UFRN - CT - NUPEG - Campus Universitário - CEP: 59070-970 - Natal-RN - Brasil
Fone-Fax: (84) 215-3773 - www.nupeg.ufrn.br - nupeg@eq.ufrn.br

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA - DEQ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA - PPGEQ

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO

Gertrudes Oliveira de Queiroz

Orientador: Prof. Ph.D Tarcilio Viana Dutra Junior
Co-orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de B. Neto

Natal / RN, Abril de 2006.

OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO

Este trabalho corresponde à dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pré-requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Natal / RN, Abril de 2006.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira – Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais – Engenharia de Processos. Sub Área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior
Co-orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de B. Neto

RESUMO

Os métodos térmicos viabilizaram a produção de óleo pesado em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. A injeção de vapor, em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das principais alternativas economicamente viável para o aumento da recuperação dos óleos pesados. Dentre as ramificações da injeção de vapor existentes a injeção cíclica tem sido utilizada com sucesso em escalas comerciais em vários países, incluindo o Brasil. O processo envolve três fases: a primeira é a injeção de vapor na qual o vapor é injetado, dentro do poço produtor, por um período específico de tempo; em seguida, o poço é fechado por um curto período de tempo ("soak period"); e finalmente, o poço é recolocado em produção durante meses a anos. Esse processo constitui um ciclo. O ciclo é repetido um número de vezes até que o limite econômico na produção seja alcançado. Independente do tipo de reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta. Este trabalho visa analisar a influência de algumas propriedades de rocha e reservatório na injeção cíclica de vapor a fim de estudar o número ideal de ciclos e, conseqüentemente, otimizar o processo. Foram realizadas simulações, utilizando o simulador STARS do grupo CMG, a partir de um modelo de reservatório proposto. Observou-se que o efeito da espessura do reservatório foi o parâmetro que mais influenciou no desempenho do processo, enquanto que para o tempo de *soaking* essa influência não foi significativa.

Palavras-chave: Injeção cíclica de vapor, estimulação cíclica, métodos térmicos de recuperação de petróleo, óleo pesado, simulação de reservatório.

Banca Examinadora

Presidente: _____
Tarcílio Viana Dutra Júnior

Membros:

_____
Eduardo Lins de Barros Neto

_____
Wilson da Mata

_____
Aderson Farias do Nascimento

_____
Ana Paula Costa

Data da defesa: 16/12/2005

ABSTRACT

Thermal methods made heavy oil production possible in fields where primary recovery failed. Throughout the years steam injection became one of the most important alternatives to increase heavy oil recovery. There are many types of steam injection, and one of them is the cyclic steam injection, which has been used with success in several countries, including Brazil. The process involves three phases: firstly, steam is injected, inside of the producing well; secondly, the well is closed (soak period); and finally, the well is put back into production. These steps constitute one cycle. The cycle is repeated several times until economical production limit is reached. Usually, independent of reservoir type, as the number of cycles increases the cyclic injection turns less efficient. This work aims to analyze rock and reservoir property influence in the cyclic steam injection. The objective was to study the ideal number of cycles and, consequently, process optimization. Simulations were realized using the STARS simulator from the CMG group based in a proposed reservoir model. It was observed that the reservoir thickness was the most important parameter in the process performance, whilst soaking time influence was not significant.

Keywords: Cyclic steam Injection, huff and puff, cyclic stimulation, EOR, heavy oil, reservoir simulation.

DEDICATÓRIA

Não apenas este trabalho, mas todas as minhas conquistas profissionais e pessoais são dedicadas a minha família em especial aos meus pais, Flávia e Joaquim, que em nenhum momento deixaram de me apoiar.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por todas as bençãos.

A minha família, pelo amor, carinho, compreensão, incentivo, cumplicidade e ensinamentos, em especial a minha vó, Esther, que não conseguiu acompanhar a finalização deste trabalho, mas agora mais do que nunca estará sempre ao meu lado.

Aos meus amigos: Érika Adriana pela cumplicidade, Fabíola e Alfredo Curbelo pelo incentivo, Dulcinéia de Castro e D. Diva Santana pelo acolhimento, Jennys Meneses e André Mota pela amizade, motivação e troca de idéias durante o trabalho, aos novos amigos que conquistei na UFRN, aos antigos e eternos amigos que por força maior estão distantes; a TODOS MUITO OBRIGADA por estarem sempre ao meu lado nos momentos mais difíceis.

Ao professor Tarcilio Dutra, por acreditar no meu potencial, pelo incentivo, apoio, paciência e confiança, além das incansáveis colaborações.

Ao professor Wilson Da Mata e Eduardo Lins, pela colaboração.

Ao NUPEG e toda a comissão gestora do PRH-14, pelo apoio e estrutura física que possibilitaram a finalização do trabalho.

Aos professores do PPGEQ, pelos ensinamentos que auxiliaram no desenvolvimento do trabalho.

Ao departamento de física da UFRN, em particular ao Prof. Aderson Nascimento, pela concessão da licença do simulador.

À ANP pela bolsa concedida.

E a todos, de uma maneira geral, que ajudaram na concretização deste trabalho.

ÍNDICE

Capítulo I

1 Introdução geral 2

Capítulo II

2 Aspectos teóricos 5
2.1 Reservatórios 5
2.2 Classificação dos reservatórios 5
2.2.1 Reservatórios de óleo 5
2.2.1.1 Definição de óleos pesados 6
2.2.1.2 Grau API (°API) 7
2.2.2 Reservatórios de Gás 7
2.2.2.1 Reservatório de gás úmido e reservatório de gás seco 8
2.2.2.2 Reservatório de gás retrógrado 9
2.3 Propriedades das rochas 10
2.3.1 Rocha reservatório 10
2.3.2 Porosidade ϕ 10
2.3.3 Compressibilidade 12
2.3.4 Permeabilidade 13
2.3.4.1 Permeabilidade absoluta 13
2.3.4.2 Permeabilidade efetiva 15
2.3.4.3 Permeabilidade relativa 15
2.3.5 Molhabilidade 16
2.4 Características dos fluidos 17
2.4.1 Produção de óleo 17
2.4.2 Produção de gás 18
2.4.3 Produção de água 18
2.4.4 RGO, RAO e BS&W 18
2.5 Propriedades dos fluidos 19
2.5.1 Viscosidade 19
2.5.2 Saturação 20
2.5.3 Mobilidade 20
2.5.4 Pressão Capilar 21
2.6 Regimes de Fluxo 22
2.7 Parâmetros de produção 25
2.7.1 Condições de reservatório e de superfície 25
2.7.2 Condições de volume recuperável 25
2.7.3 Fator volume de formação 25
2.7.3.1 Fator volume de formação de gás (Bg) 25
2.7.3.2 Fator volume de formação do óleo (Bo) 25
2.7.3.3 Razão de solubilidade (RS) 26
2.7.4 Fração Recuperada 26
2.7.5 Fator de recuperação 26
2.7.6 Mecanismos de Produção 26
2.7.6.1 Mecanismo de gás em solução 27
2.7.6.2 Mecanismo de capa de gás 28

2.7.6.3 Mecanismo de influxo de água 28
2.7.6.4 Mecanismo combinado 30
2.7.6.5 Segregação gravitacional 30
2.8 Métodos de recuperação de petróleo 31
2.8.1 Métodos convencionais de recuperação 32
2.8.1.1 Projetos de injeção 32
2.8.1.2 Fluidos injetados 34
2.8.1.3 Eficiência de recuperação 35
2.8.2 Métodos especiais de recuperação 36
2.8.2.1 Métodos químicos 37
2.8.2.2 Métodos de deslocamento miscível 38
2.8.2.3 Métodos térmicos 38
2.8.3 Métodos térmicos de recuperação de petróleo 39
2.8.3.1 Combustão in situ 40
2.8.3.2 Aquecimento eletromagnético 40
2.8.3.3 Injeção de fluidos aquecidos 40
2.8.3.4 Injeção de Vapor 41
2.8.3.5 Drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (Processo SAGD) 42
2.8.3.6 Contínua de vapor 43
2.8.3.7 Injeção Cíclica de Vapor 45

Capítulo III

3 Estado da arte 50

Capítulo IV

4 Modelagem do processo 54
4.1 Modelo proposto 54
4.1.1 Modelo físico 55
4.1.2 Modelo matemático 55
4.1.2.1 Princípios gerais 55
4.1.2.2 Equação de continuidade e movimento 56
4.1.2.3 Equação da energia 61
4.1.3 Equações gerais de conservação discretizadas 64
4.1.3.1 Balanço de massa 65
4.1.3.2 Balanço de energia 65
4.1.3.3 Transmissibilidade Tj das fases 65
4.2 Modelagem do reservatório 65
4.2.1 Modelo da malha 65
4.2.2 Propriedades do reservatório 66
4.2.3 Propriedades da rocha 66
4.2.4 Viscosidade do óleo 67
4.2.5 Permeabilidade relativa 68
4.2.6 Condições de operação 69
4.2.7 Descrição do estudo 69

Capítulo V

5 Resultados e discussões 75
5.1 Viscosidade 75
5.2 Permeabilidade da rocha 79
5.3 Espessura do reservatório 83
5.4 Aqüífero 87
5.4.1 Aqüífero 1 e Aqüífero 2 87
5.4.2 Barreira de transmissibilidade e intervalo de completação 91
5.5 Qualidade do vapor 91
5.6 Cota de injeção de vapor 99
5.7 Tempo de injeção 104
5.8 Tempo de *soaking* 108
5.9 Análise de sensibilidade 112

Capítulo VI

6 Conclusões 114

Capítulo VII

7 Referências bibliográficas 117

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2.1 Diagrama P x T – *Black Oil* 6
Figura 2.2 Diagrama de P x T – Gás Úmido 8
Figura 2.3 Diagrama P x T – Gás Seco 8
Figura 2.4 Diagrama de fases – Gás Retrógrado 9
Figura 2.5 Porosidade 11
Figura 2.6 Fluxo Linear 14
Figura 2.7 Fluxo radial 15
Figura 2.8 Molhabilidade do sistema óleo-água-rocha 16
Figura 2.9 Distribuição das pressões no reservatório sob regime de fluxo estabilizado 22
Figura 2.10 Mecanismo de Gás em Solução 27
Figura 2.11 Mecanismo de Capa de Gás 28
Figura 2.12 Mecanismo de Influxo de Água 29
Figura 2.13 Mecanismo Combinado 30
Figura 2.14 Exemplo de esquema de injeção de malha 33
Figura 2.15 Exemplo de esquema de injeção na base e no topo 34
Figura 2.16 Comportamento do óleo - Viscosidade x Temperatura 39
Figura 2.17. Processo SAGD 43
Figura 2.18 Injeção contínua de vapor (Fonte: Sefton Resources Inc.) 43
Figura 2.19 Esquema do processo de Injeção Cíclica de Vapor. (Fonte: Sefton Resources Inc.) 45
Figura 2.20. Exemplo do comportamento da vazão de óleo na injeção cíclica de vapor. 47

Capítulo III

Capítulo IV

Figura 4.1 Volume de controle 56
Figura 4.2 Exemplo de divisão do reservatório 58
Figura 4.3 Representação do bloco 60
Figura 4.4Modelo proposto (Stars, 2004). 66
Figura 4.5 Viscosidade do óleo. 67
Figura 4.6 Curva da permeabilidade relativa à água-óleo. 68
Figura 4.7 Curva da permeabilidade relativa ao líquido-gás. 68
Figura 4.8 Comportamento da vazão de óleo por dia na produção primária 69
Figura 4.9 Comparação da vazão de óleo entre a produção primária e a injeção de apenas um ciclo. 70
Figura 4.10 Comparação da vazão de óleo entre a produção primária e a injeção de dois ciclos. 70
Figura 4.11 Comportamento da vazão de óleo na produção primária e na injeção de 10 ciclos de vapor. 71
Figura 4.12 Comportamento da produção acumulada de óleo em função do tempo de simulação. 72

Capítulo V

Figura 5.1 Efeito da variação da viscosidade na produção acumulada de óleo por ciclo de injeção. 75
Figura 5.2 Efeito da variação da viscosidade na produção acumulada líquida de óleo por ciclo de injeção. 76
Figura 5.3 Efeito da variação da viscosidade do óleo na ROV por ciclo de injeção. 77
Figura 5.4 Efeito da variação da viscosidade na vazão de óleo. 78
Figura 5.5 Efeito da variação da viscosidade na vazão total de líquido. 78
Figura 5.6 Efeito da variação da permeabilidade da rocha na produção acumulada de óleo por ciclo de injeção. 79
Figura 5.7 Efeito da variação da permeabilidade da rocha na produção líquida acumulada de óleo por ciclo de injeção. 80
Figura 5.8 Efeito da variação da permeabilidade da rocha na razão óleo vapor por ciclo de injeção. 81
Figura 5.9 Efeito da variação da permeabilidade na vazão de óleo durante a simulação. 82
Figura 5.10 Efeito da variação da permeabilidade na vazão total de líquido durante a simulação. 82
Figura 5.11 Efeito da variação da espessura do reservatório na produção acumulada de óleo por ciclo. 83
Figura 5.12 Efeito da variação da espessura do reservatório na produção acumulada líquida de óleo por ciclo. 84
Figura 5.13 Efeito da variação da espessura do reservatório na produção acumulada líquida de óleo por ciclo. 85
Figura 5.14 Efeito da variação da espessura do reservatório na vazão de óleo durante a simulação. 86
Figura 5.15 Efeito da variação da espessura do reservatório na vazão de líquido durante a simulação. 86
Figura 5.16 Representação do aqüífero no reservatório. 87
Figura 5.17 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na produção acumulada de óleo por ciclo. 88
Figura 5.18 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na produção acumulada líquida de óleo por ciclo. 89
Figura 5.19 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na razão óleo vapor. 89
Figura 5.20 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na vazão de óleo durante a simulação. 90
Figura 5.21 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na vazão de líquido durante a simulação. 91
Figura 5.22 Barreira de transmissibilidade. 91
Figura 5.23 Efeito da barreira de transmissibilidade na produção acumulada de óleo por ciclo. 92
Figura 5.24 Efeito da barreira de transmissibilidade na produção acumulada líquida de óleo por ciclo. 93
Figura 5.25 Efeito da barreira de transmissibilidade na razão óleo vapor. 93
Figura 5.26 Efeito da barreira de transmissibilidade na vazão de óleo durante a simulação. 94
Figura 5.27 Efeito da barreira de transmissibilidade na vazão total de líquido durante a simulação. 95
Figura 5.28 Efeito da qualidade do vapor na produção acumulada de óleo. 96
Figura 5.29 Efeito da qualidade do vapor na produção acumulada líquida de óleo por ciclo. 97
Figura 5.30 Efeito da qualidade do vapor na razão óleo vapor. 97
Figura 5.31 Efeito da qualidade do vapor na vazão de óleo durante a simulação. 98
Figura 5.32 Efeito da qualidade do vapor na vazão total de líquido durante a simulação. 99
Figura 5.33 Efeito da variação da cota de injeção de vapor na produção acumulada por ciclo de injeção. 100

Figura 5.34 Efeito da variação da cota de injeção na produção acumulada líquida por ciclo. 101
Figura 5.35 Efeito da variação da cota de injeção na razão óleo vapor por ciclo de injeção. 102
Figura 5.36 Efeito da variação da cota de injeção na vazão de óleo durante a simulação. 103
Figura 5.37 Efeito da variação da cota de injeção na vazão total de líquido durante a simulação. 103
Figura 5.38 Efeito da variação do tempo de injeção na produção acumulada de óleo por ciclo. 104
Figura 5.39 Efeito da variação do tempo de injeção na produção acumulada líquida de óleo por ciclo. 105
Figura 5.40 Efeito da variação do tempo de injeção na razão óleo vapor por ciclo. 106
Figura 5.41 Efeito da variação do tempo de injeção na vazão óleo durante simulação. 107
Figura 5.42 Efeito da variação do tempo de injeção na vazão total de líquido durante simulação. 107
Figura 5.43 Efeito da variação do tempo de soaking na produção acumulada de óleo por ciclo. 108
Figura 5.44 Efeito da variação do tempo de soaking na produção acumulada líquida de óleo por ciclo. 109
Figura 5.45 Efeito da variação do tempo de soaking na razão óleo vapor por ciclo. 110
Figura 5.46 Efeito da variação do tempo de soaking na vazão de óleo. 111
Figura 5.47 Efeito da variação do tempo de soaking na vazão total de líquido. 111
Figura 5.48 Análise de sensibilidade do estudo. 112

Capítulo VI

Capítulo VII

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4.1: Intervalo dos parâmetros incertos variados no estudo 72

Capítulo V

Tabela 5.1 Resumo dos resultados – viscosidade do óleo 76
Tabela 5.2 Resumo dos resultados – viscosidade do óleo na ROV desejada. 77
Tabela 5.3 Resumo dos resultados – permeabilidade da rocha no final da simulação. 80
Tabela 5.4 Resumo dos resultados – permeabilidade da rocha na ROV desejada. 81
Tabela 5.5 Resumo dos resultados – espessura do reservatório no final da simulação. 83
Tabela 5.6 Resumo dos resultados – espessura do reservatório na ROV desejada. 85
Tabela 5.7 Resumo dos resultados – aqüífero 1 e aqüífero 2 no final da simulação. 88
Tabela 5.8 Resumo dos resultados – Aqüífero 1 e Aqüífero 2. 90
Tabela 5.9 Resumo dos resultados – barreira de transmissibilidade no final da simulação. 92
Tabela 5.10 Resumo dos resultados – barreira de transmissibilidade na ROV desejada. 94
Tabela 5.11 Resumo dos resultados – qualidade do vapor no final da simulação. 96
Tabela 5.12 Resumo dos resultados – qualidade do vapor na ROV desejada. 98
Tabela 5.13 Resumo dos resultados – qualidade do vapor no final da simulação. 100
Tabela 5.14 Resumo dos resultados – qualidade do vapor na ROV desejada. 102
Tabela 5.15 Resumo dos resultados – tempo de injeção de vapor no final da simulação. 105
Tabela 5.16 Resumo dos resultados – tempo de injeção na ROV desejada. 106
Tabela 5.17 Resumo dos resultados – tempo de soaking no final da simulação. 109
Tabela 5.18 Resumo dos resultados – tempo de soaking na ROV desejada. 110

Capítulo VI

Capítulo VII

Nomenclaturas e abreviações

UNITAR -	Instituto para pesquisa e treinamento das nações unidas	
ANP -	Agência Nacional de Petróleo	
° API -	Grau API (Americam Petroleum Institute) do óleo	
ASP -	Injeção de Alcalinos, Surfactantes e polímeros	
A -	Área transversal ao fluxo do fluido	m^2
a_4 -	Valor tabelado	
b_4 -	Valor tabelado	
B_g -	Fator volume de formação do gás	m^3/m^3 std
B_o -	Fator volume de formação do óleo	m^3/m^3 std
BS&W -	'Basic Water and sediments'	
C_f -	Compressibilidade efetiva da formação	1/ (Kgf/cm^2)
C_r -	Compressibilidade da rocha	
D_{ij} -	Coeficiente de difusividade do componente i em j (j=w, o, g)	m^2/dia
FR -	Fator de recuperação do óleo	
h -	Altura do reservatório	m
HA_{CD} -	Calor transferido por condução até ou desde o aqüífero adjacente	J/Kg
HA_{CV} -	Calor transferido por convecção até ou desde o aqüífero adjacente	J/Kg
H_g -	Entalpia do gás	J/Kg
H_o -	Entalpia do óleo	J/Kg
H_w -	Entalpia do água	J/Kg
I_{ik} -	Índice da fase "j" para a camada "k" do poço	m^5/(Kgf*dia)
k -	Permeabilidade absoluta	mD
K -	Transmissibilidade térmica na interface	J/(m^2*dia)
K_g -	Permeabilidade efetiva ao gás	mD
K_o -	Permeabilidade efetiva ao óleo	mD
K_{rg} -	Permeabilidade relativa ao gás	Adimensional
K_{ro} -	Permeabilidade relativa ao óleo	Adimensional
K_{romax} -	Permeabilidade relativa ao óleo máxima	Adimensional
K_{rw} -	Permeabilidade relativa à água	Adimensional
K_{rwmax} -	Permeabilidade relativa à água máxima	Adimensional
K_w -	Permeabilidade efetiva à água	mD
L -	Comprimento do meio poroso	m
LGN -	Líquido de gás natural	
n_{ko} -	Constante da curva de permeabilidade relativa da fase óleo	
n_{kw} -	Constante da curva de permeabilidade relativa da fase água	
Np -	Produção acumulada de óleo	m³ std
Nplíq -	Produção acumulada líquida de óleo	m³ std
P -	Pressão	Kgf/m²
P -	Pressão em condições de reservatório	KPa
p_e -	Pressão externa	Kgf/m²
p_k -	Pressão do nó na região de interesse que contem a camada "k" do poço	Kgf/m²
p_w -	Pressão no poço	Kgf/m²
p_{wfk} -	Pressão do fluxo do poço (*wellbore*) na camada "k"	Kgf/m²
P_{ref} -	Pressão de referência	Kgf/m²
q -	Vazão volumétrica	m^3/dia
qaq_{wk} -	Vazão volumétrica de água através da face do bloco "k" até ou desde o aqüífero adjacente	m^3/dia
RAO -	Razão água óleo	
r_e -	Raio externo do reservatório	m

r_j -	Fatores de resistência das fases	
RGO -	Razão gás óleo	
ROV -	Razão óleo vapor	m³/ton
r_w -	Raio do poço	m
S_f -	Saturação de fluidos	Fração ou %
S_g -	Saturação do gás	Fração ou %
S_o -	Saturação do óleo	Fração ou %
S_{or} -	Saturação de óleo residual	Fração ou %
S_w -	Saturação da água	Fração ou %
S_{wc} -	Saturação de água conata	Fração ou %
T -	Temperatura	^oC, K
T_j -	Transmissibilidade entre duas regiões	$m^5/(Kgf*dia)$
U_g -	Energia interna na fase gás	J/Kg
U_o -	Energia interna na fase óleo	J/Kg
U_r -	Energia interna por volume de rocha	J/Kg
U_w -	Energia interna na fase água	J/Kg
V_f -	Volume do fluidos	m³
V_g -	Volume do gás	m³
V_o -	Volume do óleo	m³
V_p -	Volume poroso inicial	m³
V_s -	Volume de materiais sólidos	m³
V_t -	Volume total da rocha	m³
V_v -	Volume de espaços vazios	m³
V_w -	Volume da água	m³
w_i -	Fração mássica ou molar do componente i (o,g, w) na fase água	
W_p -	Produção acumulada de água	m³ std
x_i -	Fração mássica ou molar do componente i (o, g, w) na fase óleo	
y_i -	Fração mássica ou molar do componente i (o, g, w) na fase gás	

Letras gregas

φ_f -	Porosidade de fluidos	Fração ou %
ϕ –	Porosidade da rocha	Fração ou %
ϕ_{ref} -	Porosidade da rocha na pressão de referência	Fração ou %
γ –	Densidade do óleo/densidade da água (T = 20°C)	m³ óleo/m³ água
λ_{eff} -	Condutividade térmica efetiva	J/(m².°C)
λ_o -	Mobilidade do óleo	mD/cP
λ_w -	Mobilidade do água	mD/cP
μ –	Viscosidade	cP
μ_o -	Viscosidade do óleo	cP
μ_{res} –	Viscosidade do óleo em condições de reservatório	cP
μ_w -	Viscosidade da água	cP
ρ_g -	Densidade da fase gás	Kg/m³ ou Kgmol/m³
ρ_o -	Densidade da fase óleo	Kg/m³ ou Kgmol/m³
ρ_w -	Densidade da fase água	Kg/m³ ou Kgmol/m³
σ_{os} -	Forças de cisalhamento entre o óleo e a superfície do sólido	Kgf
σ_{ow} -	Forças de cisalhamento entre o óleo e a água	Kgf

σ_{ws} -	Forças de cisalhamento entre a água e a superfície do sólido	Kgf
θ –	Ângulo de contato entre a tangente na interface de um fluido e a superfície de um sólido	Rad
ΔP -	Gradiente hidráulico	Kgf/cm²
ΔS_o -	Diferença entre a saturação inicial do óleo e a saturação residual do óleo	Admensional
ΔV_p -	Variação do volume poroso	m³
Φ_j : -	Energia potencial do sistema	Kgf/m²

CAPÍTULO I:

Introdução Geral

1 Introdução geral

As atividades exploratórias nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo têm levado à descoberta de volumes significativos de óleos pesados – de elevada viscosidade e densidade abaixo de 20º API – que não podem ser incorporados como reservas devido ao custo e às dificuldades técnicas para extração.

Além de ser mais complexa e cara do que a extração de óleos leves, o valor do barril do óleo pesado no mercado internacional é menor do que o petróleo tipo Brent (petróleo considerado padrão de qualidade no mercado mundial com densidade média de 39°API) – já que o refino desse tipo de óleo gera produtos de baixo valor agregado. Por isso, em muitos casos, o reservatório é considerado comercialmente inviável, e surge então a necessidade de se aplicar investimentos cada vez maiores em novas tecnologias para o desenvolvimento dessas jazidas.

Na recuperação de petróleo, os métodos recomendados para reservatórios com óleos do tipo pesado com maiores índices de sucesso no mundo são os térmicos, principalmente a injeção de vapor devido à tecnologia amplamente dominada, resposta rápida ao aumento da produção e outros fatores.

Uma das formas da injeção de vapor que tem sido utilizada com êxito em diversos países, inclusive no Brasil, é a injeção cíclica de vapor. O processo é constituído de três etapas: a primeira compreende na injeção de vapor no poço produtor por um período de dias a semanas, em seguida, o poço deve ser fechado para permitir troca de calor e acomodação de pressão no reservatório, período chamado de "embebição" ou "soaking", com duração de alguns dias. Após o fechamento, o poço retorna a produzir por alguns meses. Isto completa um ciclo. O ciclo é repetido um número de vezes até que o limite econômico da produção seja alcançado. Independente do tipo de reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta.

No Brasil, essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobras em campos localizados na região Nordeste e já está sendo testada nas acumulações da Bacia do Espírito

Santo. O volume original de óleo atualmente envolvido com esse processo excede os 5 bilhões de barris, dos quais 1,5 bilhão apenas nos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

No presente trabalho, é analisada a influência de algumas propriedades de rocha, de reservatório e de processo na injeção cíclica de vapor a fim de se estudar o número ideal de ciclos para se ter viabilidade econômica no método de recuperação e, conseqüentemente a otimização do processo. A análise é feita a partir de resultados de simulações realizadas pelo simulador comercial STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) da CMG (Computer Modelling Group). Com essa ferramenta é possível quantificar os efeitos da injeção cíclica de vapor na produção e na recuperação de petróleo viscoso.

Essa dissertação é composta de 7 capítulos. No **Capítulo II**, são abordados aspectos teóricos que auxiliaram na compreensão do trabalho: propriedades de rocha e fluidos, métodos de recuperação de petróleo, injeção de vapor e simulação computacional.

Diversos estudos, já realizados, utilizando a injeção cíclica como método de recuperação de óleos pesados são abordados no **Capítulo III**, referente ao estado da arte.

No **Capítulo IV**, é mostrada a modelagem do processo, ou seja, a descrição do modelo proposto, as principais equações envolvidas com o trabalho e as ferramentas utilizadas para desenvolver o estudo.

Os resultados e discussões das simulações realizadas neste trabalho estão apresentadas no **Capítulo V**, destacando a presença do aqüífero de fundo no reservatório.

Conclusões e recomendações referentes às análises realizadas no trabalho são abordadas no **Capítulo VI**.

E, finalmente, no **Capítulo VII**, são mostradas algumas referências que ajudaram no entendimento do trabalho.

CAPÍTULO II:

Aspectos Teóricos

2 Aspectos teóricos

Este capítulo descreve os principais temas relacionados com o trabalho.

2.1 Reservatórios

Acumulações de óleo e gás ocorrem em armadilhas subterrâneas formadas por estruturas. O reservatório é a porção da armadilha que contém óleo e/ou gás como um sistema simples hidraulicamente conectado, (Allen e Robert, 1997).

2.2 Classificação dos reservatórios

Os reservatórios são classificados de acordo com o comportamento da mistura de hidrocarbonetos nele contida, que vai depender da composição e das condições de pressão e temperatura a que estiver submetido. Existem três tipos de reservatórios: reservatórios de líquido (também conhecidos como reservatórios de óleo), reservatórios de gás e reservatórios que possuem as duas fases em equilíbrio, (Thomas, 2001).

Para se entender essa classificação, faz-se necessário conhecer o comportamento das misturas de hidrocarbonetos em função de alterações na temperatura e na pressão.

2.2.1 Reservatórios de óleo

Uma mistura líquida de hidrocarbonetos pode receber o nome de óleo saturado ou óleo subsaturado, segundo a posição que ocupe no diagrama de fases (Allen e Robert, 1997). A Figura 2.1 ilustra que se o ponto representativo da mistura se encontra exatamente em cima da curva dos pontos de bolha, o ponto A, por exemplo, diz-se que o óleo é saturado em gás ou simplesmente saturado. Para um fluido nessas condições, qualquer redução na pressão implicará na vaporização de alguns componentes da mistura. Se a mistura é submetida a uma pressão maior que a pressão de bolha, o óleo está subsaturado, observando o ponto A' da Figura 2.1.

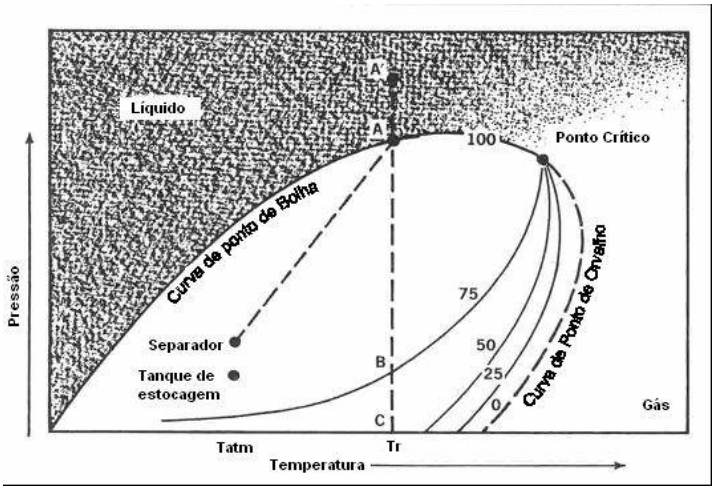


Figura 2.1 Diagrama P x T – *Black Oil*
(Fonte: Allen e Robert, 1997.)

Ao começar a produção de um poço tanto o fluido que é extraído quanto o que permanece na formação sofrem alterações devido às mudanças das condições às quais estão submetidos. O fluido produzido passa das condições de pressão e temperatura do reservatório às condições de pressão e temperatura da superfície. Para o fluido que permanece, se mantém a temperatura, enquanto que a pressão diminui.

O comportamento do fluido que continua no reservatório está representado por uma linha vertical, temperatura constante. Enquanto a pressão vai diminuindo, devido à produção de fluidos, até que o poço seja abandonado, ou seja, até a suspensão da produção, a temperatura permanece constante e igual a T_R, temperatura original.

2.2.1.1 Definição de óleos pesados

Os óleos pesados contêm proporções maiores de materiais residuais não destiláveis que os óleos convencionais. Esses resíduos contêm altas proporções de asfaltenos tornando-os, particularmente, viscosos. Para os óleos pesados, os mesmos fatores que determinam a viscosidade, também afetam fortemente a conversão em derivados convencionais. O alto conteúdo de resíduos asfálticos torna os óleos pesados apropriados para a manufatura de asfalto, no entanto reduz fortemente a sua aplicabilidade para a maioria dos outros propósitos. Serve para a obtenção de subprodutos mais pesados no craqueamento dos hidrocarbonetos, tais como, graxas, naftas, querosene, diesel, etc (Prats, 1982). O desafio da produção de óleos pesados é a recuperação e conversão do óleo do reservatório em derivados úteis.

De uma forma geral, pode-se considerar óleo pesado, como sendo o óleo de alta viscosidade em condições de reservatório que não flui com facilidade. Alguns órgãos sugerem uma classificação baseada no ^{o}API :

Para a UNITAR, óleo pesado ⟶ 10<^{o}API<20;
Para o Governo do Canadá, óleo pesado ⟶ <27,5°API;
Para ANP, óleo pesado ⟶ <22°API;
óleo extra pesado ⟶ <10°API;
Para a Petrobras *offshore* óleo pesado ⟶ <19°API, μ_{res}> 10 cP;
óleo extra pesado ⟶ <14°API, μ_{res}>100 cP;
onshore, normalmente óleo pesado ⟶ <18 °API e μ_{res}>500 cP

2.2.1.2 Grau API (°API)

Na indústria do petróleo, faz-se muito comum o uso da expressão °API (grau API), do American Petroleum Institute, como referência para densidade do óleo medida em relação à água a fim de identificar mais rápido se o óleo é leve, pesado ou extra pesado. Quanto maior o grau API mais leve será o petróleo e maior valor terá no mercado. O °API relaciona-se com a densidade do óleo pela seguinte expressão, como mostra a Equação 2.1.

$$^{o}API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \qquad (2.1)$$

onde "γ" é a densidade específica do óleo (densidade do óleo/ densidade da água) nas condições padrão (20°C e 1 atm).

O °API do óleo é medido nas chamadas 'condições STANDARD - std' ou condições padrão de Pressão (1 atm) e Temperatura (20°C).

2.2.2 Reservatórios de Gás

Em condições de reservatório, a jazida de petróleo que contém uma mistura de hidrocarbonetos no estado gasoso é conhecida como reservatório de gás. Os reservatórios de gás podem ser classificados como reservatório de gás úmido, reservatório de gás seco e reservatório de gás retrógrado, dependendo do seu comportamento quando sujeito a reduções

de pressão dentro do reservatório e do tipo de fluido resultante nos equipamentos de superfície, (Allen, 1997).

2.2.2.1 Reservatório de gás úmido e reservatório de gás seco

A mistura de gases produzida, ao ser levada para a superfície, é submetida a processos nos quais os componentes mais pesados são separados dos mais leves. Quando a mistura gasosa produz uma certa quantidade de líquido, o reservatório recebe o nome de reservatório de gás úmido, como ilustra a Figura 2.2. Se não houver produção de líquido, o reservatório é conhecido como reservatório de gás seco, representado através da Figura 2.3.

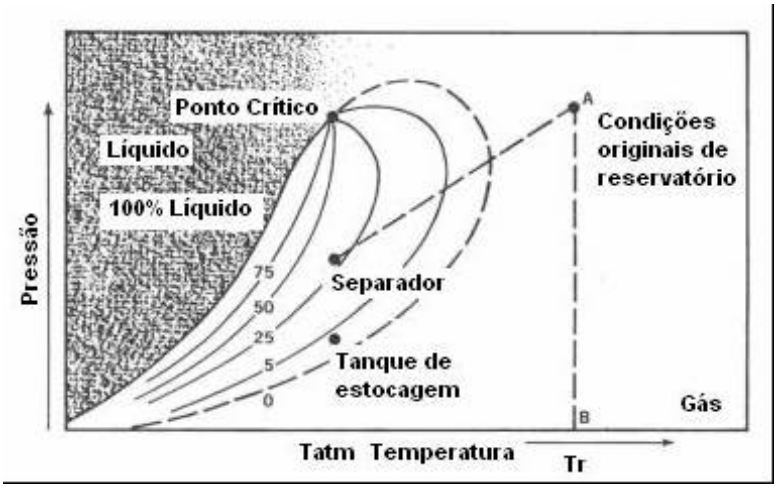


Figura 2.2 Diagrama de P x T – Gás Úmido
(Fonte: Allen e Robert, 1997.)

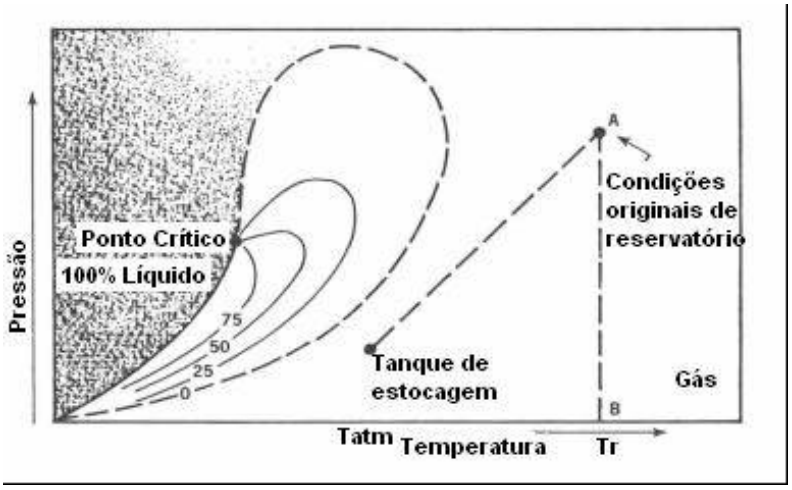


Figura 2.3 Diagrama P x T – Gás Seco
(Fonte: Allen e Robert, 1997.)

Dependendo da composição da mistura e dos processos utilizados para a separação do gás, um mesmo gás pode ser classificado como gás seco ou úmido.

2.2.2.2 Reservatório de gás retrógrado

Considere uma certa jazida de hidrocarbonetos na qual, nas condições iniciais de temperatura e pressão, toda mistura se encontra no estado gasoso como, por exemplo, o ponto A da Figura 2.4. A medida que o fluido vai sendo produzido, a pressão no reservatório diminui, enquanto a temperatura permanece constante. Em certo momento da vida produtiva da formação ocorre uma condensação de certos componentes da mistura, ou seja, uma parte do gás se liquefaz. Prosseguindo a produção, a pressão continua a cair fazendo com que o gás que tinha se liquefeito vaporize novamente. Diminuindo ainda mais a pressão, todo o gás liquefeito eventualmente voltará para o seu estado inicial.

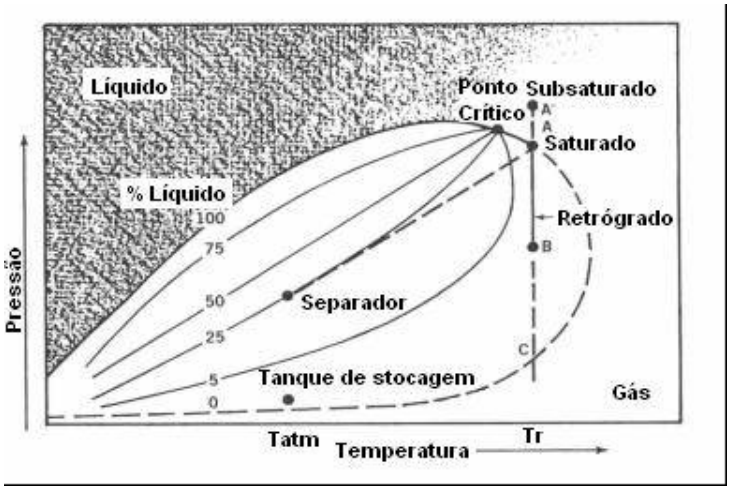


Figura 2.4 Diagrama de fases – Gás Retrógrado
(Fonte: Allen e Robert, 1997.)

