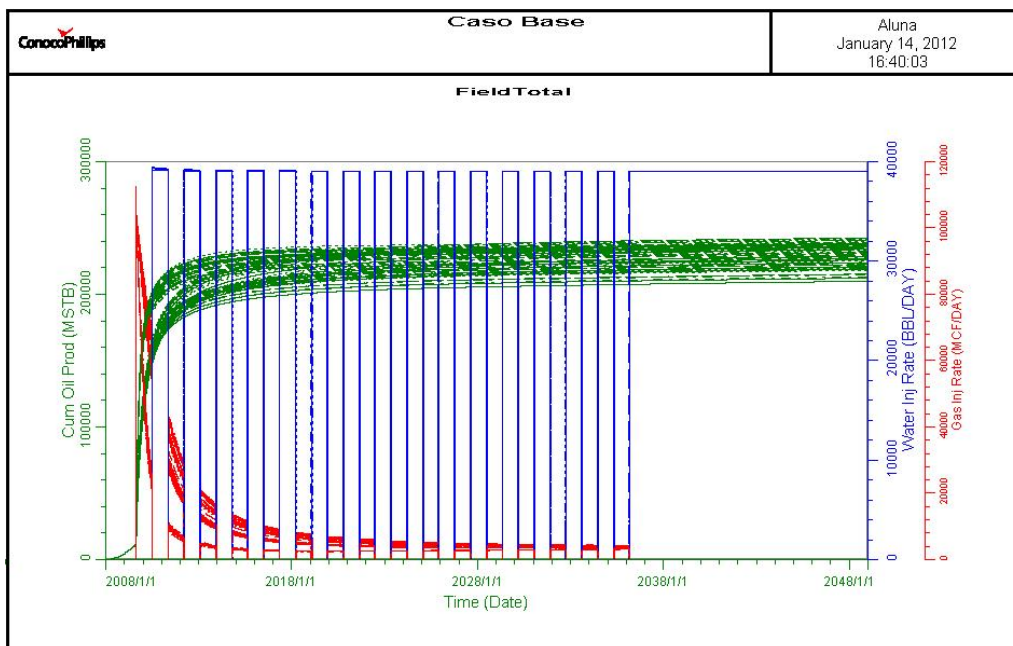


Figura 6.47: Curvas para o caso base para todas as realizações - Parte B.

três casos mostradas, plotadas com as devidas barras de erro.

Embora a produção de óleo para o caso de injeção de água e maior para o caso de injeção de CO_2 , em virtude da pequena porcentagem de diferença entre as produções acumuladas, ainda não se pode afirmar que as produções acumuladas para os diferentes fluidos sejam diferentes dentro da incerteza geológica.

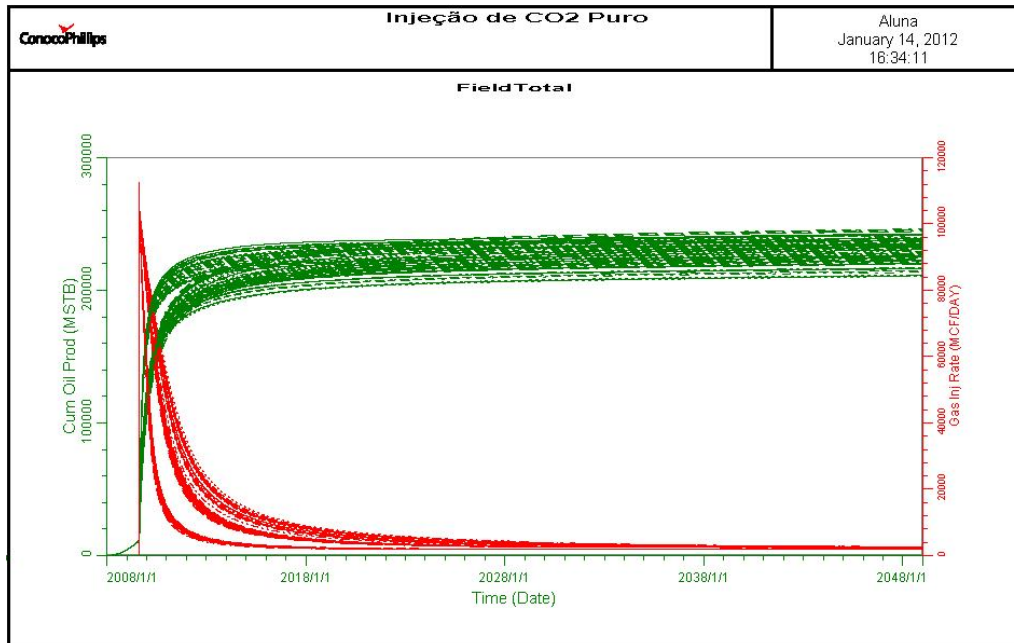


Figura 6.48: Curvas para o caso de injeção de CO_2 puro para todas as realizações - Parte B.

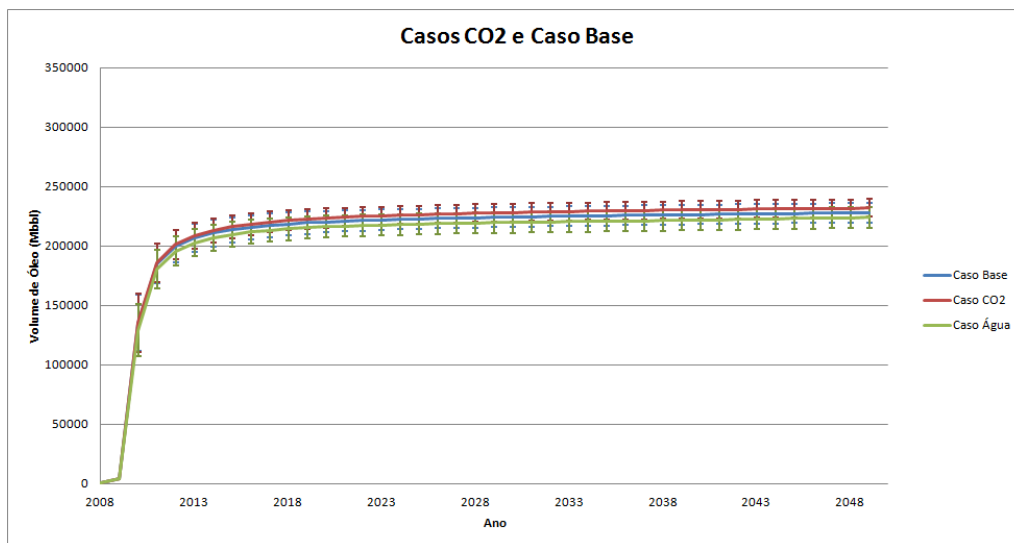


Figura 6.49: Produção acumulada para os casos base e CO_2 puro em comparação com o caso água pura - Parte B.

Para o caso base, da mesma forma que na parte A, apresenta-se, na Figura 6.50, um histograma para os valores de produção acumulada de óleo, em que se verifica as frequências de valores em intervalos de 10 milhões de barris de óleo. É possível verificar que, para a parte B, a distribuição de valores é mais próxima de uma distribuição normal que na parte A, com uma maior frequência de valores

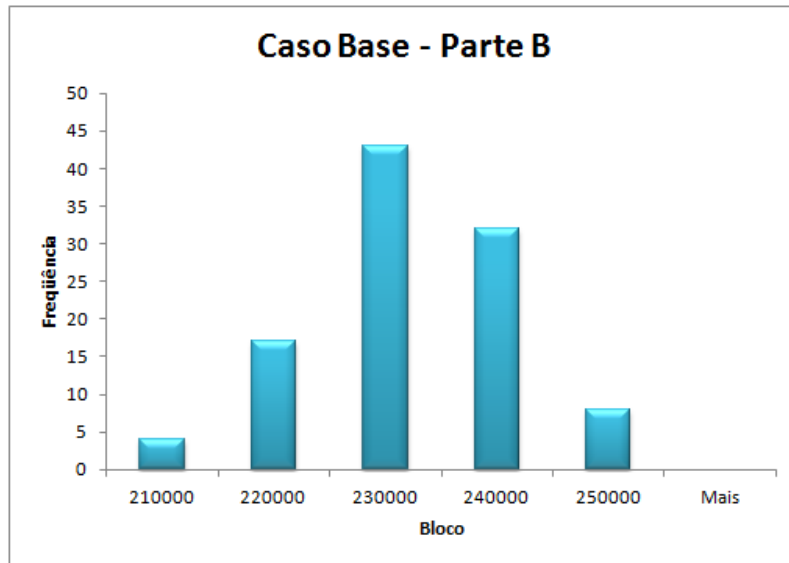


Figura 6.50: Histograma de valores de produção acumulada para o caso base - Parte B.