O fato de uma redução de pressão causar uma condensação do gás, quando o esperado é que ocorra uma vaporização dos líquidos, é o fenômeno pelo qual o reservatório se conhece como reservatório de gás retrógrado. O fenômeno retrógrado acontece no interior da rocha - reservatório. O reservatório de gás retrógrado também é conhecido como reservatório de gás condensado.

2.3 Propriedades das rochas

O conhecimento das propriedades da rocha que formam o reservatório de petróleo é de fundamental importância para o estudo do reservatório. As quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a distribuição desses fluidos na rocha, a capacidade dos mesmos se moverem, as quantidades dos fluidos que podem ser retiradas e outras características são determinadas a partir destas propriedades. Dentre as propriedades da rocha destacam-se: porosidade, compressibilidade, permeabilidade e molhabilidade.

2.3.1 Rocha reservatório

É em reservatórios de rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente os arenitos, onde ocorre a maioria dos depósitos comerciais de petróleo. Uma rocha reservatório, de uma maneira geral, é composta de grãos ligados uns aos outros por um material que recebe o nome de cimento. Entre os grãos existe outro material muito fino denominado matriz. Como o cimento e a matriz não ocupam todo o espaço existente entre os grãos, restam espaços vazios que se chamam poros. Em resumo, uma rocha reservatório é um conjunto de grãos, matriz, cimento e espaços vazios. O volume total ocupado por uma rocha reservatório é a soma do volume dos materiais sólidos e do volume dos espaços vazios existentes entre eles. O volume de espaços vazios é também chamado de volume poroso, (Allen e Robert, 1997).

2.3.2 Porosidade ϕ

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A Figura 2.5 ilustra o meio poroso contendo água e óleo. Observe que os grãos da rocha são circundados pelos fluidos que ocupam o espaço vazio do meio.

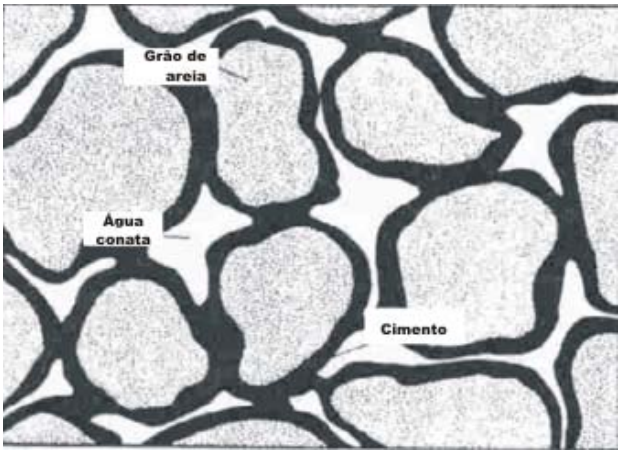


Figura 2.5 Porosidade
(Fonte: Allen e Robert, 1997.)

A porosidade é definida como a relação entre o volume de vazios e o volume total da rocha.

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} \tag{2.2}$$

onde:

$$V_T = V_P + V_S \quad \text{e,} \tag{2.3}$$

ϕ = Porosidade;
V_P = Volume poroso ou de vazios;
V_S = Volume de materiais sólidos (grãos, matriz, cimento);
V_T = Volume total da rocha;

Quanto mais porosa, mais fluido irá conter em seu interior. A porosidade depende da forma, arrumação e variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação.

Devido à cimentação, alguns poros podem ficar totalmente isolados. A partir daí, a porosidade classifica-se como:

Porosidade Absoluta: *Razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha;*

Porosidade Efetiva: *Razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha.*

Para a engenharia de reservatório, o parâmetro realmente importante é a *porosidade efetiva*, pois representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha, já que os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos.

Há ainda a porosidade denominada *primária* que se desenvolveu da conversão do material sedimentar em rocha e a *porosidade secundária* resultante da ação de processos químicos e físicos sofridos pela rocha após sua formação, ou seja, o aparecimento de mais espaços vazios.

A porosidade pode ser medida através de dois métodos básicos. Métodos chamados diretos onde as medidas são feitas a partir de corpos de prova (Plugs ou Testemunhos) ou de microscópios (Lâminas) e os métodos chamados indiretos cuja resposta da medição se dá através de ondas sonoras (Perfilagem).

Vale ressaltar que, embora com menor freqüência, o petróleo também pode ser encontrado em rochas ígneas e metamórficas fraturadas (Thomas, 2001). Na verdade, a condição fundamental para que uma rocha contenha óleo ou gás ou qualquer outro fluido é que ela disponha de espaços vazios para alojar esses fluidos.

2.3.3 Compressibilidade

Um corpo de volume inicial V é submetido a uma compressão P que reduzirá seu volume. A variação fracional é o quociente entre a redução de volume ΔV e o volume inicial V. Dividindo-se a variação fracional pelo ΔP, tem-se a *compressibilidade*, logo por definição, a *compressibilidade* é o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão. Em relação a meios porosos, a variação de volume em função da variação de pressão é estudada da seguinte maneira: os poros de uma rocha reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm os seus volumes reduzidos. A relação entre a variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão é definida como compressibilidade efetiva da formação, ou seja,

$$C_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P} \tag{2. 4}$$

onde:

C_f:	Compressibilidade efetiva da formação
ΔVp:	Variação do volume poroso
Vp:	Volume poroso inicial
ΔVp/ Vp:	Variação fracional do volume
ΔP:	Variação da pressão

2.3.4 Permeabilidade

Uma rocha é considerada rocha reservatório quando, além de conter uma quantidade apreciável de poros e de hidrocarbonetos, permite o fluxo de fluidos através dela. Os fluidos percorrem o que se poderia chamar de "canais porosos". Quanto mais cheios de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais porosos, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no interior da rocha. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos.

A medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos é chamada *permeabilidade*. A permeabilidade pode ser:

2.3.4.1 Permeabilidade absoluta

Quando existe apenas um único fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de *permeabilidade absoluta* (k).

O engenheiro francês Henry Darcy (1856) desenvolveu uma relação que descreve o deslocamento de fluidos em meios porosos. A lei de Darcy relata que a taxa de fluxo através de uma dada rocha varia diretamente com a permeabilidade e com o gradiente hidráulico; e inversamente com a viscosidade do fluido.

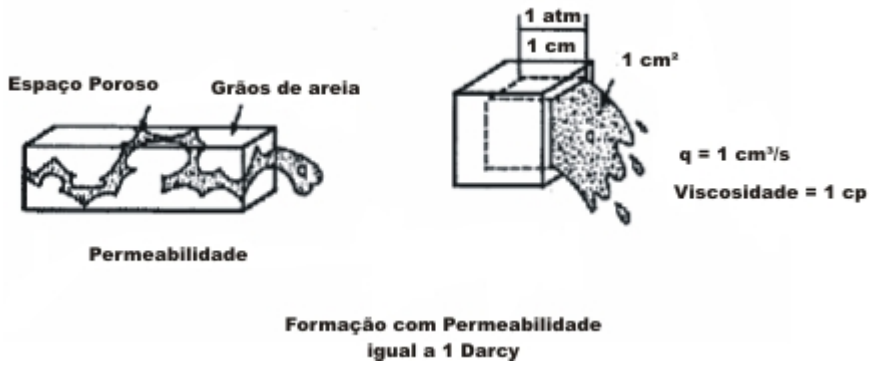


Figura 2.6 Fluxo Linear
(Fonte: Allen e Robert, 1997)

A Figura 2.6 representa o fluxo de um fluido através de um meio poroso linear. O fluido tem viscosidade "μ" e o meio poroso tem comprimento "L" e seção reta (área aberta ao fluxo) "A". Segundo a lei de Darcy, a vazão "q" através do meio poroso é diretamente proporcional à área aberta ao fluxo, ao gradiente hidráulico ($P_1 - P_2$) e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \tag{2.5}$$

Portanto:

$$q = \frac{kA(P_2 - P_1)}{\mu L} \tag{2.6}$$

A permeabilidade é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso. Por definição, um Darcy é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm^3/s de um fluido de viscosidade de 1 cp através de 1cm^2 de área aberta ao fluxo. Como o Darcy (D) é uma unidade muito grande, o submúltiplo "miliDarcy" (mD) é mais utilizado.

Para um fluido que se desloca radialmente em meio poroso de forma cilíndrica, Figura 2.7, onde se localiza um poço de raio "r_w" e o meio poroso tem altura "h" e raio externo "r_e". O termo ($P_e - P_w$) indica a diferença de pressão entre a periferia e o centro do poço, e é o agente responsável pelo deslocamento e a vazão do fluxo radial está representada pela equação 2.7 abaixo:

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \tag{2.7}$$

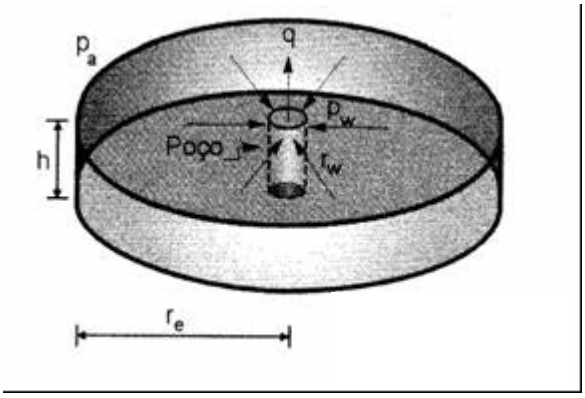


Figura 2.7 Fluxo radial
(Fonte: Thomas, 2001)

2.3.4.2 Permeabilidade efetiva

Devido à existência de dois ou mais fluidos na rocha-reservatório a permeabilidade absoluta não é suficiente para medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso. Nesse caso, denomina-se permeabilidade efetiva a facilidade com que cada fluido se move. Por exemplo, se em um meio poroso estão fluindo água e óleo, tem-se permeabilidade efetiva à água e permeabilidade efetiva ao óleo. Assim, as permeabilidades efetivas ao óleo, ao gás e à água têm por símbolos ko, kg e kw, respectivamente. As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso.

2.3.4.3 Permeabilidade relativa

Os valores de permeabilidade são comumente utilizados nos estudos de reservatórios depois de submetê-los a um processo de normalização. Normalizar os dados de permeabilidade nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de *permeabilidade relativa*.

A permeabilidade relativa nada mais é que a permeabilidade efetiva tornada adimensional. A permeabilidade relativa varia de zero (inexistência de fluxo) a 1 (meio poroso 100% saturado).

O valor de permeabilidade relativa mais utilizado como base é a permeabilidade absoluta. Assim, pode-se definir:

$$\text{Permeabilidade Relativa ao Óleo: } K_{ro} = K_o / K \qquad (2.8)$$

$$\text{Permeabilidade Relativa ao Gás: } K_{rg} = K_g / K \qquad (2.9)$$

$$\text{Permeabilidade Relativa à Água: } K_{rw} = K_w / K \qquad (2.10)$$

2.3.5 Molhabilidade

É a tendência de um líquido, na presença de um outro fluido, espalhar-se sobre uma superfície de contato. É medida pelo ângulo de contato entre o líquido e a superfície. A Figura 2.8 ilustra um sistema rocha - água – óleo. Nesse caso, quanto menor o ângulo de contato(θ), maior a facilidade da água, fluido molhante, se espalhar na superfície. Se o ângulo de contato entre a rocha e o líquido é menor do que 90º a rocha encontra-se molhada pela água, se for maior, a rocha encontra-se molhada pelo óleo.

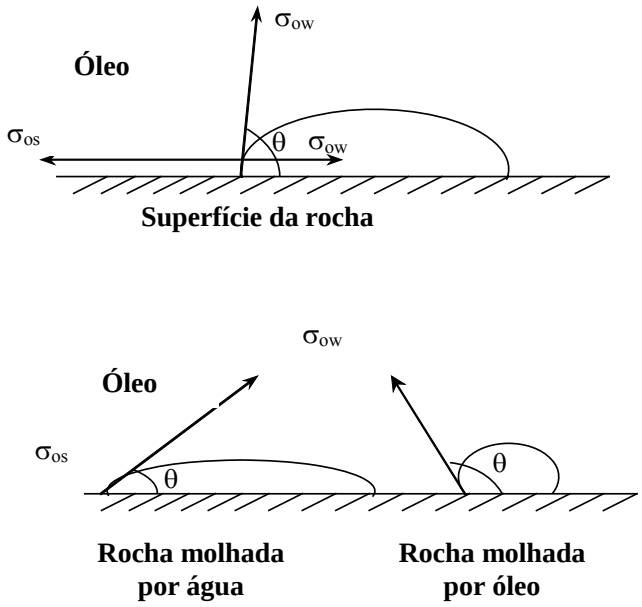


Figura 2.8 Molhabilidade do sistema óleo-água-rocha
(Fonte: Willhite, 1986.)

2.4 Características dos fluidos

Durante a vida produtiva de um reservatório, os fluidos nele contidos sofrem diversas alterações em decorrência da redução da pressão causada pela produção. Do mesmo jeito, os fluidos produzidos ao serem submetidos às variações constantes de temperatura e pressão, no trajeto até a superfície e nos equipamentos onde são submetidos ao chamado processamento primário, sofrem alterações consideráveis. As informações sobre essas alterações são de grande importância para o acompanhamento do comportamento de um reservatório durante toda a sua vida produtiva.

Num reservatório de óleo, são esperadas as produções de óleo, gás natural e água. Sendo assim, um reservatório típico apresenta uma vazão de produção de óleo, gás natural e água.

Essas vazões são expressas em condições de superfície, exemplo: metro cúbico Standard por dia (m^3 std/dia) ou barril Standard por dia (stb/dia). As condições de superfície também são chamadas de "condições padrão" ou "condições Standard" e correspondem à pressão de 1atm e temperatura de 20^oC.

2.4.1 Produção de óleo

O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura líquida é levada à superfície. Dizer que um poço está produzindo 100 m^3 std/ dia quer dizer que a mistura líquida que sai diariamente do reservatório através daquele poço permanece líquida na superfície por um volume de 100 m^3.

Essa maneira de exprimir os volumes é bastante apropriada, pois as medições são feitas na superfície, e para efeito de comercialização o que interessa é o que se tem de líquido no "tanque" e não a massa de hidrocarbonetos de onde saiu esse líquido. Mesmo que a mistura de hidrocarbonetos nas condições de reservatório estivesse toda no estado gasoso, ainda assim seria possível obter líquido nas condições de superfície. Esse líquido obtido a partir do gás natural é mais conhecido pela sigla LGN (Líquido de Gás Natural).

2.4.2 Produção de gás

O gás produzido é o resultado da composição de três partes:

a) *Gás Livre:* é a parte proveniente dos hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontra no estado gasoso;
b) *Gás dissolvido no óleo:* é a parte dos hidrocarbonetos que se encontra dissolvida no óleo nas condições de reservatório e se vaporiza quando a mistura é levada à condições de superfície;
c) *Gás dissolvido na água:* é a parte dos hidrocarbonetos que se encontra dissolvida na água em condições de reservatório. Normalmente essa parcela é desprezível, não entrando nos cálculos da produção.

2.4.3 Produção de água

Além dos hidrocarbonetos é comum a produção de água. A quantidade de água produzida vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso. Nem sempre a quantidade de água no reservatório, expressada pela saturação, é suficiente para deslocá-la. Existe uma saturação mínima de água a partir da qual ela se torna móvel. Essa saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos. Se a saturação de água for igual a esse valor mínimo, não haverá fluxo, e conseqüentemente não haverá produção de água nessa rocha.

A água produzida pode ter origem em acumulações de água chamadas aqüíferos, que podem ser adjacentes ou de fundo às formações portadoras de hidrocarbonetos, ou pode ser devido à água injetada em projetos que visam aumentar a recuperação de óleo.

2.4.4 RGO, RAO e BS&W

Dentro da engenharia de produção de petróleo existem algumas relações que são utilizadas como indicadores tanto das características como de estágios da vida produtiva dos reservatórios. As mais utilizadas são a ‘razão gás-óleo’ (RGO), ‘razão água-óleo’ (RAO) e BS&W (do inglês “ basic sediments and water”).

A RGO é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. Uma razão gás óleo elevada poderia ser o indicador de que o

reservatório está bastante esvaziado ou que a fração de componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório é elevada, por exemplo.

A RAO é a relação entre a vazão de água e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfícies.

O líquido que um poço produz normalmente é composto de óleo, água e alguns sedimentos. Chama-se BS&W ao quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos.

2.5 Propriedades dos fluidos

2.5.1 Viscosidade

Segundo Dutra - 1987, a viscosidade da fase óleo pode ser calculada pela relação abaixo, que pressupõe uma variação não linear da viscosidade com a temperatura.

$$\mu_O = e^{e^{(a_4 + b_4 \ln T)}} - 1{,}05 \qquad (2.11)$$

Onde: a_4 e b_4 – são calculados através de valores tabelados que relacionam com a temperatura T (ºF) e a viscosidade do óleo μ_o (cP).

A viscosidade da fase água (μ_w) pode ser obtida da relação apresentada por Farouq Ali, 1970.

$$\mu_w = \frac{2185}{(40{,}12 + 0{,}0051547T) - 1000} \qquad (2.12)$$

Onde:

μ_w – Viscosidade em cP

T – Temperatura em °F

2.5.2 Saturação

Os poros de uma rocha-reservatório além de hidrocarbonetos contêm água. Porém, o conhecimento do volume poroso não é suficiente para se estabelecer as quantidades de óleo e/ou gás contidas nas formações. Para se estimar essas quantidades, é necessário estabelecer que percentual do volume poroso (V_p) é ocupado por cada fluido (V_f), ou seja, a *saturação* de cada fluido.

$$\text{Saturação de fluidos: } S_f = V_f / V_p \tag{2.13}$$

A saturação de óleo, água ou gás é o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada uma destas fases, ou seja:

$$\text{Saturação de Óleo: } S_o = V_o / V_p \tag{2.14}$$

$$\text{Saturação de Gás: } S_g = V_g / V_p \tag{2.14}$$

$$\text{Saturação de água: } S_w = V_w / V_p \tag{2.15}$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \tag{2.16}$$

A distribuição dos fluidos na rocha vai depender da afinidade dos fluidos com a rocha reservatório, e quanto maior a saturação mais fácil será o escoamento.

2.5.3 Mobilidade

A mobilidade é a relação entre a permeabilidade efetiva e a viscosidade de um fluido. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \tag{2.17}$$

e a da água (fluido injetado) por:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \tag{2.18}$$

Assim como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações. A razão de mobilidade é definida como:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \tag{2.19}$$

Observa-se que quanto maior for a razão de mobilidade menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a "furar" o banco de óleo criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores.

2.5.4 Pressão Capilar

Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, os mais densos ficam embaixo, formando uma superfície horizontal de separação entre os diferentes fluidos. Isto não ocorre num meio poroso de capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação não será mais brusca, existindo uma zona de transição devido a ação de fenômenos capilares. Esses fenômenos são resultantes de atrações de moléculas na massa fluida. Uma molécula situada no interior do líquido estará equilibrada por ser atraída igualmente em todas as direções pelas moléculas que a cercam. O mesmo não ocorre com uma molécula na superfície, que não será atraída igualmente por estar cercada por moléculas de tipos diferente, (Costa, 1998).

A força que impede o rompimento da superfície, por unidade de comprimento, chama-se *tensão superficial,* entre fluidos gasosos e líquidos*; ou interfacial,* entre fluidos líquidos *(σ).*

A força que tende a puxar uma superfície para o centro chama-se força capilar (F_c) e esta dividida pela área chama-se *pressão capilar* (P_c).

As pressões capilares entre as fases óleo e água (P_{cow}) podem ser ajustadas empiricamente pela expressão, (Dutra, 1987):

$$P_{cow} = a_5 + b_5(1 - S_w) + c_5(1 - S_w)^3 \qquad (2.20)$$

Onde as constantes a_5, b_5 e c_5 dependem do sistema de unidade e de dados obtidos em laboratório. São obtidas através de curvas de permeabilidades relativas.

2.6 Regimes de Fluxo

Na maioria das situações, o fluxo radial (ilustrado na Figura 2.7) é o que melhor caracteriza o movimento dos fluidos do reservatório para o poço. Em princípio assume-se que:

- O reservatório:
  - ✓ Tem espessura constante;
  - ✓ É considerado homogêneo em toda sua extensão, com relação a todas as propriedades da rocha;
  - ✓ É isotrópico com relação à permeabilidade;
  - ✓ Está saturado com um único fluido;
- O poço é completado em todo o intervalo produtor para assegurar o fluxo radial em toda a espessura do reservatório.

A Figura 2.9 ilustra esquematicamente a distribuição de pressões ao longo do reservatório, com o poço produzindo em condições estabilizadas a uma vazão constante q, sendo $\underline{p}$ a média ponderada das pressões ao longo do reservatório em relação ao volume.

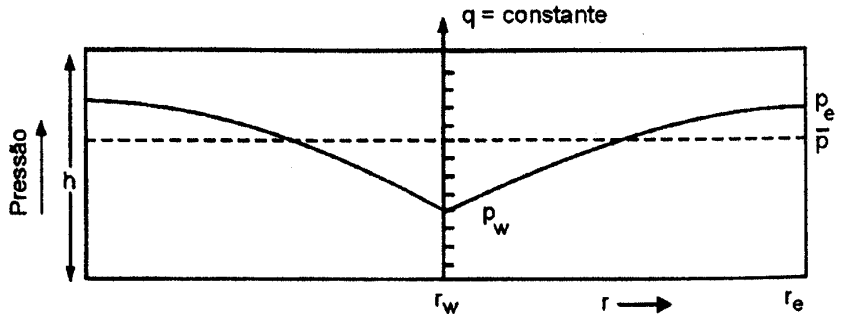


Figura 2.9 Distribuição das pressões no reservatório sob regime de fluxo estabilizado
(Fonte: Thomas, 2001.)

Quando se coloca um poço em produção, o distúrbio causado pelo diferencial de pressão (p_e-p_w) não atinge instantaneamente o raio externo do sistema (r_e) em conseqüência se

demora em atingir as condições de fluxo estabilizado. Durante o período de transição conhecido como regime de fluxo transiente, as vazões de produção são maiores, declinando até atingir o fluxo estabilizado. O período de fluxo transiente é geralmente de curta duração, pode ser de algumas horas ou dias, mas se o reservatório tem baixa permeabilidade pode alongar-se por mais tempo. A duração do transiente está relacionada diretamente com o tamanho do reservatório, a compressibilidade, a viscosidade do fluido do reservatório e está relacionada inversamente com a permeabilidade absoluta, entre outros fatores.

Após o reservatório produzir por um período de tempo suficiente para atingir-se o limite externo do sistema e que este limite externo não permita a passagem de fluidos para dentro da célula radial, tem-se a condição de fluxo pseudopermanente. A solução do modelo é dada pela equação, (Thomas, 2001):

$$p_e - p_w = \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right) \tag{2.21}$$

A equação 2.21 também pode ser escrita em termos da pressão estática atual do reservatório que, neste caso é expressa pela pressão média:

$$\overline{p} - p_w = \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}\right) \tag{2.22}$$

No regime de fluxo permanente admite-se que há realimentação da célula radial e a pressão no raio externo do sistema (p_e) permanece constante. Nesse caso a solução do modelo, em conformidade com a lei de Darcy, é dada pelas seguintes equações:

$$p_e - p_w = \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}\ln\frac{r_e}{r_w} \tag{2.23}$$

ou

$$\overline{p} - p_w = \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right) \tag{2.24}$$

A condição de fluxo permanente é apropriada quando a pressão do reservatório é mantida, por exemplo, por um influxo natural de água.

Expressando as equações antes mencionadas para um poço sob regime permanente em termos de índice de produtividade (IP) se tem:

$$IP = \frac{q}{P_e - P_w} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \tag{2.25}$$

A vazão de produção "q" incluída nas equações anteriores está relacionada às condições de pressão e temperatura do reservatório. Para expressá-la nas condições de superfície, deve-se introduzir o fator volume de formação do fluido "B", que é a relação entre o volume ocupado pelo fluido nas condições de reservatório e o volume ocupado por ele à pressão e a temperatura de superfície. Então a equação 13 poder ser escrita como:

$$IP = \frac{52{,}54 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \tag{2.26}$$

ou

$$q = \frac{52{,}54 \cdot (p_e - p_w)}{\mu \cdot B \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \tag{2.27}$$

onde:

q: vazão de produção, m^3/dia;

k: permeabilidade, Darcy;

h: altura, m;

p: pressão, Kgf/cm^2;

B: fator volume de formação do fluido.

A constante 52,54 é um fator de conversão, convertendo a vazão para m^3/dia.

2.7 Parâmetros de produção

2.7.1 Condições de reservatório e de superfície

É muito difícil retirar todos os hidrocarbonetos contidos no reservatório de petróleo. No entanto, é importante lembrar que, por convenção, estes volumes (óleo original, produção acumuladas, reservas, etc) são expressos em condições de superfície, ou seja, como se eles estivessem sujeitos às condições de pressão e temperatura da superfície.

2.7.2 Condições de volume recuperável

Para se fazer estimativas do volume recuperável, além do estudo do reservatório propriamente dito, isto é, da movimentação dos fluidos dentro do meio poroso, deve-se levar em consideração outros aspectos técnicos e, sobretudo se deve verificar se os resultados, em termos de produção, são satisfatórios no que diz respeito aos aspectos econômicos.

2.7.3 Fator volume de formação

2.7.3.1 Fator volume de formação de gás (Bg)

Dentro do reservatório o gás ocupa um certo volume que depende das condições lá vigentes. O volume do gás é alterado quando ele é levado à superfície, pois fica submetido a outras condições de T e P.

Fator volume de formação do gás (Bg) é definido como sendo a razão entre o volume que o gás ocupa numa dada pressão e temperatura qualquer e o volume que ele ocupa nas condições padrão (1atm e 20^{o}C). O fator volume de formação tem dimensão de volume por volume padrão.

2.7.3.2 Fator volume de formação do óleo (Bo)

Chama-se fator volume de formação do óleo (Bo) a razão entre o volume que a fase líquida ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume que ela ocupa na

condição de superfície. O fator volume de formação do óleo expressa que volume da mistura numa condição de pressão e temperatura qualquer é necessário para se obter uma unidade de volume de óleo nas condições de superfície.

2.7.3.3 Razão de solubilidade (R_S)

Exprime a quantidade de gás dissolvido no líquido. Por definição, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido (expresso em condições de superfície) e o volume de óleo que será obtido da mistura.

2.7.4 Fração Recuperada

É a percentagem de petróleo extraída de uma jazida num determinado instante de tempo. A fração recuperada (fr) é o quociente entre o volume recuperável de um determinado fluido, num determinada instante, e o volume original deste fluido na jazida.

2.7.5 Fator de recuperação

É a percentagem máxima de petróleo que pode ser extraída da jazida. O fator de recuperação (FR) é o quociente entre a produção acumulada de um determinado fluido na condição de abandono do reservatório e o volume original desse fluido na jazida.

2.7.6 Mecanismos de Produção

A energia necessária para que os fluidos contidos numa rocha-reservatório possam ser produzidos é chamada de energia natural ou primária. Essa energia é o resultado de todas as situações e circunstâncias geológicas pelas quais a jazida passou até se formar completamente.

Para conseguir vencer toda a resistência oferecida pelos canais porosos e se deslocar para os poços de produção, é necessário que os fluidos estejam submetidos a uma certa pressão.

De um modo geral, a produção ocorre devido a dois efeitos principais:

1) Descompressão (que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e contração do volume poroso);
2) O deslocamento de um fluido por outro (por exemplo, a invasão da zona de óleo por um aqüífero).

Dá-se o nome de mecanismo de produção de reservatório ao conjunto de fatores que desencadeiam os efeitos da produção de fluidos. São eles:

2.7.6.1 Mecanismo de gás em solução

A principal fonte de pressão é a liberação e expansão do gás para o óleo à medida que a pressão é reduzida.

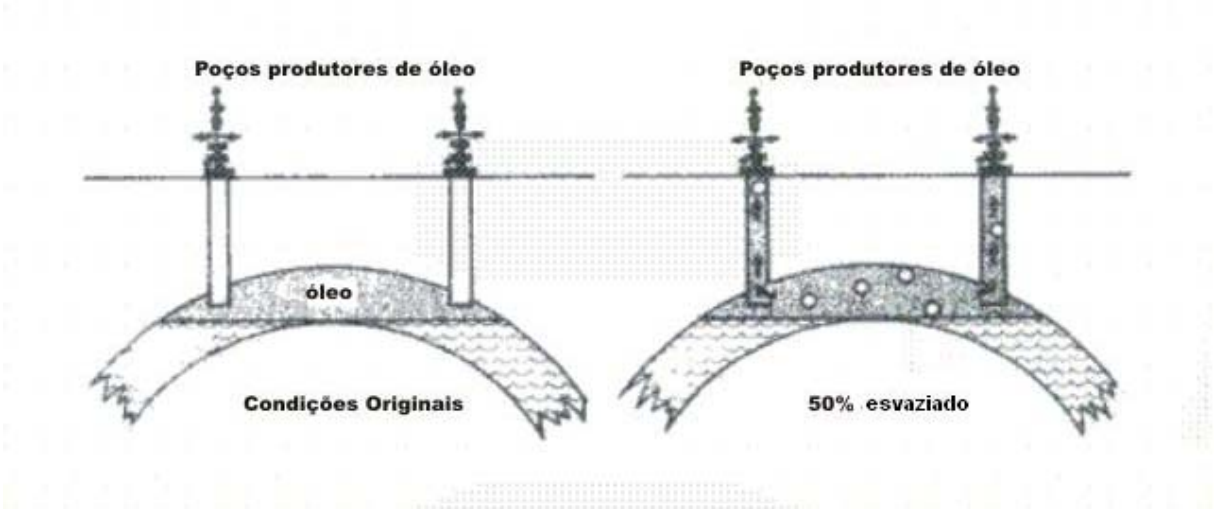


Figura 2.10 Mecanismo de Gás em Solução
(Fonte: Allen e Robert, 1997)

Como ilustra a Figura 2.10, a produção é o resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e que vai saindo da solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado.

Esse tipo de mecanismo tem um aspecto muito marcante que são as baixas recuperações, tipicamente inferiores a 25% do volume original da jazida. A energia se esgota rapidamente, fazendo com que as vazões de produção caiam muito cedo para valores antieconômicos.

2.7.6.2 Mecanismo de capa de gás

O reservatório usa principalmente a expansão da capa de gás livre acima da zona de óleo; a zona de óleo é colocada em produção, enquanto que a zona de gás é preservada, já que a principal fonte de energia para a produção está no gás da capa.

O mecanismo funciona da seguinte maneira: a zona de óleo é colocada em produção, acarretando uma redução na pressão devido à retirada do fluido. Essa queda de pressão se transmite para a capa de gás, que se expande, penetrando gradativamente na zona de óleo. O gás da capa ocupa os espaços que anteriormente eram ocupados pelo óleo. Como o gás tem uma compressibilidade muito alta, a sua expansão ocorre sem que haja queda substancial da pressão. A posição da capa de gás no reservatório pode ser observada na Figura 2.11.

Para esse tipo de mecanismo, são esperadas recuperações entre 20% e 40% do óleo originalmente existente na formação.

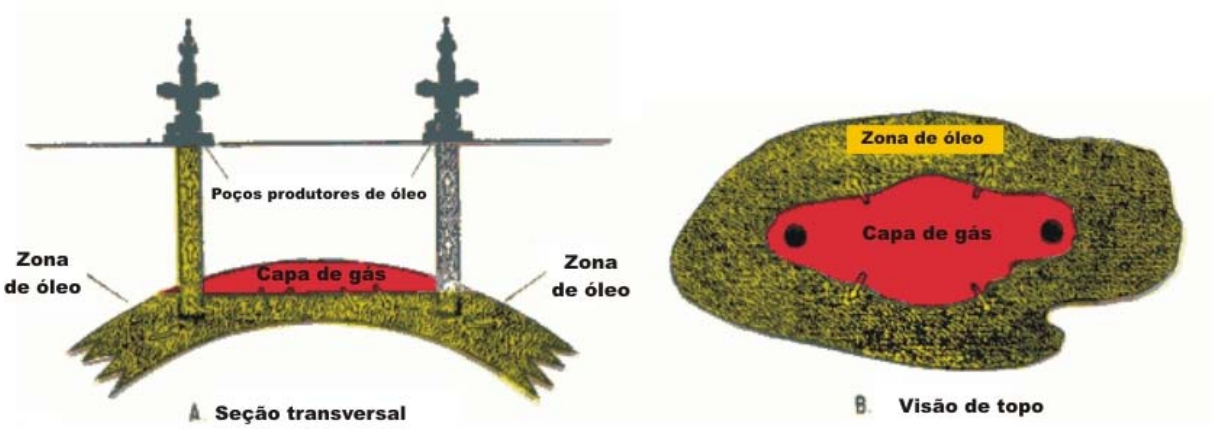


Figura 2.11 Mecanismo de Capa de Gás
(Fonte: Allen e Robert, 1997)

2.7.6.3 Mecanismo de influxo de água

Para que ocorra esse mecanismo é necessário que a formação portadora de hidrocarbonetos, óleo ou gás, esteja em contato direto com uma grande acumulação de água. Essas formações saturadas com água, denominadas aqüíferos, podem se encontrar subjacentes ou ligadas lateralmente ao reservatório.

É preciso que as alterações das condições de reservatório causem alterações no aqüífero e vice-versa, para que o mecanismo atue. Essas influências só ocorrem se o reservatório e o aqüífero estiverem intimamente ligados.

Como é ilustrada na Figura 2.12, a resposta do aqüífero sobre a redução da pressão do reservatório, causada pela produção, se dá através da expansão da água nele contida e da redução de seu volume poroso. Como resultado, o espaço poroso do aqüífero não é mais suficiente para conter toda a água nele contida inicialmente. Portanto, haverá uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente. Além de manter a pressão elevada na zona de óleo, esse influxo de água vai deslocar o óleo para os poços de produção.

Este processo é contínuo, ou seja, a queda de pressão na zona de óleo causada pela produção desse fluido se transmite para o aqüífero, que responde com invasão de água na zona de óleo, o que acarreta a produção de mais óleo, e assim por diante.

O fator de recuperação desse tipo de reservatório é normalmente alto, cerca de 30 a 40%, podendo chegar a valores de até 75% do óleo originalmente existente. Esse valor relativamente alto deve-se principalmente ao fato de que a pressão permanecendo alta, além das vazões também permanecerem altas, mantém-se as características dos fluidos próximas às originais.

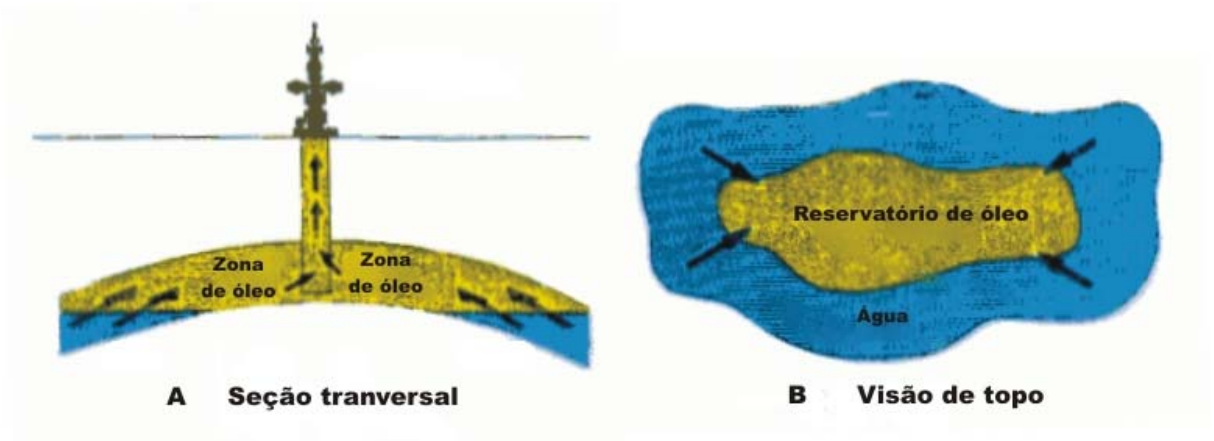


Figura 2.12 Mecanismo de Influxo de Água
(Fonte: Allen e Robert, 1997)

2.7.6.4 Mecanismo combinado

Um reservatório de petróleo pode produzir devido a mais de um mecanismo de produção. Nessa situação, diz-se que a produção é o resultado de um mecanismo combinado, e a disposição dos fluidos pode ser observada na Figura 2.13.

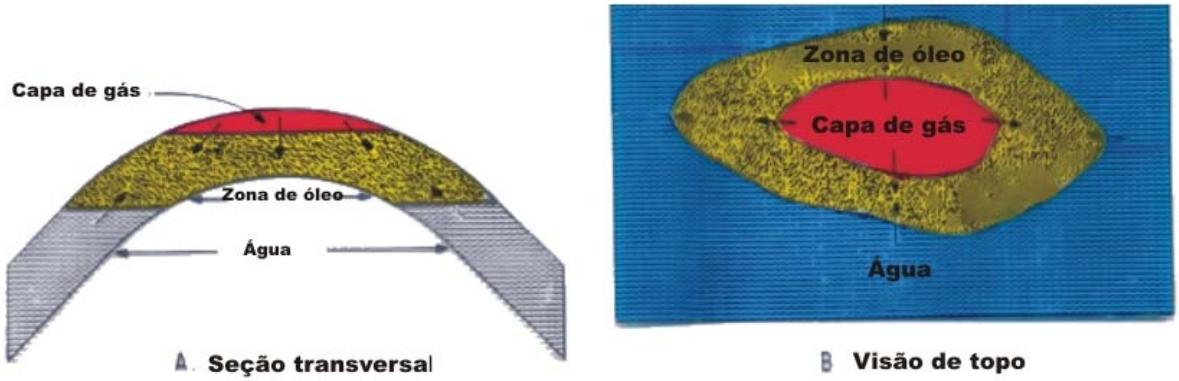


Figura 2.13 Mecanismo Combinado
(Fonte: Allen e Robert, 1997)

É importante lembrar que mais cedo ou mais tarde todo reservatório recebe alguma contribuição do mecanismo de gás em solução. Mesmo um reservatório, cujo mecanismo proporciona uma boa manutenção de pressão, em algum tempo da vida produtiva poderá ter essa pressão reduzida para valores inferiores à sua pressão de saturação, causando o aparecimento de gás livre na zona de óleo.