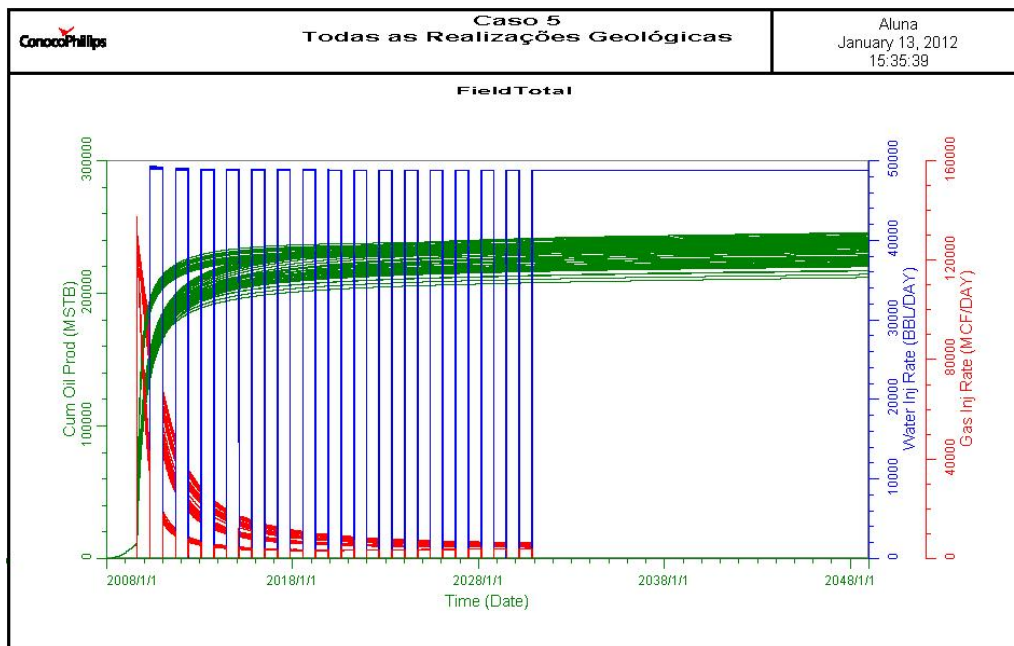


Figura 6.51: Curvas para o caso 5 para as 104 realizações geológicas - Parte B.

próximos à média e menor frequência de valores mais distantes da média.

6.2.8 Parte B - Casos 5 e 6: sensibilidade às vazões de injeção

As Figuras 6.51 e 6.52 mostram as vazões de injeção de água e CO_2 para os casos 5 e 6, respectivamente, simulados para todas as realizações geológicas.

Os gráficos mostram que, apesar da perda de injetividade ser acentuada para

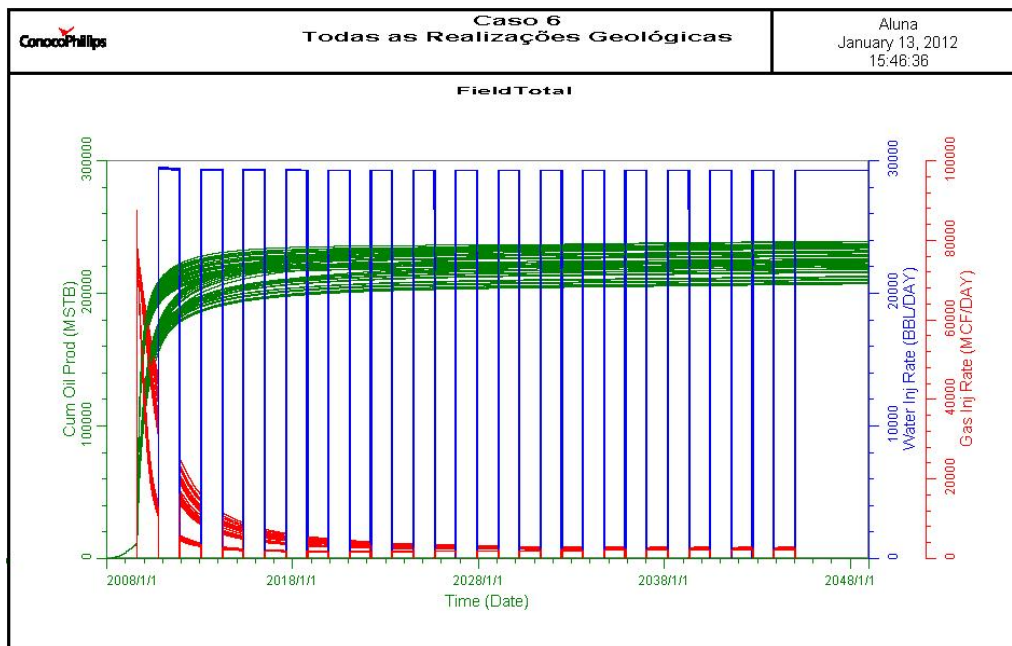


Figura 6.52: Curvas para o caso 6 para as 104 realizações geológicas - Parte B.

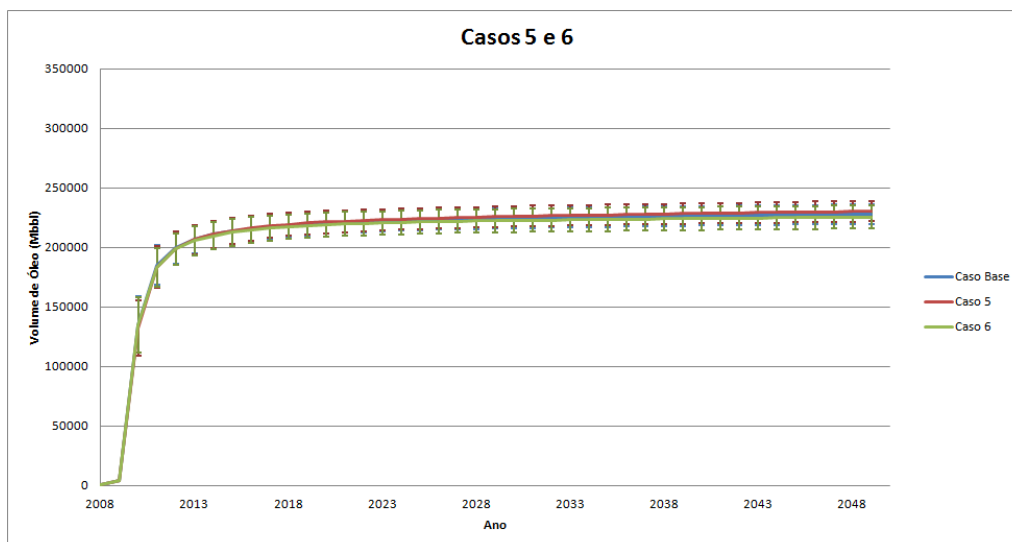


Figura 6.53: Produção acumulada para os casos 5 e 6 em comparação com o caso base - Parte B.

os dois casos, em função da perda de pressão no reservatório, ela é um pouco mais lenta para o caso 5, em que foi utilizada uma vazão de injeção de CO_2 e água 25% maior que a do caso base. Isso significa que nesse caso, a pressão do reservatório foi mantida por mais tempo.

O gráfico da Figura 6.53 mostra a produção acumulada de óleo média para os casos 5 e 6 e para o caso base, plotada com as devidas barras de erro.

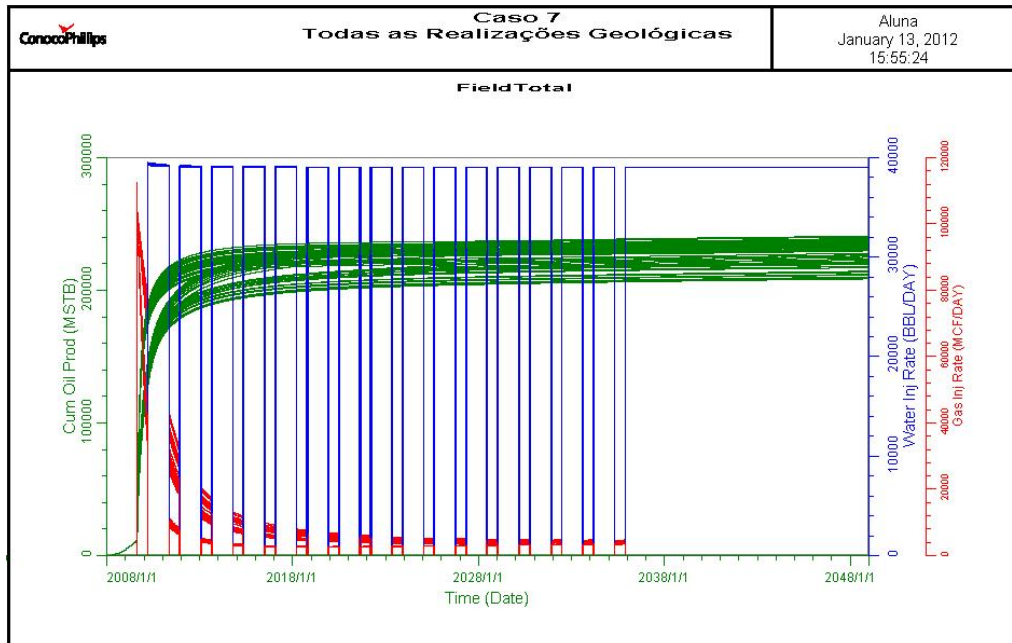


Figura 6.54: Curvas para o caso 7 para as 104 realizações geológicas - Parte B.

Embora seja possível observar as três curvas no gráfico e inferir que a vazão de injeção dos fluidos no reservatório é um parâmetro que influencia a recuperação de óleo, a produção acumulada nos três casos ainda são iguais considerando-se a incerteza geológica.

Conclui-se, assim que, para o controle dos poços produtores na pressão de fundo, uma maior vazão de injeção de água e CO_2 , dentro da faixa de valores testados, produz uma maior quantidade de óleo, no entanto, considerando-se a incerteza geológica, a variação da vazão de injeção, dentro da faixa de valores testados, não produz diferença significativa na recuperação de óleo.

6.2.9 Parte B - Casos 7 e 8: sensibilidade a razão de WAG

As Figuras 6.54 e 6.55 mostram as vazões de injeção de água e CO_2 para os casos 7 e 8, respectivamente, simulados para todas as realizações geológicas.

As perdas de injetividade também são acentuadas, da mesma forma que nos outros casos em que o controle dos poços produtores é baseado na pressão de fundo, o que indica a rápida depressurização do reservatório para esse tipo de controle de produção.

O gráfico da Figura 6.56 mostra a produção acumulada de óleo média para os

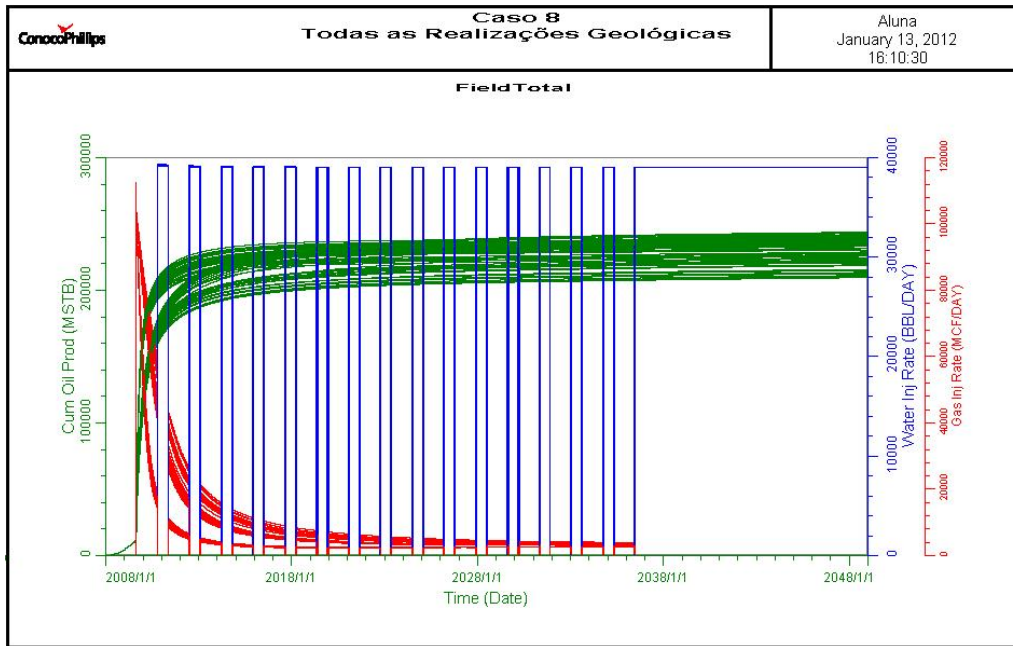


Figura 6.55: Curvas para o caso 8 para as 104 realizações geológicas - Parte B.

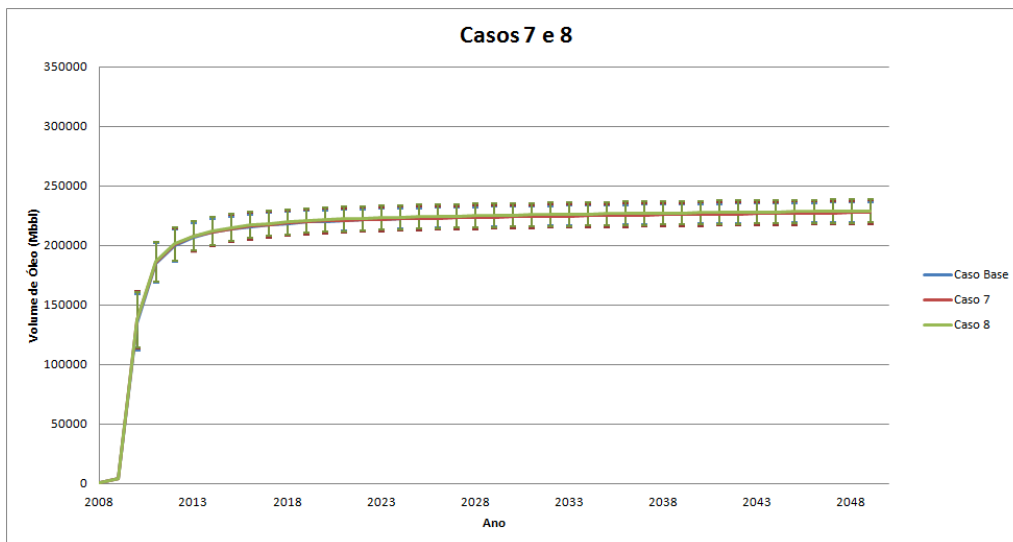


Figura 6.56: Produção acumulada para os casos 7 e 8 em comparação com o caso base - Parte B.

casos 7 e 8 e para o caso base, plotada com as devidas barras de erro.

A Figura 6.56 mostra que o caso 8, no qual mais CO_2 é injetado, foi mais o eficiente na recuperação de óleo em comparação com os casos 7 e base. O caso 7, por sua vez, foi obtive a menor produção acumulada de óleo dos três, o que confirma que a injeção de um maior volume de gás em relação ao volume de água favorece a recuperação de óleo nesse reservatório. Considerando-se a incerteza geológica, no

entanto, não se pode garantir uma maior produção de óleo pela alteração da razão de WAG, já que as produções de óleo são iguais considerando-se as barras de erro.

Capítulo 7

Conclusões e Sugestões

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões sobre o trabalho desenvolvido, conforme os resultados apresentados no capítulo 6. Em seguida são feitas sugestões para trabalhos futuros.

7.1 Conclusões

Neste trabalho foi realizada uma análise de sensibilidade dos seguintes parâmetros da injeção alternada de CO_2 e água sobre a curva de produção acumulada de óleo. A mesma análise foi feita considerando-se o impacto da incerteza geológica.

- percentual do $HCPV$ injetado;
- tamanho dos *slugs* de CO_2 e água;
- vazão de injeção;
- razão de WAG .

De modo geral, concluiu-se que o modelo de reservatório como foi utilizado e as simulações realizadas permitiram fazer uma primeira análise do caso e avaliar as bandas de incerteza as bandas de incerteza para diversos parâmetros e métodos de injeção de CO_2 . Tendo-se alcançado os objetivos a que o trabalho se propôs.

A análise dos resultados iniciais, principalmente para o caso em que se estabelece o controle dos poços produtores por sua pressão de fundo, indicam que o modelo do reservatório teria de ter outras de suas características modificadas para que apresentasse condições de operação mais próximas das práticas usuais em campos de petróleo, já que a depleção do reservatório foi extremamente acentuada para esse caso. Desse modo, a fim de se evitar uma despressurização tão rápida do reservatório, sugerem-se algumas mudanças:

- Diminuir o número de poços produtores

Como a pressão do reservatório foi alterada em relação à pressão original do reservatório Brugge, a maior energia do reservatório em relação ao caso original faz com que seja necessário um menor número de poços produtores para a exploração do óleo do campo.