2.7.6.5 Segregação gravitacional

O efeito da gravidade é um agente responsável pela melhoria do desempenho dos mecanismos de produção. A gravidade faz com que ocorra a segregação de fluidos, isto é, os fluidos tendem a se arranjar dentro do reservatório de acordo com as respectivas densidades.

No mecanismo de gás em solução a gravidade atua sobre os fluidos fazendo com que uma parte do gás, que sai da solução, migre para as partes mais altas da estrutura, provocando o aparecimento do que se convencionou chamar de capa de gás secundária. Isso melhora o desempenho do mecanismo, visto que o principal problema desse mecanismo é a produção do gás juntamente com o óleo, ao invés de se expandir dentro do reservatório deslocando o óleo para fora do meio poroso.

A atuação da gravidade também pode beneficiar um reservatório sujeito a um influxo de água proveniente de um aqüífero da seguinte forma: a diferença de densidade entre o óleo e a água faz com que essa, apesar de estar se deslocando de baixo para cima, de uma maneira geral, permaneça sempre atrás (abaixo) do óleo, sem ultrapassá-lo no deslocamento em direção aos poços produtores.

Para que a segregação gravitacional se manifeste, é necessário que o reservatório seja produzido com vazões que favoreçam essa manifestação. No caso do mecanismo de gás em solução, por exemplo, se as vazões de produção forem muito elevadas o gás não será segregado, sendo produzido junto com o óleo.

2.8 Métodos de recuperação de petróleo

O declínio da descoberta de novos campos de grandes extensões, que vem sendo observado nos últimos tempos, conduz à conclusão de que uma das mais prováveis fontes para ampliação das reservas está no desenvolvimento e aplicações de tecnologias capazes de aumentar o fator de recuperação dos campos já descobertos, somada ao preço do óleo, aspectos geológicos, aspectos geofísicos, energéticos e outros.

A aplicação mais ampla dos métodos especiais de recuperação se apresenta como uma possível resposta para as necessidades de suprimento de energia quando as reservas pelos métodos convencionais começarem a se esgotar. Assim, o alvo dos processos especiais de recuperação é a parcela correspondente a 70% do volume de óleo original provado, que é o volume percentual médio restante nos reservatórios após a recuperação convencional.

A nomenclatura utilizada baseia-se no seguinte critério: para processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e da injeção de gás, dá-se o nome de *Métodos Convencionais de Recuperação*. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, *Métodos Especiais de Recuperação*, (Thomas, 2001).

2.8.1 Métodos convencionais de recuperação

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação, (Thomas, 2001).

Nesse processo não se espera que os fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório, é um comportamento mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha. É o que se espera obter ao se injetar água ou ao se submeter o reservatório a um processo não miscível de injeção de gás.

O fluido injetado, que recebe o nome de fluido deslocante, deve empurrar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora dos poros da rocha e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado à medida que este vai sendo expulso. Mesmo na porção do reservatório invadida pelo fluido deslocante (água, por exemplo), nem todo o óleo lá contido é deslocado. O óleo retido nos poros da zona invadida pela água, denominado óleo residual, é conseqüência do efeito da capilaridade.

Classifica-se como Recuperação Convencional, além da obtida com os processos de injeção mencionados anteriormente, a recuperação devido à energia primária do reservatório.

2.8.1.1 Projetos de injeção

Uma etapa de grande importância no projeto de injeção é a definição do esquema de injeção, isto é, a maneira como os poços de injeção e de produção vão ser distribuídos no campo de petróleo. Além de levar em conta as características físicas do meio poroso e dos fluidos envolvidos, o modelo escolhido deve:

- ✓ Proporcionar a maior produção possível de óleo durante um intervalo de tempo econômico e com o menor volume de fluido injetado possível;
- ✓ Oferecer boas condições de injetividade para se obter boa produtividade resultando em vazões de produção economicamente atrativas; e,

- ✓ Ainda visando o aspecto econômico, fazer a escolha recair sobre um esquema em que a quantidade de poços novos a serem perfurados seja a menor possível, principalmente, no caso da aplicação do processo em um campo já desenvolvido.

Cada projeto é exclusivo para cada reservatório. Entretanto, existem aspectos que são comuns a todos os projetos, independente do reservatório ou até mesmo do fluido injetado, como é o caso da existência de poços de injeção e de produção.

Os esquemas de injeção dividem-se em três tipos principais: injeção na base, injeção no topo e injeção em malhas, (Thomas, 2001). Para reservatórios planos, horizontais e de pouca espessura, pelo fato de não existirem pontos preferenciais para injeção de fluidos, os poços de injeção e de produção são distribuídos de maneira homogênea em todo o reservatório, como pode ser visto na Figura 2.14.

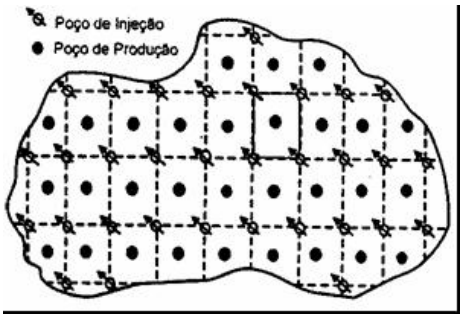


Figura 2.14 Exemplo de esquema de injeção de malha
(Fonte: Thomas, 2001)

Nesse tipo de esquema verifica-se que ocorre a repetição de um determinado padrão ou arranjo dos poços de injeção e produção, razão pala qual é chamado de padrão repetido ou injeção em malhas.

Se o reservatório tiver uma certa inclinação e se deseja injetar água, os poços que alcançam a parte mais baixa do reservatório são transformados em poços de injeção. À medida que a água vai penetrando no meio poroso o óleo vai sendo empurrado de baixo para cima, na direção dos poços de produção que se encontram situados na parte mais alta da estrutura. É como se fosse criando um aqüífero artificial. Dá-se a esse esquema o nome de injeção na base. Se o fluido injetado fosse gás, os poços de injeção seriam localizados no topo

da formação, e os de produção, na base. Esse esquema é chamado injeção no topo e estão ilustrados na Figura 2.15.

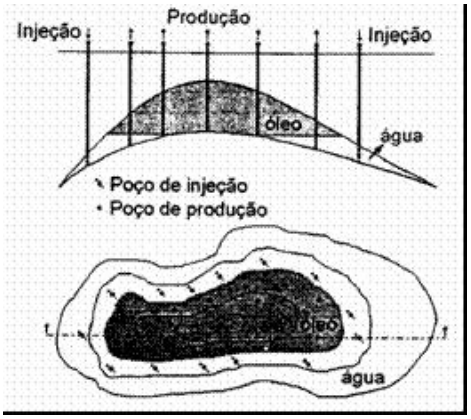


Figura 2.15 Exemplo de esquema de injeção na base e no topo
(Fonte: Thomas, 2001)

2.8.1.2 Fluidos injetados

Nos processos convencionais de recuperação são utilizados água e gás natural como fluidos de injeção. A água de injeção pode ter quatro origens diferentes:

1. Água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços perfurados para este fim;
2. Água de superfície, coletada em rios, lagos e etc;
3. Água do mar;
4. Água produzida, isto é, a água que vem associada à produção de petróleo.

Normalmente, a água, antes de ser injetada, deve ser submetida a um tratamento, de modo a torná-la mais adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes.

Nos projetos de injeção de gás natural, o gás pode ser injetado com a mesma composição com a qual é produzido ou após ser processado.

O gás é injetado no meio poroso utilizando-se compressores que fornecem as pressões e as vazões necessárias para o processo. O processo não requer que o gás injetado se misture

com o óleo do reservatório para deslocá-lo para fora do meio poroso. Na verdade, o nome mais adequado para o método é processo não-miscível de injeção de gás. O papel do gás é de um simples agente mecânico de deslocamento.

As instalações para uma injeção de gás se diferenciam basicamente de outros sistemas de produção pela presença de compressores e poços para injeção de gás.

2.8.1.3 Eficiência de recuperação

Através de parâmetros chamados *Eficiência de Varrido Horizontal, Eficiência de Varrido Vertical e Eficiência de Deslocamento* a produção de hidrocarbonetos de um projeto de injeção de fluidos pode ser avaliada numericamente.

A Eficiência de Varrido Horizontal representa, em termos percentuais, a área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado até um determinado instante, enquanto a Eficiência de Varrido Vertical representa o percentual da área da seção vertical do reservatório que foi invadido pelo fluido injetado. O produto desses dois parâmetros define a chamada Eficiência Volumétrica, que é, portanto, a relação entre o volume do reservatório invadido pelo volume total do reservatório, (Thomas, 2001).

A eficiência de varrido horizontal depende do esquema de injeção (isto é, da maneira como os poços de injeção e produção estão distribuídos no reservatório), da razão de mobilidades entre os fluidos injetado e deslocado, e do volume de fluido injetado. A eficiência de varrido vertical depende da variação vertical da permeabilidade, da razão de mobilidades e do volume injetado.

A eficiência volumétrica não é suficiente para a determinação da quantidade de óleo deslocado. O fluido pode penetrar numa extensão muito grande do reservatório, porém a sua capacidade de retirar o óleo do interior dos poros é pequena. O parâmetro que mede a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha chama-se eficiência de deslocamento.

Eficiência de Deslocamento é a fração do óleo deslocado na zona varrida; é função dos volumes injetados, da viscosidade dos fluidos e da permeabilidade relativa. Para fluidos

miscíveis, varia entre zero no início da injeção e um, valor que seria obtido após um número muito grande (infinito) de volumes porosos injetados.

Assim, enquanto a eficiência volumétrica exprime quanto do reservatório foi alcançado pelo fluido injetado, a eficiência de deslocamento exprime que percentual do óleo que existia inicialmente dentro dos poros dessa região foi expulso por ele. A eficiência de deslocamento depende das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório, e do volume injetado.

Se as eficiências de varrido são baixas, o fluido injetado encontra caminhos preferenciais e se dirige rapidamente para os poços de produção, deixando grandes porções do reservatório intactas. Se a eficiência de deslocamento é baixa, mesmo que as eficiências de varrido sejam altas, o fluido injetado não desloca apropriadamente o óleo para fora da região invadida. Para se obter boas recuperações, são necessárias que todas as eficiências sejam altas.

2.8.2 Métodos especiais de recuperação

Os Métodos Especiais de Recuperação são empregados para atuar nos pontos onde o processo convencional não conseguiu atingir as taxas de recuperação desejadas.

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a três aspectos principais: geologia da formação, alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo.

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou.

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contactadas pelo fluido injetado.

As situações acima definem a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e são os pontos de partida para a distribuição em três grandes categorias, de acordo com a natureza geral dos processos:

Métodos químicos: injeção de ASP ou derivações;
Métodos de deslocamento miscível: injeção de gás carbônico e injeção de hidrocarbonetos leves;
Métodos térmicos: combustão *in situ*, injeção de vapor, aquecimento eletromagnético.

2.8.2.1 Métodos químicos

São processos em que se pressupõe uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório (injeção de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina, etc).

O princípio consiste em diminuir a tensão interfacial entre os dois fluidos (água e óleo) promovendo a miscibilidade das mesmas e aumentando a eficiência de deslocamento.

Dentre os métodos químicos têm-se a injeção de ASP. Na injeção de tensoativos e polímeros a água, primeiramente, contendo tensoativos é injetada e em seguida injeta-se o polímero. O polímero aumenta a viscosidade da água e diminui a mobilidade da água. Isso faz com que o avanço da água no reservatório seja retardado.

Na injeção alcalina, a substância alcalina que se adiciona à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos naturalmente presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório uma certa quantidade de substância tensoativa. O tensoativo formado age da mesma forma que o tensoativo injetado.

2.8.2.2 Métodos de deslocamento miscível

São indicados quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar as tensões interfaciais.

Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existe nem interfaces nem tensões interfaciais.

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado.

2.8.2.3 Métodos térmicos

Os métodos térmicos são definidos como métodos que consistem em fornecer calor ao óleo provocando a redução da viscosidade, seja por injeção de um fluido quente, como vapor ou ar aquecido, ou pela ação de ondas eletromagnéticas sobre os fluidos eletricamente sensíveis do reservatório, como por exemplo, a água de formação. Entre os métodos térmicos tem-se a injeção de fluidos aquecidos, a injeção de vapor, a combustão *in situ* e o aquecimento eletromagnético que serão mais detalhados nos próximos tópicos, dando ênfase em particular a injeção cíclica de vapor.

Outros processos têm sido pesquisados e não se enquadram em nenhuma das categorias acima, como é o caso da recuperação microbiológica. A recuperação microbiológica é obtida a partir da utilização de diferentes microorganismos que, quando adequadamente escolhidos e, através dos seus processos biológicos no interior do reservatório, produzem substâncias que podem aumentar a recuperação de petróleo.

2.8.3 Métodos térmicos de recuperação de petróleo

Em reservatórios cujos óleos são muito viscosos, geralmente, o resultado da utilização de um processo convencional de recuperação não é satisfatório. A alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior resultando em baixas eficiências de varrido e, por conseqüência, uma recuperação convencional normalmente muito baixa.

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos. Esforços consideráveis têm sido aplicados no desenvolvimento de técnicas, que envolvem a introdução de calor no reservatório, capazes de melhorar a recuperação dos óleos mais pesados e mais viscosos. A Figura 2.16 ilustra a sensibilidade da viscosidade com a temperatura. O forte decréscimo da viscosidade do óleo com a temperatura, especialmente nos óleos mais pesados, explica o porquê do sucesso na aplicação dos métodos térmicos de recuperação.

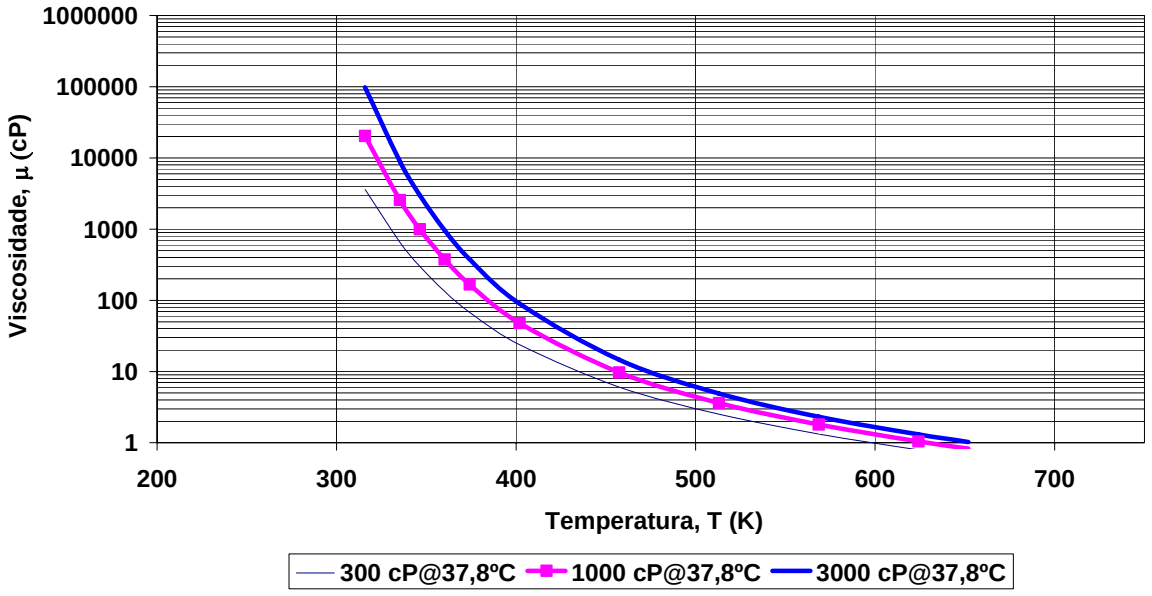


Figura 2.16 Comportamento do óleo - Viscosidade x Temperatura

No Brasil, esses métodos têm sido utilizados com sucesso nas bacias do Rio Grande do Norte, Sergipe e Recôncavo Baiano. A Venezuela, o Canadá e os Estados Unidos possuem grandes volumes de óleo adequados a sua aplicação.

O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a recuperação do petróleo. À medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente.

2.8.3.1 Combustão in situ

Nesse processo o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. A continuidade da injeção do ar e a energia liberada sob forma de calor *in situ* mantêm o processo. Durante a queima do óleo, sua viscosidade é reduzida, as frações mais leves do óleo vaporizam formando um banco de gás e água na forma de vapor. Esse conjunto de fatores faz com que o óleo se desloque em direção aos poços produtores.

2.8.3.2 Aquecimento eletromagnético

O aquecimento eletromagnético é baseado na transformação da energia elétrica em energia térmica através da interação direta entre o campo eletromagnético e as partículas eletricamente sensíveis do meio, que podem ser íons ou moléculas dipolares dos fluidos, (Costa, 1998).

Esse processo pode ser de três formas: por rotação, por condução ou por convecção. O aquecimento por rotação é ocasionado por uma corrente de rotação devido à interação entre o campo eletromagnético de excitação e as partículas eletricamente sensíveis às variações sofridas pelo campo. Já o aquecimento por condução é baseado no efeito Joule, ou seja, o aquecimento é produzido pela passagem de uma corrente de condução que independe da freqüência do campo elétrico. E finalmente, o aquecimento por convecção é ocasionado por uma corrente de deslocamento que é responsável pela propagação da onda eletromagnética no meio dissipativo.

2.8.3.3 Injeção de fluidos aquecidos

É o processo pelo qual o reservatório é aquecido pela injeção contínua de um fluido quente. O fluido quente mais utilizado é a água, apesar do gás também ser utilizado. A água é

normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido.

De uma forma geral, em reservatórios mais profundos esse processo, que fornece calor continuamente ao reservatório por um fluido aquecido externamente, não apresenta resultados satisfatórios devido, basicamente, às grandes perdas de calor.

Outros problemas associados à injeção de fluidos aquecidos são a alta razão de mobilidade, as baixas propriedades de deslocamento e a baixa capacidade térmica dos fluidos. A utilização da água na forma de vapor é mais empregada nesse tipo de processo devido aos benefícios associados ao uso do vapor, tais como:

1) diferencial extra de pressão resultante da viscosidade cinemática mais alta do vapor. Um fluxo similar de massa de vapor resulta numa maior velocidade de fluido e diferencial de pressão;
2) baixa tendência de o vapor formar *finge*rs comparado com a água;
3) efeitos da destilação, os quais fazem com que as frações voláteis o óleo evaporem e sejam carregadas pelo vapor;
4) o vapor contém mais calor, em virtude do calor latente, do que uma massa de água equivalente na mesma temperatura.

2.8.3.4 Injeção de Vapor

O método consiste na injeção de vapor superaquecido no reservatório formando um banco de vapor que se condensa e transfere calor para o óleo, para a água e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. Apresenta dois modos de operação: cíclico e contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção num mesmo poço, enquanto que no modo contínuo a injeção permanece num mesmo poço injetor até os poços produtores vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Normalmente, a fase cíclica precede a contínua, sendo considerada apenas uma coadjuvante no processo de aumentar a recuperação de petróleo, (Lacerda, 2000).

A injeção de vapor é um processo bastante apropriado para formações muito permeáveis e espessas, portadoras de óleo viscoso, apesar de nas formações espessas o

mecanismo de segregação gravitacional e eficiência de varrido (relação entre o volume da zona invadida pelo fluido injetado e o volume do reservatório) serem relevantes. O método não é recomendado para formações muito profundas, já que se torna grande a perda de calor no poço, nem para os reservatórios com altas saturações de água, já que grande parte da energia seria destinada a aquecer a água, sem qualquer benefício para a recuperação.

Além da injeção cíclica e da injeção contínua de vapor, a drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida por vapor (Processo SAGD) ou a injeção de vapor em poços horizontais é uma das alternativas que tem demonstrado ser economicamente viável em projetos comerciais de recuperação de petróleo. Abaixo serão abordadas as três alternativas do processo (SAGD, injeção contínua e injeção cíclica de vapor).

2.8.3.5 Drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (Processo SAGD)

A drenagem de óleo pelo Processo SAGD é um método efetivo para a produção de óleo pesado e betume e envolve dois poços horizontais paralelos dispostos verticalmente entre si, onde o poço superior é o injetor de vapor e o inferior é o produtor de óleo. Nesse processo, o papel da força gravitacional é maximizado. Quando o vapor é continuamente injetado no poço superior o óleo é aquecido e forma uma câmara de vapor a qual cresce para cima e para os arredores (Serhat, 2001), como é observado na Figura 2.17. A temperatura dentro da câmara se torna essencialmente igual à temperatura do vapor injetado. Na interface com o óleo frio o vapor condensa e o calor é transferido ao óleo. Então, o óleo já quente e a água condensada drenam por gravidade, até o produtor horizontal que está embaixo.

É uma tecnologia em pesquisa no Brasil, mas que a partir dela estão surgindo ramificações a fim de aumentar o fator de recuperação, como exemplo: VAPEX (*Vapour Extraction*), ES-SAGD (*Expanding Solvent* – SAGD), THAI (*Thoe-to-Hell Air Injection*).

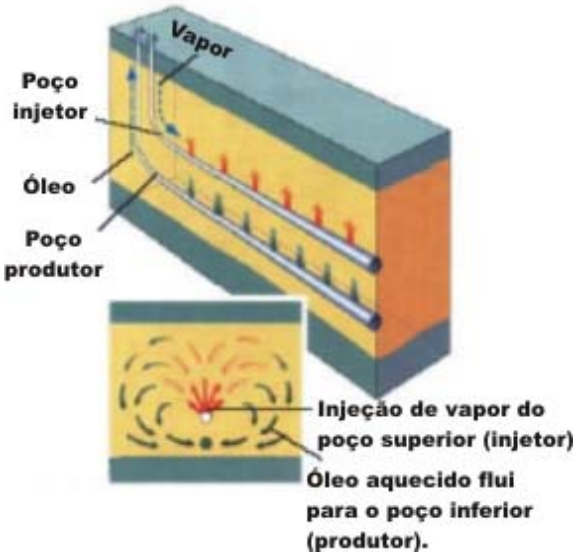


Figura 2.17. Processo SAGD
(Fonte: Sefton Resources Inc.)

2.8.3.6 Injeção contínua de vapor

Neste processo o vapor é continuamente injetado nos poços específicos para injeção, sendo o óleo deslocado produzido pelos poços específicos para produção, como ilustra a Figura 2.18. As zonas em torno dos poços injetores tornam-se aquecidas na temperatura de saturação do vapor, expandindo-se em direção aos poços produtores. Forma-se uma zona de vapor em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção de vapor. Nessa zona, a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado.

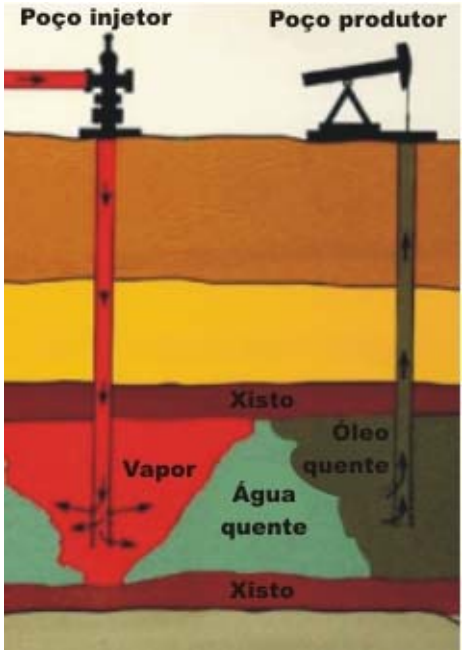


Figura 2.18 Injeção contínua de vapor (Fonte: Sefton Resources Inc.)

Adiante do vapor está a zona de água condensada através da qual a temperatura diminui a partir da temperatura do vapor até a do reservatório.

Nessa zona, a redução da saturação de óleo é máxima devido às menores viscosidades, dilatação do óleo e alta temperatura. Na zona invadida de vapor, a saturação de óleo é posteriormente reduzida por efeitos de mecanismos de gás e possivelmente destilação por vapor e extração por solvente. Os efeitos do mecanismo de gás geralmente são mínimos, mas a destilação por vapor pode contribuir significativamente para produção de certos óleos.

Aplicabilidade

As seguintes características são favoráveis ao método:

1. Óleos viscosos entre 10 e 20^{o}API são mais suceptíveis à redução de viscosidade pelo calor. Óleos voláteis de alto ^{o}API podem ser considerados para método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente;

2. Reservatórios com menos de 1000 metros de profundidade minimizam as perdas de calor. Também o calor latente é maior para pressões mais baixas. Portanto, mais calor pode ser transportado por quilograma de vapor injetado em reservatórios rasos de baixa pressão do que em zonas mais profundas a altas pressões;

3. Permeabilidade maior ou igual a 500 mD auxilia o fluxo de óleos viscosos. A permeabilidade em projetos de injeção de vapor é muito importante porque a resposta depende da vazão de injeção;

4. Espessuras de arenito excedendo de 10 a 15 m, geralmente, são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

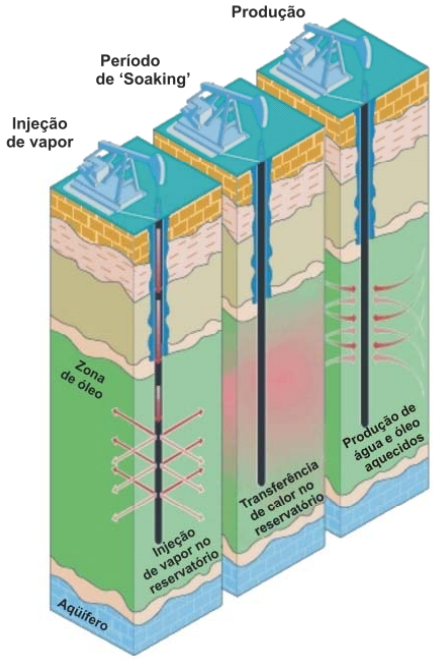
É normalmente desejável produzir óleo primeiro por injeção cíclica de vapor devido à melhor economicidade e à redução de pressão do reservatório que propicia melhores resultados para a injeção contínua de vapor.

2.8.3.7 Injeção Cíclica de Vapor

Relatado por Haan e Van Hookeren (1959), este método de recuperação foi descoberto pela Shell na Venezuela em 1959 quando se produzia óleo pesado por injeção contínua de vapor. Durante a injeção ocorreu um rompimento (‘breakthrough’) de vapor e, para reduzir a pressão de vapor no reservatório o poço injetor foi posto em produção, sendo observado produção de óleo com vazões consideráveis. Esse método também é conhecido como estimulação por vapor, ‘steam-soak’ e ‘huff and puff.

É aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É primeiramente uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda à energia natural do reservatório a expulsar o óleo.

A estimulação por injeção cíclica de vapor envolve três fases, como representado na Figura 2.19. A primeira fase é a injeção de vapor por um período específico de tempo (1 a 6 semanas) dentro do poço produtor; seguida de um curto período de tempo com o poço fechado (“soak period”), com duração de 3 a 6 dias, onde o calor latente do vapor é melhor distribuído para uma parte maior do reservatório; e finalmente, o poço é recolocado em produção durante meses a anos. Esse processo constitui um ciclo. Todas as fases do ciclo podem sofrer variação para minimizar os custos do processo.



O ciclo é repetido um número de vezes até que o limite econômico na produção seja alcançado. O calor injetado causa um aumento na temperatura do reservatório que leva a uma diminuição da viscosidade do óleo logo, a mobilidade do óleo é acentuada. O efeito da redução da viscosidade é temporário devido ao resfriamento subseqüente da região aquecida com o tempo. As forças que causam a produção do óleo devem consistir da pressão do reservatório, gravidade, efeito da compactação na formação de fluidos, força do gás dentro da solução e expansão térmica.

Figura 2.19 Esquema do processo de Injeção Cíclica de Vapor. (Fonte: Sefton Resources Inc.)

Os mecanismos dominantes na transferência de calor são a condução e a convecção forçada no plano lateral durante a injeção, condução e um mínimo efeito de convecção durante o estágio de embebição ('soak period'), e uma situação contra-corrente de convecção-condução durante a produção.

Uma característica significativa da estimulação por vapor é que o calor injetado fica concentrado próximo do poço onde as linhas de fluxo convergem e os gradientes de pressão são os mais altos. A estimulação por vapor tende, inerentemente, a colocar o calor onde irá fazer o melhor benefício. A maior diferença entre a estimulação por injeção cíclica de vapor e a injeção contínua convencional de vapor é que na estimulação cíclica o óleo deslocado torna-se e permanece aquecido à medida que flui para o poço produtor, ao passo que na injeção contínua convencional o óleo deve passar através de regiões mais frias do reservatório até que o processo de injeção torne-se maduro.

É importante destacar que, na injeção cíclica de vapor, o reservatório pode conter óleo tão viscoso que pode ser considerado sólido. O papel do vapor é "dissolver esse sólido" e permitir assim que o mesmo flua através do reservatório. Uma das condições de operação em relação ao vapor, nesse tipo de processo, está relacionada à quantidade de vapor requerida para elevar o reservatório a uma determinada temperatura, levando em conta as perdas de calor.

Em algum ponto no espectro de aplicações do processo de estimulação por injeção cíclica de vapor, deve haver um meio efetivo forçando o óleo para o poço produtor. Se o óleo já tem mobilidade substancial e pode ser produzido por meios convencionais sem estimulação por vapor a vazões apreciáveis, então a mesma força de empuxo, a pressão do reservatório, pode transportar o óleo para o poço. O fluxo é mais rápido que na produção convencional por causa da redução na resistência. Quando o óleo frio está inicialmente imóvel ou quase imóvel a pressão do reservatório é inadequada para mover o óleo a uma vazão prática para o poço produtor, nesse caso, outras forças de empuxo são requeridas.

Na estimulação cíclica, o período de injeção de vapor irá depender da injetividade do vapor e da viscosidade do óleo frio. Na maioria dos casos o volume de óleo produzido em um ciclo é proporcional ao volume de vapor injetado. A única exceção ocorre quando a saturação de óleo inicial é baixa, ou há uma soma substancial de óleo primário. Particularmente isso é

verdade em óleos altamente viscosos, onde a taxa de estimulação depende do raio da zona aquecida. Também indica que nos próximos ciclos, a recuperação poderá ser baixa, desde que a saturação do óleo ao redor de poços de injeção tenda a ser baixa.

O tempo de embebição depois da injeção, geralmente chamado 'soak time', pode variar desde poucos dias a semanas. Há diferentes opiniões a respeito da economia do 'soaking'. Em alguns casos, considerações mecânicas e operacionais irão necessitar de um curto encerramento na injeção de vapor.

O poço tratado é colocado em produção, deve produzir por surgência durante dias. Isso é desejável, porque a pressão imposta de volta tende a prevenir o "flashing" da água a altas temperaturas. Seguindo o período seguinte, o poço irá ter que ser bombeado. Em alguns casos, o controle da areia deve ser o maior problema operacional.

Freqüentemente, o volume de óleo diminui, nos ciclos subseqüentes, como ilustra a Figura 2.20. Se a injeção cíclica é para ser seguida de uma injeção contínua – como é freqüente atualmente – será desejável determinar o número ótimo de ciclos que irá maximizar a recuperação de óleo pela injeção cíclica e injeção de vapor, para um dado volume da injeção de vapor.

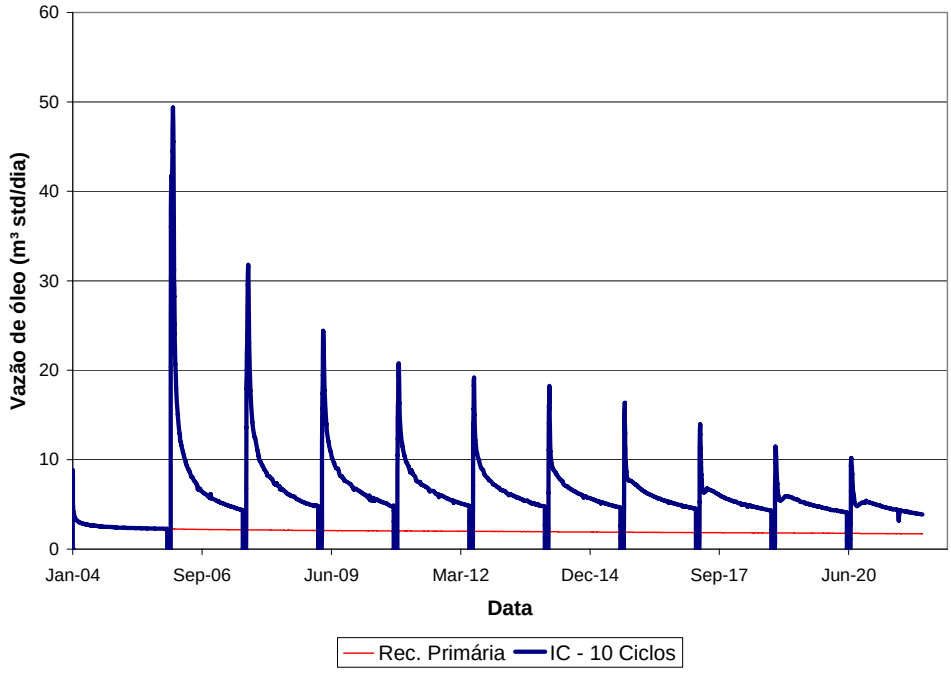


Figura 2.20. Exemplo do comportamento da vazão de óleo na injeção cíclica de vapor.

A resposta à injeção cíclica de vapor, varia consideravelmente com o tipo do reservatório. Para estruturas da Califórnia, espessas, muito inclinadas, a drenagem por gravidade é dominante e muitos ciclos são possíveis à medida que óleo menos viscoso, aquecido, continue a fluir para baixo em direção ao poço produtor.

Mais de vinte casos de tratamento de vapor foram registrados. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o de gás em solução, a energia de reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção.

Independente do tipo de reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta. Este fato é evidente em várias estatísticas de produção. As vazões médias e máximas junto com a recuperação total de óleo diminuem nos últimos ciclos.

À proporção que a resposta diminui, torna-se mais difícil justificar tratamentos adicionais que fazem com que a duração dos ciclos aumente. De um ponto de vista econômico, um bom indicador de desempenho da recuperação é a razão óleo produzido para água injetada.

CAPÍTULO III:

Estado da Arte

3 Estado da arte

Nos últimos anos a injeção de vapor foi estudada por diversos autores, com apresentação de modelos analíticos e numéricos. Entretanto, a descrição detalhada do reservatório e a solução das equações que representam os processos físicos são obtidas com maior rigor através de modelos numéricos.

Nos trabalhos que se seguiram, *Davidson et al (1967)* apresentaram uma análise para o comportamento de poços submetidos à injeção cíclica de vapor. *Spillette e Nielsen (1968)* estudaram a injeção de água quente num sistema bidimensional, combinando o fluxo de fluidos com a transferência de calor. *Shutler (1969)* descreveu modelos trifásicos para a injeção de vapor, com o fluxo de fluidos em uma dimensão e a condução de calor em duas.

Hong e Jensen (1985) desenvolveram o mais completo método analítico para otimizar o processo de injeção cíclica de vapor em poços verticais. O método utiliza dados de campo ou um modelo harmônico para estimar a taxa de produção em cada ciclo. Eles também propuseram uma relação entre a soma de vapor injetado em cada ciclo e na produção total. Cada ciclo é finalizado quando a taxa de produção de óleo estimulada é equivalente à taxa de produção fria no fim do ciclo precedente. A duração do ciclo e o volume de vapor de cada ciclo são obtidos utilizando um algoritmo otimizado baseado no princípio da discretização. O algoritmo gera um sistema de equações não linear, onde valores desconhecidos são ótimas variáveis de projeto. O algoritmo maximiza a renda líquida cumulativa, utilizando uma análise econômica que tem como referência as condições de produção fria.

Beattle et al (1991) descrevem o comportamento da deformação, fraturamento e histerese da permeabilidade relativa no Reservatório de Cold Lake – Canadá. A física e os aspectos de modelagem para cada fenômeno foram descritos no trabalho, e os métodos para determinar dados de entrada, do simulador térmico utilizado, também foram discutidos. O modelo permite que o simulador combine pressões de injeção e produção, e tempo de produção difíceis de reproduzir.

Trebolle et al (1993) utilizaram a simulação numérica junto com uma análise de sensibilidade para otimizar o ciclo, estratégia operada no reservatório de Bachaquero-01 na

Venezuela. Comparado com a prática, o estudo forneceu suporte para a simulação numérica, em projetos de injeção de vapor, baseado em experiência de campo e na estimulação de mais de 500 ciclos em 30 anos. O estudo concluiu que a otimização pode melhorar a eficiência econômica.

Frauenfeld et al (1994) utilizaram um modelo físico parcialmente escalado a fim de avaliar a disponibilidade numérica de simuladores e estudar os mecanismos envolvidos no processo de injeção cíclica de vapor. Esse estudo comparou vários modelos e os resultados experimentais foram comparados com simulações numéricas de ambos modelos e com uma escala de campo de um reservatório modelo. Os resultados experimentais e numéricos indicaram que a gravidade, a presença de gases não condensáveis e forças capilares influenciaram bastante na produção de óleo do modelo.

Rajtar e Hazlett (1999) apresentaram um pequeno estudo piloto de simulação da injeção cíclica de vapor para óleo pesado. Um número inicial de projetos de cenários foi avaliado com base na produção acumulada de óleo. Cenários envolvem avaliação do número e localização de poços horizontais e verticais para se ter mais eficiência no deslocamento do vapor e recuperação do óleo. Resultados indicaram forte dependência da produção acumulada de óleo na localização do poço com referência ao contato óleo/água (WOC). Efeitos da taxa de injeção, e tempo de injeção também são ilustrados. Todas as estratégias apresentadas resultaram num aumento da produção acumulada.

Pascual (2001) descreveu estudos, implementação e resultados do primeiro projeto piloto de injeção cíclica no campo de Los Perales – Argentina. O projeto piloto consistiu de quatro novos poços projetados e perfurados especificamente para injeção de vapor.