- Alteração da profundidade do reservatório

Para o objetivo a que este trabalho se propôs, a alteração da profundidade do reservatório para torná-la condizente com a pressão do reservatório não causava alteração nos resultados. Em condições reais de operação, no entanto, a profundidade do reservatório é uma informação relevante para a quantificação das perdas de carga relacionadas à elevação do óleo e, conseqüentemente, para a determinação do BHP mínimo para a elevação natural do óleo no campo.

7.1.1 Sensibilidade aos parâmetros de *WAG*

As conclusões foram as seguintes:

1. A quantidade de *HCPV* injetada se relacionou diretamente com o valor total da produção acumulada de óleo para os valores testados neste estudo. Assim, uma maior quantidade de gás injetada levou a um maior volume de óleo recuperado. Acredita-se, no entanto, que haja um valor ótimo de volume injetado, já que o aumento do volume injetado em uma mesma proporção causou um aumento de menor proporção em relação à diminuição da produção para um volume injetado diminuindo na mesma proporção.

2. Tamanhos maiores de *slug* se mostraram mais favoráveis à recuperação de óleo. Acredita-se que a razão disso seja a possibilidade de maior interação entre CO_2 e óleo e um melhor aproveitamento dos efeitos miscíveis na recuperação de óleo.
3. Para o caso em que se estabeleceu uma vazão máxima de produção (Caso A), a vazão de injeção total do campo mostrou-se ótima numa faixa de valores mais próximos dos valores de produção total do campo, ou seja, pareceu mais favorável injetar a mesma quantidade de fluidos que se produz (considerando-se ambos em condições de reservatório). Para o caso em que o controle de produção se deu pela pressão de fundo dos poços produtores (Caso B), a vazão de injeção mostrou-se o parâmetro mais efetivo na recuperação de óleo, se relacionando diretamente com o valor da produção acumulada de óleo.
4. Para o Caso A, a razão de *WAG* se mostrou o parâmetro mais significativo para a produção de óleo. Concluiu-se que, para essa estratégia de controle da produção, a injeção de um volume maior de gás em relação ao volume injetado de água foi mais favorável para a recuperação de óleo. Para o Caso B, a razão de *WAG* se mostrou o segundo parâmetro mais importante, concluindo-se, ainda, que injeção de um volume maior de gás que de água na injeção alternada de CO_2 e água para esse campo favorece a produção de óleo.

Conclui-se, então que, de uma forma geral, os cenários mais favoráveis para a produção de um maior volume de óleo se relacionam com a injeção de um maior volume de gás em relação ao de água, com a injeção de *slugs* de gás de tamanho suficiente para se aproveitar as interações entre óleo e CO_2 e com a injeção de um maior volume total de gás.

7.1.2 Efeitos da incerteza geológica

Sob incerteza geológica, a sensibilidade aos parâmetros de injeção alternada de CO_2 e água teve, de modo geral, um comportamento na recuperação de óleo semelhante ao da realização próxima a média. No entanto, a intensidade dos efeitos variou em alguns casos, principalmente naqueles que apresentavam uma recuperação de óleo maior que a do caso base.

A incerteza geológica torna mais difícil a tomada de decisão em relação aos parâmetros de *WAG* a serem utilizados, uma vez que as barras de erro relacionadas ao desvio padrão dos valores de produção se entrelaçam, gerando uma grande região de interseção entre as curvas de produção referentes à diferentes casos de simulação. O caso que permitiu melhores conclusões, dentro de um cenário de incerteza na modelagem do reservatório, foi o caso 7 em que se variou a razão de *WAG* de forma a injetar-se *slugs* de gás com metade dos valores dos *slugs* de água.

Em relação à análise proposta, que comparou os efeitos dos parâmetros de *WAG* na produção de óleo de um campo, verificou-se que a análise feita a partir de uma realização que forneceu uma recuperação de óleo próxima à média das realizações do reservatório, chamada de realização *P50*, mostrou resultados bem próximos aos obtidos através do uso da média de todas as realizações. Dessa forma, pode-se concluir que a otimização dos parâmetros de *WAG* pode ser feita através da utilização de uma realização característica adequada. Para se ter idéia do intervalo de variação dos valores de produção, no entanto, é necessário utilizar a média dos resultados de simulação de um maior número de realizações do reservatório.

7.1.3 Efeitos da injeção de CO_2

A análise dos resultados das simulações permitem que se conclua que, quando CO_2 e água são injetados a uma mesma taxa, a produção do reservatório usado é mais favorecida pelo CO_2 , em virtude de sua interação com o óleo e seus efeitos de miscibilidade e pelo fato de não existirem canais de alta permeabilidade no reservatório. Isso pode ser claramente observado pelo fato da produção acumulada de óleo nos primeiros anos de produção ter sido maior para o caso de injeção de CO_2 puro e para o caso em que utilizou razão de *WAG* com *slugs* de CO_2 maiores que os de água. No entanto, ao longo do tempo, a injetividade do gás cai, e a recuperação passa a ser mais favorecida pela água, que pôde ser injetada no reservatório a taxas praticamente constantes.

Dessa forma, para a recuperação de óleo nesse campo, pode-se imaginar um esquema de injeção que envolva injeção de CO_2 para os primeiros anos de produção, até o momento em que a injetividade do gás começa a cair acentuadamente, e de

injeção de água para os anos subsequentes. Ou seja, a realização de um único ciclo de WAG.

7.2 Sugestões

Sugere-se para trabalhos futuros que seja feita uma análise de sensibilidade com uma maior faixa de valores para cada uma das variáveis testadas neste estudo e, também, a possibilidade de se criar uma rotina para a otimização do problema, em que se possa variar todos os parâmetros simultaneamente na busca de um cenário ótimo. Essas simulações devem ser feitas considerando-se as mudanças comentadas na Seção 7.1.

Além disso, tendo em vista os interesses de estudo dessa técnica para o uso na exploração do pré-sal brasileiro, sugere-se a simulação com o uso de modelos de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade para o reservatório, uma vez que as rochas do pré-sal são naturalmente fraturadas, apresentando valores de transmissibilidade bastante diferentes para a matriz e o conjunto de fraturas.

Apêndice A

Recuperação primária de óleo

A recuperação primária dos fluidos do reservatório se dá através da utilização da energia natural do reservatório como a principal fonte de energia para o deslocamento de óleo até os poços produtores (Green e Willhite, 1998). Essa “energia do reservatório” está relacionada à pressão do reservatório e aos mecanismos de recuperação de óleo.

Segundo a lei de Darcy, o escoamento de fluidos num meio poroso é induzido pela diferença de pressão entre dois pontos, como explicado na Seção 2.1.2, sendo o escoamento no sentido da menor pressão. Na produção de fluidos de um reservatório, o escoamento é originado da diferença entre a pressão estática do reservatório, P_e , e a pressão de fundo em fluxo, P_{wf} , dos poços produtores. A essa diferença de pressão dá-se o nome de *drawdown*. Dessa forma, pode-se intuir pela equação 2.2 que quanto menor P_{wf} e maior P_e maior será a vazão de óleo.

A P_{wf} ideal seria zero, já que a pressão absoluta não pode assumir valores negativos. No entanto, para que os fluidos sejam capazes de chegar até as instalações de produção na superfície, é necessário que eles possuam pressão suficiente no fundo do poço para que possam vencer a pressão hidrostática da coluna de produção e as perdas de carga no interior da mesma. Assim, há um limite operacional sobre o quão baixo P_{wf} pode ser. Em muitos casos, o *drawdown* necessário para a produção de fluidos faz com que P_{wf} tenha que ser menor que esse limite operacional, ou seja, o poço deixa de ser surgente e, portanto, são instaladas bombas ou mandris de gás dentro da coluna de produção com o objetivo de fornecer energia adicional ao óleo para que possa chegar até as instalações de superfície de produção.

A P_e é ainda mais difícil de se controlar que P_{wf} , pois é uma característica própria do reservatório. A pressão estática do reservatório é a pressão a que o reservatório está submetido em condições de ausência de escoamento, sendo função da profundidade do reservatório. Ela é a pressão exercida pelos fluidos que ocupam o espaço poroso do reservatório. P_e é função do tempo quando se trata de um reservatório em produção, uma vez que seu valor cai com a retirada de fluidos do reservatório.

Os mecanismos de produção estão relacionados aos principais tipos de energia disponíveis para a produção de fluidos (Lake, 2007), que são:

- energia de compressão da água e da rocha dentro do reservatório;
- energia de compressão do óleo dentro do reservatório;
- energia de compressão do gás dentro do reservatório;
- energia de compressão de aquíferos contíguos ao reservatório de óleo e em comunicação com o mesmo;
- energia gravitacional que causa a segregação do óleo e do gás no reservatório.

Ao se promover a queda de pressão no reservatório em virtude da perfuração e abertura de poços para o fluxo, promove-se a expansão dos fluidos contidos no espaço poroso e a expansão da própria matriz rochosa. Ambas essas expansões favorecem a produção: a expansão dos fluidos torna o espaço poroso pequeno para comportar o volume maior de fluidos e a expansão da matriz rochosa faz com que os espaços vazios (poros) disponíveis para armazenamento de fluidos diminuam e contribuam para que ainda menos fluido seja comportado no reservatório.

Rosa et al. (2006) classificam três mecanismos de produção em reservatórios como os principais: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água. Além destes, eles listam outros dois mecanismos: o mecanismo de segregação gravitacional e o mecanismo combinado. Esse último mecanismo se refere à recuperação de óleo por mais de um dos mecanismos citados anteriormente, quando ambos exercem influência significativa sobre a produção.

Os mecanismos de produção citados serão discutidos brevemente em seguida.

Mecanismo de gás em solução

É o mecanismo de produção de reservatórios com fronteiras seladas que não estão associados a grandes massas de gás ou de água. Desse modo, toda a energia para a produção de fluidos do reservatório está contida na própria zona de óleo.

A produção se dá, inicialmente, quando o reservatório se encontra a uma pressão superior à pressão do ponto de bolha, P_b , somente pela expansão do óleo e da água conata e contração do volume poroso (que ocorre em função da expansão da rocha, como citado anteriormente). Devido à baixa compressibilidade dos fluidos e da formação, a pressão do reservatório cai rapidamente até atingir P_b (Rosa et al., 2006).

O mecanismo de gás em solução começa efetivamente a operar após a queda de pressão abaixo da pressão de bolha, pois a razão de solubilidade, R_s , do gás no óleo começa a cair e, assim, os componentes mais leves do óleo vão se vaporizando. A produção então passa a contar com uma energia extra: a energia de compressão do gás livre no reservatório. Como a compressibilidade do gás é muito maior que as do óleo, da água conata e da formação, o deslocamento do líquido em direção ao meio poroso ocorre principalmente devido a sua expansão. A partir desse momento, a queda de pressão do reservatório passa a ser mais lenta do que a queda de pressão antes da P_b , quando a produção se dava apenas por expansão dos líquidos e da rocha.

Quanto mais cai a pressão, menor a R_s do gás no óleo e mais gás sai de solução, contribuindo para a produção de fluidos através de sua expansão. No entanto, embora essa saída do gás de solução seja o ponto forte do mecanismo de produção, quanto mais gás sai de solução, há uma maior contribuição para que o gás, que inicialmente se encontrava em bolhas dispersas no meio líquido, se torne uma fase contínua. A partir do momento em que o gás forma uma fase contínua, ele tende a ser produzido junto com o óleo e, desse modo, é como se a energia do reservatório também estivesse sendo produzida, o que vai reduzindo a eficiência desse mecanismo (Rosa et al., 2006).

Segundo Lake (2007), o fator de recuperação é de 10 a 25% do OOIP, ou seja, do volume de óleo originalmente contido no reservatório.

Mecanismo de capa de gás

É comum que em reservatórios saturados (reservatórios cuja pressão estática é menor que a P_b e que, portanto, contam com a presença de gás livre), o gás livre se acumule na parte superior do reservatório, formando uma capa de gás acima da zona de óleo. Quando se desenvolve esse tipo de reservatório, a zona de óleo é colocada em produção, enquanto a zona de gás é preservada (Rosa et al., 2006). Dessa forma, evita-se produzir a “energia” do reservatório, como no caso do mecanismo de gás em solução.

Nesse mecanismo de produção, o óleo é produzido principalmente em função da expansão do gás da capa decorrente da transmissão da queda de pressão provocada pela produção dos fluidos da zona de óleo. Conforme vai se expandindo, a capa de gás vai gradativamente penetrando na zona de óleo. Segundo Lake (2007), as capas de gás podem ser classificadas de acordo com a eficiência de deslocamento de óleo, como capas de gás com mecanismo de segregação e capas de gás sem mecanismo de segregação. Na primeira, o gás em expansão desloca o óleo como um pistão e na segunda, a capa de gás em expansão desloca o óleo de uma maneira completamente difusa. Na prática, esse dois tipo de capa de gás são situações-limite e as capas de gás reais possuem características intermediárias entre esses dois extremos, que dependem da taxa de produção e da permeabilidade vertical, sendo o deslocamento mais eficiente, ou seja, mais próximo do mecanismo com segregação, quanto menor a taxa de produção e maior a permeabilidade vertical.

O fator de recuperação desse mecanismo é maior que o do mecanismo de gás em solução, sendo da ordem de 20 a 30% do OOIP segundo Rosa et al. (2006). Lake (2007) afirma que o fator de recuperação é de 15 a 40% do OOIP para o mecanismo de capa de gás sem segregação e de 15 a 80% do OOIP para o mecanismo com segregação.

Mecanismo de influxo de água

Um reservatório com mecanismo de influxo de água é um reservatório não selado que se encontra em comunicação com um ou mais reservatórios portadores de água, chamados aquíferos, em que há um movimento apreciável de água do aquífero para o reservatório de óleo.

O funcionamento do mecanismo é parecido com o mecanismo de capa de gás: a queda de pressão em função da produção dos fluidos contidos na zona de óleo é transmitida ao aquífero, que sofre uma expansão (tanto da água quanto da formação) e tende a invadir a zona de óleo. Essa invasão de água do aquífero na zona de óleo faz com que a pressão na zona de óleo seja mantida e, além disso, tende a deslocar o óleo para os poços de produção (Rosa et al., 2006).

A eficiência da manutenção da pressão do reservatório de óleo pelo influxo de água depende do tamanho do aquífero em relação ao reservatório de óleo e da taxa de produção de óleo. Se a taxa de produção for muito alta, a pressão irá cair.

Segundo Lake (2007), embora a compressibilidade da água seja pequena, o mecanismo de influxo de água é importante na recuperação de óleo porque o tamanho da maioria dos aquíferos tende a ser muito maior que o dos reservatórios de óleo.

Rosa et al. (2006) afirmam que o fator de recuperação do mecanismo de influxo de água é de cerca de 30 a 40% do OOIP. De acordo com Lake (2007), essa porcentagem vai de 15 a 50% para reservatórios de óleo não-volátil.

Mecanismo de segregação gravitacional

Para Rosa et al. (2006), o mecanismo de segregação gravitacional está relacionado ao efeito da gravidade como um “agente responsável pela melhoria do desempenho de outros mecanismos” de produção. Esse efeito de segregação faz com os fluidos se arranjam no reservatório de acordo com suas massas específicas.

Observa-se principalmente esse fenômeno no caso do mecanismo de gás em solução: se houver relevante efeito de segregação gravitacional, o gás liberado pela descompressão pode, em vez de ser produzido juntamente com o óleo, tender a se acumular nas partes estruturalmente mais altas do reservatório e formar um tipo de capa de gás secundária, o que torna a recuperação de óleo bem mais eficiente.

Segundo Lake (2007), uma capa de gás secundária é aquela que se forma durante o processo de depleção. Entre os fatores que influenciam na formação de uma capa de gás secundária estão: a geometria do reservatório, a permeabilidade vertical da formação e a taxa de produção de fluidos (Rosa et al., 2006).

O mecanismo de segregação gravitacional também pode ser benéfico no caso de reservatórios com influxo de água de um aquífero subjacente. Neste caso, embora

o movimento da água seja de baixo para cima, invadindo a zona de óleo, os efeitos gravitacionais podem evitar que a água ultrapasse o óleo no deslocamento em direção aos poços produtores (Rosa et al., 2006).

Em geral, os fatores de recuperação dos mecanismo de gás em solução e influxo de água são aumentados em virtude dos efeitos de segregação gravitacional. De acordo com Rosa et al. (2006), esse valor é maior que 40% do OOIP.

Mecanismo combinado

Lake (2007) afirma que um reservatório não pode ser caracterizado por um único mecanismo de produção ao longo de toda a sua vida produtiva. Geralmente, um reservatório está sujeito a vários mecanismos de produção ao longo de sua exploração e a classificação desse reservatório em um dos mecanismos está relacionada àquele que teve preponderância em relação a outros.

Rosa et al. (2006) definem um reservatório como de mecanismo combinado quando a produção no mesmo se dá por meio de mais de um mecanismo de produção sem que um desses mecanismos tenha preponderância em relação ao outro. Um exemplo seria um reservatório que possua uma capa de gás e um aquífero atuantes em proporções semelhantes para a produção de óleo.