Fong et al (2001) fizeram uma descrição de duas diferentes discussões sobre antecipação e otimização da performance do processo de injeção cíclica de vapor: (1) uso de um modelo de simulação bastante detalhado, e (2) uso de técnicas de projeto de experimentos (DOE – Design of Experiments tecnhniques) casado com o mais simples modelo de simulação de poço. Resultados, para ambas aproximações, foram combinados para analisar e prever performance do campo, e auxiliar nas decisões sobre o desenvolvimento do reservatório. Esse método de combinação representa uma ótima aproximação para a

qualidade do processo térmico cíclico de recuperação em reservatórios de diatomita de óleo pesado.

CAPÍTULO IV:

Modelagem do Processo

4 Modelagem do processo

Neste capítulo serão abordados temas ligados à simulação de reservatórios, ao modelo proposto e às principais equações que regem o processo.

Para realizar as simulações foi utilizado um simulador comercial, STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do grupo CMG (Computer Modelling Group) – versão 2004. Este programa é um simulador trifásico de múltiplos componentes, desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão *in situ*, além de outros processos que contam com aditivos químicos. Utiliza uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto de campo. Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis. Além disso, possibilita configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

4.1 Modelo proposto

Ao construir o modelo de simulação devem ser considerados os seguintes fatores: objetivos do estudo, complexidade do problema, qualidade desejada para a descrição, quantidade e qualidade dos dados de produção, precisão requerida, tempo e custo. As principais limitações impostas são: capacidade computacional (número e tamanho dos blocos e número de componentes) e quantidade e qualidade das informações disponíveis (dados geológicos e de produção).

O modelo de simulação resulta da combinação de três modelos que serão descritos a seguir.

- ✓ Modelo Físico: engloba as características do reservatório (rochas/fluidos); o processo de recuperação;
- ✓ Modelo Matemático: para a determinação das equações que governam o processo físico, aplicação da conservação de massa, energia e quantidade de movimento; o número de componentes presentes.

- ✓ Modelo Numérico: que será aplicado para a discretização das equações matemáticas. O programa *stars* utiliza o método de Newton para a linearização das equações implícitas.

4.1.1 Modelo físico

Para o problema da injeção cíclica, o sistema de coordenadas mais indicado é o de coordenadas cilíndricas (r,z), já que o vapor é injetado no próprio poço produtor e as dimensões baseadas em malhas de campos atuais. Para o estudo, o modelo físico utilizado foi um cilindro circular completo com 80 metros de raio e 20 metros de altura, sendo o poço produtor e injetor localizado ao centro do reservatório.

No estudo, foram levadas em consideração as influências de alguns parâmetros operacionais (cota de injeção, qualidade do vapor, tempo de *soaking* e tempo de injeção) e características de reservatório (viscosidade do óleo, permeabilidade da rocha, espessura do reservatório, presença de aqüífero e de barreira de transmissibilidade).

Os limites do reservatório são considerados fechados ao fluxo de fluidos e são realizadas as seguintes considerações:

- ✓ Só existem as fases água, óleo e gás;
- ✓ Existem três componentes: óleo (hidrocarbonetos pesados), água e gás (hidrocarbonetos leves);
- ✓ A fase óleo é composta pelos componentes gás e óleo;
- ✓ A fase água é composta só por água;
- ✓ A fase gás pode conter água e gás;
- ✓ Não existem reações químicas;
- ✓ Não existem sólidos nos fluidos a serem considerados

4.1.2 Modelo matemático

4.1.2.1 Princípios gerais

No processo de recuperação de óleo com injeção de vapor, os princípios gerais do modelo matemático são baseados nas seguintes equações:

- ✓ Equação da conservação da massa, para cada componente envolvido;
- ✓ Equação da conservação da energia;
- ✓ Lei de Darcy, que substitui a lei da conservação da quantidade de movimento;
- ✓ Condições de restrição do sistema.

4.1.2.2 Equação de continuidade e movimento

É necessário modelar o escoamento dos fluidos no reservatório para realizar o processo de caracterização da produção de um reservatório. Como, analiticamente, estas equações são complicadas de resolver, faz-se uma aproximação utilizando o modelo numérico chamado de diferenças finitas, utilizando um volume de controle para fazer os balanços de matéria e energia, conforme esquema abaixo.

A lei da conservação da massa aplicada a um elemento V, (Figura 4.1 Volume de controle), estabelece para cada componente:

Razão de variação da acumulação = razão total da vazão de entrada proveniente das regiões adjacentes + razão total de adição proveniente de fontes e sumidouros (poços)

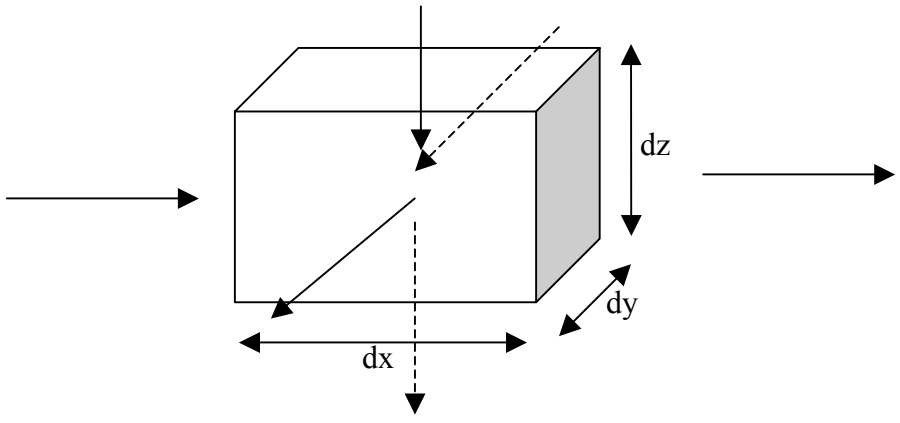


Figura 4.1 Volume de controle

Esta lei pode ser expressa pela equação da continuidade para cada componente (Aziz e Settari, 1979), como é mostrado a seguir:

Componente óleo:

$$-\nabla \cdot \dot{m}_o = \frac{\partial m_o}{\partial t} + \dot{q}_o \tag{4.1}$$

Componente água:

$$-\nabla \cdot \dot{m}_w = \frac{\partial m_w}{\partial t} + \dot{q}_w \tag{4.2}$$

Componente gás:

$$-\nabla \cdot \dot{m}_g = \frac{\partial m_g}{\partial t} + \dot{q}_g \tag{4.3}$$

onde:

$\dot{m}_o, \dot{m}_w, \dot{m}_g$: Fluxo de massa do componente óleo (o), água (w) e gás (g), respectivamente, por unidade de volume do meio;

$\dot{q}_o, \dot{q}_w, \dot{q}_g$: Vazão mássica do componente óleo (o), água (w) e gás (g), respectivamente, por unidade de volume do meio.

Neste tipo de modelo, as leis de conservação de massa de componentes, são escritas como:

$$\sum_P \nabla \cdot \left(y_{cp} \rho_p v_p \right) + q_p^w + \sum_P \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi y_{cp} \rho_p S_p \right) = 0 \tag{4.4}$$

onde os três termos representam respectivamente (1) o fluxo do componente através do volume de controle, (2) o fluxo do componente através de poços e (3) a variação do componente no volume de controle; *y* é a fração molar do componente "c" na fase "p" (normalmente óleo, água ou gás), *v* é a velocidade, ρ é a densidade, S é a saturação, e q_w é a vazão através do poço, todos da fase "p", e ϕ é a porosidade da rocha.

Para o termo velocidade, *v,* é utilizada a lei de Darcy, que rege o fluxo em meios porosos, expresso na equação 4.5 abaixo:

$$\nu_p = -\frac{kk_{rp}}{\mu_p}\left(\frac{\partial p_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x}\right) \tag{4.5}$$

onde k é a permeabilidade, k_r é a permeabilidade relativa a cada fase, μ é a viscosidade e D é a profundidade.

Dentre os possíveis modelos numéricos existentes na literatura, o de diferenças finitas é o mais utilizado na indústria do petróleo. A utilização deste método implica na divisão do reservatório em blocos, como mostra a Figura 4.2 Exemplo de divisão do reservatóriopara a direção *x*. A equação de conservação de massa é discretizada e aplicada a cada componente e cada bloco, (Schiozer, 1997).

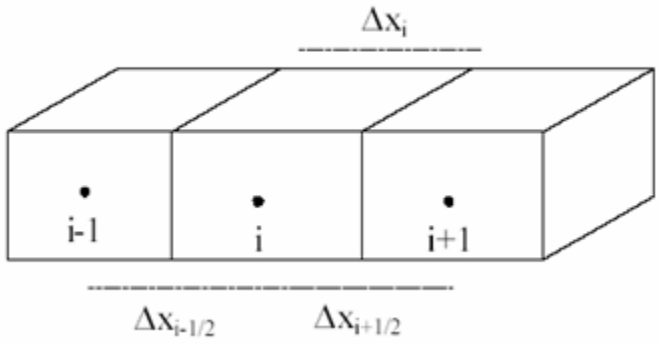


Figura 4.2 Exemplo de divisão do reservatório

As equações finais são incorporadas algumas equações relativas ao equilíbrio entre as fases, de pressão capilar, e para representar saturações e frações molares, diminuindo o número de equações que são resolvidas simultaneamente.

Para a solução do problema, o modelo *Black-Oil* onde somente três componentes estão presentes (óleo, água e gás) é considerado o mais utilizado; nesse caso, os componentes são agrupados em três pseudocomponentes para diminuir o tamanho do problema já que normalmente o número de componentes é muito grande. Soluções totalmente ou parcialmente implícitas são normalmente utilizadas e o número de blocos pode chegar a um milhão em modelos tipo *Black Oil*, (Schiozer, 1997).

Outras características deste tipo de modelo são: temperatura constante, equilíbrio instantâneo entre as fases, e sem reações químicas.

Com algumas manipulações matemáticas e substituições de algumas variáveis das equações anteriores por variáveis que são obtidas em laboratórios, o modelo *Black-Oil* pode ser simplificado para a equação:

$$\sum_P \nabla \cdot \left[R_{cp} \lambda_p (\nabla \Phi) \right] = \sum_P \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right) + \sum_P \left(\frac{R_{cp}}{B_p} \bar{q}_p \right) \qquad (4.6)$$

onde R é a solubilidade do componente "c" na fase "p", λ é a mobilidade da fase, B é o fator volume de formação, e Φ é o potencial da fase "p". Essas manipulações são feitas, pois as novas variáveis são mais fáceis de serem obtidas na prática, sendo então tabeladas e usadas como dados de entrada para o simulador. É importante utilizar dados corretos para cada tipo de fluido em cada exemplo estudado.

A discretização dos três termos da equação acima pode ser representada por:

- termo de acumulação

$$V_p \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_P} S_P \right) = \frac{V_P}{\Delta t} \Delta_t \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right) = \frac{V_p}{\Delta t} \left[\left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right)^{n+1} - \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right)^{n} \right] \qquad (4.7)$$

onde V_p é o volume poroso do bloco que será introduzido em todos os termos.

- termo de fluxo

Este termo representa o fluxo entre blocos que pode ser representado por:

$$\left(q_{cp} \right)_l \cong R_{cp} \lambda_{cp} \left(\Phi_{p,n} - \Phi_{p,b} \right) \cong \left(T_{cp} \right)_l \left(\Phi_{p,n} - \Phi_{p,b} \right) \qquad (4.8)$$

onde T representa a transmissibilidade entre o bloco e seus vizinhos. O tratamento deste termo é muito importante no desenvolvimento de simuladores. Normalmente, são estabelecidas conexões entre blocos que podem trocar massa e este termo representa a facilidade de transferência de massa em cada conexão (ver Figura 4.3). Este termo normalmente é dependente das variáveis primárias, pressão de uma das fases (f_P) e saturações (f_S) e da geometria da malha (f_G), isto é, *k*.

$$(T_{cp}) = \left(R_{cp} \frac{k_{rp}}{\mu_p} \right) f_G = (f_S)(f_p)(f_G) \tag{4.9}$$

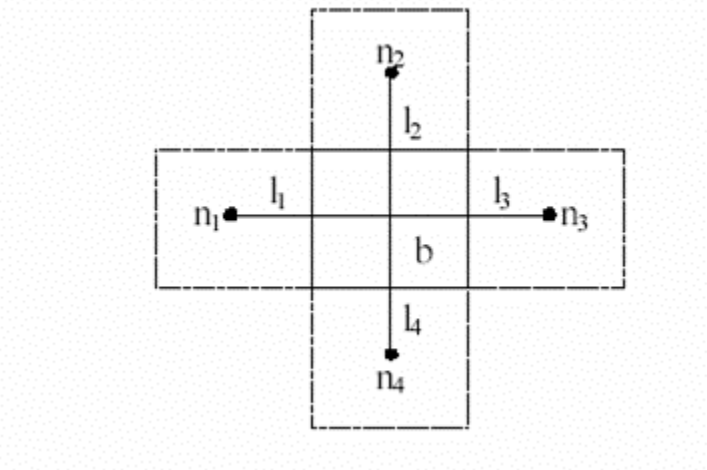


Figura 4.3 Representação do bloco.

- Termo de fonte

$$\sum_P \left(\frac{R_{cp}}{B_P} \bar{q}_p \right) = \tilde{q}_c = \sum_P \tilde{q}_{cp} \tag{4.10}$$

onde "-" significa condições de reservatório e "~" condições de superfície (ambos por unidade de volume).

Normalmente, é utilizado o modelo de Newton Raphson para a solução do sistema de equações resultante.

Há ainda outros modelos utilizados para resolução das equações, porém utilizados com menor freqüência, como é o caso do modelo composicional que considera a existência de mais componentes, acarretando em um aumento no número de equações e no tempo de simulação, e do modelo térmico que é aplicado para casos em que se observa efeito significativo decorrentes de variações de temperatura. Para este modelo acrescenta-se a equação de conservação de energia na modelagem do problema.

Para o trabalho, o modelo matemático está baseado no modelo composicional e térmico, que considera três pseudo – componentes (óleo, água e gás). As equações de conservação de massa e energia são aplicadas na equação de um volume V (região de interesse).

O modelo de simulação numérico apresentado no trabalho é baseado nas equações utilizadas pelo simulador numérico *Stars* (CMG, versão 2004) utilizado para modelar os processos de recuperação térmica de óleo.

4.1.2.3 Equação da energia

O simulador Stars utiliza os seguintes termos para a equação de energia.

Termos na acumulação

A Equação 4.11 expressa o termo da acumulação da energia:

$$V\frac{\partial}{\partial t}\left[\varphi_f \cdot \left(\rho_w \cdot S_w \cdot U_w + \rho_o \cdot S_o \cdot U_o + \rho_g \cdot S_g \cdot U_g\right) + \left(1-\varphi v\right) \cdot U_r\right] \qquad (4.11)$$

onde:

U w,o,g: corresponde às energias internas em função da temperatura e da composição das fases.

Ur: É a energia por volume de rocha.

Termos de fluxo

O termo de fluxo de energia entre as duas regiões é:

$$\rho_w \cdot V_w \cdot H_w + \rho_o \cdot V_o \cdot H_o + \rho_g \cdot V_g \cdot H_g + K \cdot \Delta T \qquad (4.12)$$

onde:

H w,o,g: Entalpia da água, óleo e gás, respectivamente

ΔT : Variação de temperatura entre os nós

K: Corresponde à transmissibilidade térmica, na interface, entre ambas regiões, expressando segundo a Equação 4.13.

$$K = \left(\frac{A}{l}\right)^{eff} \cdot \lambda_{eff} \qquad (4.13)$$

A condutividade térmica efetiva (λ^{eff}) na interface se fixa segundo o valor da temperatura na montante.

As razões de fluxo volumétrico são:

$$V_j = T\left(\frac{k_{rj}}{\mu_j \cdot r_j}\right)\Delta\Phi_j ; j = w, o, g \qquad (4.14)$$

onde:

T: corresponde à transmissibilidade entre as duas regiões, representando a área da seção transversal, o espaçamento entre os nós entre outras considerações geométricas (ex: blocos parciais de malha) e também a permeabilidade na interface. As unidades de transmissibilidade se expressam segundo a Equação 4.15. Será utilizado um sistema de malha centrado nos blocos.

$$T = \left(\frac{A}{l}\right)^{eff} k_{eff} \qquad (4.15)$$

k: É a permeabilidade absoluta, e corresponde a uma média harmônica ponderada com base na permeabilidade absoluta das duas regiões, que serve tanto para sistemas de malhas retangulares, radiais e espessura variável.

r_j: São os fatores de resistência das fases, normalmente podem ser considerados iguais a um (1), valores maiores são associados a fenômenos de bloqueio.

Na Equação 4.16 abaixo, Φ é a energia potencial do sistema.

$$\Phi_j = p_j - \gamma_j gh \tag{4.16}$$

A diferença de potencial $\Delta\Phi_j$ é o valor do nó na região adjacente menos o valor do nó na região de interesse atual. Um valor diferencial positivo indica o fluxo de entrada, o negativo o fluxo de saída.

Os valores de K_{rj}, μ_j, ρ_j, r_j, H_j, w_i, x_i, e y_i são obtidos da região de montante das fases. As diferenças das concentrações das fases Δw_i, Δx_i e Δy_i correspondem às diferenças nas concentrações das fases entre os nós. A convenção de sinais é a mesma do diferencial potencial. Se uma fase não se encontra presente em um dos blocos adjacentes, a diferença de concentrações se fixa em zero (0) (sem transporte dispersivo). A convenção de sinais para a variação de temperatura (ΔT) segue os mesmos padrões para a diferença de potencial ($\Delta\Phi_j$).

Termo fonte / sumidouro

O termo que expressa a energia é:

$$\rho_w q_{wk} H_w + \rho_o q_{ok} H_o + \rho_g q_{gk} H_g \tag{4.17}$$

A vazão "q" é análoga ao parâmetro V, mas se calcula de outra forma. A equação 4.18 expressa a forma de cálculo.

$$q_{jk} = I_{ik}(pw_{fk} - p_k), j = w, o, g \tag{4.18}$$

1. O índice k se refere à região de interesse, ou seja, a região se encontra em uma camada "k" do poço;
2. I_{ik}: Corresponde ao índice da fase "j" para a camada do poço "k", que pode ser calculada de diversas formas (CMG, 2004);

3. P_k: Corresponde à pressão do nó na região de interesse que contem a camada "k" do poço;
4. P_{wfk}: Corresponde à pressão de fluxo do poço (*wellbore*) na camada "k".

A condição para a injeção é que $pw_{fk} > p_k$, no caso, $q_{jk} > 0$ e as propriedades do fluido se tornam das condições do poço (*welbore*).
A condição para a produção é que $pw_{fk} < p_k$, no caso, $q_{jk} < 0$ e as propriedades do fluido se tornam da região produtiva.
É possível empregar um modelo de perdas de calor no poço (*wellbore*) para estimar os valores de H_w e H_g para a água injetada em função do tempo.

Termo fonte / sumidouro para aplicações térmicas com aqüiferos

O termo de fonte / sumidouro de aqüíferos para o componente água é:

$$\sum_{k=1}^{n_f} \rho_w qaq_{wk} \tag{4.19}$$

E o termo correspondente à energia é:

$$\sum_{k=1}^{n_f} \left(HA_{CV} + HA_{CD}\right)_k \tag{4.20}$$

onde:
qaq_{wk}: Corresponde à vazão volumétrica de água através da face do bloco k até, ou desde o aqüífero;
HA_{CV}: Corresponde ao calor transferido por convecção até, ou desde o aqüífero adjacente;
HA_{CD}: Corresponde ao calor transferido por condução até, ou desde o aqüífero adjacente.

4.1.3 Equações gerais de conservação discretizadas

As Equações 4.21 e 4.22 resumem os balanços de massa e energia (espacialmente discretizados), incluindo os termos de acumulação e fluxo utilizados pelo simulador Stars (CMG, 2004). A Equação 4.23 descreve a transmissibilidade entre as fases.

4.1.3.1 Balanço de massa

$$V\frac{\partial}{\partial t}\left[\varphi_f\cdot\left(\rho_w\cdot S_w\cdot w_i+\rho_o\cdot S_o\cdot x_i+\rho_g\cdot S_g\cdot y_i\right)\right]$$
$$=\sum_{k=1}^{n_f}\left[T_w\cdot\rho_w\cdot w_i\cdot\Delta\Phi_w+T_o\cdot\rho_o\cdot x_i\cdot\Delta\Phi_o+T_g\cdot\rho_g\cdot y_i\cdot\Delta\Phi_g\right]$$
$$+\sum_{k=1}^{n_f}\left[\phi\cdot D_{wi}\cdot\rho_w\cdot\Delta w_i+\phi\cdot D_{oi}\cdot\rho_o\cdot\Delta x_i+\phi\cdot D_{gi}\cdot\rho_g\cdot\Delta y_i\right]$$

$$+\delta iw\sum_{k=1}^{n_f}\left(\rho_w\cdot qaq_{wk}\right)+\rho_w\cdot q_w\cdot w_i+\rho_o\cdot q_o\cdot x_i+\rho_g\cdot q_g\cdot y_i \qquad (4.21)$$

4.1.3.2 Balanço de energia

$$V\frac{\partial}{\partial t}\left[\varphi_f\cdot\left(\rho_w\cdot S_w\cdot U_w+\rho_o\cdot S_o\cdot U_o+\rho_g\cdot S_g\cdot U_g\right)+\left(1-\varphi_f\right)\cdot U_r\right]$$
$$=\sum_{k=1}^{n_f}\left[T_w\cdot\rho_w\cdot H_w\cdot\Delta\Phi_w+T_o\cdot\rho_o\cdot H_o\cdot\Delta\Phi_o+T_g\cdot\rho_g\cdot H_g\cdot\Delta\Phi_g\right]+\sum_{k+1}^{n_f}k\cdot\Delta T$$
$$+\rho_w\cdot q_{wk}\cdot H_w+\rho_o\cdot q_{ok}\cdot H_o+\rho_g\cdot q_{gk}\cdot H_g$$

$$+H_{lo}+H_{lv}+H_{lc}+\sum_{k=1}^{n_f}\left(HA_{CV}+HA_{CD}\right)_k \qquad (4.22)$$

4.1.3.3 Transmissibilidade Tj das fases

$$T_j=T\left(\frac{k_{rj}}{\mu_j\cdot r_j}\right);\ j=w,o,g \qquad (4.23)$$

4.2 Modelagem do reservatório

4.2.1 Modelo da malha

A configuração da malha do modelo do reservatório, as propriedades de rocha, reservatório e fluidos, e as condições de operação do sistema são os parâmetros necessários para a entrada de dados do simulador Stars (CMG, 2004). O modelo de reservatório criado tem base a partir de dados coletados em campo e na literatura.

O modelo físico é ilustrado na

Figura 4.4 (um cilindro circular com 80 metros de raio, 20 metros de altura) constando de uma malha 22 x 1 x 20, e discretizado em 440 blocos.

Sistema 3D cilíndrico, com refinamento na região do poço:

22 Blocos em r

1 Bloco em θ

20 Blocos em z

Total de 440 blocos

Dimensão em r (m):

1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 3 3 4 4 5 5 6 6 7 7 8 8

Dimensão em teta: 360°

Dimensão em z (m): 1m

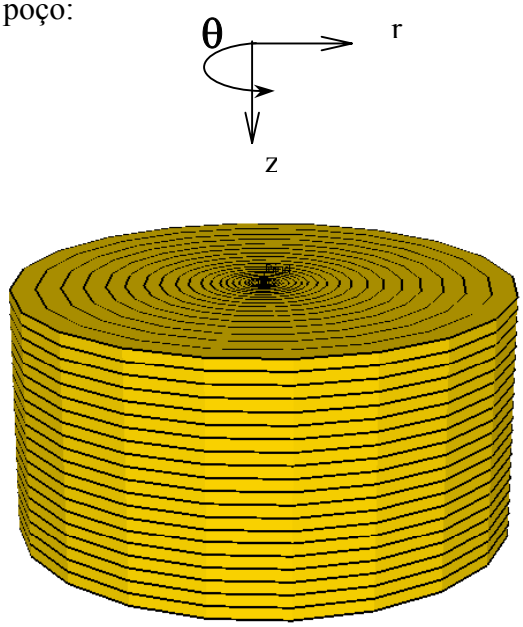


Figura 4.4Modelo proposto (Stars, 2004).

Têm-se duas opções para a construção da malha: com blocos centrados e de pontos distribuídos (Aziz e Settari, 1979). O sistema de blocos centrados foi utilizado nesse trabalho. O sistema também é não linear e numericamente resolvido pelo método de diferenças finitas.

4.2.2 Propriedades do reservatório

Os dados de pressão inicial foram calculados a partir do simulador Stars (CMG, 2004).

Temperatura inicial do reservatório (°C): 37,8

Saturação inicial de óleo, So (%): 65,0

Saturação inicial da água, Sw (%): 35,0

Volume de óleo original (volume in place) m³ std: 79.735

Profundidade do reservatório: 200m

4.2.3 Propriedades da rocha

Permeabilidade horizontal (Kh, mD): 1000

Permeabilidade vertical (Kv, mD): 100

Porosidade (%): 30

4.2.4 Viscosidade do óleo

A curva de viscosidade utilizada foi a de 2000 cP para uma temperatura de reservatório de 37,8 °C (100 °F) para todos os casos em estudo com exceção nos casos em que a variável em estudo foi a viscosidade. Para obtenção dos dados da curva de viscosidade foi feita uma projeção das curvas de viscosidade ASTM disponíveis na literatura (Aziz et al., 1985), Figura 4.5. Segundo Dutra Jr - 1987, a equação 4.24 exibe uma relação entre a temperatura e a viscosidade.

$$\mathrm{Log}(\log(\mu + 1{,}05)) = a \times \log(T) + b \qquad (4.24)$$

Onde:

T: Temperatura (R)

μ: Viscosidade (cP)

a = -3.5 b = 10,0128 300cp@100ºF (37,8ºC)

a = -3.5 b = 10,0958 1000cp@100ºF (37,8ºC)

a = -3.5 b = 10,1599 3000cp@100ºF (37,8ºC)

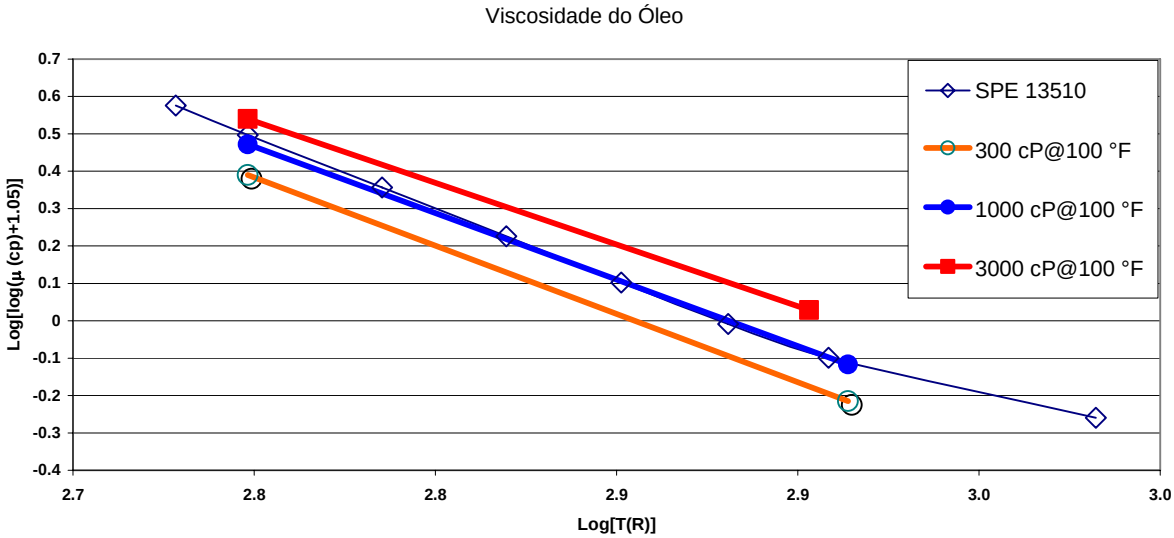


Figura 4.5 Viscosidade do óleo.

4.2.5 Permeabilidade relativa

As Figura 4.6 e Figura 4.7 ilustram os dados de permeabilidade relativa utilizadas como parâmetros de entrada do simulador.

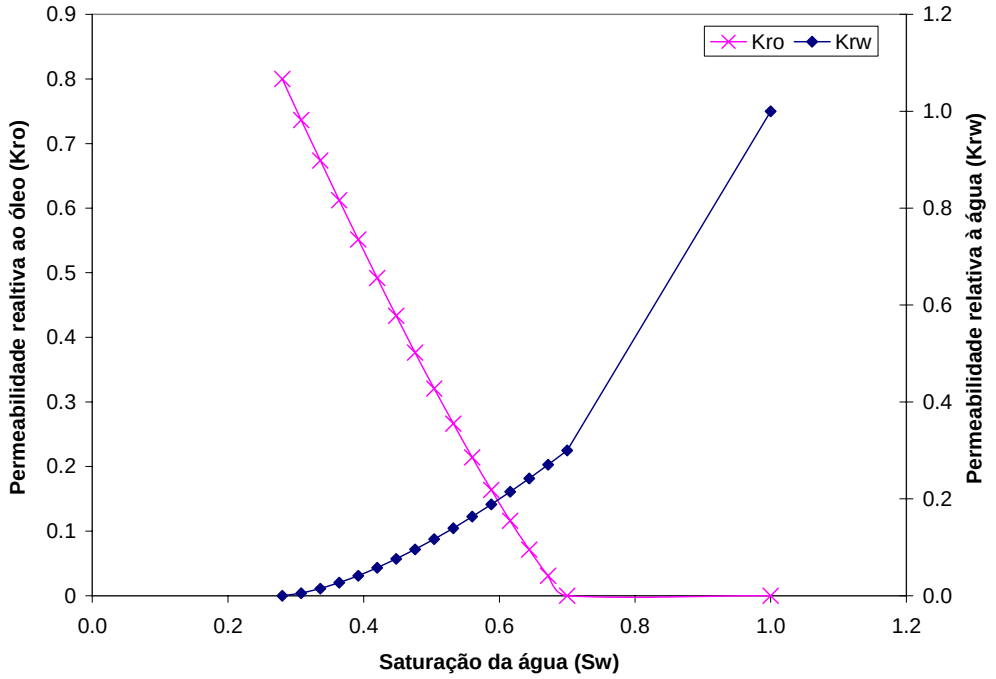


Figura 4.6 Curva da permeabilidade relativa à água-óleo.

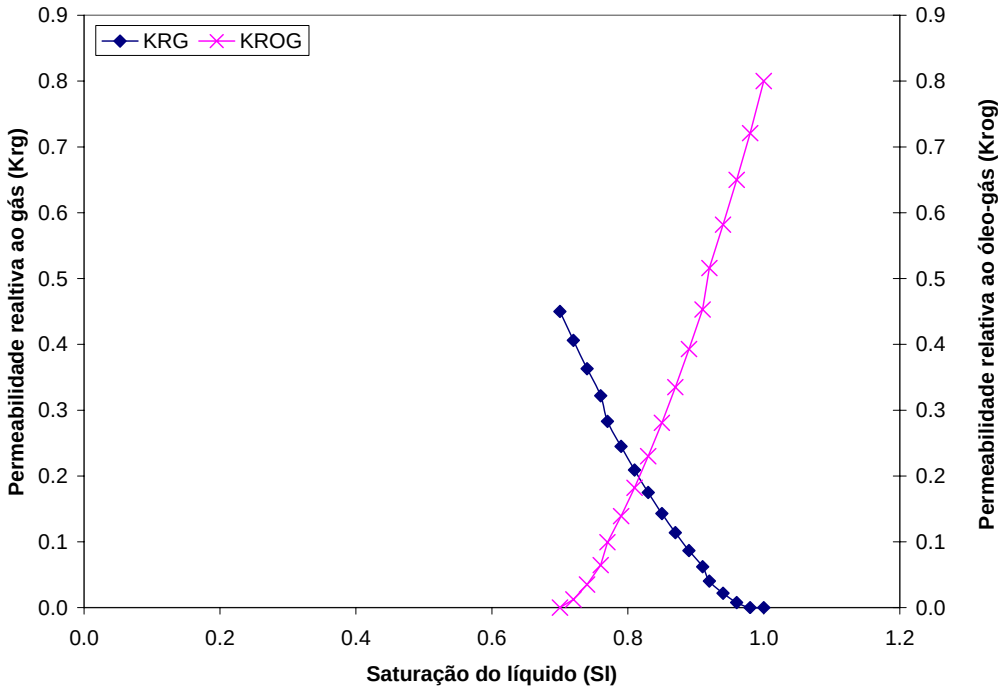


Figura 4.7 Curva da permeabilidade relativa ao líquido-gás.

4.2.6 Condições de operação

Temperatura do vapor (°C): 287,7

Título: 0,5

Pressão máxima do poço injetor (KPa): 7198,1

Vazão máxima de vapor (ton/dia): 200,0

Vazão máxima de produção de óleo (m^3/dia): 120,00

Pressão mínima no poço produtor (KPa): 204,09

4.2.7 Descrição do estudo

Inicialmente foi feita a simulação apenas no processo de produção primária, durante o tempo total de 18 anos, servindo de base para comparar a efetividade das injeções cíclicas de vapor. A Figura 4.8 ilustra o comportamento da vazão de óleo na produção primária durante os 18 anos de simulação.

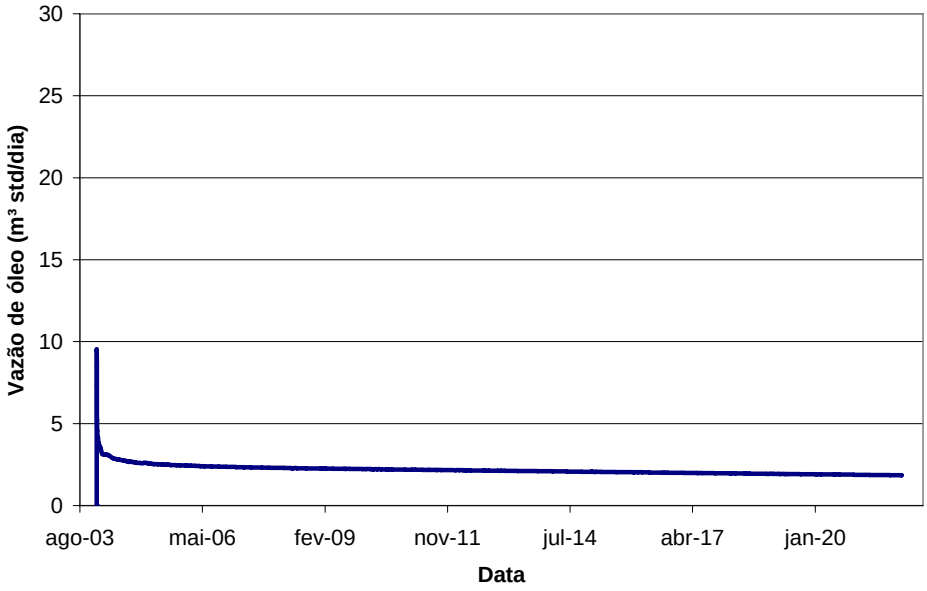


Figura 4.8 Comportamento da vazão de óleo por dia na produção primária.

Em seguida, foi realizada uma simulação com um período de produção primária de 2 anos, e apenas um ciclo de vapor, produzindo até o final da simulação de 18 anos. Isso permitiu que se tivesse ao final de 18 anos a comparação entre a produção primária e a produção com apenas um ciclo de vapor, como ilustra a Figura 4.9. Posteriormente foram

feitas outras simulações com 2 ou mais ciclos de vapor, mantendo sempre o poço produzindo no último ciclo até o final da simulação, como ilustra a Figura 4.10. Cada ciclo teve uma duração de 584 dias, 20 dias de injeção de vapor e tempo de *soaking* de 7 dias.

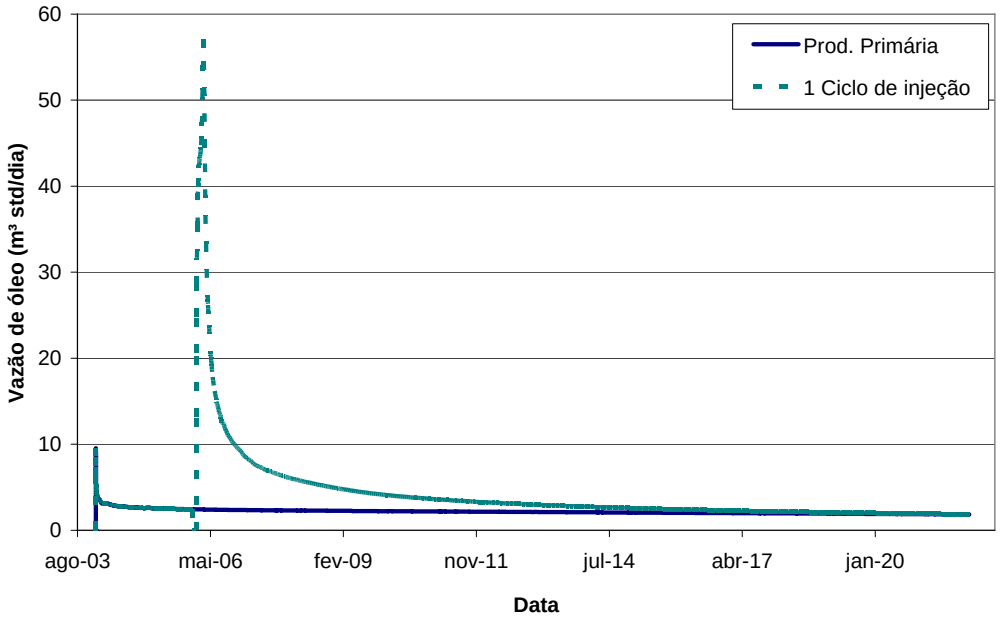


Figura 4.9 Comparação da vazão de óleo entre a produção primária e a injeção de apenas um ciclo.