Apêndice B

Recuperação secundária de óleo

Somente a energia primária do reservatório, representada pela atuação dos mecanismos de produção na recuperação de óleo, muitas vezes, não é suficiente para se aproveitar da melhor forma a jazida, pois ainda resta muito óleo em subsuperfície quando essa energia começa a se dissipar e a produtividade dos poços a cair. A recuperação secundária de óleo é uma forma de se suplementar a energia primária do reservatório através da injeção de certos fluidos (Rosa et al., 2006).

A recuperação secundária se refere à utilização de injeção de água ou gás imiscível para aumentar a energia do reservatório. Como a injeção de água é mais eficiente que a injeção de gás imiscível, a injeção de água é a mais utilizada como mecanismo de recuperação secundária e os termos se tornaram praticamente sinônimos (Green e Willhite, 1998). Para o fim a que esse trabalho se propõe, trataremos apenas da injeção de água, uma vez que a compreensão desse método de recuperação secundária é importante para o entendimento da recuperação avançada por meio de injeção alternada de água e CO_2 .

Lake (2007) salienta a importância da análise das curvas de produção de um campo submetido à injeção de água, como forma de análise da eficiência da inundação e como guia para possíveis mudanças no desenho e no modo de operação do processo. A análise deve ser realizada tanto para os poços injetores como para os produtores. O autor ainda afirma que o aspecto mais importante para a avaliação da performance da injeção de água é o conhecimento das rochas do reservatório. Lake (2007) considera importante que se conheça desde aspectos geológicos do campo em questão, como o ambiente deposicional, a história diagenética e as estrutura

e falhas do reservatório, até aspectos físico-químicos que caracterizam o sistema água/óleo/rocha. Os primeiros são de grande importância para o entendimento das interconectividades entre as partes do reservatório e para o próprio entendimento da conectividade entre poços injetores e produtores, fundamental para o deslocamento do óleo com eficiência. Já os últimos controlam a molhabilidade, a saturação de óleo residual após a inundação do reservatório com água e a permeabilidade relativa ao óleo a altas saturações de água, aspectos cuja descrição e importância para a recuperação de óleo foram apresentadas na seção 2.3.

Eficiência de Recuperação

Como o objetivo da injeção de água é a recuperação adicional de óleo em relação à produção devida somente aos mecanismos de produção primária, uma das primeiras preocupações é medir a eficiência de recuperação da inundação, que será quantificada em termos das eficiências de deslocamento microscópica e macroscópica. A eficiência de varrido microscópica é também chamada de eficiência de deslocamento. A eficiência macroscópica é chamada de eficiência de varrido volumétrica e é o produto das eficiências de varrido vertical e horizontal. A eficiência de recuperação de óleo adicional decorrente da inundação do reservatório com água de injeção é dada pela equação 1 (Rosa et al., 2006).

$$E_R = E_D E_V = E_D E_I E_A \quad (1)$$

onde:

- E_R é a eficiência de recuperação;
- E_D é a eficiência unitária de deslocamento, também chamada somente de eficiência de deslocamento;
- E_V é a eficiência de varrido volumétrica;
- E_I é a eficiência de varrido vertical;
- E_A é a eficiência de varrido areal.

Eficiência de deslocamento

A eficiência microscópica de deslocamento é aquela que ocorre nos níveis de poro da rocha-reservatório, quando a água, imiscível ao óleo, o desloca em direção aos poços produtores. Os fatores chave a serem considerados nesse processo são a molhabilidade da rocha em relação a esses dois fluidos e a geometria dos poros, conceitos esses descritos nas seções 2.3.2 e 2.3.3, respectivamente. Esses dois fatores interagem na determinação das curvas de pressão capilar e de permeabilidades relativas água/óleo, que são fundamentais para o estudo da injeção de água (Lake, 2007).

A máxima saturação de água no processo de embebição, considerando-se uma rocha molhável a água, define a saturação mínima de óleo residual quando essa rocha é submetida a inundação com água (Lake, 2007).

Rosa et al. (2006) definem a eficiência de deslocamento como a razão entre o óleo deslocado pela água de injeção em um determinado tempo e o óleo móvel, mostrada abaixo na equação 4. O óleo móvel (equação 2) é representado pela diferença entre a saturação de óleo inicial e a saturação de óleo residual. A saturação inicial de óleo, S_{oi} , representa a fração do volume poroso ocupada por óleo no início da sua produção e a saturação de óleo residual, S_{or} , representa o óleo que, devido a existência dos fenômenos capilares, é impossível de ser reduzida através da injeção de água. O óleo deslocado (equação 3) representa a diferença entre a saturação inicial de óleo, S_{oi} , e a saturação de óleo residual média, $\overline{S_{or}}$ deixada durante a injeção de água no momento em que se deseja apurar a eficiência de deslocamento.

$$S_{om} = S_{oi} - S_{or} \quad (2)$$

$$S_{od} = S_{oi} - \overline{S_{or}} \quad (3)$$

$$E_D = \frac{S_{od}}{S_{om}} = \frac{S_{oi} - \overline{S_{or}}}{S_{oi} - S_{or}} \quad (4)$$

onde:

- E_D é a eficiência de deslocamento;
- S_{om} é a saturação de óleo móvel;

- S_{od} é a saturação de óleo deslocado;
- S_{oi} é a saturação de óleo inicial;
- S_{or} é a saturação de óleo residual;
- $\overline{S_{or}}$ é a saturação média de óleo residual.

Ao final da injeção de água, pode-se determinar a eficiência de deslocamento através da equação 2.12, já apresentada no capítulo 2, seção 2.3.

Eficiência de varrido horizontal

Representa a fração da área total submetida à influência da injeção que, de fato, foi invadida pelo fluido injetado. É definida, então, pela equação 5, como a razão entre a área invadida pelo fluido de injeção e a área total do meio poroso, sendo ambas medidas em planta (Rosa et al., 2006).

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (5)$$

Em geral, a dimensão da área invadida pelo fluido injetado depende da geometria de injeção, do volume de fluido injetado e da razão de mobilidades dos fluidos injetado e deslocado (Rosa et al., 2006).

Como já foi discutido, nem todo o óleo do reservatório é capaz de ser deslocado pela água. Em virtude da existência dos fenômenos capilares, parte do óleo fica imóvel no meio poroso, na forma de uma saturação de óleo residual ou irreduzível, S_{or} . Desse modo, do volume de óleo que ocupa o meio poroso, que pode ser calculado pela equação 6 para um reservatório retangular homogêneo, apenas uma parte dele é deslocável, a qual é representada na equação 7, pela diferença entre o volume de óleo presente no meio poroso e o volume de óleo irreduzível.

$$V_{oleo} = A_t h \phi S_o \quad (6)$$

$$V_{DL} = A_t h \phi (S_o - S_{or}) \quad (7)$$

onde:

- V_{oleo} é o volume de óleo contido no meio poroso;
- V_{DL} é o volume de óleo deslocável;
- A_t é a área total do reservatório em planta;
- h é a espessura, ou *net pay*, do reservatório;
- ϕ é a porosidade da rocha;
- S_o é a saturação de óleo no reservatório;
- S_{or} é a saturação de óleo residual no reservatório, ou seja, a porção de óleo imóvel.

O alvo da injeção de água é, portanto, o volume deslocável de óleo, V_{DL} . No entanto, nem todo o volume de óleo deslocável é efetivamente deslocado pelo fluido injetado. O cálculo do volume efetivamente deslocado é feito utilizando-se uma equação semelhante à equação 7, apenas trocando-se a área total do reservatório, A_t , pela área invadida pela água, A_{inv} . Dessa forma, podemos observar na equação 8 que temos outra maneira de calcular a eficiência de varrido horizontal, através da razão entre o volume de óleo deslocado, V_D , e o volume de óleo deslocável, V_{DL} .

$$E_A = \frac{V_D}{V_{DL}} = \frac{A_{inv}h\phi(S_o - S_{or})}{A_t h\phi(S_o - S_{or})} = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (8)$$

Até o *breakthrough*¹, o volume deslocado de óleo é igual ao volume injetado de água, considerando-se um reservatório subsaturado em que a água inicialmente contida está presente em uma saturação de água conata, irreduzível. Após o *breakthrough*, nem todo o volume de água injetado irá contatar o óleo e levá-lo em direção aos poços produtores, pois parte dessa água irá ser produzida diretamente nos poços produtores, sem mobilizar o óleo contido no reservatório. Para o cálculo da eficiência de varrido após o *breakthrough*, pode-se utilizar gráficos disponíveis na literatura que representam, para uma determinada malha de injeção, a eficiência de varrido horizontal em função da razão de mobilidades dos fluidos deslocante e deslocado e do fluxo fracionário do fluido injetado. Esse último, apresentado na equação

¹Momento em que o fluido injetado passa a ser produzido nos poços produtores.

f_w , é a razão entre a produção de água e a produção de líquido nos poços produtores, ambas medidas em condições de reservatório:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (9)$$

onde:

- f_w é o fluxo fracionário de água (fluido injetado);
- q_w é a vazão de água, medida em condições de reservatório, produzida nos poços produtores;
- q_o é a vazão de óleo, medida em condições de reservatório, produzida nos poços produtores.

Eficiência de varrido vertical

Considerando-se a seção transversal entre um poço produtor e um poço injetor, a eficiência de varrido vertical é a fração da área dessa seção transversal que foi de fato invadida pela água. A eficiência de varrido vertical é principalmente relevante quando se tem um reservatório que apresente camadas com diferentes permeabilidades e quando a razão de mobilidade dos fluidos deslocados e deslocante é consideravelmente maior que um. Nesse caso, há uma forte tendência de que o fluido injetado flua preferencialmente pelos canais de maior permeabilidade, formando um frente de avanço não uniforme, efeito esse chamado de *digitations*, que fazem com que o *breakthrough* aconteça antes do previsto (*early breakthrough*). A Figura 1 mostra a área vertical varrida numa seção entre dois poços produtores, observa-se diferentes frentes de avanço da água para diferentes valores de permeabilidade das camadas de rocha.

Esquemas de injeção

Os esquemas de injeção representam a organização espacial dos poços injetores e produtores no campo. Existem muitas variedades de esquemas de injeção apresentados na literatura e eles, basicamente, se dividem em dois grupos: injeção periférica e injeção em malhas.

Injeção periférica

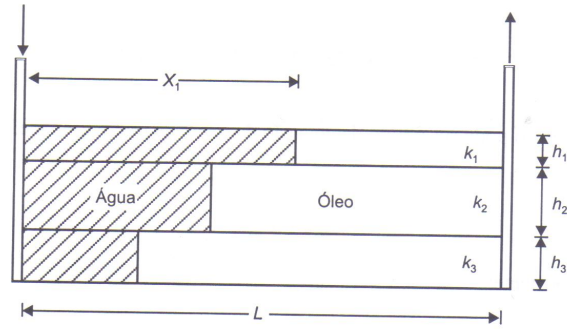


Figura 1: Eficiência de varrido vertical (Rosa et al., 2006)

A injeção periférica se baseia em concentrar poços de um mesmo tipo, injetores ou produtores, em determinadas regiões do reservatório. Esse tipo de esquema de injeção é favorecido pela estrutura do reservatório (Rosa et al., 2006). A Figura 2 mostra que, nesse tipo de injeção, os poços produtores localizam-se completados na zona de óleo, estruturalmente mais alta que a zona de água e, em geral, na parte central do reservatório, enquanto os poços injetores são completados na base da estrutura, na zona de água, e localizados na periferia do reservatório.

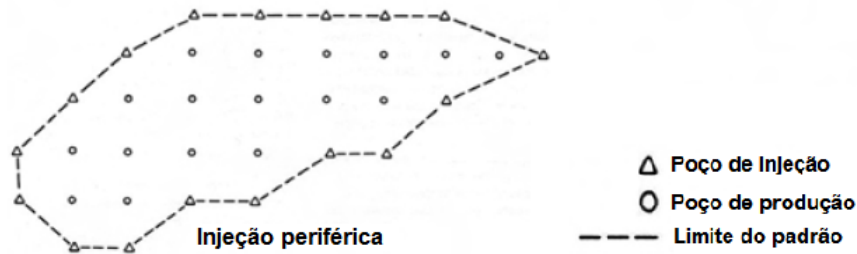


Figura 2: Injeção periférica (adaptada de Lake, 2007)

Segundo Rosa et al. (2006), esse tipo de injeção não se classifica bem como um esquema de injeção uma vez que não existe um arranjo de poços pré-definido para esse método, pois a localização dos poços produtores e injetores na injeção periférica é dependente da forma do reservatório em questão e do tipo de fluido injetado.

Injeção em malhas

A injeção em malhas é feita através do uso de padrões geométricos de arranjo de poços produtores e injetores repetidos em toda a área do reservatório. Esses padrões tem como objetivo produzir uma injeção de água eficiente em todo o reservatório,

considerando-se que o mesmo seja homogêneo (Lake, 2007). No caso da injeção em malhas, os poços injetores injetam na própria zona de óleo, o que faz com que haja uma drástica alteração das saturações e da movimentação natural dos fluidos (Rosa et al., 2006). A razão entre os poços produtores e injetores depende das vazões de injeção e da produção total de fluidos esperadas. As vazões de injeção e produção dependem da transmissibilidade do meio poroso, da pressão máxima a que os injetores são submetidos e da pressão mínima de operação dos poços produtores. O objetivo da injeção é, muitas vezes, a substituição de fluidos no espaço poroso (*voidage replacement*), de forma que o volume total de fluido injetado, medido em condições de reservatório, seja igual ao volume total de fluidos produzidos, medido nas mesmas condições (Lake, 2007).

A Figura 3 exemplifica de algumas malhas de injeção encontradas na literatura. As malhas regulares, ou normais, possuem poços produtores cercados de poços injetores e as malhas invertidas possuem poços injetores cercados de produtores.

Segundo Lake (2007), quatro fatores devem ser levados em consideração ao se definir o espaçamento entre os poços:

- a recuperação adicional de óleo que se deseja através do projeto de injeção;
- o aumento da vazão de produção de óleo;
- a redução dos custos operacionais (esses custos se relacionam, principalmente, com os custos de separação da água produzida com o óleo, sendo desejável a produção com os menores valores possíveis de corte de água);
- o custo de se perfurar um poço adicional. No caso *offshore*, inclui-se o custo da necessidade de uma nova plataforma.

Gerenciamento de reservatórios e aspectos operacionais

Em relação ao gerenciamento de reservatórios submetidos à injeção de água, é necessária, não só, uma boa previsão da produção de óleo do campo, mas também uma boa previsão da produção de água ao longo da vida produtiva do campo. Essas valores são importantes para o dimensionamento das instalações de separação de fluidos e para a definição do ponto de abandono do campo, em função do custos

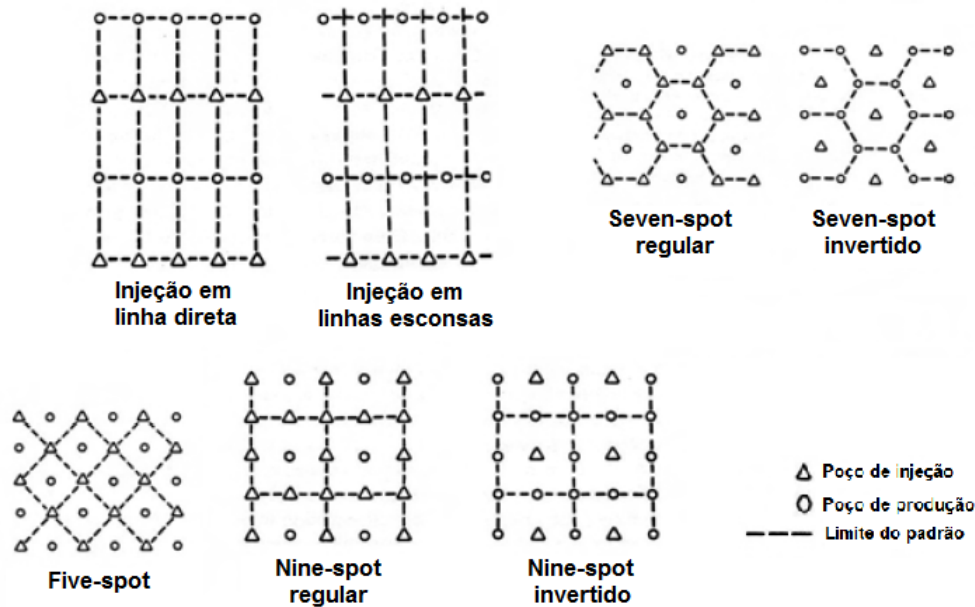


Figura 3: Esquema de injeção em malhas (modificado de Rosa et al., 2006).

operacionais de elevado corte de água. A vazão de produção de água tende a aumentar ao longo da vida produtiva de um campo submetido à injeção de água, em virtude da chegada da água de injeção aos poços produtores. Antes do *breakthrough*, o corte de água é, geralmente, pequeno e constante, podendo ser nulo, e se relaciona à saturação de água existente no reservatório.