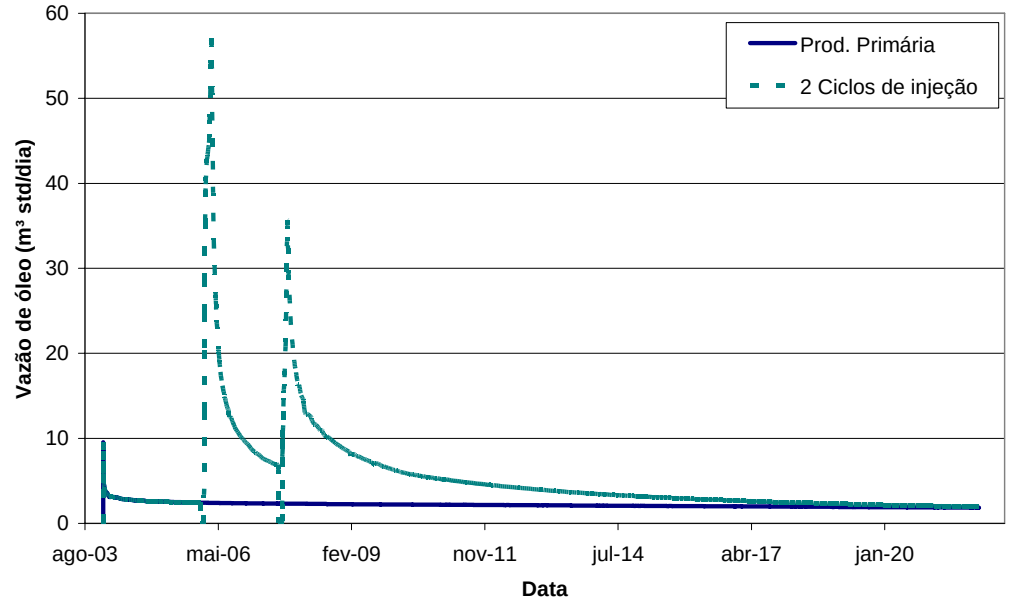


Figura 4.10 Comparação da vazão de óleo entre a produção primária e a injeção de dois ciclos.

As simulações prosseguiram até o limite de 10 ciclos de vapor, Figura 4.11, com a finalidade de verificar o comportamento do poço ao se adicionar cada ciclo, e ter condições de

decidir quando parar a injeção. Assim, ao se decidir sobre a realização do 3º ciclo, deve-se comparar a produção acumulada da rodada de 3 ciclos com a rodada de apenas 2 ciclos, e não com a produção primária.

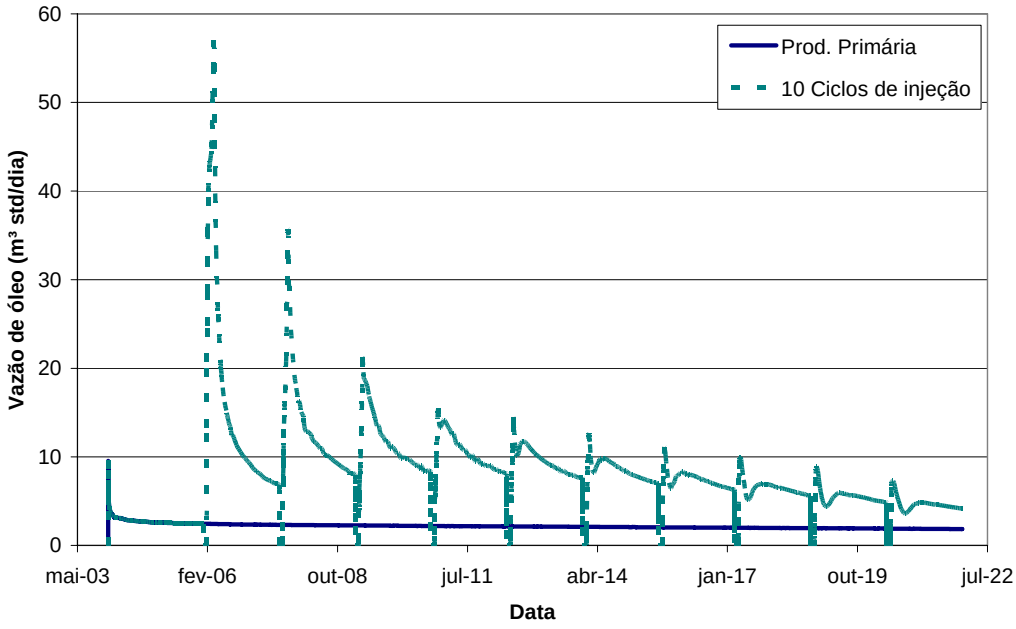


Figura 4.11 Comportamento da vazão de óleo na produção primária e na injeção de 10 ciclos de vapor.

A produção acumulada de óleo em função do tempo de simulação é mostrada na Figura 4.12 para o caso da produção primária e a série de dez ciclos de injeção. Observa-se que a produção acumulada de óleo no final da simulação aumenta a cada novo ciclo, mas que esse incremento é cada vez menor.

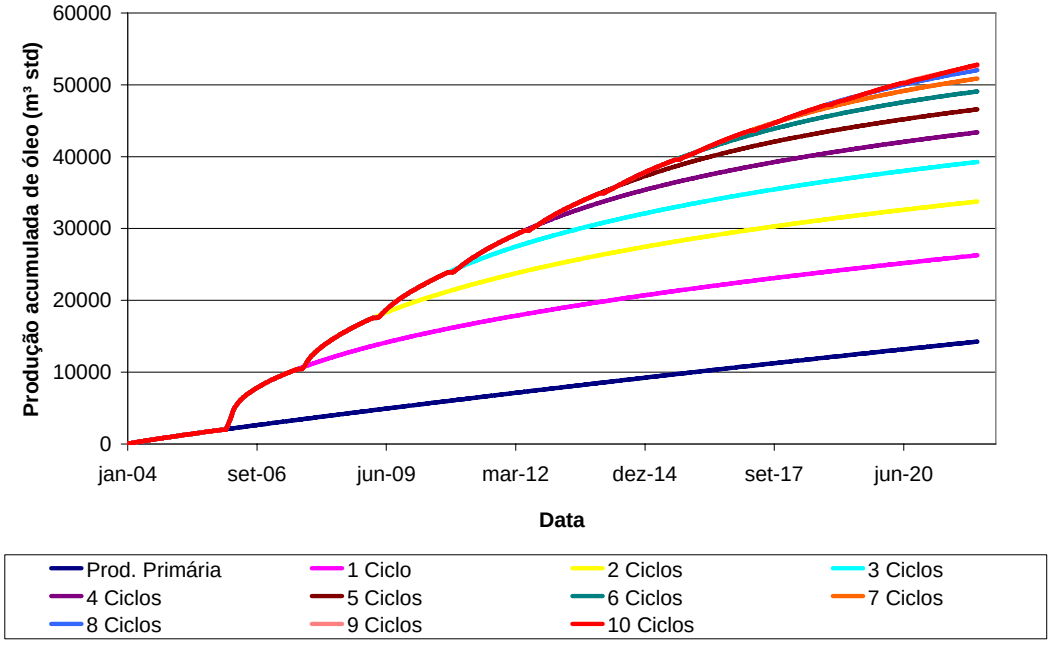


Figura 4.12 Comportamento da produção acumulada de óleo em função do tempo de simulação.

A Tabela 4.1 apresenta o parâmetro e o intervalo de valores variados no estudo, bem como os dados do modelo base.

Tabela 4.1: Intervalo dos parâmetros incertos variados no estudo

Parâmetro	Valor mínimo	Valor máximo	Modelo base
Permeabilidade horizontal (mD)	500	2000	1000
Permeabilidade vertical (mD)	50	200	100
Viscosidade do óleo (cP)	1500	3000	2000
Espessura do óleo no reservatório (m)	10	30	20
Aqüífero	Com aqüífero	Sem aqüífero	Sem aqüífero
Barreira de transmissibilidade	Com barreira	Sem barreira	Sem barreira
Cota de injeção (ton/dia)	100	300	200
Tempo de soaking (dias)	15	25	7
Qualidade do vapor (%)	60	80	50
Tempo de injeção (dias)	15	30	20

No processo de injeção cíclica de vapor, a dúvida que surge com freqüência é: qual o momento exato de se parar a injeção, já que a produção de óleo diminui a cada ciclo subseqüente? A resposta consensual é que o incremento de produção, devido ao ciclo, deve ao menos pagar os custos de geração e injeção de vapor. Nesse trabalho estes custos foram estimados em 1 m^3 de óleo para cada 10 toneladas de vapor injetadas.

Para realizar essa análise foram plotadas as curvas de produção líquida acumulada em cada ciclo e para cada parâmetro estudado. Essa produção líquida é definida como a produção de óleo menos 10% do valor da cota, ou seja:

$$Nplíq = Np - \frac{\sum Cotas}{10} \tag{4.25}$$

A produção líquida acumulada é também sempre crescente com o número de ciclos e o índice de eficiência do processo é observado quando a produção líquida acumulada começa a decrescer.

Esse número máximo de ciclos e a economicidade de cada ciclo também pode ser determinado através da razão óleo/vapor, ou ROV, que reflete a razão entre o volume adicional de óleo produzido no ciclo e o volume de vapor injetado. Adota-se como referência o valor de 0,10 m³ de óleo adicional para cada tonelada de vapor injetado como sendo o índice de eficiência. O que corresponde a uma razão óleo/vapor (ROV) mínima de 0,10 m^3/ton, índice normalmente utilizado.

CAPÍTULO V:

Resultados e Discussões

5 Resultados e discussões

Neste capítulo serão apresentados os resultados e discussões referentes às influências de algumas características de reservatório (viscosidade do óleo, permeabilidade da rocha, espessura do reservatório, presença de aqüífero e de barreira de transmissibilidade) e aos parâmetros operacionais (cota de injeção, qualidade do vapor, tempo de *soaking* e tempo de injeção).

5.1 Viscosidade

A viscosidade do óleo é uma propriedade muito importante no estudo de óleos pesados, pois se relaciona com a mobilidade do óleo que aumenta quando o óleo é aquecido. A viscosidade foi modificada em três valores: 1500 cP, 2000 cP e 3000 cP.

O gráfico da Figura 5.1 representa o efeito da variação da viscosidade em função da produção acumulada de óleo por ciclo de injeção. Observa-se que quanto menor a viscosidade mais facilmente o óleo se deslocará e maior será a produção acumulada de óleo.

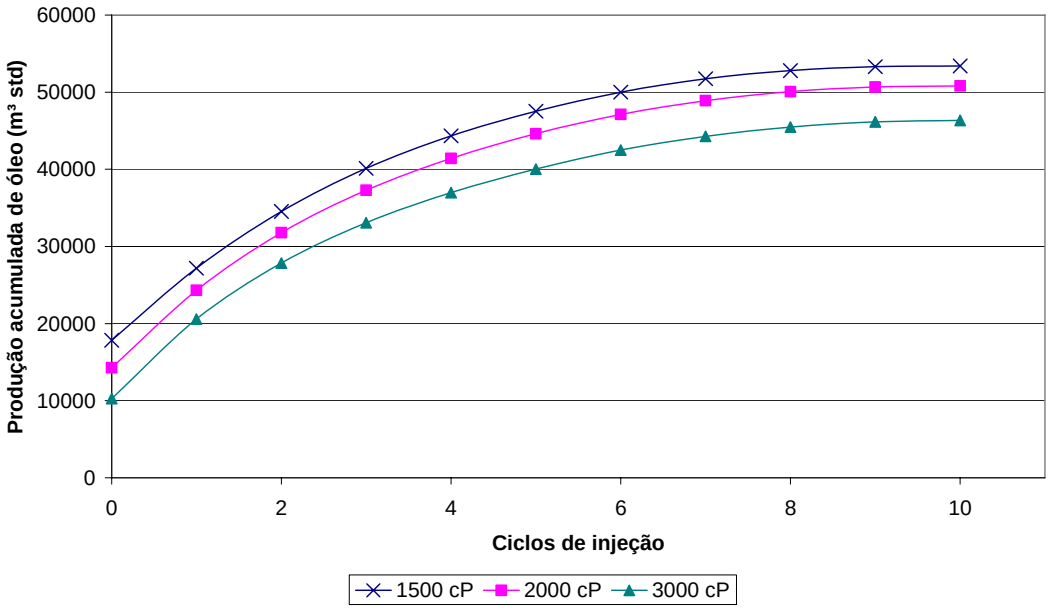


Figura 5.1 Efeito da variação da viscosidade na produção acumulada de óleo por ciclo de injeção.

Na Figura 5.2, a partir do gráfico de barras é possível verificar que o processo atinge o índice de eficiência no final da simulação, onde se observa um decréscimo da produção líquida acumulada de óleo, para os diferentes casos de viscosidades estudados.

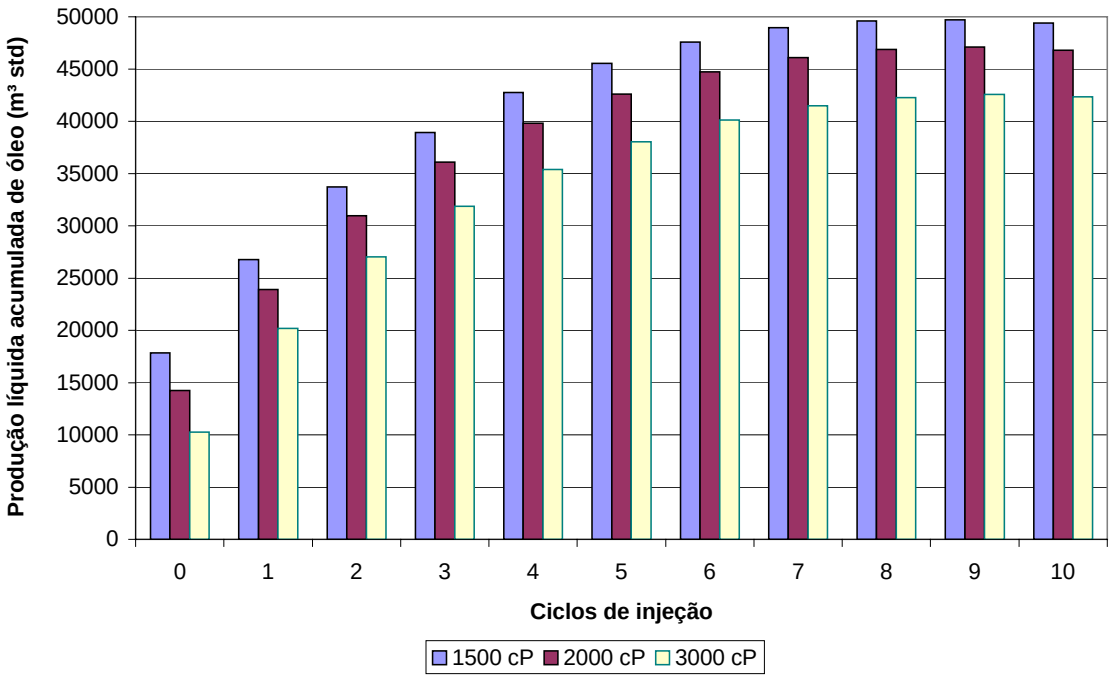


Figura 5.2 Efeito da variação da viscosidade na produção acumulada líquida de óleo por ciclo de injeção.

A Tabela 5.1 mostra os valores da produção acumulada de óleo e água após dezoito anos de produção. Pode ser verificado que quanto maior a viscosidade menor a produção acumulada de óleo e de água.

Tabela 5.1 Resumo dos resultados – viscosidade do óleo no final da simulação.

Viscosidade (cP)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
1500	55,93	69,93
2000	52,80	68,34
3000	47,75	65,59

As curvas de ROV, representadas no gráfico da Figura 5.3, indicam que o processo atingiu o índice de eficiência no nono ciclo, comprovando o comportamento da Figura 5.2. Apesar de apresentar uma menor produção acumulada de óleo, os óleos mais viscosos apresentam uma maior ROV, pois não é considerada a produção primária. Esse efeito não está bem visualizado na Figura 5.3, no entanto, está apresentado na Tabela 5.2. Esta tabela mostra

que para a viscosidade de 1500 cP a ROV foi de 0,13 e para 3000 cP a ROV foi de 0,17 m^3/ton. O cálculo da ROV considerou apenas a produção acumulada de óleo em cada ciclo.

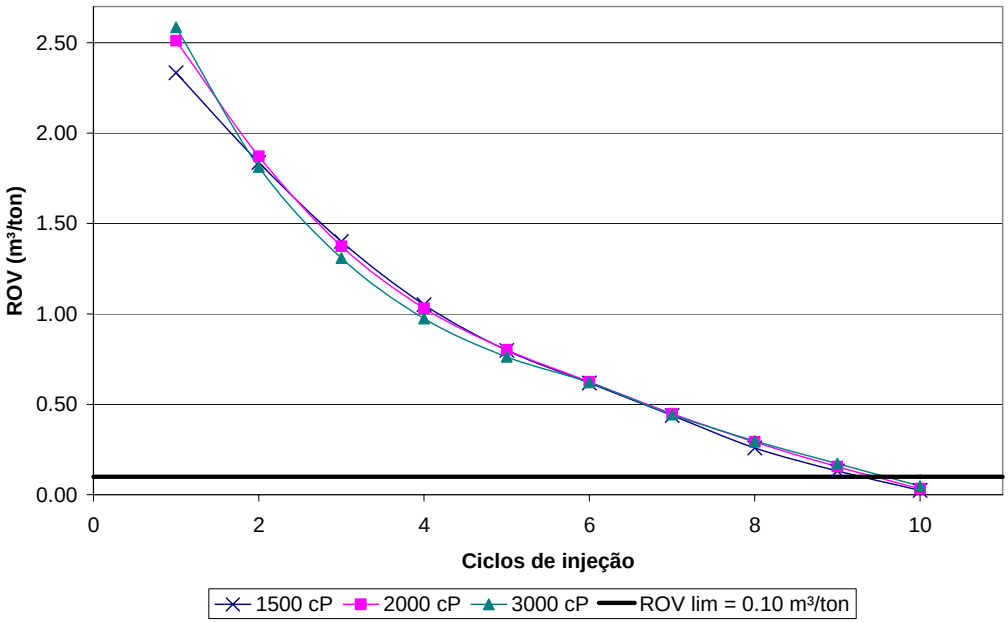


Figura 5.3 Efeito da variação da viscosidade do óleo na ROV por ciclo de injeção.

A Tabela 5.2 mostra um resumo dos resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton. Apesar das viscosidades estudadas alcançarem o índice de eficiência no nono ciclo de injeção, o óleo de menor viscosidade apresentou melhores resultados. A produção acumulada de óleo e de água diminui com o aumento da viscosidade.

Tabela 5.2 Resumo dos resultados – viscosidade do óleo na ROV desejada.

Viscosidade (cP)	Ciclo(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	ROV	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
1500	9	53,32	49,72	66,87	0,13	65,88
2000	9	50,69	47,09	63,57	0,16	64,27
3000	9	46,16	42,56	57,90	0,17	61,49

(*) Ciclo em que atingiu a ROV de 0,10m^3/ton.

As Figura 5.4 e Figura 5.5 representam o comportamento da vazão de óleo e da vazão total de líquido. Observa-se que tanto para o processo de recuperação primária quanto para o processo de injeção cíclica as vazões foram menores quando as viscosidades eram maiores.

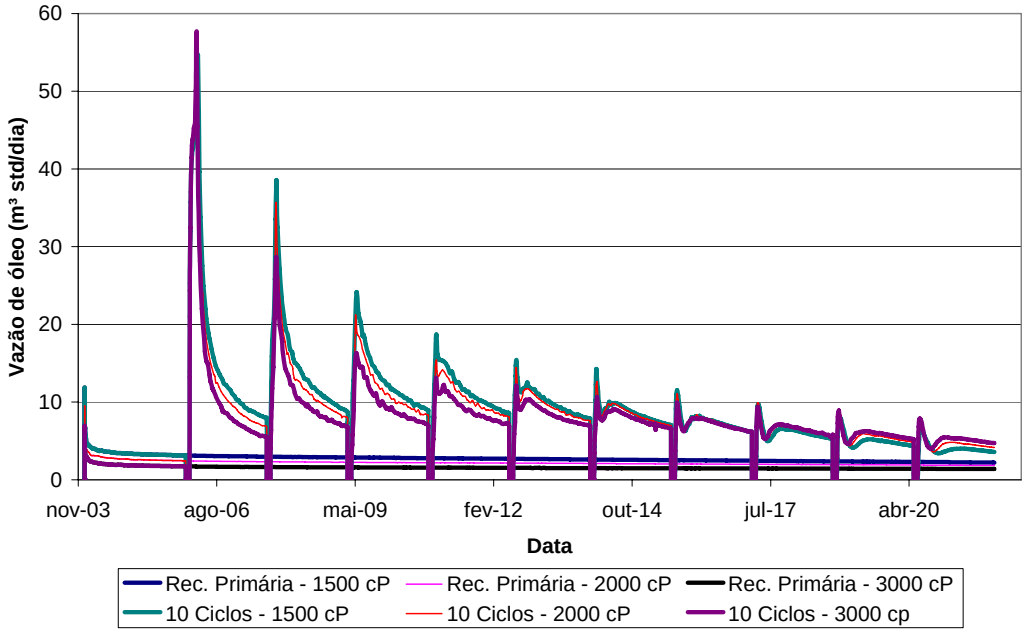


Figura 5.4 Efeito da variação da viscosidade na vazão de óleo.

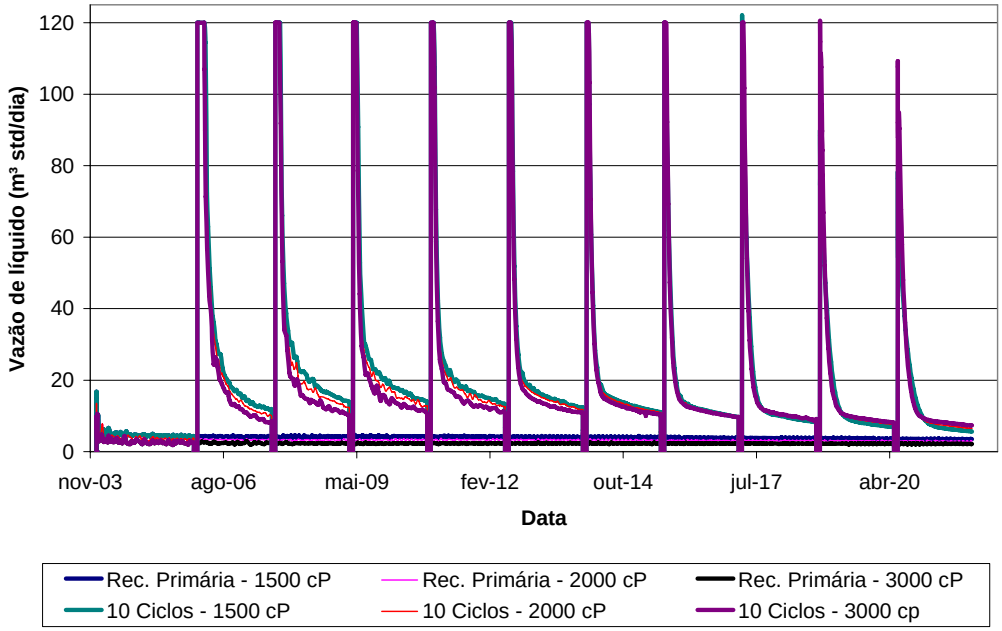


Figura 5.5 Efeito da variação da viscosidade na vazão total de líquido.

5.2 Permeabilidade da rocha

Na seqüência do estudo, o parâmetro analisado foi a permeabilidade absoluta da rocha. A permeabilidade horizontal (Kh) foi modificada em três valores: 500 mD, 1000 mD e 2000 mD, e a vertical (Kv) em 50 mD, 100mD, 200 mD. A relação Kv/Kh não foi modificada, manteve-se constante em 0,1.

Na Figura 5.6, observa-se o comportamento da produção acumulada de óleo por ciclo para os três valores de permeabilidade estudada. De acordo com o gráfico, a maior produção acumulada é obtida com a rocha de maior permeabilidade. Altas permeabilidades melhoram o deslocamento do fluido através do poço, permitindo que a frente de calor se mova de maneira mais eficiente, aumentando assim, o raio de aquecimento, (Trebolle, 1993).

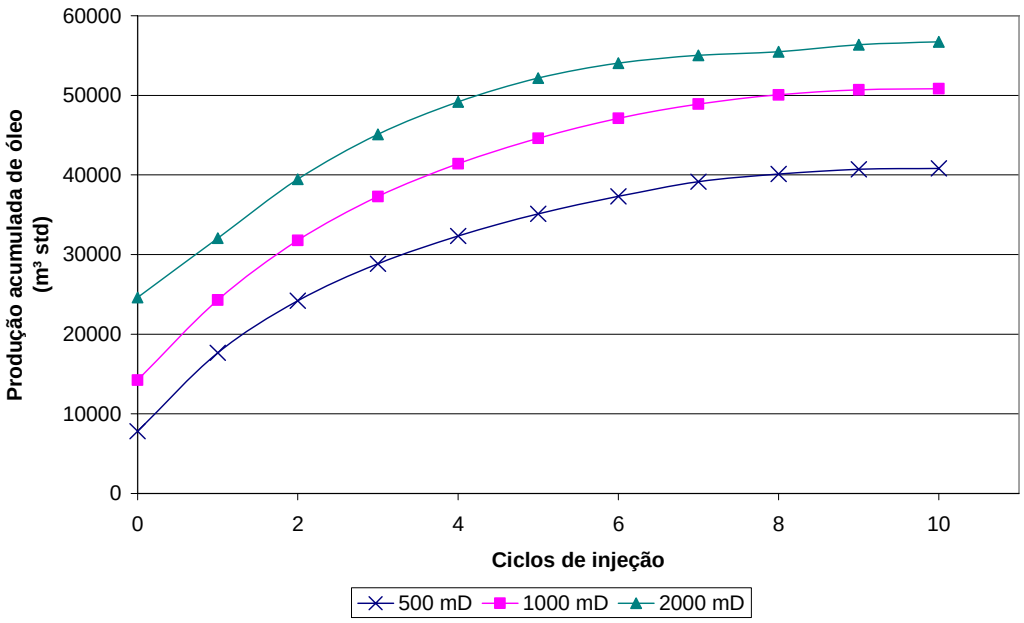


Figura 5.6 Efeito da variação da permeabilidade da rocha na produção acumulada de óleo por ciclo de injeção.

A Tabela 5.3 mostra os valores da produção acumulada de óleo e de água após dezoito anos de produção. Observa-se que quanto maior a permeabilidade maior a produção acumulada de óleo e, devido à mobilidade da água ser maior do que a do óleo, maior também a produção acumulada de água.

Tabela 5.3 Resumo dos resultados – permeabilidade da rocha no final da simulação.

Permeabilidade (mD)	Np x 10^{-3} (m^3std)	Wp x 10^{-3} (m^3std)
500	41,89	62,07
1000	52,80	68,34
2000	60,38	72,40

O mesmo comportamento é observado no gráfico da produção líquida acumulada de óleo, Figura 5.7, onde a maior permeabilidade representa a maior produção líquida acumulada de óleo. Entretanto, no oitavo ciclo de injeção observa-se um decréscimo na produção líquida para a permeabilidade de 2000 mD, indicando que o processo atingiu o índice de eficiêcia. Para as permeabilidades de 500 e 1000 mD esse decréscimo só é observado a partir do nono ciclo de injeção.

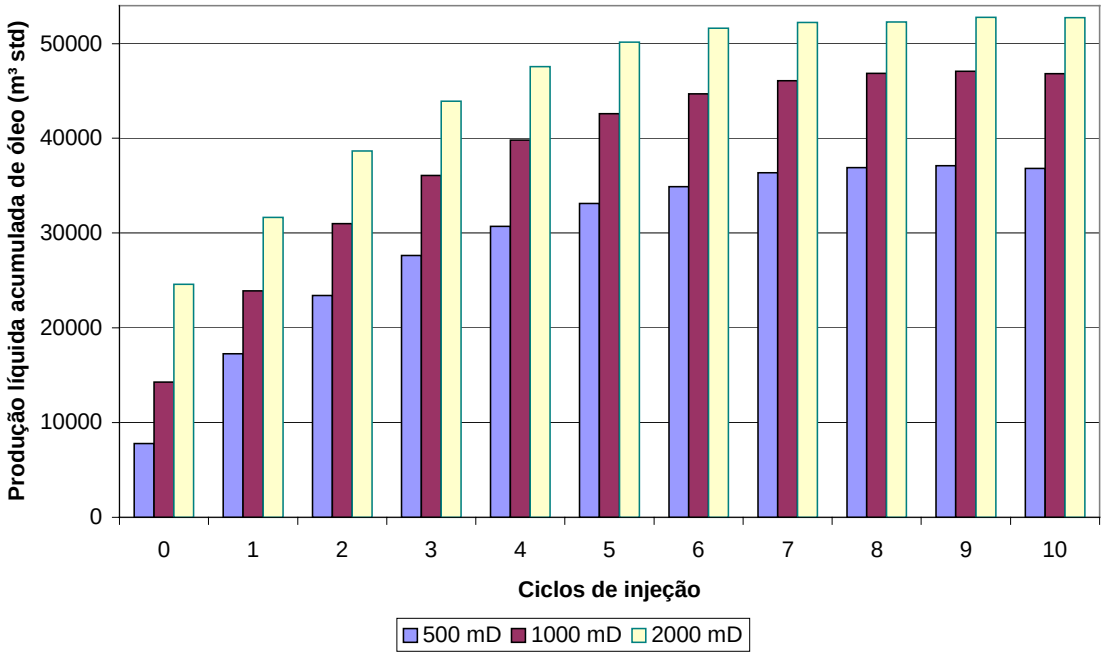


Figura 5.7 Efeito da variação da permeabilidade da rocha na produção líquida acumulada de óleo por ciclo de injeção.

As curvas de ROV, Figura 5.8, comprovam a tendência da produção líquida acumulada de óleo. Nota-se que a curva referente à permeabilidade de 2000 mD atinge o índice de eficiência (ROV = 0.10 m^3/ton) no oitavo ciclo de injeção e as de 500 e 1000 mD esse índice só é alcançado no nono ciclo.

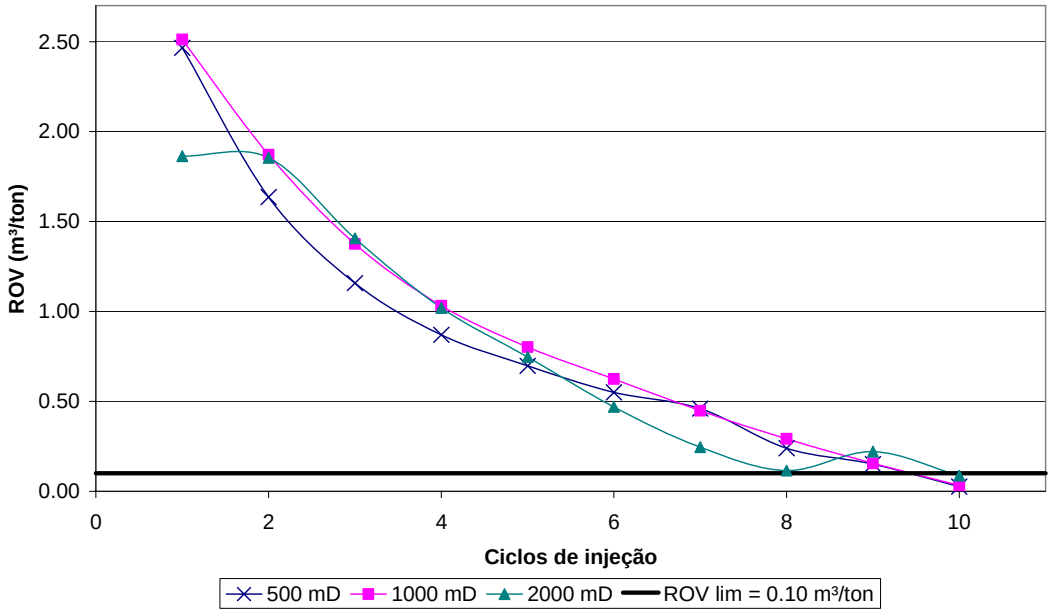


Figura 5.8 Efeito da variação da permeabilidade da rocha na razão óleo vapor por ciclo de injeção.

Para as permeabilidades estudadas, a Tabela 5.4 mostra um resumo dos resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton. A produção acumulada de óleo, a produção líquida acumulada de óleo, o fator de recuperação e a produção acumulada de água aumentam com o aumento da permeabilidade. A rocha de maior permeabilidade obteve os melhores resultados, pois com uma menor quantidade de vapor injetada conseguiu obter uma melhor produção acumulada de óleo e, conseqüentemente, um melhor fator de recuperação.

Tabela 5.4 Resumo dos resultados – permeabilidade da rocha na ROV desejada.

Permeabilidade (mD)	Ciclo(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
500	9	40,72	37,12	51,07	58,09
1000	9	50,69	47,09	63,57	64,27
2000	8	55,47	52,28	69,58	63,78

(*) Ciclo em que atingiu a ROV de 0,10m^3/ton.

O gráfico da Figura 5.9, ilustra as curvas de vazão de óleo para as permeabilidades estudadas durante os dezoito anos de simulação. Tanto para recuperação primária quanto para o processo de injeção cíclica a rocha de maior permeabilidade obteve uma maior vazão de óleo. Observa-se que a rocha de 2000 mD apresenta a maior vazão de óleo até o sexto ciclo de injeção e, após esse período, a vazão tende a diminuir. Areias de altas permeabilidades numa

determinada soma adicional de vapor não promovem incremento adicional de energia útil, (Trebolle, 1993).

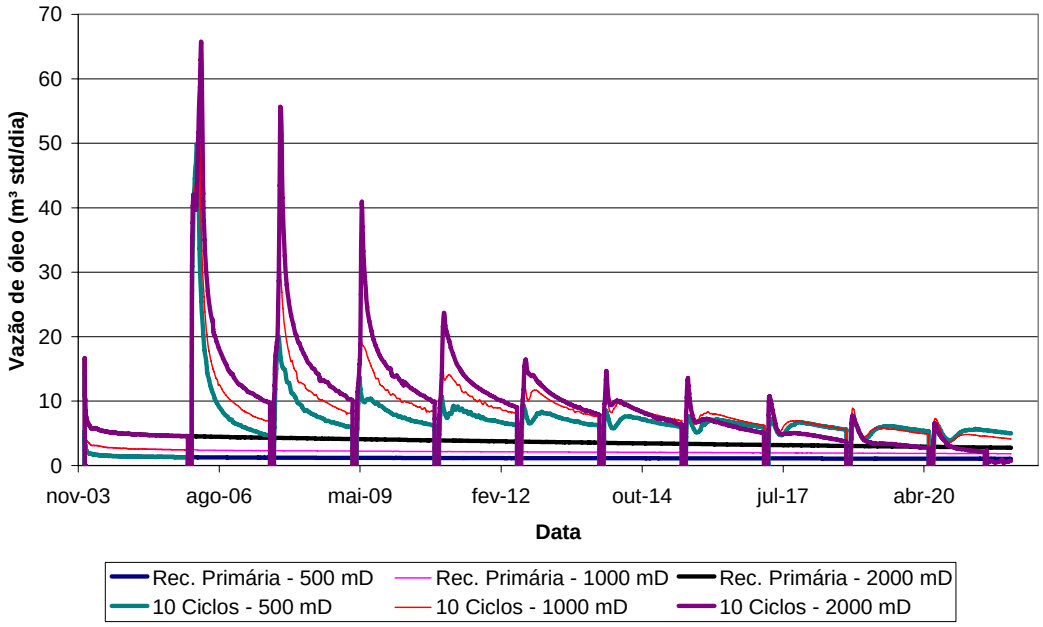


Figura 5.9 Efeito da variação da permeabilidade na vazão de óleo durante a simulação.

O mesmo comportamento é observado para as curvas de vazão total de líquidos, tanto para recuperação primária quanto para o processo de injeção cíclica de vapor, a rocha de maior permeabilidade obteve uma maior vazão de óleo, Figura 5.10. Entretanto nota-se que a partir do quinto ciclo de injeção a resposta do processo tende a inverter o comportamento.

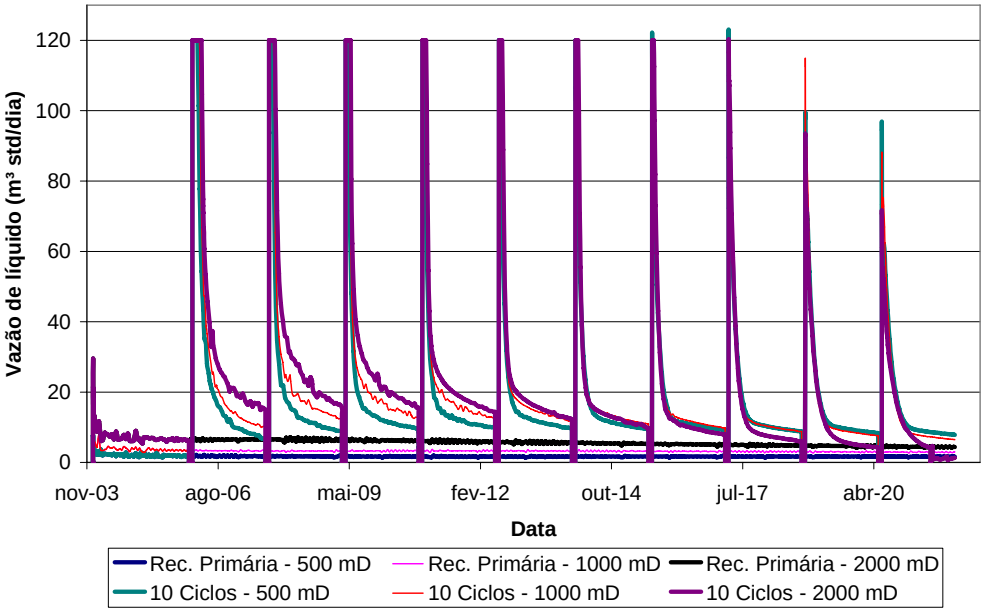


Figura 5.10 Efeito da variação da permeabilidade na vazão total de líquido durante a simulação.

5.3 Espessura do reservatório

Devido às perdas de calor para as formações adjacentes, a espessura do reservatório foi um dos parâmetros estudados. As espessuras analisadas foram: 10 m, 20 m e 30 m.

A Figura 5.11 faz referência à curva de produção acumulada de óleo por ciclo de injeção para as espessuras estudadas. Nota-se que quanto maior a espessura da zona de óleo no reservatório maior o volume, conseqüentemente maior a produção acumulada de óleo.

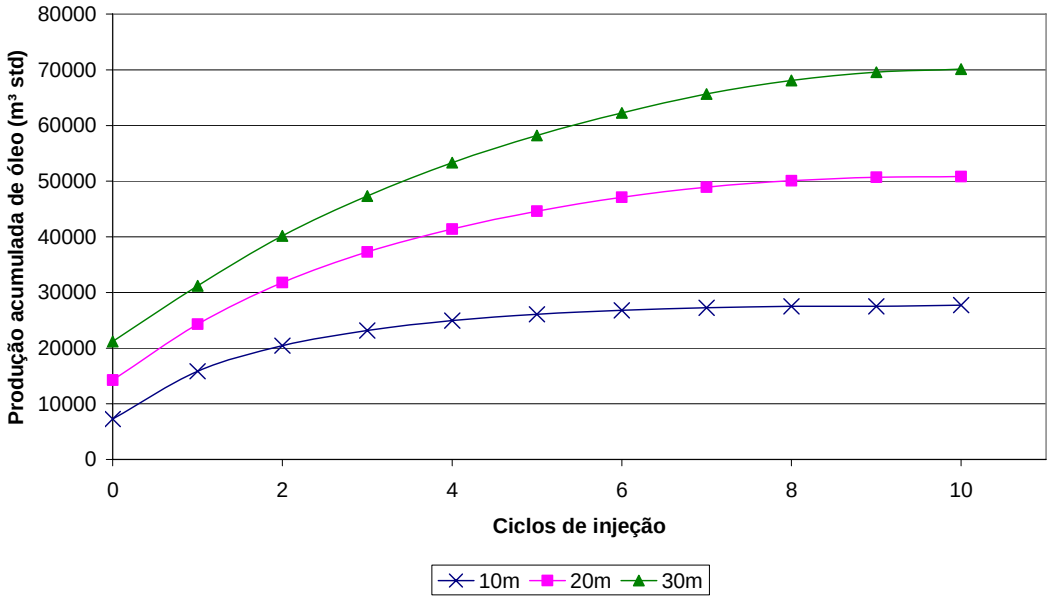


Figura 5.11 Efeito da variação da espessura do reservatório na produção acumulada de óleo por ciclo.

A Tabela 5.5 mostra os resultados da Produção acumulada de óleo e de água para os diferentes casos estudados após dezoito anos de simulação. Observa-se que quanto maior a espessura do reservatório maior a produção acumulada de óleo e de água.

Tabela 5.5 Resumo dos resultados – espessura do reservatório no final da simulação.

Espessura (m)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
10	28,71	55,50
20	52,80	68,34
30	73,06	78,92

O gráfico da Figura 5.12 ilustra que a produção líquida acumulada também é crescente com o aumento da variação da espessura e com o número de ciclos. No entanto, observa-se um decréscimo na produção líquida referente às espessuras de 10 e 20m, indicando que o processo atingiu o índice de eficiência no sétimo e no nono ciclo, respectivamente. O reservatório mais espesso, 30m, não atingiu o limite econômico.

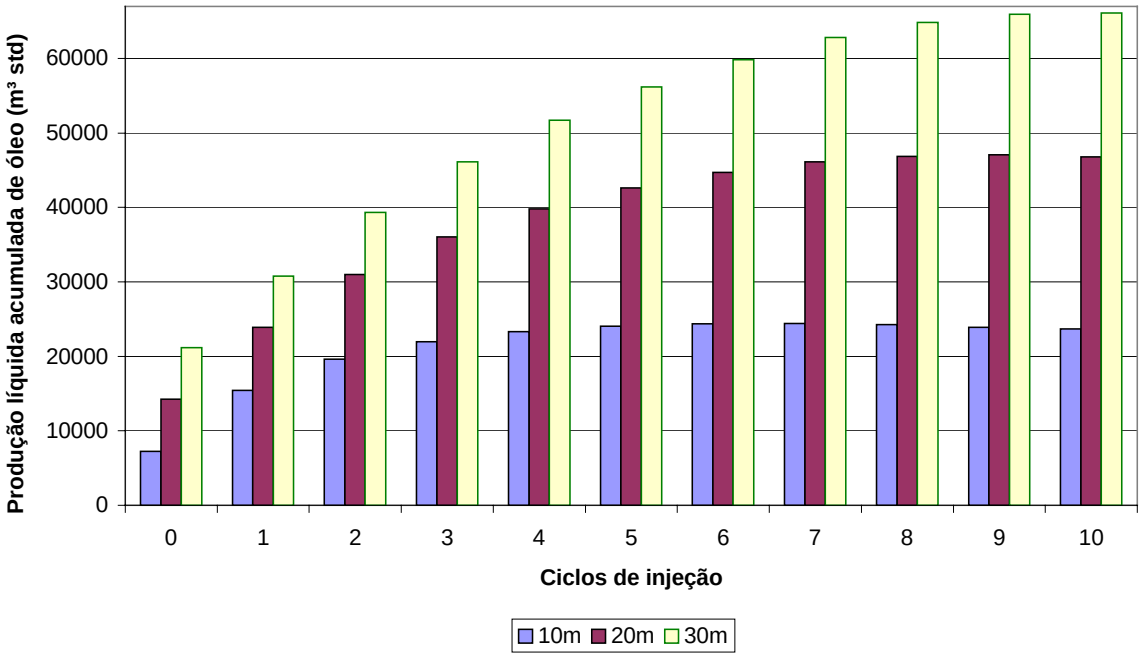


Figura 5.12 Efeito da variação da espessura do reservatório na produção acumulada líquida de óleo por ciclo.

As curvas de ROV em cada ciclo e para cada espessura do reservatório estão representadas no gráfico da Figura 5.13. O comportamento da Figura 5.12 pode ser comprovado com as curvas de ROV. Para o reservatório de 10m de espessura o processo atingiu o índice de eficiência no sétimo ciclo de injeção, para a espessura de 20 o índice é alcançado no nono ciclo e para o reservatório de 30m o processo não atingiu esse índice até o final da simulação.

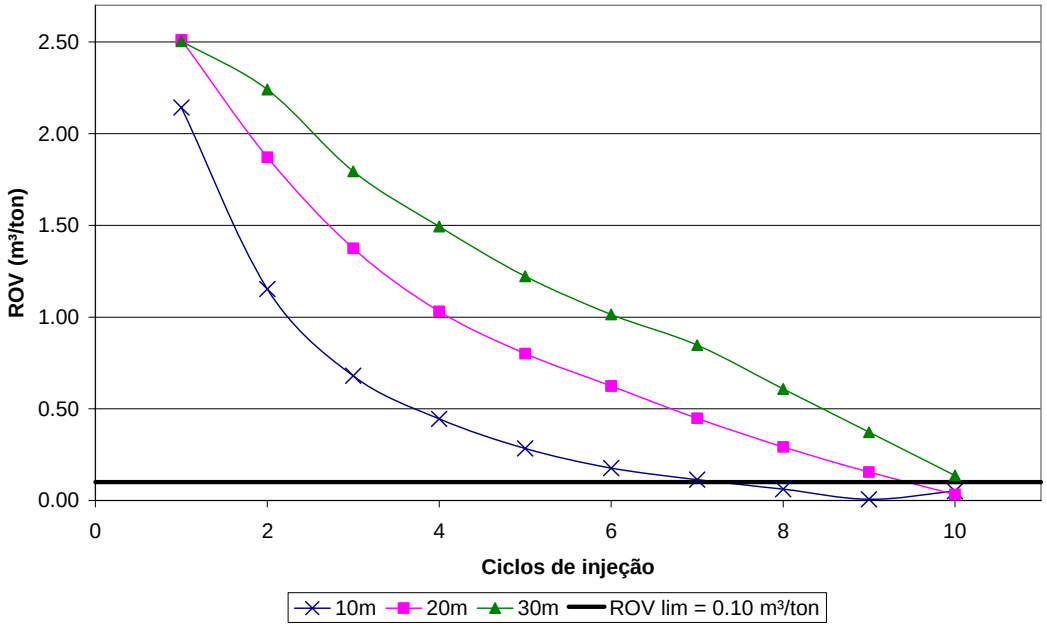


Figura 5.13 Efeito da variação da espessura do reservatório na produção acumulada líquida de óleo por ciclo.

Para as espessuras estudadas, a Tabela 5.6 mostra os resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton. Nota-se que quanto maior a espessura maior a produção acumulada de óleo, maior a produção líquida acumulada e maior a produção acumulada de água.

O reservatório de maior espessura obteve uma melhor produção acumulada de óleo, porém não obteve o melhor fator de recuperação, pois para uma espessura porosa de 30m a quantidade de vapor distribuída no reservatório foi de 133,33 ton/ciclo por metro enquanto que para o reservatório de 10m essa quantidade foi de 400 ton/ciclo por metro, considerando uma vazão de injeção de vapor de 200 ton/dia durante 20dias de injeção.

Tabela 5.6 Resumo dos resultados – espessura do reservatório na ROV desejada.

Espessura (m)	Ciclos(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
10	7	27,23	24,43	69,42	43,23
20	9	50,69	47,09	63,57	64,27
30	10	70,11	66,11	57,70	78,92

(*) Ciclo em que atingiu a ROV.

Em razão do volume de óleo *in place* do reservatório ser maior nas formações mais espessas as curvas de vazão de óleo e líquido apresentaram comportamento semelhantes, ou

seja, quanto maior a espessura maior a vazão de óleo e de líquido tanto para a recuperação primária quanto para os dez ciclos de injeção, como ilustram as Figura 5.14 e Figura 5.15.

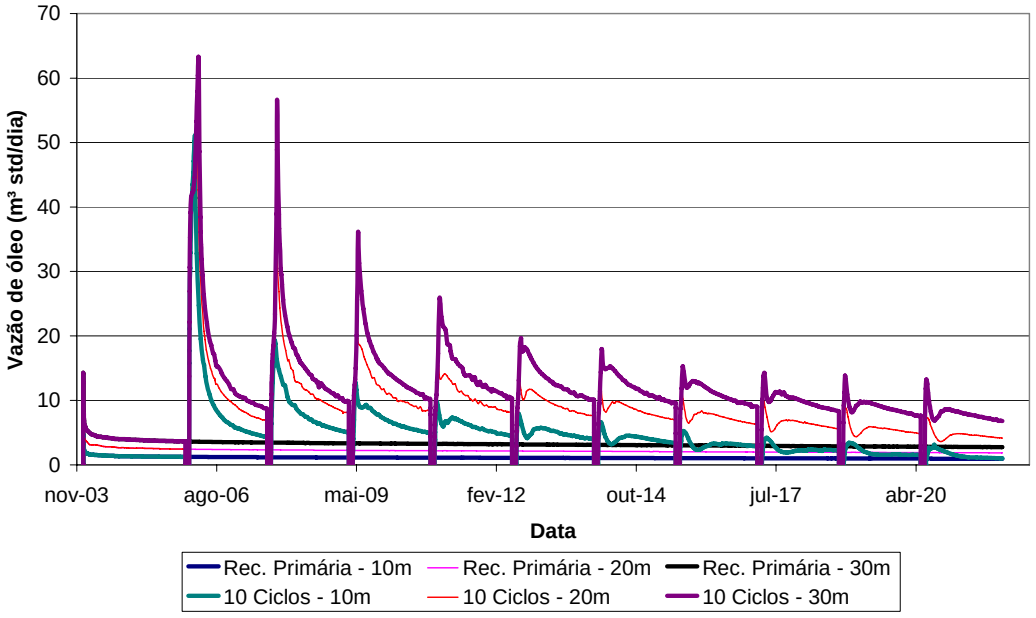


Figura 5.14 Efeito da variação da espessura do reservatório na vazão de óleo durante a simulação.

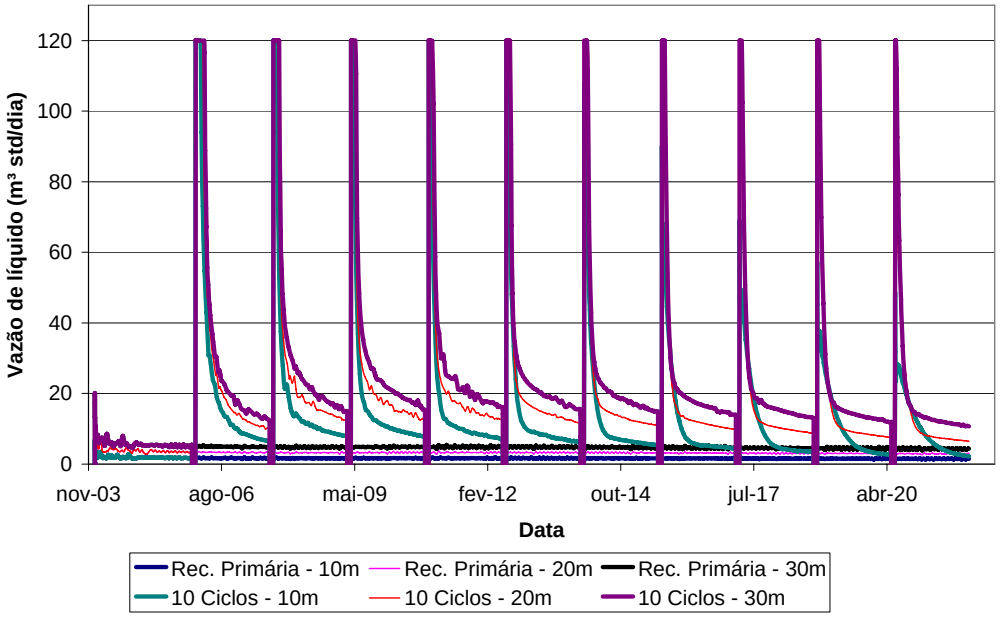


Figura 5.15 Efeito da variação da espessura do reservatório na vazão de líquido durante a simulação.

5.4 Aqüífero

A presença de aqüíferos, em reservatórios de petróleo, é bastante comum. Para avaliar a interferência do aqüífero foi acrescentada ao modelo uma zona de água com 3m de espessura localizada nas três últimas camadas do reservatório, Figura 5.16.

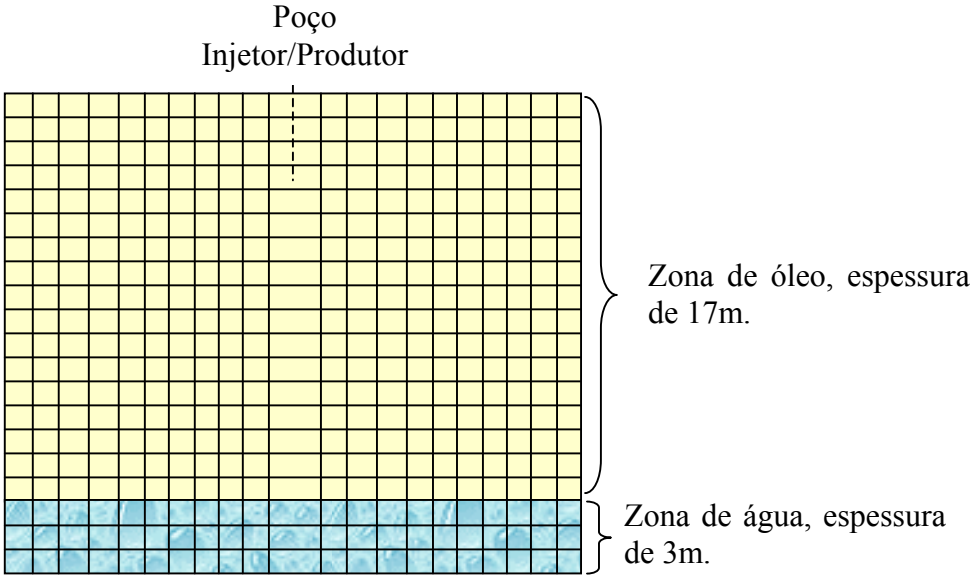


Figura 5.16 Representação do aqüífero no reservatório.

Para avaliar esse efeito foram considerados dois tipos de aqüíferos:

Aqüífero 1: Foi simulado considerando um aqüífero de fundo infinito calculado a partir do simulador STARS, localizado na última camada do reservatório;

Aqüífero 2: Foi simulado um aqüífero finito, isto é, o efeito das três camadas d'água na parte inferior do reservatório.

Para ambos os casos o poço está completado até a camada k=4.

5.4.1 Aqüífero 1 e Aqüífero 2

Como pode ser visto na Figura 5.17, a presença do aqüífero 1 e aqüífero 2 reduzem a produção acumulada de óleo por ciclo. Isso pode ser explicado devido à mobilidade da água ser maior do que a do óleo, resultando uma maior produção acumulada de água e uma menor produção acumulada de óleo.

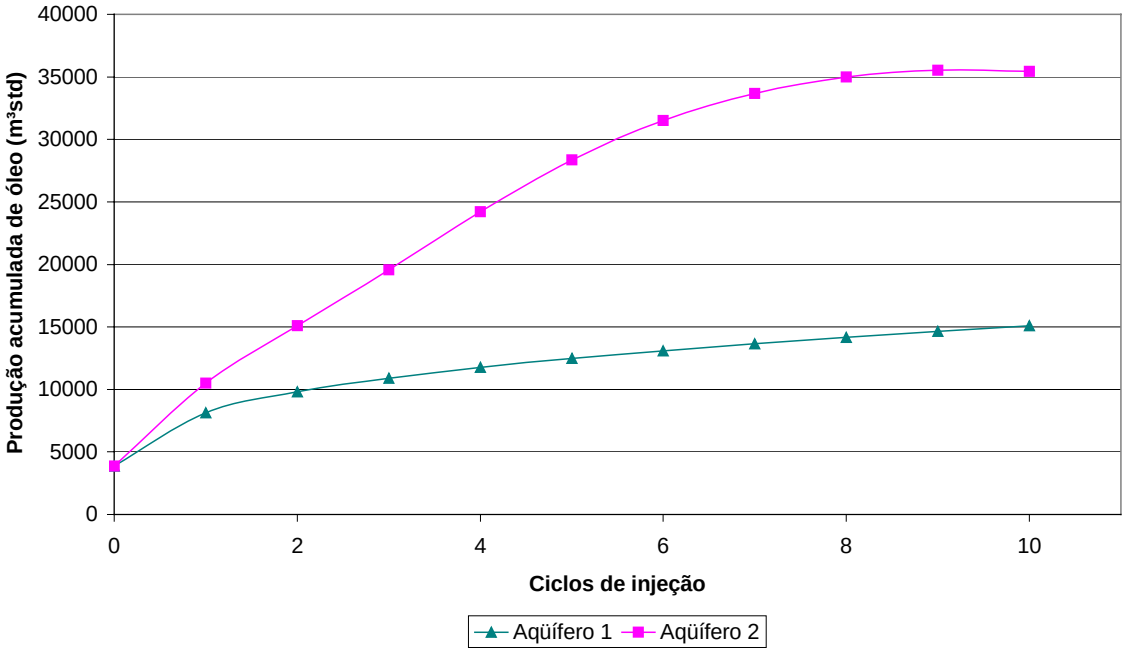


Figura 5.17 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na produção acumulada de óleo por ciclo.

A Tabela 5.7 mostra os resultados da produção acumulada de óleo e de água para os diferentes casos estudados após dezoito anos de simulação. Observa-se que o efeito do influxo de água no reservatório foi maior no aqüífero 1 do que no aqüífero 2, resultando uma menor produção acumulada de óleo paro o aqüífero 1. O efeito de um aqüífero finito promove uma maior pressão no reservatório, auxiliando a produção de óleo.

Tabela 5.7 Resumo dos resultados – aqüífero 1 e aqüífero 2 no final da simulação.

Sistema	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
Aqüífero 1	15,10	369,00
Aqüífero 2	35,63	76,77

Assim, como o volume de água interfere na produção acumulada de óleo, o mesmo ocorre na produção acumulada líquida de óleo por ciclo, ilustrada na Figura 5.18. Pelo declínio da produção acumulada líquida de óleo é possível saber em qual ciclo o processo atinge o índice de eficiência. Para o aqüífero 2, o processo alcança esse índice no final do processo, no nono ciclo de injeção, já para o aqüífero 1 o declínio da produção não é observado.

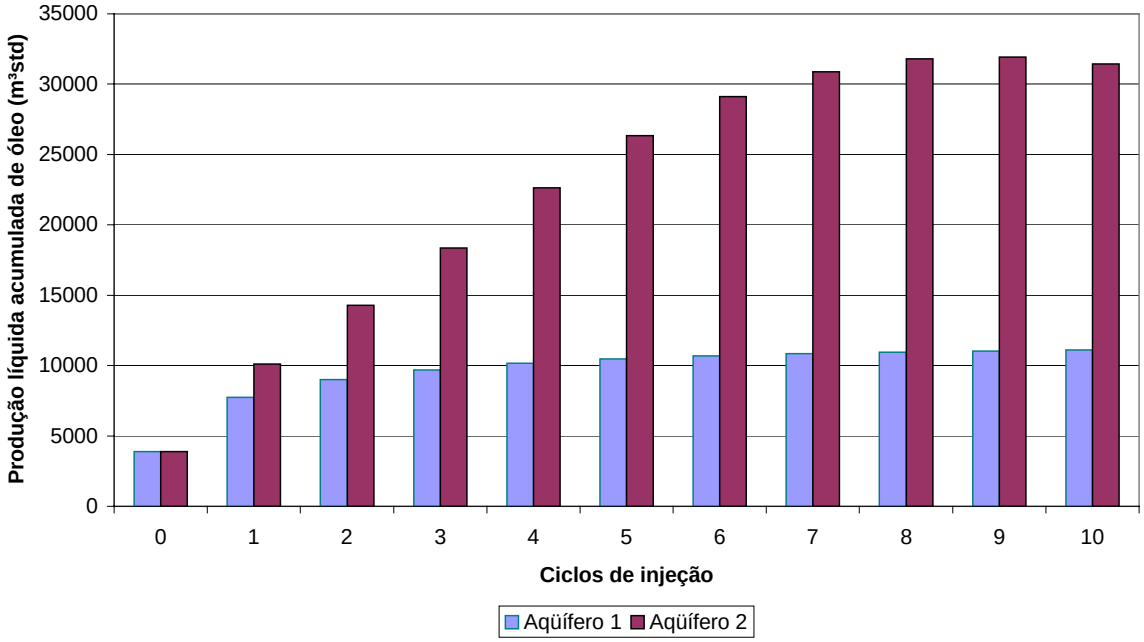


Figura 5.18 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na produção acumulada líquida de óleo por ciclo.

A Figura 5.19 abaixo ilustra as curvas de ROV do processo, onde o comportamento do gráfico anterior (Figura 5.18) pode ser comprovado. Observa-se que o aqüífero 1 não atinge a ROV de 0,10 m³/ton enquanto que para o aqüífero 2 esse limite é alcançado no nono ciclo de injeção de vapor.

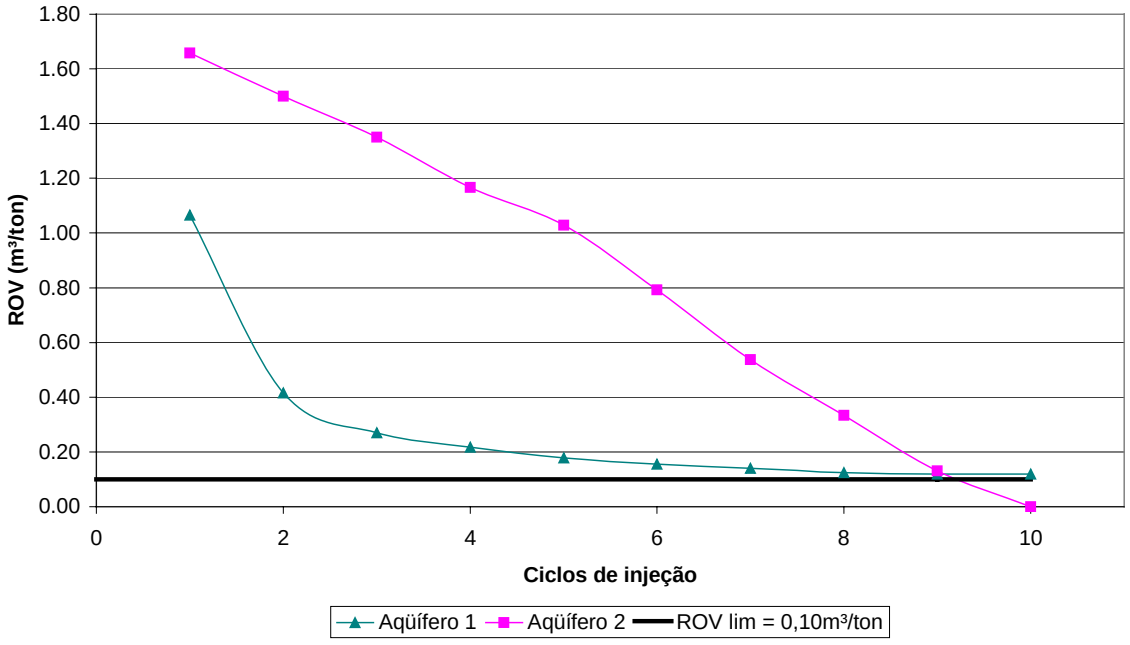


Figura 5.19 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na razão óleo vapor.

A Tabela 5.8 mostra os resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton para o aqüífero 2, os resultados no final da simulação para o aqüífero 1. Nota-se a alta produção acumulada de água no aqüífero 1, indicando uma possível inundação no reservatório.

Tabela 5.8 Resumo dos resultados – Aqüífero 1 e Aqüífero 2.

Sistema	Ciclos(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
Aqüífero 1	-	15,11	11,11	22,40	369,00
Aqüífero 2	9	35,52	31,92	52,67	73,12

(*) Ciclo em que atingiu a ROV.

A Figura 5.20 abaixo ilustra o comportamento da vazão de óleo para os diferentes casos estudados. Como pode ser visto o aqüífero não teve um efeito significativo no processo de recuperação primária, entretanto nota-se uma grande interferência no processo de injeção cíclica de vapor.

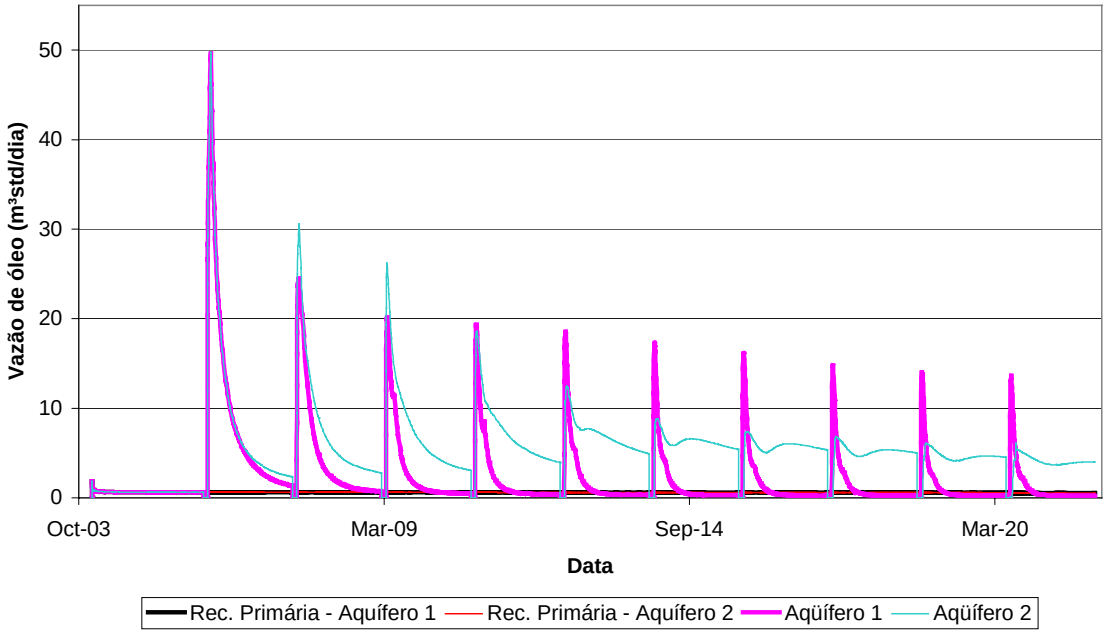


Figura 5.20 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na vazão de óleo durante a simulação.

O comportamento da vazão total de líquido está ilustrado na Figura 5.21. Pode ser observado o grande volume de água produzido pela presença do aqüífero no reservatório.

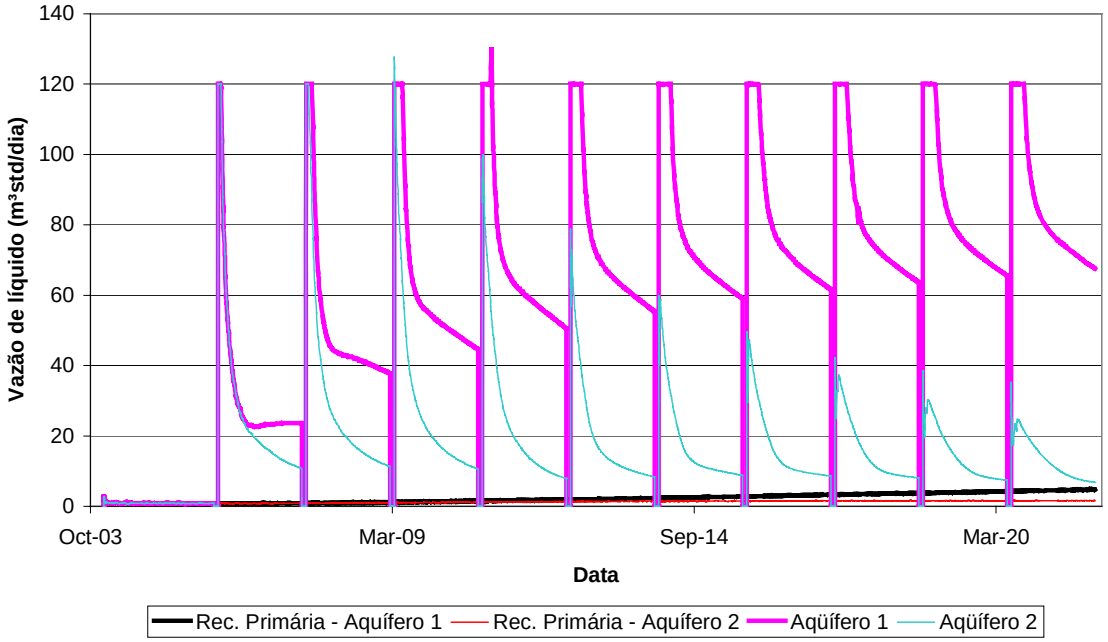


Figura 5.21 Efeito do aqüífero 1 e aqüífero 2 na vazão de líquido durante a simulação.

5.4.2 Barreira de transmissibilidade

A fim de diminuir a produção de água, o seguinte estudo foi realizado:

Barreira de transmissibilidade: Para o caso da existência de uma barreira de transmissibilidade no reservatório localizada acima da camada d'água em k = 17 de raio igual a 60 m e o poço completado em k = 4, Figura 5.22;

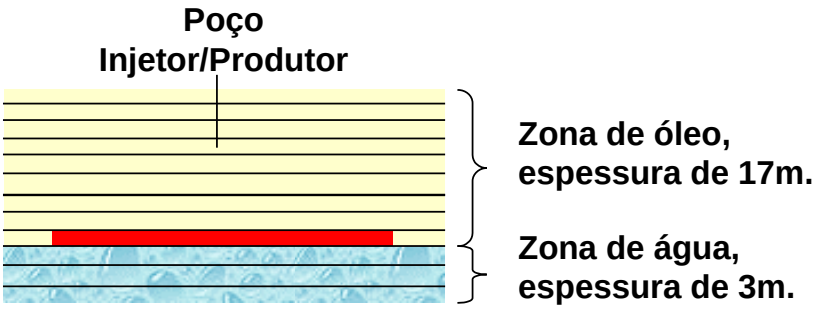


Figura 5.22 Barreira de transmissibilidade.

Esses folhelhos ou barreiras de transmissibilidade têm permeabilidade quase nula, formando barreiras que impedem a passagem dos fluidos. Esse tipo de barreira é bastante comum na Bacia do RN, por isso, a importância de se analisar a influência dessas barreiras no processo.

A Figura 5.23 ilustra o efeito da barreira de transmissibilidade na produção acumulada de óleo por ciclo. Observa-se que a presença da barreira de transmisibilidade impede a produção de água, aumentando a produção de óleo tanto para o modelo do aqüífero 1 e aqüífero 2.

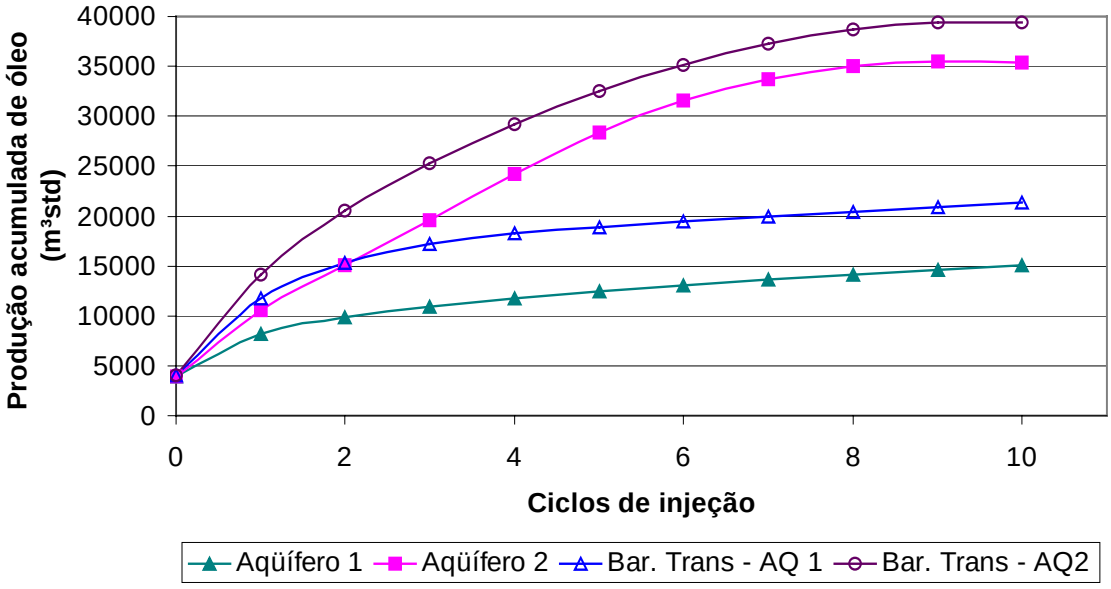


Figura 5.23 Efeito da barreira de transmissibilidade na produção acumulada de óleo por ciclo.

A Tabela 5.9 mostra os resultados da produção acumulada de óleo e de água para os dois sistemas estudados após dezoito anos de simulação. Observa-se uma maior diminuição na produção acumulada de água com a existência da barreira de transmissibilidade no aqüífero 1 do que no aqüífero 2.

Tabela 5.9 Resumo dos resultados – barreira de transmissibilidade no final da simulação.

Sistema	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
Aqüífero 1	15,10	369,00
Aqüífero 2	35,63	76,77
Bar. Transmissibilidade – AQ1	21,41	281,16
Bar. Transmissibilidade – AQ2	39,46	70,83

O mesmo comportamento da produção acumulada de óleo pode ser observado no gráfico da produção acumulada líquida de óleo por ciclo, Figura 5.24. Para o estudo da

barreira de transmissibilidade no aqüífero 1 o processo ainda não atingiu esse índice, já para o estudo do aqüífero 2 esse índice é alcançado no nono ciclo de injeção.

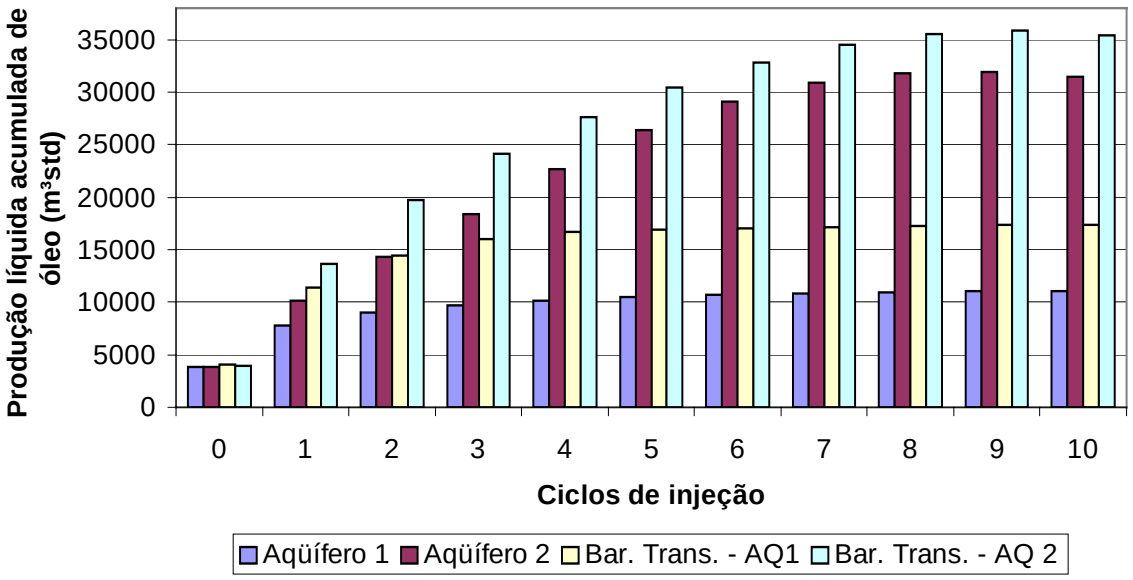


Figura 5.24 Efeito da barreira de transmissibilidade na produção acumulada líquida de óleo por ciclo.

A Figura 5.25 ilustra as curvas de ROV, comprovando os estudos do gráfico anterior.

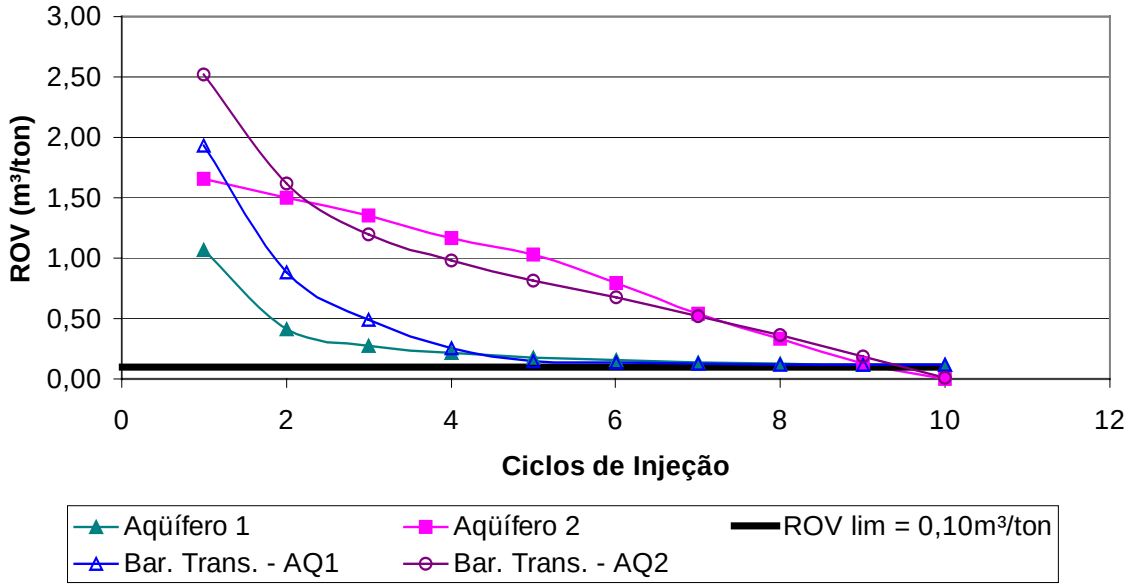


Figura 5.25 Efeito da barreira de transmissibilidade na razão óleo vapor.

Para os dois sistemas estudados, a Tabela 5.10 mostra os resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton. Para os dois casos o a existência da barreira de transmissibilidade diminuíram a produção acumulada de água, permitindo que o reservatório produzisse mais óleo.

Tabela 5.10 Resumo dos resultados – barreira de transmissibilidade na ROV desejada.

Sistema	Ciclos(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 x std)
Aqüífero 1	-	15,11	11,11	22,40	369,00
Aqüífero 2	9	35,52	31,92	52,67	73,12
Bar. Transmissibilidade – AQ1	-	21,41	17,41	31,74	281,16
Bar. Transmissibilidade – AQ2	9	39,43	35,83	58,46	

(*) Ciclo em que atingiu a ROV.

A existência da barreira de transmissibilidade aumenta a vazão inicial de óleo, porém esse efeito diminui com decorrer do processo, como ilustra a Figura 5.26.

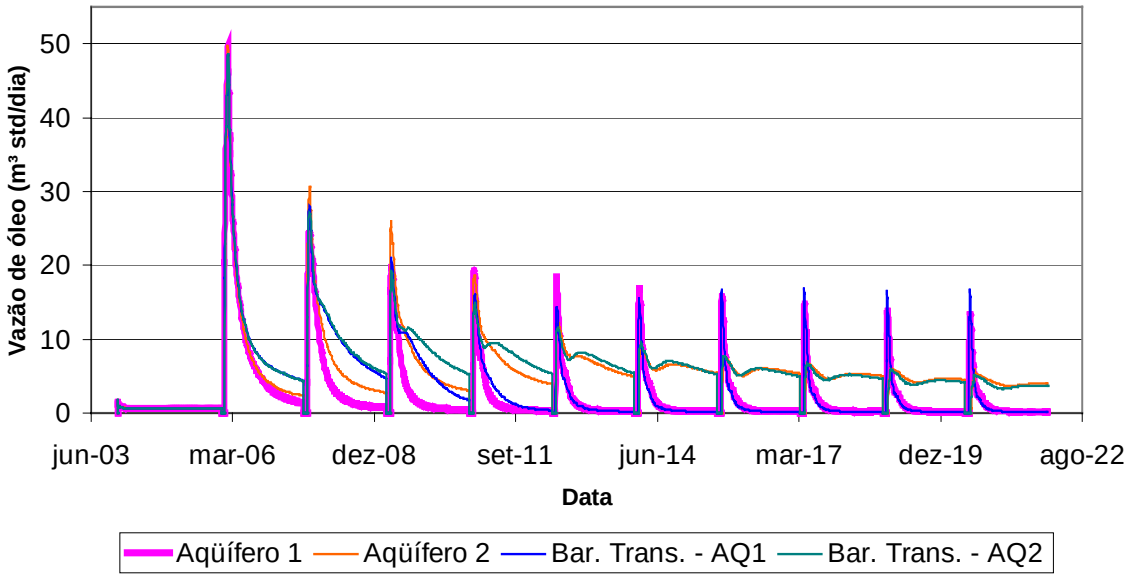


Figura 5.26 Efeito da barreira de transmissibilidade na vazão de óleo durante a simulação.

A Figura 5.27 ilustra bem o efeito da barreira de transmissibilidade, impedindo a produção inicial de água através das curvas de vazão total de líquidos.

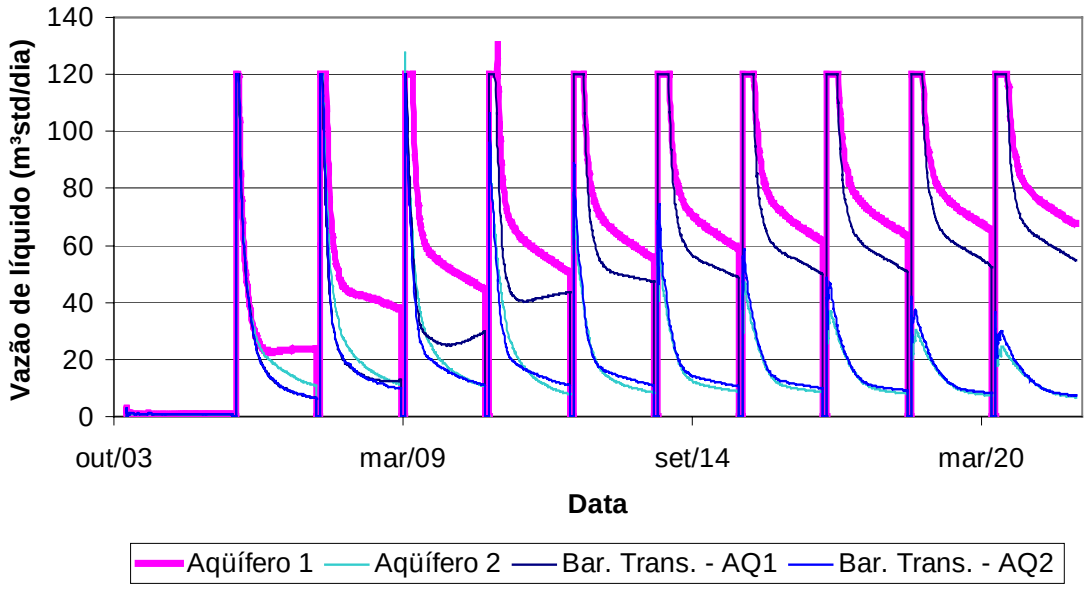


Figura 5.27 Efeito da barreira de transmissibilidade na vazão total de líquido durante a simulação.

5.5 Qualidade do vapor

A qualidade do vapor, ou o título do vapor representa quanto daquela massa de água está sob a forma de vapor. Quanto maior essa qualidade melhor para o processo, pois se tem a garantia de que o calor está sendo transportado, para o interior do reservatório, sob a forma de vapor, aumentando a eficiência do processo. Utilizando o modelo base para o estudo, o título foi variado em 50, 60 e 80%.

Como ilustra a Figura 5.28, a produção acumulada de óleo por ciclo aumenta com o aumento da qualidade do vapor. Uma maior qualidade de vapor significa uma maior quantidade de calor latente e uma maior quantidade de calor latente está ligada a uma maior transferência de calor, ou seja, mais calor será distribuído ao reservatório, conseqüentemente, mais óleo será recuperado.

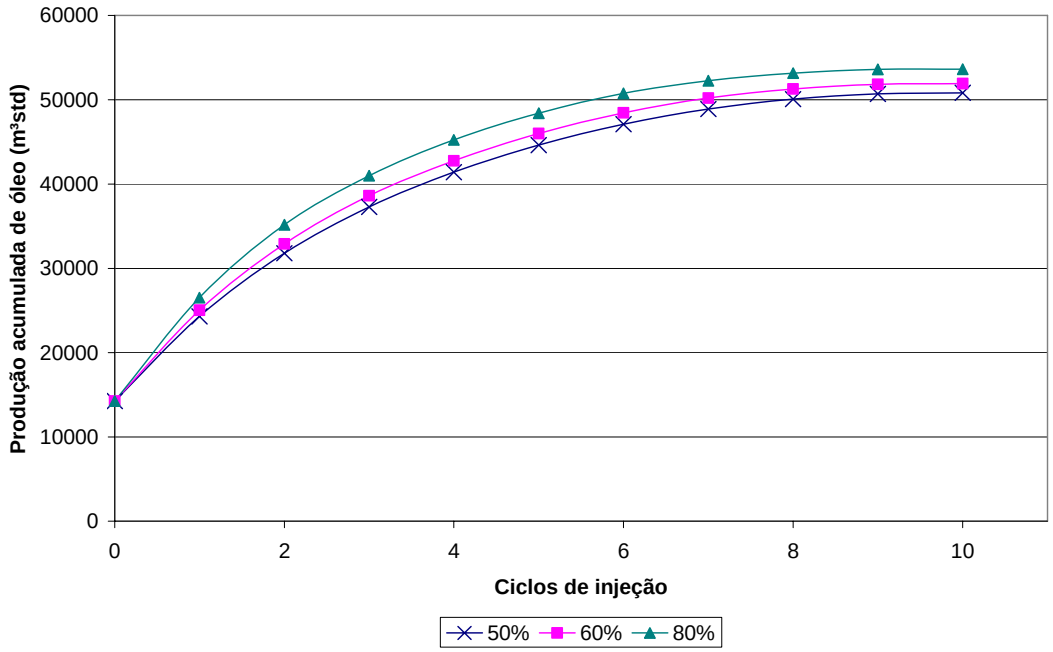


Figura 5.28 Efeito da qualidade do vapor na produção acumulada de óleo.

A Tabela 5.11 mostra os resultados da produção acumulada de óleo e de água para as diferentes qualidades de vapor estudadas após dezoito anos de simulação. Pode ser verificado que quanto maior a qualidade do vapor maior a produção acumulada de óleo e de água.

Tabela 5.11 Resumo dos resultados – qualidade do vapor no final da simulação.

Qualidade do vapor (%)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
50	52,80	68,34
60	53,88	68,91
80	55,59	70,00

Em termos de produção líquida acumulada de óleo o mesmo comportamento é observado, entretanto a curva de produção líquida acumulada de óleo indica também o índice de eficiência do processo, que pode ser verificado através de um leve decréscimo na produção líquida a partir do nono ciclo, como ilustrado na Figura 5.29.

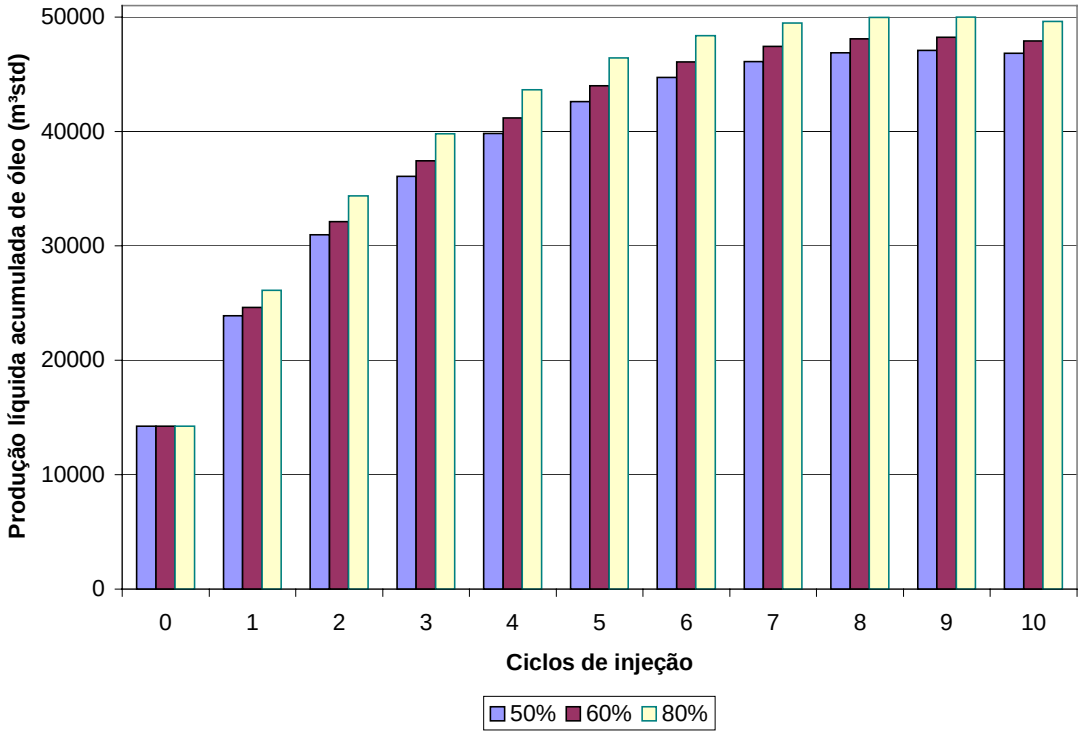


Figura 5.29 Efeito da qualidade do vapor na produção acumulada líquida de óleo por ciclo.

As curvas de ROV, Figura 5.30, comprovam o comportamento da Figura 5.29, indicando que o índice de eficiência foi atingido no nono ciclo de injeção para todos os casos estudados.

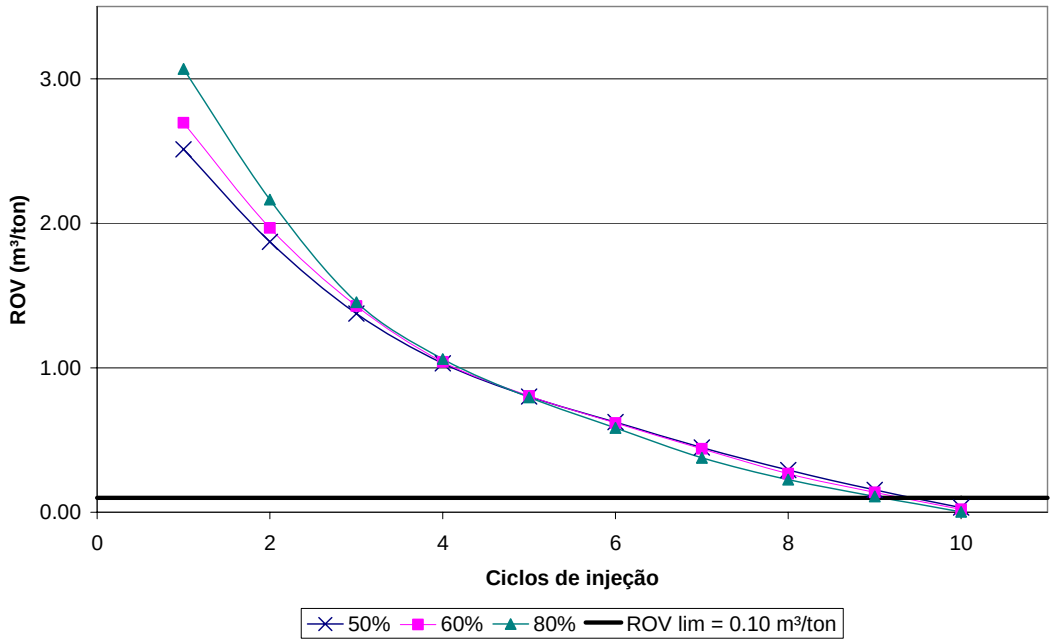


Figura 5.30 Efeito da qualidade do vapor na razão óleo vapor.

Para as diferentes qualidades estudadas, a Tabela 5.12 mostra os resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton. Para ambos os casos, o índice de eficiência foi alcançado no nono ciclo de injeção. Como pode ser observado, quanto maior a qualidade do vapor maior a produção acumulada, maior a produção acumulada líquida, maior o fator de recuperação e maior a produção acumulada de água.

Tabela 5.12 Resumo dos resultados – qualidade do vapor na ROV desejada.

Qualidade do vapor (%)	Ciclos(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
50	9	50,69	47,01	63,57	64,27
60	9	51,83	48,22	65,00	64,83
80	9	53,60	50,00	67,23	65,92

(*) Ciclo em que atingiu a ROV.

A variação da qualidade do vapor não teve influência significativa no comportamento da vazão de óleo e da vazão total de líquidos, como podem ser conferidas nas Figura 5.31 e Figura 5.32.

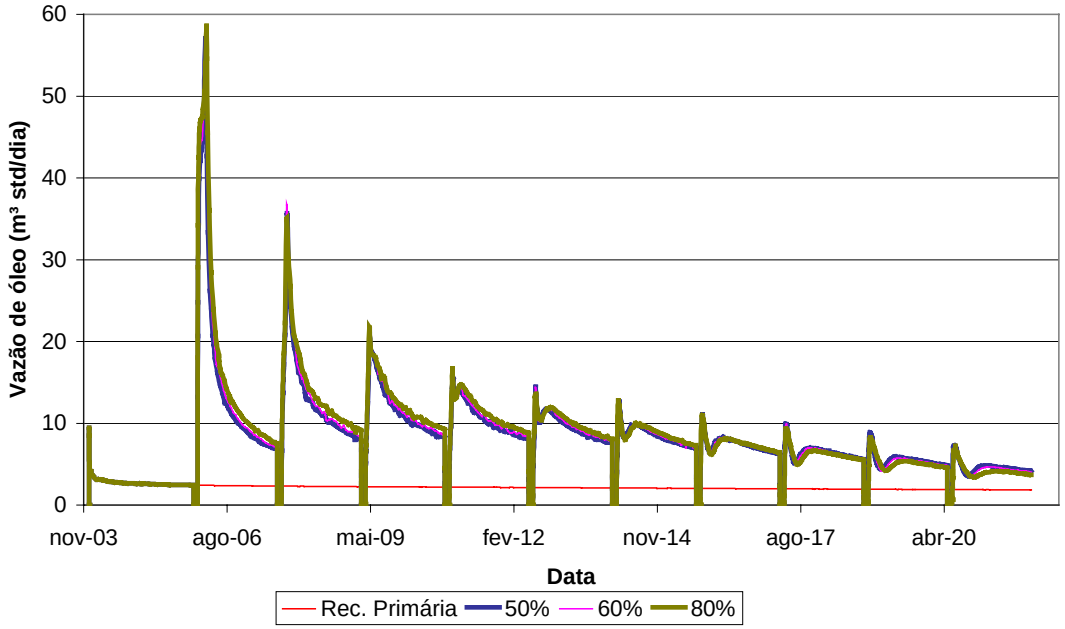


Figura 5.31 Efeito da qualidade do vapor na vazão de óleo durante a simulação.

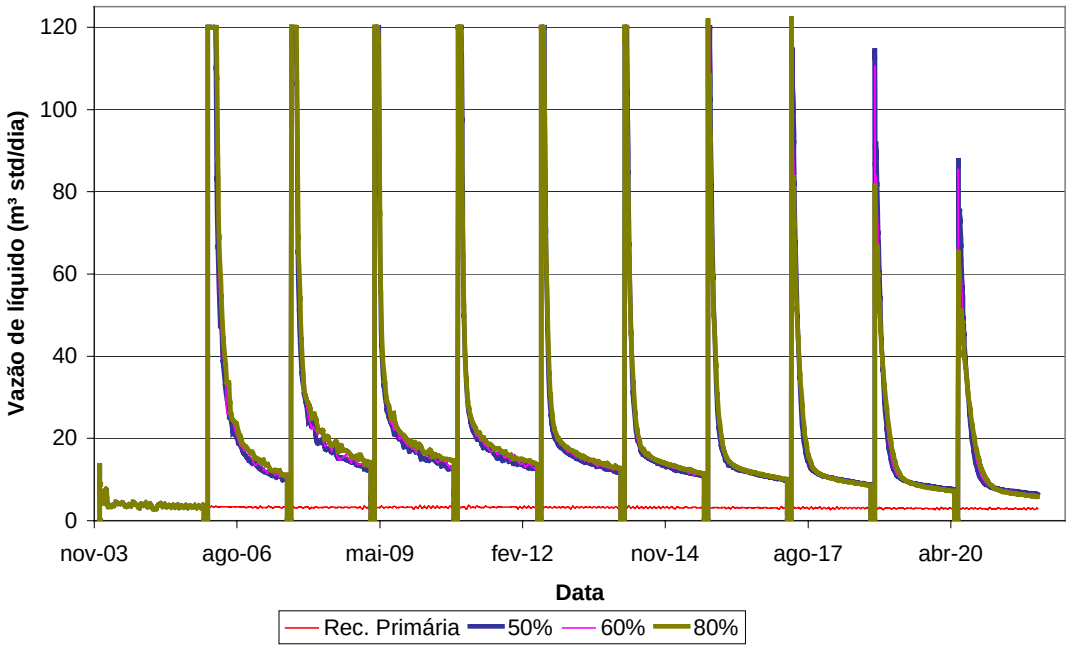


Figura 5.32 Efeito da qualidade do vapor na vazão total de líquido durante a simulação.

5.6 Cota de injeção de vapor

A cota de injeção de vapor é um parâmetro operacional importante no desempenho da injeção cíclica, já que a mobilidade do óleo aumenta com o aumento da quantidade de calor fornecida ao reservatório. Utilizando o modelo base como padrão, a cota de injeção variou em 100 ton/dia, 200 ton/dia e 300 ton/dia durante vinte dias de injeção, contabilizando 2000 ton/ciclo, 4000 ton/ciclo e 6000 ton/ciclo respectivamente.

Quanto maior a quantidade de vapor utilizada no processo maior a produção acumulada de óleo por ciclo, como ilustra a Figura 5.33.

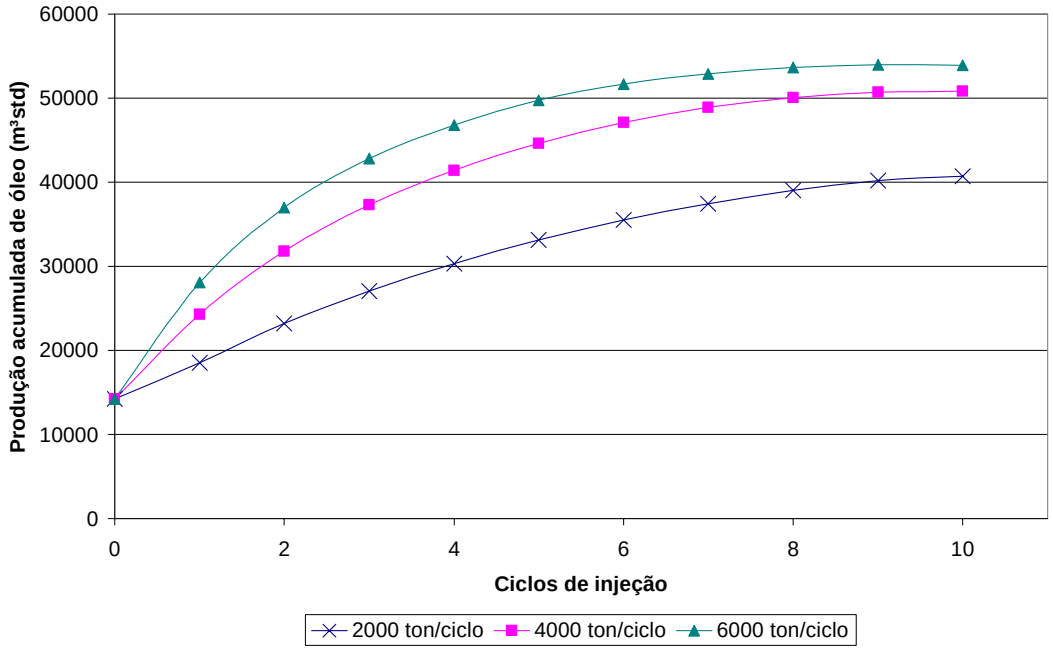


Figura 5.33 Efeito da variação da cota de injeção de vapor na produção acumulada por ciclo de injeção.

A Tabela 5.13 mostra os resultados da produção acumulada de óleo e de água para as diferentes cotas de vapor estudadas após dezoito anos de simulação. Como já foi visto na Figura 5.33, quanto maior a cota de injeção de vapor maior a produção de óleo e de água.

Tabela 5.13 Resumo dos resultados – qualidade do vapor no final da simulação.

Cota de injeção (ton/ciclo)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
2000	42,62	42,66
4000	52,80	68,34
6000	55,84	90,04

A produção líquida acumulada retrata até onde é viável a aplicabilidade do processo. Como pode ser visto na Figura 5.34, a produção líquida acumulada também é crescente com o aumento da cota de injeção, porém para a cota de 6000 ton/ciclo observa-se um decréscimo a partir do oitavo ciclo de injeção, já para a cota de 4000 ton/ciclo esse decréscimo pode ser observado a partir do nono ciclo de injeção, enquanto que para a cota de 2000 ton/ciclo o processo ainda não atingiu o índice de eficiência, com base na produção líquida acumulada.

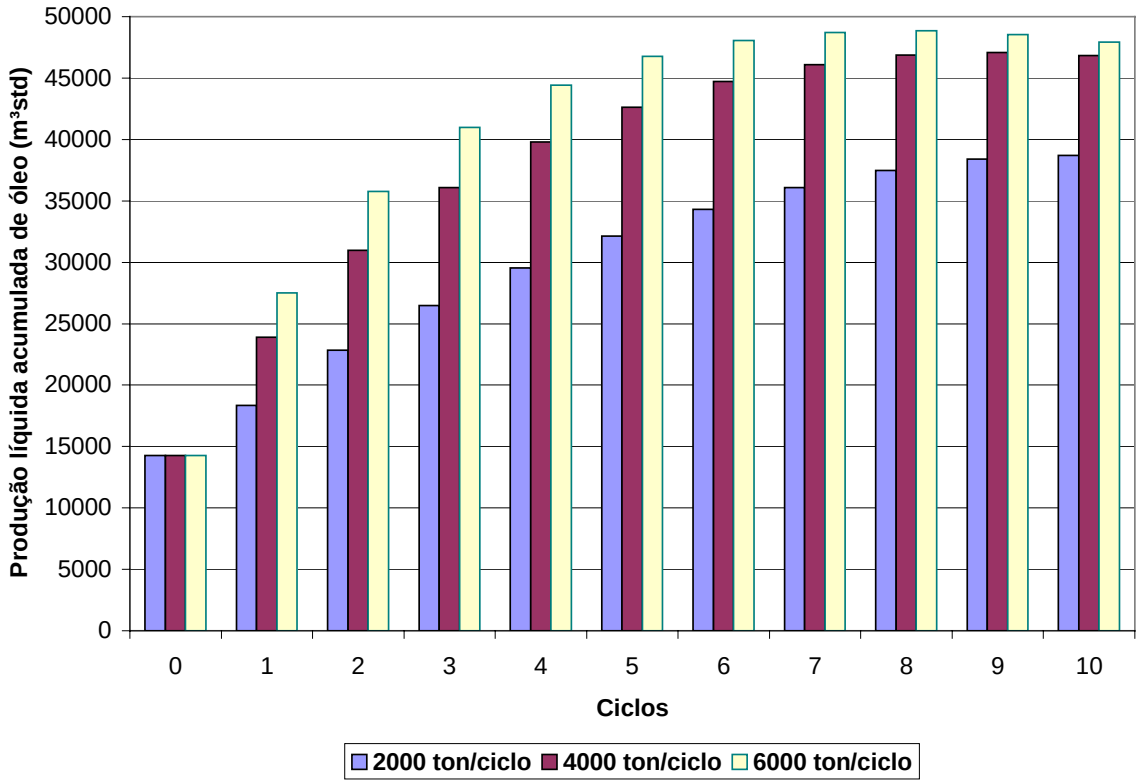


Figura 5.34 Efeito da variação da cota de injeção na produção acumulada líquida por ciclo.

Outro indicador do índice de eficiência é a ROV representada pelo gráfico da Figura 5.35. O comportamento observado na Figura 5.34 pode ser comprovado na Figura 5.35. Observa-se que a curva referente à cota de 6000 ton/ciclo atinge o índice de eficiência no oitavo ciclo, enquanto que a curva referente à cota de 4000 ton/ciclo alcança esse índice no nono, já a curva de 2000 ton/ciclo não atinge o limite. Devido à menor cota de vapor, o primeiro ciclo da injeção cíclica de vapor recupera uma menor quantidade de óleo, por isso a diferença no comportamento inicial.

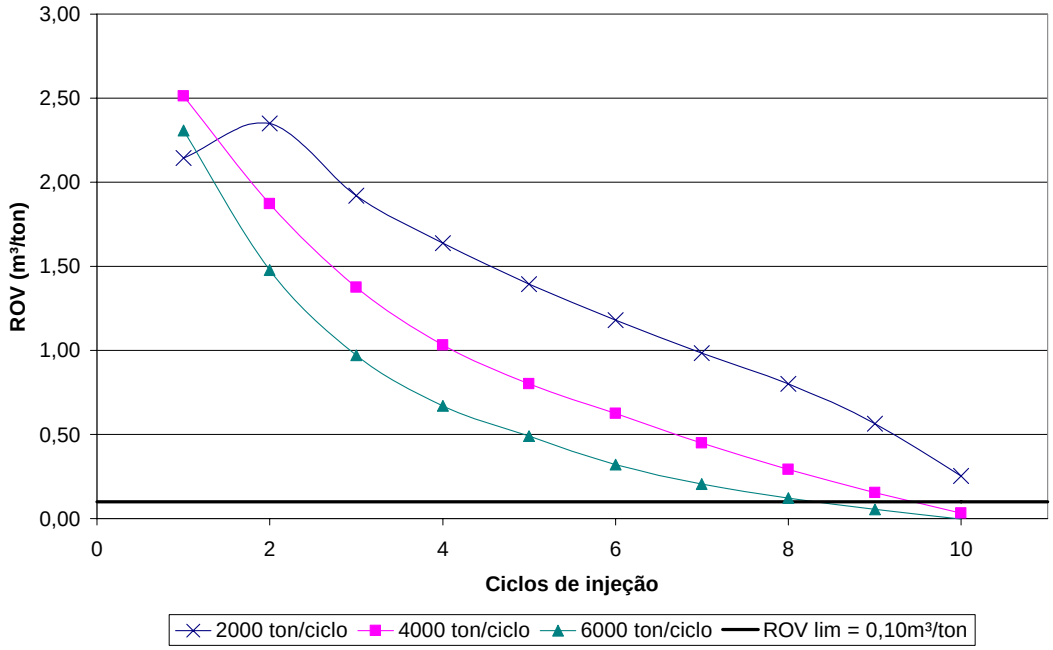


Figura 5.35 Efeito da variação da cota de injeção na razão óleo vapor por ciclo de injeção.

A Tabela 5.14 mostra os resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton, para as diferentes cotas estudadas. Como pode ser observado, quanto maior a cota de injeção maior a produção acumulada, maior a produção acumulada líquida, maior o fator de recuperação e maior a produção acumulada de água.

Tabela 5.14 Resumo dos resultados – qualidade do vapor na ROV desejada.

Cota de injeção (ton/ciclo)	Ciclos(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
2000	-	42,62	38,71	51,05	42,66
4000	9	50,69	47,09	63,57	64,27
6000	8	53,63	48,83	67,26	77,83

(*) Ciclo em que atingiu a ROV.

As Figura 5.36 e Figura 5.37 ilustram o comportamento da vazão de óleo e vazão total de líquido durante a simulação. Tanto para a recuperação primária como para o processo de injeção cíclica quanto maior a cota maior a vazão de óleo e de líquido.

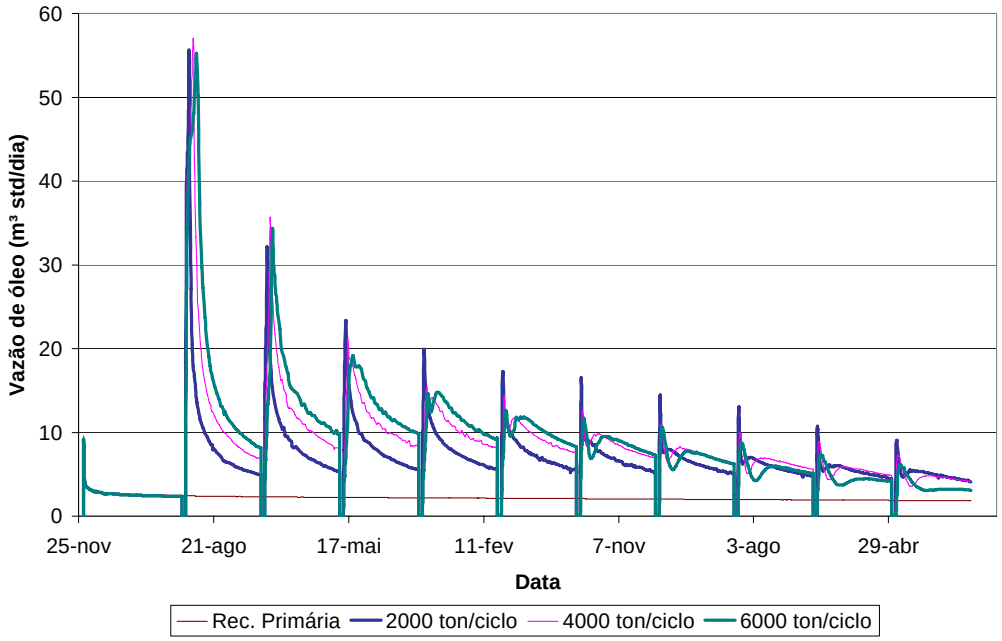


Figura 5.36 Efeito da variação da cota de injeção na vazão de óleo durante a simulação.

A mudança no comportamento da curva de 6000 ton/ciclo também pode ser observada nos gráficos a partir do oitavo ciclo e a de 4000 ton/ciclo a partir do nono.

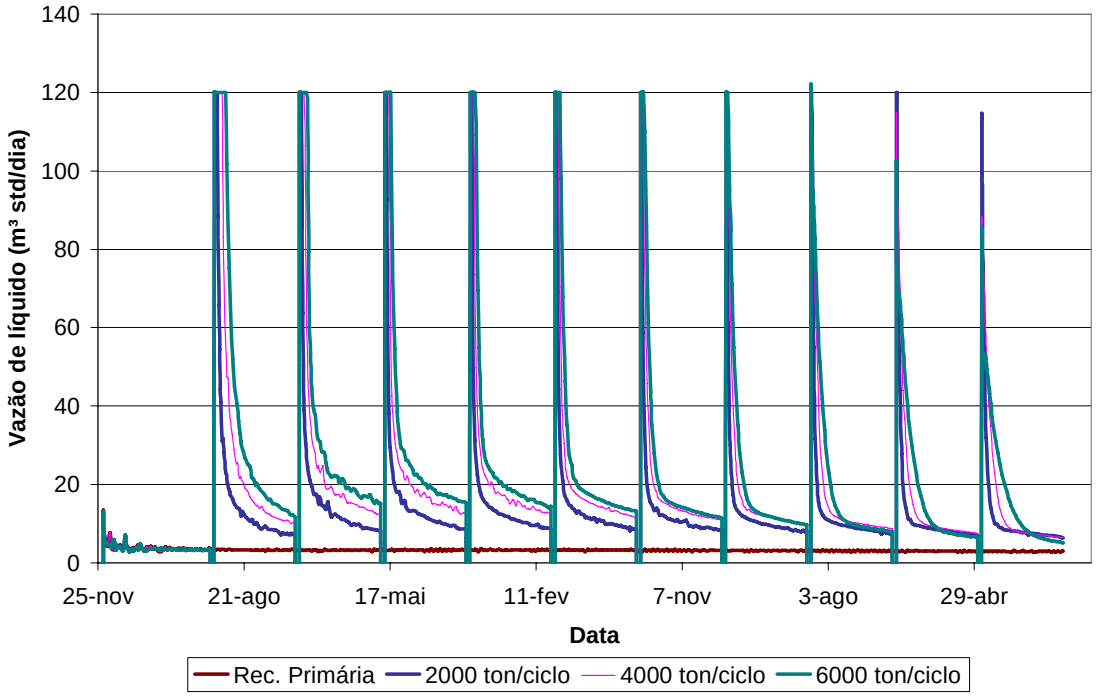


Figura 5.37 Efeito da variação da cota de injeção na vazão total de líquido durante a simulação.

5.7 Tempo de injeção

Outra variável no processo de injeção cíclica é o tempo de injeção, ou seja, o tempo em que está sendo injetado vapor no poço. Para o estudo a quantidade de vapor permaneceu fixa em 200 ton/dia e o tempo de injeção foi variado em 15, 20 e 30 dias.

Como mostra a Figura 5.38, a produção acumulada de óleo aumenta com o aumento do tempo de injeção, pois a quantidade de vapor recebida é maior para um maior tempo de injeção.

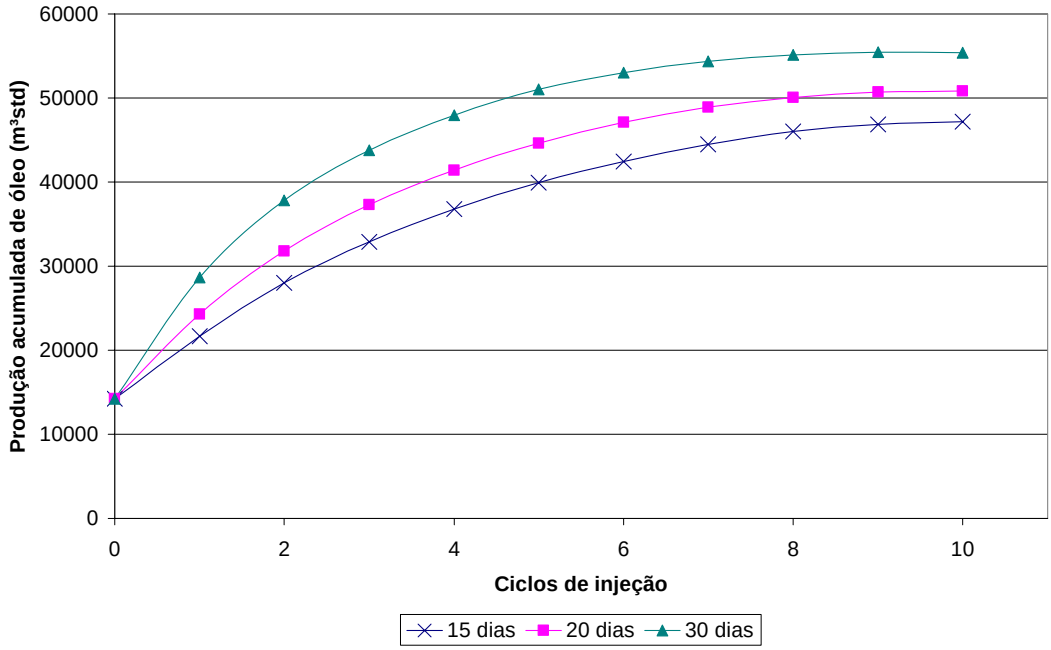


Figura 5.38 Efeito da variação do tempo de injeção na produção acumulada de óleo por ciclo.

Observa-se que a cota de injeção do processo varia com a variação do tempo de injeção, portanto têm-se comportamentos semelhantes ao estudo anterior em relação aos tempos de 20 dias e 30 dias.

A Tabela 5.15 mostra os resultados da produção acumulada de óleo e de água para as diferentes cotas de vapor estudadas após dezoito anos de simulação. Como já foi visto na Figura 5.38, quanto maior o tempo de injeção maior a produção acumulada de óleo e de água.

Tabela 5.15 Resumo dos resultados – tempo de injeção de vapor no final da simulação.

Tempo de injeção (dias)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
15	49,13	56,29
20	52,80	68,34
30	57,37	90,88

No que diz respeito à produção líquida acumulada de óleo por ciclo, nota-se um decréscimo na produção a partir do oitavo ciclo de injeção para o tempo de 30 dias, desse ponto em diante o processo se torna menos viável, pois atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton. Para os tempos de injeção de 15 e 20 dias esse decréscimo é menos acentuado, mas é alcançado no décimo ciclo e no nono ciclo, respectivamente, como ilustra a Figura 5.39.

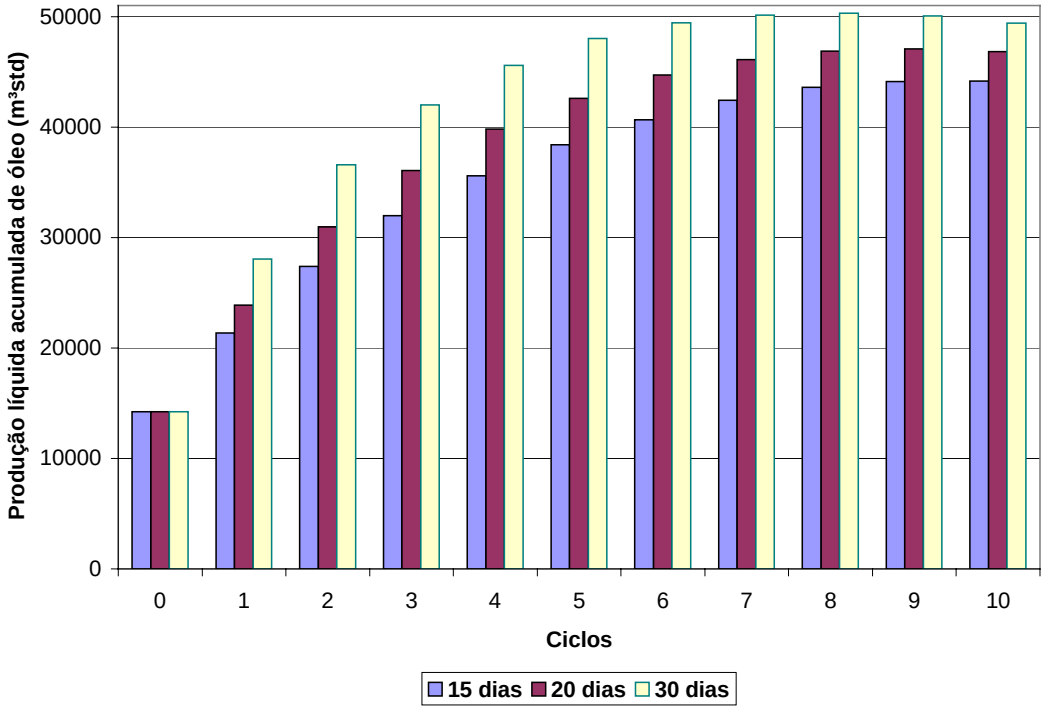


Figura 5.39 Efeito da variação do tempo de injeção na produção acumulada líquida de óleo por ciclo.

As curvas de ROV, representadas na Figura 5.40 comprovam o comportamento da Figura 5.39, onde para o intervalo de tempo de 15 dias o processo atingiu a ROV no décimo ciclo, para a variação de 20 dias a ROV é alcançada no nono e para o intervalo de 30 dias o índice de eficiência é atingido no oitavo ciclo.

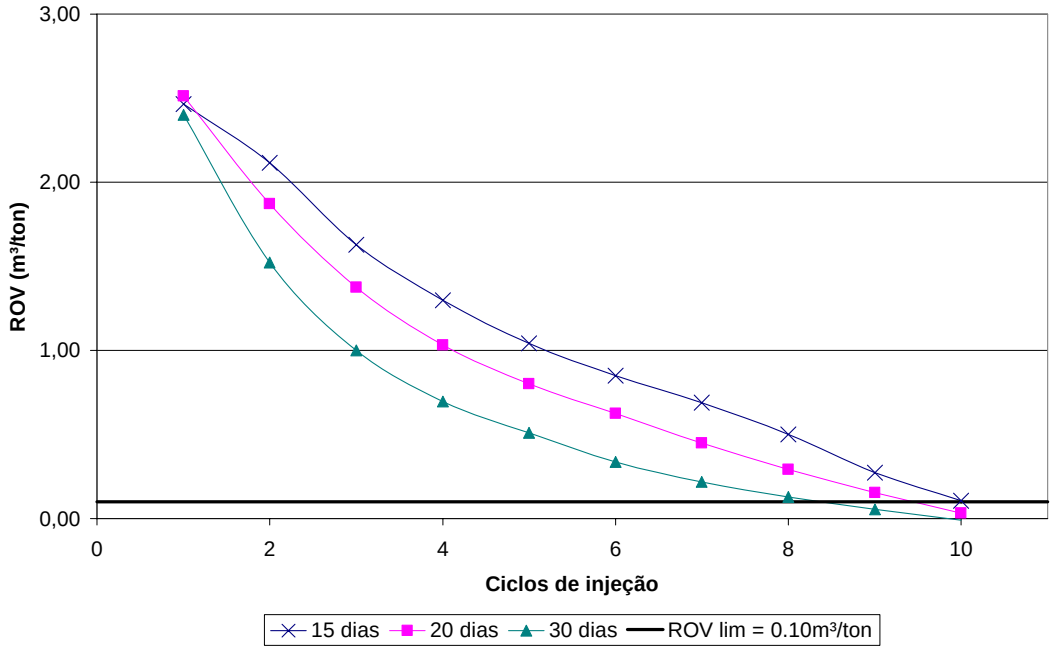


Figura 5.40 Efeito da variação do tempo de injeção na razão óleo vapor por ciclo.

A Tabela 5.16 mostra os resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton, para os diferentes tempos de injeção estudados. Quanto maior o tempo de injeção maior a produção acumulada de óleo, a produção acumulada líquida, maior a produção acumulada de água e maior o fator de recuperação. Para os casos estudados o melhor resultado foi obtido pelo maior tempo de injeção, pois o processo conseguiu recuperar mais óleo utilizando menos vapor visto que atingiu o índice de eficiência no oitavo ciclo de injeção.

Tabela 5.16 Resumo dos resultados – tempo de injeção na ROV desejada.

Tempo de injeção (dias)	Ciclos(*)	Np x 10^{-3} (Mm^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (Mm^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
15	10	47,15	44,15	59,14	56,29
20	9	50,69	47,09	63,57	64,27
30	8	55,11	50,31	69,12	78,69

(*) Ciclo em que atingiu a ROV.

A partir da Figura 5.41, pode-se verificar o comportamento da vazão de óleo durante toda a simulação. Observa-se que quanto maior o tempo de injeção maior a vazão de óleo, mas que a partir do oitavo ciclo de injeção o maior tempo de injeção passa a ter uma menor vazão de óleo, mostrando que o processo passa a ser menos viável a partir daí, para esse tempo de injeção.

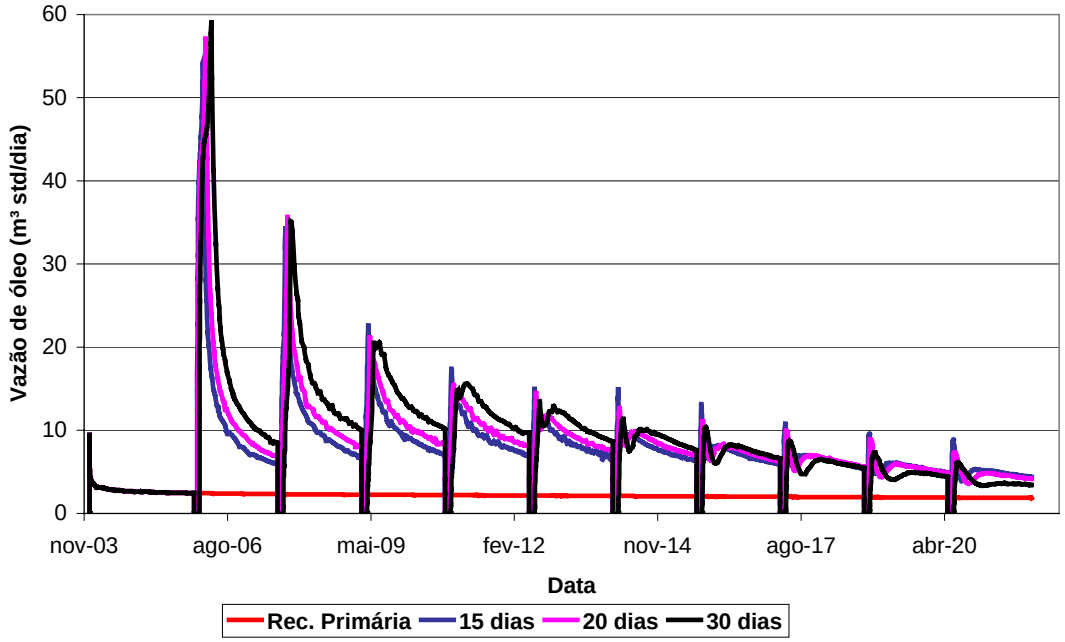


Figura 5.41 Efeito da variação do tempo de injeção na vazão óleo durante simulação.

A Figura 5.42 ilustra a vazão total de líquido durante a simulação. O mesmo comportamento é observado: quanto maior o tempo de injeção maior a vazão total de líquido na simulação.

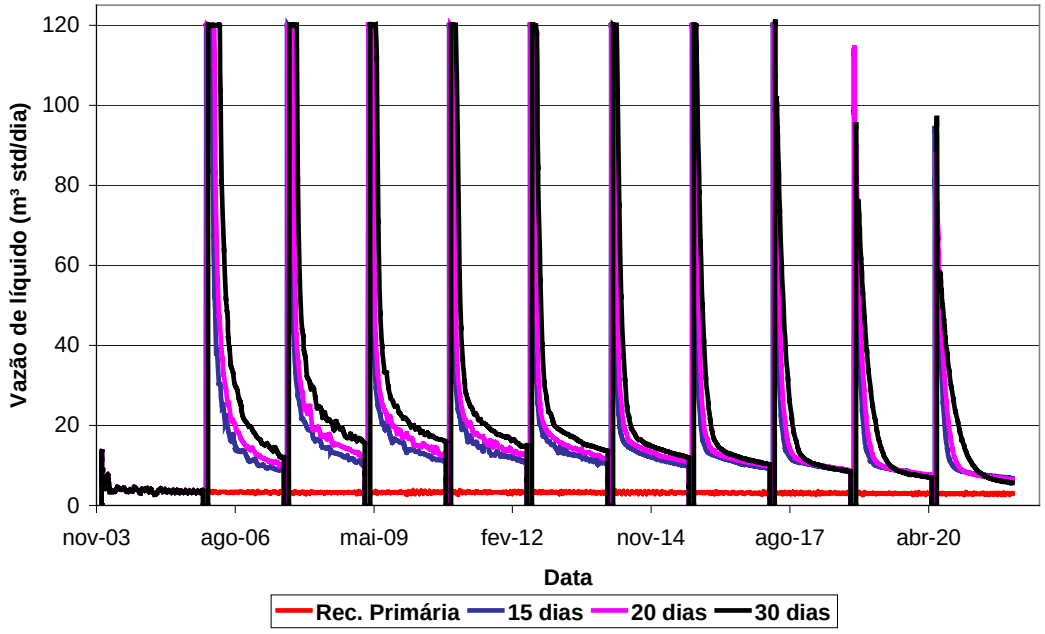


Figura 5.42 Efeito da variação do tempo de injeção na vazão total de líquido durante simulação.

5.8 Tempo de *soaking*

O tempo de *soaking* é o intervalo de tempo utilizado no processo de injeção cíclica de vapor, em que o poço permanece fechado, para estabilizar a pressão no seu interior após o período de injeção de vapor. O período de *soaking* deve ser otimizado para permitir a transferência de calor por condução entre o vapor injetado e os fluidos da rocha-reservatório (Trebolle, 1993).

O trabalho avaliou a influência dessa variável de operação no processo, variando o intervalo em 7, 15 e 25 dias.

Como ilustra a Figura 5.43, a variação do tempo de *soaking* não teve efeito na produção acumulada de óleo.

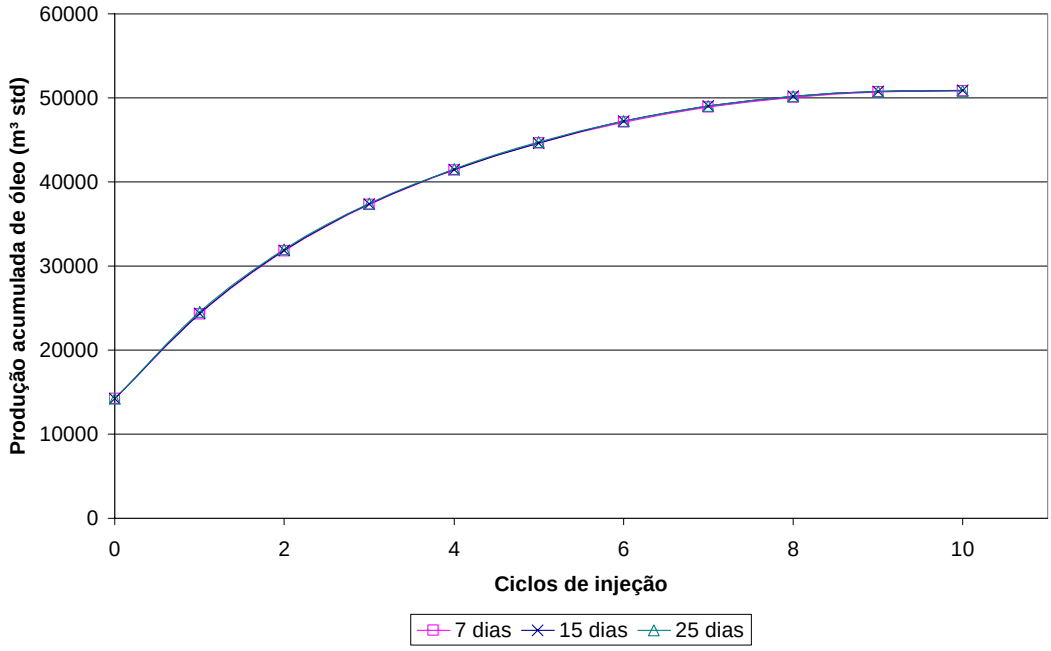


Figura 5.43 Efeito da variação do tempo de soaking na produção acumulada de óleo por ciclo.

A Tabela 5.17 mostra os resultados da produção acumulada de óleo e de água para os diferentes tempos de *soaking* estudados após dezoito anos de simulação. Os resultados mostram a pouca influência dessa variável na produção acumulada de óleo e de água.

Tabela 5.17 Resumo dos resultados – tempo de soaking no final da simulação.

Tempo de *soaking* (dias)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
7	52,80	68,34
15	52,85	68,30
25	52,81	68,23

As curvas de produção acumulada líquida de óleo indicam que o processo atingiu o índice de eficiência no final do processo no nono ciclo, mas a variação do intervalo no tempo de *soaking* não teve efeito significativo no processo, como ilustra a Figura 5.44.

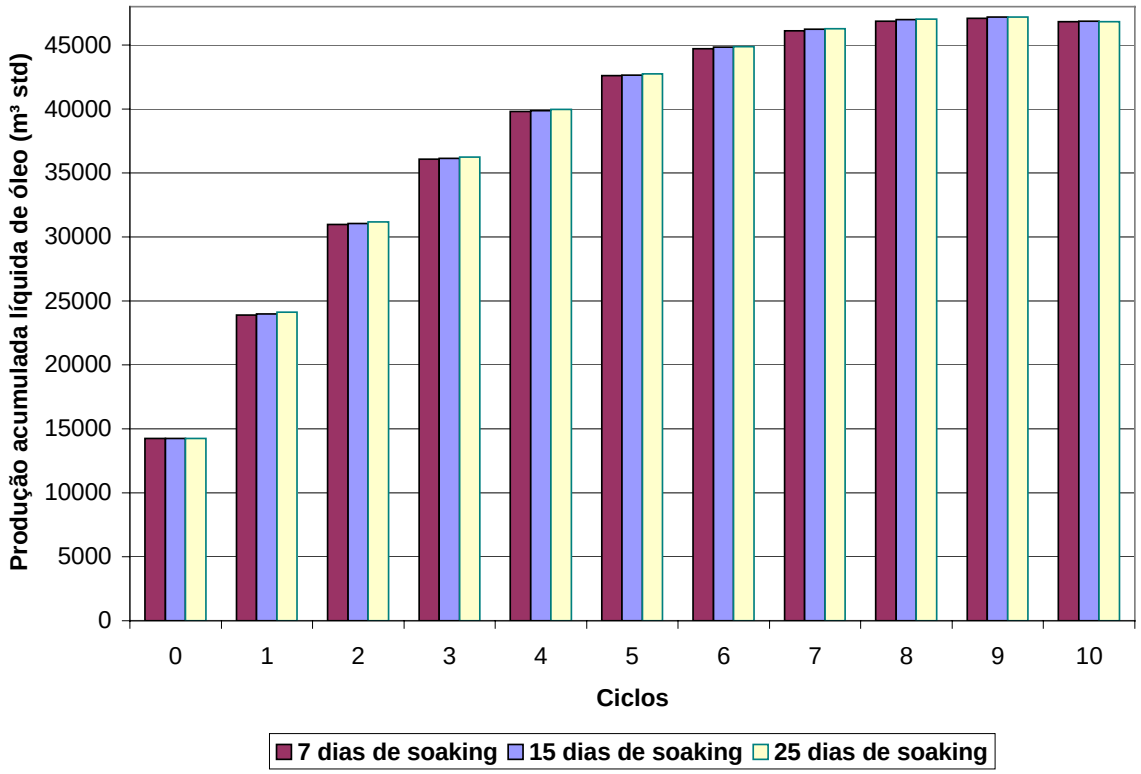


Figura 5.44 Efeito da variação do tempo de soaking na produção acumulada líquida de óleo por ciclo.

As curvas de ROV apresentam o mesmo comportamento da Figura 5.44. Pode ser visto que o índice de eficiência é alcançado entre o nono e o décimo ciclo e que a variação do tempo de *soaking* não teve efeito significativo no modelo em estudo, Figura 5.45.

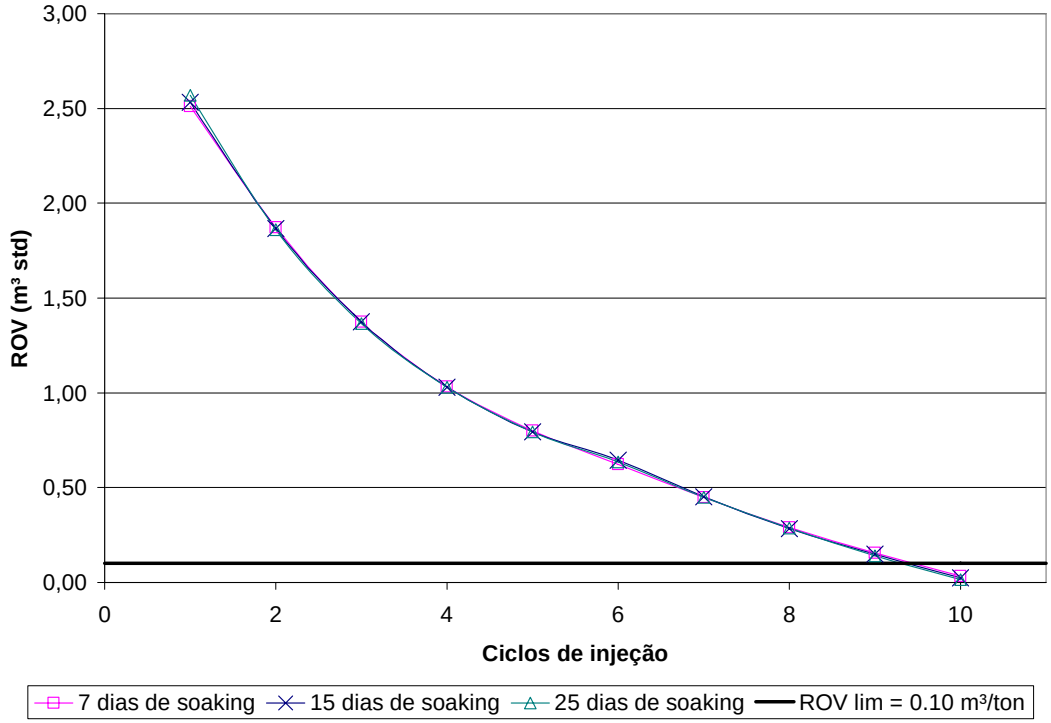


Figura 5.45 Efeito da variação do tempo de soaking na razão óleo vapor por ciclo.

A Tabela 5.18 mostra os resultados no período em que o processo atingiu a ROV de 0,10 m^3/ton, para os diferentes tempos de injeção estudados. O tempo de *soaking* não produz efeito significativo na produção acumulada de óleo, na produção acumulada líquida de óleo no fator de recuperação e na produção acumulada de água.

Tabela 5.18 Resumo dos resultados – tempo de soaking na ROV desejada.

Tempo de *soaking* (dias)	Ciclos(*)	Np x 10^{-3} (m^3 std)	Np Líq x 10^{-3} (m^3 std)	FR (%)	Wp x 10^{-3} (m^3 std)
7	9	50,69	47,09	63,57	64,27
15	9	50,77	47,17	63,67	64,23
25	9	50,77	47,17	63,67	64,20

(*) Ciclo em que atingiu a ROV.

O comportamento da vazão de óleo e da vazão total de líquido também não é afetado pela variação do tempo de *soaking*, como mostra a Figura 5.46 e Figura 5.47, respectivamente.

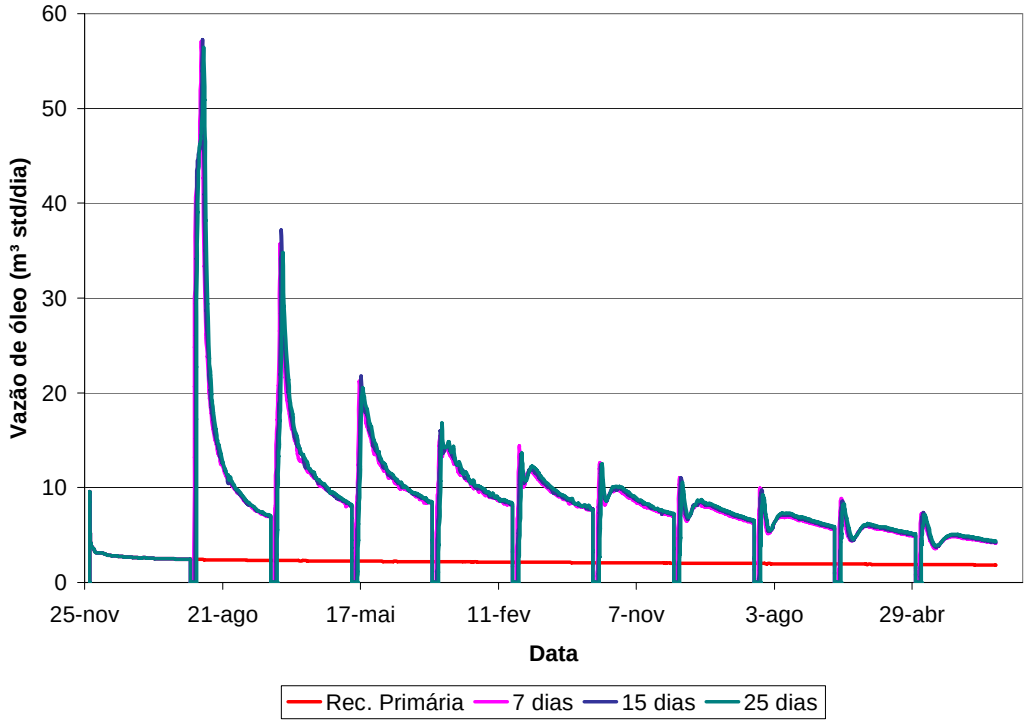


Figura 5.46 Efeito da variação do tempo de soaking na vazão de óleo.

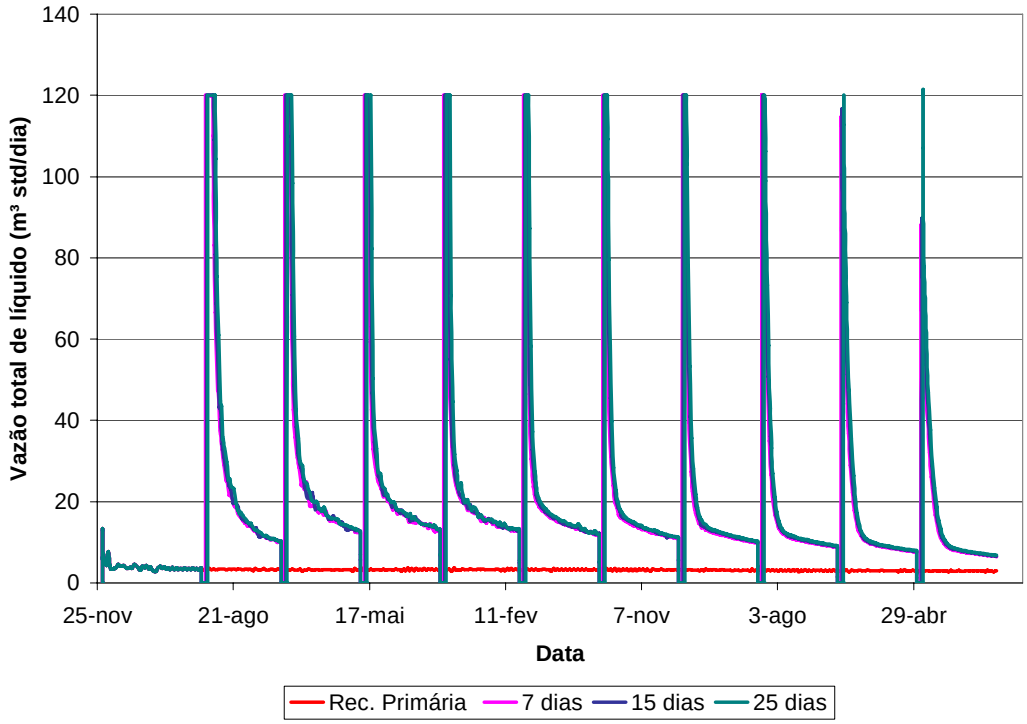


Figura 5.47 Efeito da variação do tempo de soaking na vazão total de líquido.

5.9 Análise de sensibilidade

Para analisar a influência de cada parâmetro foi realizada uma análise de sensibilidade, comparando a produção acumulada de óleo em cada caso estudado com a produção acumulada de óleo do modelo base inicial, Figura 5.48.

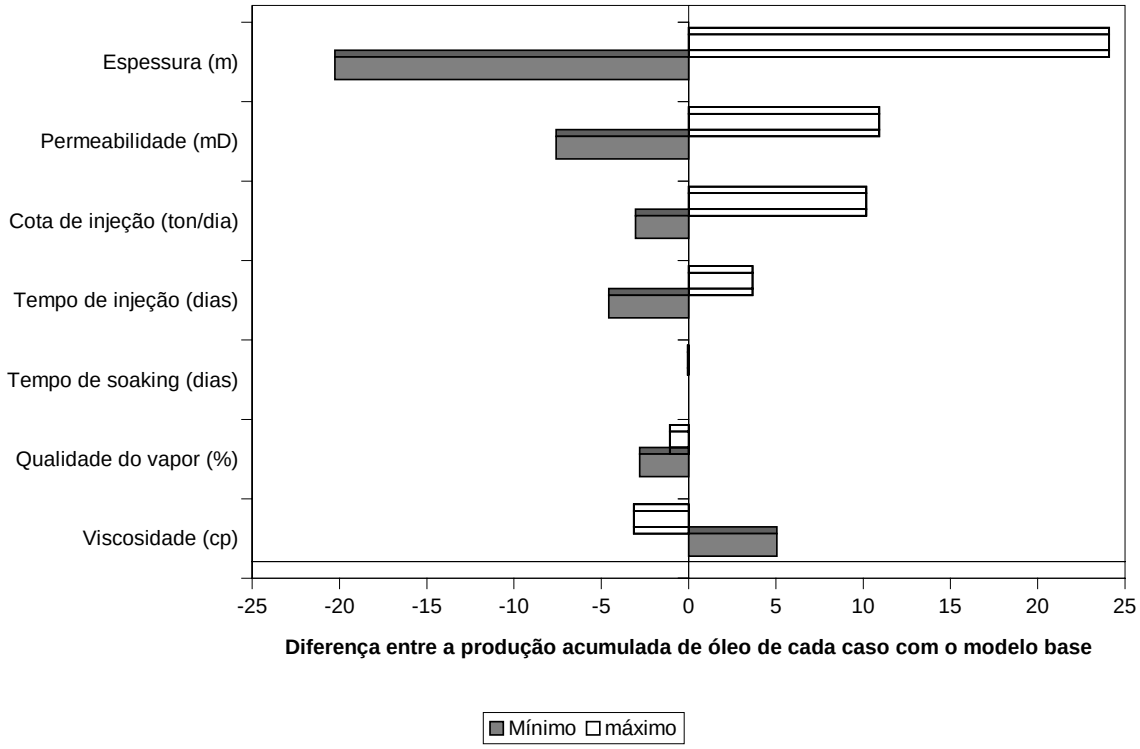


Figura 5.48 Análise de sensibilidade do estudo.

Verificou-se que o parâmetro que mais influenciou no processo foi a espessura do reservatório. A permeabilidade e a cota de injeção afetaram o processo de forma moderada, enquanto que o tempo de injeção, viscosidade e qualidade do vapor tiveram uma menor influência no processo e o tempo de soakig não teve influência significativa no processo. O estudo do aqüífero não fez parte da análise de sensibilidade porque não seria coerente comparar modelos com volumes de óleo *in place* diferentes.

CAPÍTULO VI:

Conclusões e recomendações

6 Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões mais importantes encontradas no trabalho para o modelo estudado.

- ✓ A viscosidade e a permeabilidade da rocha influenciaram diretamente na produção acumulada de óleo, conseqüentemente na produção acumulada líquida e no fator de recuperação. Quanto maior a permeabilidade, maior o fator de recuperação e quanto menor a viscosidade, maior o fator de recuperação;
- ✓ A produção acumulada de óleo aumentou com o aumento da espessura do reservatório;
- ✓ A presença do aqüífero no reservatório diminuiu a produção acumulada de óleo, reduzindo também o fator de recuperação e a produção acumulada líquida de óleo;
- ✓ A presença de uma barreira de transmissibilidade acima do aqüífero conseguiu diminuir o influxo d'água na produção, melhorando o desempenho do processo;
- ✓ Em menor proporção, a qualidade do vapor, a cota de injeção e o tempo de injeção afetaram a produção acumulada de óleo, a produção acumulada líquida e o fator de recuperação. Quanto maior um desses fatores, maior a produção acumulada, a produção acumulada líquida e o fator de recuperação;
- ✓ Para o modelo base em estudo o índice de eficiência foi atingido no nono ciclo de injeção;
- ✓ O efeito mais significativo no processo foi a espessura do reservatório, afetando significativamente a produção acumulada de óleo;
- ✓ Variáveis como tempo de injeção e qualidade do vapor foram os parâmetros que menos influenciaram na produção acumulada de óleo;
- ✓ A variação do tempo de soaking não teve influência significativa no processo;

Recomendações

- ✓ É necessário fazer um estudo detalhado do reservatório antes de aplicar a técnica desejada, já que cada reservatório possui suas próprias características;
- ✓ É preciso otimizar a vazão de vapor para cada estudo já que ela afeta diretamente o processo de injeção cíclica de vapor;
- ✓ Paralelo ao estudo deve-se fazer uma análise econômica do vapor para avaliar decisões mais adequadas sobre aplicabilidade do processo;

- ✓ Explorar mais a análise de sensibilidade, utilizando uma outra função objetiva.

CAPÍTULO VII:

Referências Bibliográficas

7 Referências bibliográficas

ABOU – KASSEM J. H. Pratical considerations in developing numerical simulators for thermal recovery, *JPSE*, 15, 281 – 290, 1996;

ABOU – KASSEM J. H.; FAROUQ ALI S. M.; FERRER J. Appraisal of steamflood models, RTI, 9, 45 – 58, 1986;

ALLEN T. O.; ROBERTS A. P. Production operations Well Completions Workover and Stimulation. Fourth Edition. Oil and Gas consultant International. Tulsa. Oklahoma. 1, 1-45., 4 ed, 1997.;

AZIA K. *Petroleum Reservoir simulation*. New York, Elsevier Publising Co, 8, 1985;

AZIZ K.; SETTARI A. *Petroleum reservoir simulation.* New York, Elsevier Publising Co. 1979;

BEATTLE C.I.; BOBERG T.C.; MCNAB G. S. Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands. SPE 18752, 68 – 82, 1991;

BUTLER R. M. *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*. Department of chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey. 1991, 7, 285-358;

CMG, Computer Modelling Group Ltda, Guía para el usuario de Stars, Simulador de Processos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos. Versión 2002, Calgary Alberta-Canadá;

COSTA A. P. A. Desenvolvimento de um simulador térmico para recuperação de petróleos viscosos via aquecimento eletromagnético, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 1998;

CRAFT B. C.; HAWKINS M. F. *Applied petroleum reservoir engineering*, 2 ed., New Jersey: Prentice Hall PTR, 1991;

DAKE L. P. *Fundamental of reservoir engineering*, Developments in Petroleum Science. Amsterdan: Elsevier, 2001;

DAVIDSON L. B.; MILLER F. G.; MUELLER T. D. A mathematical model of reservoir response during the cyclic injection of steam. *SPE Journal*, Trans. AIME 240, 174 – 188, 1967;

DUTRA JR. T. V. Desenvolvimento de um Simulador Numérico para a Injeção Cíclica de Vapor, *Dissertação de mestrado*, Universidade Federal de Ouro Preto, Abril, 1987;

FAROUQ ALI S. M. *Oil recovery by steam injection*. Bradford, Pennsylvania, Producers Publishing Company Inc., 122, 1970;

FAROUQ ALI S. M. Heavy oil-evermore mobile. *JPSE.* 37, 5-9, 2002;

FONG W.S.; LEDERHOS L; SKOW L.A.; EVOLA G.M.; CHOI, J. Analysis of a Successful Cyclic Steam Process at Cymric Field. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM HELD, Porlamar, Venezuela, 12 - 14 Março**,** 2001, ***technical paper*** *SPE* 69702;

FRAUENFELD T.W.J. A Partially Scaled Physical Model of Cyclic Steam Stimulation for Recovery of Oil and Bitumen**.** In: SPE/DOE NINTH SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY HELD, Oklahoma, EUA, 17 - 20 Abril**,** 1994, ***technical paper*** *SPE* 27836;

HONG K.C.; JENSEN R.B. Optimization of multicycle steam stimulation, In: ANNUAL CALIFORNIA FALL MEETING, Bakersfield, CA, ***technical paper*** SPE 2328, 1985

JENNYS L. M. B. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. *Dissertação de mestrado*, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Fevereiro, 2005;

LACERDA J. A. Curso de métodos térmicos analíticos. E e P – RNCE/GERET/GEREV-II, Natal, outubro, 2000;

PASCUAL M.R. Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento Los Perales**,** In: SPE LATIN AMERICA AN CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE HELD, Buenos Aires, Argentina, 25 - 28 Março**,** 2001, ***technical paper*** *SPE* 69632;

PRATS M. Thermal recovery, *SPE Monograph Series*, SPE AIME, Dallas, v. 7, 1982;

RAJTAR J.M.; HAZLETT W.G. Cyclic-Steam Injection Initiation Project in Heavy Oil Reservoir – A Simulation Study**,** In: SPE LATIN AMERICA AN CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE HELD, Caracas, Venezuela, 21 - 23 Abril**,** 1999, ***technical paper*** *SPE* 53692;

RUBIN B.; BUCHANAN W. L. A general proposed thermal model, In: CALIFORNIA REGIONAL MEETING, Califórnia, Março, 1983, ***technical paper*** SPE11713;

SCHIOZER D. J. Computação paralela aplicada à simulação numérica de reservatórios. Dissertação apresentada para o concurso de livre docência na área de energia. Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de campinas. Junho. 1997;

SERHAT A.; BAGCI S. A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process. *JPSE*. 32, 23-33, 2001;

SHARMA B. C.; KHATANIAR S.; PATIL S. L.; KAMATH V. A.; DANDEKAR A. Y. A simulation study of novel thermal recovery methods in the Ugnu Tar Sand reservoir. In:

SPE WESTERN REGIONAL/AAPG PACIFIC SECTION JOINT MEETING HELD IN ANCHORAGE, Alaska, USA, 20-22 Maio, 2002, ***technical paper*** SPE 76729;

SHUTLER, N. D. Numerical three-phase simulation of the linear steamflood process. *SPE Journal,* Trans. AIME 246, 232 – 246, 1969;

SIMON R. Enhanced oil recovery: definitions, fundamentals, applications and research frontiers. *Physics and chemistry of the Earth.* V.13-14, 447-460, 1981;

SPILLETTE A. G.; NIELSEN, R. L. Two – dimensional method for predicting hot waterflood recovery behavior. *JPT*, Trans. AIME 243, 627 – 638, 1968;

TAMIM M.; FAROUQ ALI S. M., 'A new analytical cyclic stimulation model including fracturing', *JCPT,* 37, 31 – 40, 1998;

THOMAS J. E. et all, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2001, v. 7, 169-174;

TREBOLLE R.L.; DE PAZ M.C.; MARTINEZ D.E. Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields**,** In: INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS SYMPOSIUM HELD, Bakerfield, Califórnia, 8 - 10 Fevereiro**,** 1993, ***technical paper*** *SPE* 25810;

SPE 25810, 331 – 341, 1993;

WILLHITE G. P. *Waterflooding.* Society of Petroleum Engineers: Richardson. Texas. EUA. 1986, 1-2, 1-20.