Entre os fatores que influenciam um projeto de injeção de água, pode-se citar o mecanismo de produção primária do reservatório. É importante conhecê-lo de antemão à implantação do projeto de injeção de água, pois, dependendo do mecanismo de produção, podem ser necessárias maiores ou menores taxas de injeção de água para a pressurização do reservatório (Rosa et al., 2006). Mecanismos de produção mais eficientes, como o de influxo de água, requerem vazões de injeção de água mais baixas que mecanismos menos eficientes, como o mecanismo de gás em solução.

O conhecimento de características da rocha também é importante na definição de aspectos operacionais como a pressão de injeção necessária. Rochas mais permeáveis, em geral, requerem menor diferencial de pressão para produzir, pela tendência de terem um maior IP^2 (salvo casos em que o fluido produzido seja muito viscoso e

²O IP, ou índice de produtividade é a razão entre a vazão de produção e a diferença de pressão responsável por esta vazão de produção. Considerando-se a lei de Darcy (equação 2.2), o IP é

o IP seja reduzido). A pressão de injeção também deve estar limitada pela pressão de fratura da formação que, em geral, é função da profundidade a que a mesma se encontra.

É importante que se conheçam as características dos fluidos da formação para o projeto da injeção. O conhecimento da água original da formação é importante para que se injete uma água compatível com a mesma, evitando o dano à formação pela ocorrência de precipitados. O óleo produzido também deve ser conhecido para que se determine a razão de mobilidade com que se irá trabalhar e, no caso de razões de mobilidades muito desfavoráveis e possibilidade de ocorrência de digitação, pensar-se na viscosificação da água injetada através da adição de polímeros³.

proporcional à permeabilidade da formação e inversamente proporcional à viscosidade do fluido produzido. Um IP alto significa que uma diferença de pressão necessária para produzir 1 m^3 de óleo é baixa.

³A adição de polímeros é um método de recuperação avançada de óleo que envolve a adição de polímeros à água injetada com o objetivo de aumentar sua viscosidade e, conseqüentemente, reduzir sua mobilidade, tornando a razão de mobilidades dos fluidos deslocante e deslocado mais favorável, reduzindo, assim, a ocorrência de digitação.

Referências Bibliográficas

- Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., Graue, A., Habashy, T., Selesnev, N., Signer, C., Hussein, H., Montaron, B., e Ziauddin, M. (2007). Fundamentals of wettability. *Oilfield Review*, Summer 2007:44–61.
- Agbalaka, C. e. a. (2008). The effect of wettability on oil recovery: A review. In Agbalaka (2008).
- Al-Maamari, R. S. e Buckley, J. S. (2003). Asphaltene precipitation and alteration of wetting: The potential for wettability changes during oil production. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, (08).
- Alston, R., Kokolis, G., e James, C. (1985). Co2 minimum miscibility pressure: A correlation for impure co2 streams and live oil systems. (04).
- Amarnath, A. (1999). Enhanced oil recovery scoping study. In Amarnath (1999).
- Anônimo. (2010a). *PSim Keywords Manual*. ConocoPhillips.
- Anônimo. (2010b). *PSim Technical Manual*. ConocoPhillips.
- Ayirala, S. C. e Rao, D. N. (2006). Comparative evaluation of a new mmp determination technique.
- Aziz, K. (1994). *Petroleum Reservoir Simulation*. Stanford University.
- Baker, L. (1988). Three-phase relative permeability correlations. In *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma. 1988.

- Beltrao, R. L. C., Sombra, C. L., Lage, A. C. V., Netto, J. R. F., e Henriques, C. C. D. (2009). Ss: Pre-salt santos basin – challenges and new technologies for the development of the pre-salt cluster, santos basin, brazil.
- Carcoana, A. (1992). *Applied Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Carlson, M. (2006). *Practical Reservoir Simulation*. Pennwell.
- Christensen, J., Stenby, E., e Skauge, A. (2001). Review of wag field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, (04).
- Cossé, R. (1993). *Basics of Reservoir Engineering*. Éditions Technip.
- Donaldson, E. C. e Thomas, R. D. (1971). Microscopic observations of oil displacement in water-wet and oil-wet systems. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, New Orleans, Louisiana. 1971.
- Emera, M. K. e Sarma, H. K. (2005). Use of genetic algorithm to estimate co2 oil minimum miscibility pressure: a key parameter in design of co2 miscible flood. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 46:37–52.
- Emera, M. K. e Sarma, H. K. (2006). A reliable correlation to predict the change in minimum miscibility pressure when co2 is diluted with other gases. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, (08).
- Faerstein, M. (2010). Impactos da molhabilidade da rocha na produção e recuperação de petróleo. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Fayers, F. e Matthews, J. (1984). Evaluation of normalized stone's methods for estimating three-phase relative permeabilities. (04).
- Gardner, J. W., Orr, F. M., e Patel, P. D. (1981). The effect of phase behaviour on co2 flood displacement efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 33:2067–2081.
- Gasem, K. A., Dickson, K. B., Shaver, R. D., e Jr., R. L. R. (1993). Experimental phase densities and interfacial tensions for a co2/synthetic-oil and a co2/reservoir oil system. *SPE Reservoir Engineering*, (08).

- Geel, K. (2008). Description of the brugge field and property realisations.
- Green, D. W. e Willhite, P. G. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
- Holm, L. W. e Josendal, V. A. (1974). Mechanism of oil displacement by carbon dioxide. *Journal of Petroleum Technology*, Dezembro 1974:1427.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers.
- Lohrenz, J., Bray, B. G., e Clar, C. R. (1964). Calculating viscosity of reservoir fluids from their composition. *Journal of Petroleum Technology*, Outubro 1964:1171–1176.
- Lyons, W. C. (2010). *Working Guide to Reservoir Engineering*. Elsevier Inc.
- Ma, Y. Z. (2010). Error types in reservoir characterization and management. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72:290–301.
- MacDonald, A., trocar que falta, e trocar que fallta (2009). Introduction to uncertainty reservoir modelling. *2009 CSPG CSEG CWLS Convention, Calgary, Alberta*.
- Manceau, E., Zabalza–Mezghani, I., e Roggero, F. (2002). Use of experimental design methodology to make decision in an uncertainty reservoir environment from reservoir uncertainties to economic risk analysis. *FORUM 4: Advanced Data Gathering, Monitoring and Management: Down Hole Factory*.
- Mathiassen, O. M. (2003). Co₂ as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the norwegian continental shelf. Technical report, NTNU - Norwegian University of Science and Technology.
- Mattax, C. C. e Dalton, R. L. (1990). *Reservoir Simulation*. Society of Petroleum Engineers.

- Mello, S. F. d. (2011). Estudo sobre simulação composicional de reservatórios de petróleo com injeção de CO_2 . Master's thesis, Universidade Estadual de Campinas.
- Meyer, J. P. (1999). Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO_2 EOR) injection well technology.
- Mungan, N. (1981). Carbon dioxide flooding fundamentals. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Janeiro 1981:87–92.
- Mungan, N. (1991). An evaluation of carbon dioxide flooding.
- Peaceman, D. W. (1977). *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Elsevier.
- Peters, L., Arts, R., Brouwer, G., Geel, C., Cullick, S., Lorentzen, R. J., Chen, Y., Dunlop, N., Vossepoel, F. C., Xu, R., Sarma, P., Alhuthali, A. H., e Reynolds, A. (2010). Results of the Brugge benchmark study for flooding optimization and history matching. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, (06).
- Rogers, J. D. e Grigg, R. B. (2000). A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO_2 process.
- Rosa, A. J., Carvalho, R. d. S., e Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Interciência.
- Sanchez, N. L. (1999). Management of water alternating gas (WAG) injection projects.
- Sarma, P., Durlofsky, L. J., e Aziz, K. (2005). Efficient closed-loop production optimization under uncertainty.
- Sebastian, H., Wenger, R., e Renner, T. (1985). Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO_2 streams. *SPE Journal of Petroleum Technology*, (11).
- Simon, R. e Graue, D. J. (1965). Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behaviour of CO_2 crude oil system. *Journal of Petroleum Technology*, Janeiro de 1965:102–106.

- Stalkup, F. I. (1983). *Miscible Flooding Fundamentals*. Society of Petroleum Engineers Monograph Series.
- Stone, H. L. (1973). Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 12:53–61.
- Teletzke, G. F., Patel, P. D., e Chen, A. (2005). Methodology for miscible gas injection eor screening.
- Thomas, G. W. (1981). *Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation*. Prentice Hall.
- Treiber, L., Archer, D., e Owens, W. (1972). A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil producing reservoirs. *SPEJ*, 531:1–253.
- Willhite, P. G. (1986). *Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers.