



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA - CT

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA - CCET

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO - PPGCEP**



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO NO
PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL COM INJEÇÃO DE
CO₂**

TOMMY DE ALMEIDA PINTO

ORIENTADORES:

Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Jr.

Prof. Dr. Wilson da Mata

Natal / RN, Abril de 2009

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO NO
PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL COM INJEÇÃO DE
CO₂**

TOMMY DE ALMEIDA PINTO

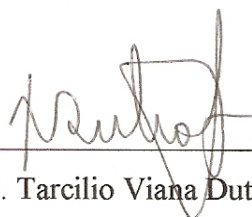
Natal / RN, Abril de 2009

Tommy de Almeida Pinto

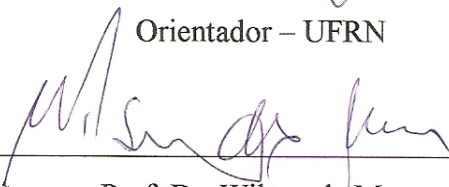
“Estudo Paramétrico da Recuperação de óleo no Processo de Drenagem Gravitacional com Injeção de CO₂”

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo PPGCEP, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

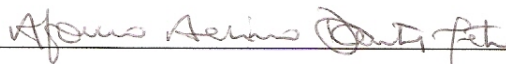
Aprovado em 27 de ABRIL de 2009.



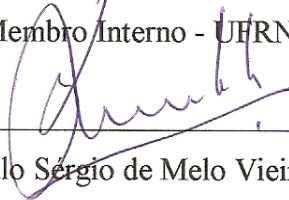
Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior
Orientador – UFRN



Prof. Dr. Wilson da Mata
Co-orientador – UFRN



Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto
Membro Interno - UFRN



Ph.D. Paulo Sérgio de Melo Vieira Rocha
Membro Externo – Petrobrás

PINTO, Tommy de Almeida – Estudo paramétrico da recuperação de óleo no processo de drenagem gravitacional com injeção de CO₂. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior

Co-orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

RESUMO

A injeção de gás tem sido o método de recuperação mais utilizado nos Estados Unidos e o ano de 2006 marca a primeira vez em que a produção proveniente dos processos de injeção de gás superou os de injeção de vapor. No Brasil, a instalação do complexo petroquímico, no estado da Bahia, oferece oportunidades para injeção de gás na Bacia do Recôncavo. As aplicações de injeção de gás em campo foram quase sempre associadas com dificuldades operacionais e de projetos. A razão de mobilidade, que controla a varredura volumétrica, entre o gás injetado e o banco de óleo deslocado, é tipicamente desfavorável devido à baixa viscosidade do gás. Além de que a diferença entre as densidades conduz a segregação gravitacional severa dos fluidos no reservatório e conseqüentemente, levando a um pobre controle na varredura volumétrica. Atualmente, grande parte dos projetos de injeção de gás no mundo é do tipo WAG. Entretanto, na tentativa de resolver os problemas de mobilidade, o processo WAG causa outros problemas como o aumento na saturação de água no reservatório, incluindo a diminuição na injetividade do gás e aumento da competição no fluxo do óleo. O baixo desempenho na recuperação de óleo deste processo no campo, na ordem de 5 a 10%, é uma clara indicação destes problemas. A fim de encontrar uma alternativa eficaz para o WAG, o processo de drenagem gravitacional assistida por injeção de gás (GAGD) foi desenvolvido. O processo GAGD é projetado para tomar vantagem da força gravitacional causando assim, a segregação vertical entre o CO₂ injetado e a reserva de óleo devido à diferença de densidades. Este processo consiste na colocação de poços produtores horizontais próximos a parte inferior da zona de óleo e injeção de gás através de poços verticais existentes em campo. Modelos homogêneos foram utilizados neste trabalho os quais podem ser extrapolados para aplicação comercial em campos localizados no nordeste brasileiro. As simulações foram realizadas no simulador da CMG – STARS 2007.11, sendo analisados alguns parâmetros e suas interações. Os resultados mostraram que a injeção de CO₂ no processo GAGD aumentou significativamente a vazão e a recuperação final de óleo.

Palavras-chave: *Injeção de gás, segregação gravitacional, GAGD, simulação de reservatório, CO₂*

ABSTRACT

The gas injection has become the most important IOR process in the United States. Furthermore, the year 2006 marks the first time the gas injection IOR production has surpassed that of steam injection. In Brazil, the installation of a petrochemical complex in the Northeast of Brazil (Bahia State) offers opportunities for the injection of gases in the fields located in the Recôncavo Basin. Field-scale gas injection applications have almost always been associated with design and operational difficulties. The mobility ratio, which controls the volumetric sweep, between the injected gas and displaced oil bank in gas processes, is typically unfavorable due to the relatively low viscosity of the injected gas. Furthermore, the difference between their densities results in severe gravity segregation of fluids in the reservoirs, consequently leading to poor control in the volumetric sweep. Nowadays, from the above applications of gas injection, the WAG process is most popular. However, in attempting to solve the mobility problems, the WAG process gives rise to other problems associated with increased water saturation in the reservoir including diminished gas injectivity and increased competition to the flow of oil. The low field performance of WAG floods with oil recoveries in the range of 5-10% is a clear indication of these problems. In order to find an effective alternative to WAG, the Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) was developed. This process is designed to take advantage of gravity force to allow vertical segregation between the injected CO₂ and reservoir crude oil due to their density difference. This process consists of placing horizontal producers near the bottom of the pay zone and injecting gas through existing vertical wells in field. Homogeneous models were used in this work which can be extrapolated to commercial application for fields located in the Northeast of Brazil. The simulations were performed in a CMG simulator, the STARS 2007.11, where some parameters and their interactions were analyzed. The results have shown that the CO₂ injection in GAGD process increased significantly the rate and the final recovery of oil.

Keywords: *Gas flood, gravity segregation, GAGD, reservoir simulation, CO₂*

DEDICATÓRIA

Aos meus Pais, Ernani e Selma, a quem devo a minha formação moral e gratidão pelo amor e apoio sempre espontâneos. A minha amada Irmã, Tuanny, sempre torcendo por mim.

E a Cinthia Cibelle pela paciência, compreensão e companheirismo.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela graça de mais uma oportunidade na vida.

A toda minha família, especialmente, aos meus Pais, Ernani Monteiro e Selma Cristina pelo amor, carinho e apoio em mais uma fase da minha vida.

À minha Irmã, Tuanny Pinto, pela força no dia-dia.

À Cinthia Cibelle, pelo carinho, companheirismo, paciência e amor desde o início deste do trabalho.

Ao meu professor e orientador, Ph.D Tarcilio Viana, pelo tempo e atenção prestada em orientar este trabalho.

Ao professor e co-orientador Dr. Wilson da Mata, pela paciência e disponibilidade nos momentos críticos na realização deste trabalho.

À professora Dra. Jennys Barillas, pela paciência e ensinamentos durante todo o tempo da dissertação.

Aos meus amigos do LEAP: Adriana Ramalho, Alverne Parente, Clóvis Ferreira, Dayana Silva, Edney Galvão, Elthon Medeiros, Marcos Rodrigues, Tarcila Frota, Michel Oliveira, Janaina Oliveira, Paulo Barros, Robson Gurgel, Henrique Oliveira, Keila Santana e Katia Souza por todo o tipo de ajuda e pelos momentos de descontração.

Ao PPGCEP – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, pela infra-estrutura oferecida, principalmente pelo LEAP – Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo.

A todos os professores do PPGCEP, por todas as disciplinas ministradas.

Aos funcionários Viviane Medeiros e Severino.

À Petrobras pela bolsa concedida no projeto “Estudo da Segregação Gravitacional na Injeção de Vapor” Rede Temática – Gerenciamento e Simulação de Reservatório (SIGER).

À ANP – Agência Nacional do Petróleo, pelo incentivo à pesquisa.

Enfim, a todos que contribuíram para a realização deste trabalho meus sinceros agradecimentos.

ÍNDICE

Capítulo I

1	Introdução.....	2
---	-----------------	---

Capítulo II

2	Aspectos teóricos.....	6
2.1	Mobilidade e razão de mobilidade.....	6
2.1.1	Mobilidade.....	6
2.1.2	Razão de mobilidades.....	6
2.2	Eficiência de deslocamento macroscópico e microscópico.....	7
2.2.1	Eficiência de varrido horizontal.....	8
2.2.2	Eficiência de varrido vertical.....	8
2.2.3	Eficiência Volumétrica.....	9
2.3	Teoria clássica do deslocamento.....	9
2.3.1	Perspectivas de Buckley e Leverett sobre a drenagem gravitacional.....	10
2.4	Teoria clássica da drenagem gravitacional.....	10
2.5	O papel da força gravitacional.....	11
2.6	Drenagem ou deslocamento.....	12
2.7	Recuperação avançada de óleo por injeção de gás.....	12
2.8	Implementação no campo da injeção de gás como método de recuperação avançada de óleo.....	14
2.8.1	Processo WAG.....	14
2.8.2	Problemas no processo WAG.....	15

2.8.3	Drenagem gravitacional na injeção de gás	17
2.8.3.1	Injeção de gás gravitacionalmente estável	17
2.9	Processo de drenagem gravitacional assistida por gás – GAGD (<i>Gas Assisted Gravity Drainage</i>)	18
2.10	Planejamento experimental e otimização	20
2.10.1	Metodologia de superfície de resposta (MSR)	21
2.10.2	Diagrama de Pareto	21
Capítulo III		
3	Estado da arte.....	23
Capítulo IV		
4	Materiais e métodos.....	26
4.1	Ferramentas computacionais.....	26
4.1.1	Simulador STARS - CMG.....	26
4.1.2	Programa STATISTICA.....	27
4.2	Modelo físico	27
4.2.1	Propriedades da rocha-reservatório	30
4.2.2	Saturações iniciais	31
4.2.3	Permeabilidades relativas	32
4.3	Metodologia do trabalho	36
Capítulo V		
5	Resultados e discussões	40
5.1	Análise comparativa do modelo sem injeção de CO ₂	40

5.2	Análise de sensibilidade dos parâmetros dos casos A	41
5.3	Análise de sensibilidade dos parâmetros dos casos B	48
5.4	Otimização do processo	53
5.4.1	Viscosidade de 10 cP com capa de gás – casos A.....	54
5.4.2	Viscosidade de 10 cP sem capa de gás – casos A	55
5.4.3	Viscosidade de 10 cP com capa de gás – casos B	56
5.4.4	Viscosidade de 10 cP sem capa de gás – casos B.....	58
5.4.5	Viscosidade de 100 cP com capa de gás – casos A.....	59
5.4.6	Viscosidade de 100 cP sem capa de gás – casos A	60
5.4.7	Viscosidade de 100 cP com capa de gás – casos B	61
5.4.8	Viscosidade de 100 cP sem capa de gás – casos B.....	62
5.4.9	Resumo da otimização do processo.....	64
5.4.9.1	Estudo isolado do parâmetro localização do poço produtor (LdP)	68
5.5	Comparação entre os modelos base e os otimizados	76
5.6	Análise da vazão e da produção acumulada de óleo no modelo sem injeção de gás, no base e no otimizado	77
5.6.1	Casos A com capa de gás	77
5.6.2	Casos A sem capa de gás.....	80
5.6.3	Casos B com capa de gás.....	82
5.6.4	Casos B sem capa de gás	85
5.7	Análise do processo para diferentes espessuras da capa de gás.....	87
5.8	O processo GAGD para intervalos maiores de vazão de injeção	90

5.8.1	Casos A sem capa de gás.....	91
5.8.2	Casos B sem capa de gás.....	97
5.8.3	Casos B com capa de gás.....	100
Capítulo VI		
6	Conclusões e recomendações.....	105
6.1	Casos A.....	105
6.2	Casos B.....	106
6.3	Recomendações.....	107
	Referências bibliográficas.....	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2.1 – Esquema do processo WAG	15
Figura 2.2 – Problemas no processo WAG	16
Figura 2.3 – Esquema do processo GAGD.....	19

Capítulo III

Capítulo IV

Figura 4.1 – Malha 5-spot	28
Figura 4.2 – Malha com poços horizontais	28
Figura 4.3 – Modelo utilizado com 100x200x30 (m).....	29
Figura 4.4 – Modelo base com refinamento em três dimensões	29
Figura 4.5 – Pressão inicial nas camadas k	30
Figura 4.6 – Saturação inicial de água no reservatório.....	31
Figura 4.7 - Saturação inicial de óleo no reservatório.....	31
Figura 4.8 – Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo <i>versus</i> saturação de água....	35
Figura 4.9 – Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e ao gás <i>versus</i> saturação de líquido	35

Capítulo V

Figura 5.1 - Produção Acumulada de óleo <i>versus</i> Tempo – Recuperação Primária e Modelo com injeção de CO ₂	41
Figura 5.2 – Diagrama de Pareto – Casos A – Fator de recuperação 5 anos.....	42
Figura 5.3 – Diagrama de Pareto – Casos A – Fator de recuperação 10 anos.....	43

Figura 5.4 – Diagrama de Pareto – Casos A – Fator de recuperação 15 anos.....	43
Figura 5.5 – Curvas de nível – Casos A – Fator de recuperação 5 anos	45
Figura 5.6 – Curvas de nível – Casos A – Fator de recuperação 10 anos	46
Figura 5.7 – Curvas de nível – Casos A – Fator de recuperação 15 anos	46
Figura 5.8 – Diagrama de Pareto – Casos B – Fator de recuperação 5 anos.....	48
Figura 5.9 – Diagrama de Pareto – Casos B – Fator de recuperação 10 anos.....	49
Figura 5.10 – Diagrama de Pareto – Casos B – Fator de recuperação 15 anos.....	49
Figura 5.11 – Curvas de nível – Casos B – Fator de recuperação 5 anos.....	51
Figura 5.12 – Curvas de nível – Casos B – Fator de recuperação 10 anos.....	51
Figura 5.13 – Curvas de nível – Casos B – Fator de recuperação 15 anos.....	52
Figura 5.14 – Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – Modelos Otimizados 10 cP– Casos A e B	65
Figura 5.15 – Produção acumulada de óleo – Modelos Otimizados 10 cP– Casos A e B	65
Figura 5.16 - de óleo <i>versus</i> Tempo – Modelos Otimizados 100 cP– Casos A e B.....	66
Figura 5.17 - Produção acumulada de óleo – Modelos Otimizados 10 cP– Casos A e B	66
Figura 5.18 – Comparação entre o campo de pressão dos casos 61 e 79 – Casos A.....	69
Figura 5.19 – Vazão de água <i>versus</i> tempo para os casos 79 e 61 – Casos A.....	70
Figura 5.20 – Vazão de CO ₂ <i>versus</i> tempo para os casos 79 e 61 – Casos A	71
Figura 5.21 – Produção acumulada de CO ₂ <i>versus</i> tempo para os casos 61 e 79 – Casos A ...	72
Figura 5.22 – Comparação entre as saturações de óleo dos casos 61 e 79 – Casos A	73
Figura 5.23 - Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – Caso 79 e Caso 61 – Casos A.....	75
Figura 5.24 – Produção Acumulada de óleo <i>versus</i> Tempo – Caso 79 e Caso 61 – Casos A..	75

Figura 5.25 – Vazão de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A com capa de gás	77
Figura 5.26 – Vazão de gás versus Tempo – Casos A com capa de gás	78
Figura 5.27 – Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A com capa de gás.....	79
Figura 5.28 - Vazão de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A sem capa de gás	80
Figura 5.29 – Vazão de gás versus Tempo – Modelo Otimizado sem Capa de Gás - Casos A	81
Figura 5.30 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A sem capa de gás	81
Figura 5.31 - Vazão de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B com capa de gás.....	82
Figura 5.32 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B com capa de gás.....	83
Figura 5.33 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária e Modelo Otimizado – Casos A e B com capa de gás	84
Figura 5.34 - Vazão de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B sem capa de gás	85
Figura 5.35 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B sem capa de gás	86
Figura 5.36 – Vazão de óleo versus tempo – Comparação entre diferentes espessuras da capa de gás	87
Figura 5.37 – Produção acumulada de óleo versus tempo – Comparação entre diferentes espessuras da capa de gás	88
Figura 5.38 - Vazão de gás versus tempo – Comparação entre diferentes espessuras da capa de gás.....	89

Figura 5.39 - Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos A sem capa de gás.....	91
Figura 5.40 - Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – 10 m ³ /dia, 70 m ³ /dia, 80 m ³ /dia, 90 m ³ /dia e 100 m ³ /dia – Casos A sem capa de gás	92
Figura 5.41 – Vazão de gás <i>versus</i> Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos A sem capa de gás.....	92
Figura 5.42 - Vazão de gás <i>versus</i> Tempo – Casos sem produção de CO ₂ – Casos A sem capa de gás	93
Figura 5.43 - Vazão de gás <i>versus</i> Tempo – Casos com produção de CO ₂ – Casos A sem capa de gás.....	94
Figura 5.44 - Produção acumulada de óleo <i>versus</i> Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos A sem capa de gás	95
Figura 5.45 – Gráfico da vazão de injeção <i>versus</i> fator de recuperação - Intervalo maior de vazão - Casos A sem capa de gás	96
Figura 5.46 - Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B sem capa de gás.....	97
Figura 5.47 - Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – 5000 m ³ /dia, 15000 m ³ /dia e 30000 m ³ /dia – Casos B sem capa de gás	98
Figura 5.48 - Produção acumulada de óleo <i>versus</i> Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B sem capa de gás.....	98
Figura 5.49 - Gráfico da vazão de injeção <i>versus</i> fator de recuperação - Intervalo maior de vazão - Casos B sem capa de gás	99
Figura 5.50 - Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B com capa de gás.....	100
Figura 5.51 - Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo – 5000 m ³ /dia, 15000 m ³ /dia e 30000 m ³ /dia – Casos B com capa de gás.....	101

Figura 5.52 - Produção acumulada de óleo *versus* Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B com capa de gás 101

Figura 5.53 - Gráfico da vazão de injeção *versus* fator de recuperação - Intervalo maior de vazão - Casos B com capa de gás 102

Capítulo VI

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4.1 – Pontos terminais para as curvas de permeabilidade relativa	32
Tabela 4.2 – Permeabilidade relativa da água, do óleo e do gás	34
Tabela 4.3 – Intervalo de análise e nomenclatura dos parâmetros – Casos A.....	36
Tabela 4.4 – Intervalo de análise e nomenclatura dos parâmetros – Casos B.....	37
Tabela 4.5 – Distância entre a zona de água e o poço produtor	37

Capítulo V

Tabela 5.1 – Nomenclatura dos parâmetros e as atribuições no diagrama de Pareto.....	41
Tabela 5.2 – Casos com viscosidade de 10 cP com capa de gás – Casos A.....	54
Tabela 5.3 - Casos com viscosidade de 10 cP sem capa de gás – Casos A.....	55
Tabela 5.4 - Casos com viscosidade de 10 cP com capa de gás – Casos B.....	56
Tabela 5.5 - Casos com viscosidade de 10 cP sem capa de gás – Casos B.....	58
Tabela 5.6 - Casos com viscosidade de 100 cP com capa de gás – Casos A	59
Tabela 5.7 - Casos com viscosidade de 100 cP sem capa de gás – Casos A.....	60
Tabela 5.8 - Casos com viscosidade de 100 cP com capa de gás – Casos B.....	61
Tabela 5.9 - Casos com viscosidade de 100 cP sem capa de gás – Casos B.....	62
Tabela 5.10 – Resumo das melhores condições dos parâmetros operacionais em reservatórios com óleo de 10 cP.....	64

Tabela 5.11 - Resumo das melhores condições dos parâmetros operacionais em reservatórios com óleo de 100 cP.....	64
Tabela 5.12 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para os modelos otimizados – Casos A e B.....	67
Tabela 5.13 – Condições dos parâmetros referentes ao modelo otimizado e ao base – Casos A e B.....	76
Tabela 5.14 – Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos A com capa de gás	79
Tabela 5.15 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos A sem capa de gás.....	82
Tabela 5.16 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos B com capa de gás.....	83
Tabela 5.17 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos B sem capa de gás.....	86
Tabela 5.18 – Volume de óleo original para cada reservatório com especifica capa de gás....	87
Tabela 5.19 – Comparação entre os reservatórios com diferentes capas de gás	89
Tabela 5.20 – Intervalos das vazões	90
Tabela 5.21 – Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação – Intervalo maior de vazão - Casos A sem capa de gás	95
Tabela 5.22 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação – Intervalo maior de vazão – Casos B sem capa de gás.....	99
Tabela 5.23 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação – Intervalo maior de vazão – Casos B com capa de gás	102

Capítulo VI

NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

°C – Grau Celsius

A_{inv} – Área invadida pelo fluido m²

A_T – Área total do meio poroso m²

A_{vi} – Área vertical invadida pelo fluido m²

A_{vt} – Área vertical total m²

C – Completação do poço injetor

CG – capa de gás

CMG – *Computer Modelling Group*

CO₂ – Dióxido de Carbono

E – Eficiência de deslocamento global

E_D – Eficiência de deslocamento microscópico

E_V – Eficiência de deslocamento macroscópico

E_A – Eficiência de varrido horizontal

FAWAG – *Foam Water Alternating Gas*

FR – Fator de Recuperação Fração, %

GAGD – *Gas Assisted Gravity Drainage*

ICG – Injeção Contínua de Gás

K_o – Permeabilidade efetiva ao óleo mD

K_w – Permeabilidade efetiva à água mD

K_g – Permeabilidade efetiva ao gás mD

$k_{rw}(S_{wi})$ - Permeabilidade relativa à água na saturação de água no ponto “i”

$k_{ro}(S_{wi})$ - Permeabilidade relativa ao óleo na saturação de água no ponto “i”

$k_{rg}(S_{li})$ - Permeabilidade relativa ao gás na saturação de líquido no ponto “i”

$k_{ro}(S_{li})$ - Permeabilidade relativa ao óleo na saturação de líquido no ponto “i”

$k_{rw}|_{S_w=1-S_{orw}}$ - Permeabilidade relativa à água na saturação de água de $1-S_{orw}$

$k_{ro}|_{S_w=S_w\text{ inicial}}$ - Permeabilidade relativa ao óleo na saturação inicial de água

$k_{rg}|_{S_l=S_w\text{ inicial}+S_{org}}$ - Permeabilidade relativa ao gás na saturação de líquido de $S_w\text{ inicial} + S_{org}$

$k_{ro}|_{S_l=1}$ - Permeabilidade relativa ao óleo na saturação de 100% de líquido

LdP – Localização do poço produtor

M – Razão de mobilidade

N_2 – Gás Nitrogênio

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

STARS – *Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*

S_{wi} – Saturação de água no ponto “i” Fração, %

$S_{w(i-1)}$ – Saturação de água no ponto anterior ao ponto “i” Fração, %

$S_{w\text{ inicial}}$ – Saturação inicial de água Fração, %

$S_{w\text{ final}}$ – Saturação final de água Fração, %

S_{orw} – Saturação de óleo residual no sistema água óleo Fração, %

S_{org} – Saturação de óleo residual no sistema gás – óleo Fração, %

S_{li} – Saturação de líquido no ponto “i” Fração, %

WAG – *Water Alternating Gas*

Letras Gregas

λ_o – Mobilidade do óleo mD/Pa.s, mD/cP

λ_w – Mobilidade da água mD/Pa.s, mD/cP

λ_g – Mobilidade do gás mD/Pa.s, mD/cP

μ_o – viscosidade do óleo Pa.s, cP

μ_w – viscosidade da água Pa.s, cP

μ_g – viscosidade do gás Pa.s, cP

Capítulo I

Introdução

1 Introdução

O petróleo hoje responde pela maior parte da energia consumida no mundo, tanto na forma de óleo como na de gás natural. Vem sendo utilizado tanto como combustível, para motores de combustão interna, como matéria prima para as indústrias, principalmente a petroquímica. As pesquisas de novas jazidas são realizadas na tentativa de suprir a grande necessidade mundial, que nos dias de hoje, vive na dependência dos subprodutos do petróleo.

A engenharia de reservatórios entra em cena planejando a extração deste valioso recurso natural. Dedicar-se a avaliar as reservas petrolíferas, emitir diretrizes sobre sua exploração, obter o perfil de produção e maximizar o seu valor econômico. São estudados na engenharia de reservatório o comportamento das fases e os mecanismos que controlam os escoamentos no meio poroso.

As reservas de petróleo possuem na suas descobertas, uma certa quantidade de energia denominada de energia primária. Esta pode ser capaz de realizar a produção sem a necessidade de uma energia adicional. Ao iniciar a produção, a energia primária é dissipada no reservatório por conta da descompressão dos fluidos e das resistências encontradas pelo mesmo ao fluir em direção ao poço produtor. Estas resistências são devidas, ou associadas, às forças capilares e viscosas presentes no meio poroso. A dissipação da energia primária implica na redução da produtividade dos poços por conta da perda de pressão na vida do reservatório. Isto leva a necessidade da utilização de métodos de recuperação secundário ou terciário. Embora os fatores médios de recuperação de petróleo fiquem em torno de 20% a 30%, não são raros os casos em que, se por um lado, estes fatores podem chegar a 70%, por outro este parâmetro pode chegar a números inferiores a 10%. Os baixos fatores são ao mesmo tempo uma fonte de motivação e oportunidade para o desenvolvimento na área de tecnologia de engenharia de reservatório, para o aumento na eficiência dos processos de recuperação e, conseqüentemente, da produção e reservas de óleo e gás.

Como se trata de um bem não renovável, as jazidas de petróleo já existentes tendem a ser valorizadas, pois a obtenção de petróleo proveniente de novas descobertas será cada dia mais escasso. Isto faz com que os campos maduros voltem a ter uma atenção maior nas indústrias petrolíferas no mundo todo.

Juntamente com o desenvolvimento de campos maduros, surge a necessidade de criação ou aperfeiçoamento dos atuais métodos de recuperação melhorada do óleo, uma vez que os campos maduros certamente já passaram por algum tipo de processo de recuperação e sendo posteriormente abandonados por não serem mais economicamente viáveis.

O atual processo GAGD (*Gas Assited Gravity Drainage*), criado através da parceria da Universidade de Louisiana com o Departamento de Energia dos Estados Unidos, em 2002, surge como um método alternativo para campos maduros pois, além de se beneficiar da segregação natural dos fluidos no interior do reservatório, utiliza-se da injeção de gás (CO_2), o que do ponto de vista ambiental se torna bastante interessante, uma vez que muitos reservatórios maduros estão sendo usados para a estocagem do dióxido de carbono.

A injeção de gás tem sido o método de recuperação mais utilizado nos Estados Unidos e o ano de 2006 marca a primeira vez em que a produção proveniente dos processos de injeção de gás superou os de injeção de vapor (Mahmoud e Rao, 2008).

No Brasil, a instalação do complexo petroquímico no estado da Bahia oferece oportunidades para injeção de gás na bacia do Recôncavo. Em 1985, com uma associação da Petrobras com a Chevron Oil Co., um projeto de injeção miscível de dióxido de carbono foi implementado. No mesmo tempo, um piloto bem sucedido foi concluído no campo de Araçás e outros dois estão em curso nos campos de Buracica e Rio Pojuca. Em 2002, um projeto de injeção de nitrogênio foi implementado no campo de Candeias, e atualmente está sendo estudada a utilização da injeção de CO_2 nos campos de Taquipe e Miranga (Shecaira et al., 2002).

O objetivo deste trabalho é analisar o processo GAGD através de alguns parâmetros operacionais e de reservatório e, assim, determinar quais têm influência no processo. As análises são realizadas a partir de resultados obtidos pelo simulador “STARS” (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*), versão 2007.1 da “CMG” (*Computer Modelling Group*), com o objetivo de estudar o processo através de modelos numéricos que representam os efeitos da injeção de gás na recuperação de óleo.

A sensibilidade dos parâmetros operacionais e de reservatório foi realizada em função do fator de recuperação do óleo. Estas análises foram feitas a partir dos diagramas de Pareto e curvas de nível, recursos estes que fazem parte do programa “STATISTICA 6.0” da “STATSOFT”.

Este trabalho de dissertação é composto por seis capítulos e as referências bibliográficas. No Capítulo II, Aspectos teóricos, são apresentadas as teorias que fundamentam a compreensão do trabalho.

Um histórico sobre os trabalhos relacionados ao processo GAGD é apresentado no Capítulo III, Estado da arte.

O Capítulo IV, Materiais e métodos, mostra as ferramentas computacionais utilizadas, o modelo físico do reservatório e a metodologia do trabalho.

Os resultados e as discussões obtidas no trabalho estão no Capítulo V, Resultados e discussões, onde apresenta os resultados a partir das análises realizadas através das simulações.

No Capítulo VI, Conclusões e recomendações, estão as conclusões mais importantes e as recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo II

Aspectos teóricos

2 Aspectos teóricos

2.1 Mobilidade e razão de mobilidade

No estudo de deslocamentos imiscíveis de um fluido por outro, se costuma definir dois parâmetros dos quais depende o desempenho do processo de injeção: as mobilidades dos fluidos e a razão de mobilidade (Rosa et al., 2006).

2.1.1 Mobilidade

Mobilidade de um fluido é definida como a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade, nas condições de reservatório. Como a permeabilidade efetiva é função da saturação, a mobilidade também o é. Se três fluidos (óleo, água e gás) estiverem presentes no meio poroso as suas mobilidades serão definidas, respectivamente, por:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (2.1)$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (2.2)$$

$$\lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g} \quad (2.3)$$

2.1.2 Razão de mobilidades

Razão de mobilidades é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante, atrás da frente de avanço do mesmo, e a mobilidade do fluido deslocado no banco deste fluido. Por exemplo, no caso do fluido deslocado ser o óleo e o deslocante ser o gás, a razão de mobilidades é dada por:

$$M = \frac{\lambda_g}{\lambda_o} = \frac{k_g/\mu_g}{k_o/\mu_o} \quad (2.4)$$

$$M = \frac{k_g \cdot \mu_o}{k_o \cdot \mu_g} \quad (2.5)$$

A razão de mobilidades é um parâmetro extremamente importante em qualquer processo de deslocamento. Quando maior for seu valor, menor será a eficiência de varrido do óleo, uma vez que, devido a sua maior mobilidade, o fluido injetado apresentará caminhos preferenciais entre os poços injetores e produtores.

2.2 Eficiência de deslocamento macroscópico e microscópico

Um importante aspecto de qualquer processo de recuperação melhorada de óleo é a eficácia dos processos em remover o óleo dos poros. A eficiência global de deslocamento dos processos de recuperação de óleo pode considerar-se como o produto da eficiência do deslocamento microscópico e macroscópico (Green e Willhite, 1998). Assim:

$$E = E_D \cdot E_v \quad (2.6)$$

onde E = eficiência de deslocamento global, o volume de hidrocarboneto deslocado dividido pelo volume original de hidrocarboneto medidos nas mesmas condições de pressão e temperatura; E_D = eficiência de deslocamento microscópico; E_v = eficiência de deslocamento macroscópico.

A eficiência do deslocamento microscópico refere-se ao deslocamento ou mobilização do óleo em escala de poro. Isto é, E_D é uma medida da efetividade do fluido deslocante na mobilização do óleo nos lugares da rocha onde o fluido injetado está em contato com o óleo. E_D é refletido na magnitude da saturação de óleo residual nas regiões contatadas pelo fluido deslocante (Green e Willhite, 1998). A eficiência de deslocamento microscópico pode ser definida como:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad (2.7)$$

onde S_{oi} = saturação inicial de óleo; S_{or} = saturação de óleo residual na região contatada pelo fluido deslocante.

A eficiência do deslocamento macroscópico, também chamado de eficiência volumétrica, refere-se a efetividade dos fluidos deslocantes em contato com a jazida no sentido volumétrico. E_v é uma medida de como efetivamente o fluido varre a jazida, tanto areal como verticalmente, assim como, que tão efetivamente o fluido deslocante move o óleo até os poços produtores (Green e Willhite, 1998).

2.2.1 Eficiência de varrido horizontal

Em qualquer projeto, independente do esquema escolhido, existe uma área total definida que está sujeita à influência da injeção (Rosa et al., 2006). Define-se eficiência de varrido horizontal como sendo a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta. Assim:

$$E_A = \frac{A_{mv}}{A_T} \quad (2.8)$$

A dimensão da área invadida e, conseqüentemente, a eficiência de varrido horizontal dependem da geometria de injeção, do volume de fluido injetado e da razão entre a mobilidade do fluido injetado e a mobilidade do fluido deslocado (Rosa et al., 2006).

2.2.2 Eficiência de varrido vertical

É definida como sendo a relação entre a área vertical invadida pelo fluido injetado e a área vertical total da seção transversal do reservatório:

$$E_{vv} = \frac{A_{vi}}{A_{vt}} \quad (2.9)$$

A partir dessa definição pode-se concluir que a eficiência de varrido vertical varia com a seção transversal considerada. Assim, de maior importância e utilidade na engenharia de reservatórios do que a eficiência de varrido vertical é a chamada eficiência volumétrica (Rosa et al., 2006).

2.2.3 Eficiência Volumétrica

É definida como o produto entre as eficiências de varrido horizontal e vertical:

$$E_v = E_A \cdot E_{vv} \quad (2.10)$$

Em termos práticos a eficiência volumétrica pode ser calculada como sendo a relação entre o volume invadido pelo fluido injetado e o volume total da malha (Rosa et al., 2006):

$$E_v = \frac{\text{Volume invadido pelo fluido injetado}}{\text{Volume total da malha}} \quad (2.11)$$

2.3 Teoria clássica do deslocamento

Buckley e Leverett (1942) descreveram primeiramente o mecanismo de deslocamento de fluidos imiscíveis e também propôs um modelo analítico para analisar a recuperação de óleo por injeção de água.

O modelo se baseia que o fluido injetado ao penetrar no meio poroso age como se fosse um *pistão de vazamento* (do inglês “leaky piston”). Este pistão empurra o fluido a ser deslocado para fora dos poros, porém, em decorrência do *vazamento*, uma certa quantidade do fluido vai ficando para trás. Isso significa que na região que já foi invadida pelo fluido injetado ocorre fluxo simultâneo dos dois fluidos (Rosa et al., 2006).

Na dedução do modelo foram feitas as seguintes considerações: o fluxo acontece em meio poroso linear, homogêneo e isotrópico, os fluidos são considerados incompressíveis, não há mudança de fases e nem transferência de massa.

O fato da teoria de Buckley e Leverett (1942) ser hipoteticamente aplicável a injeção de gás, as duas considerações usadas no modelo, isto é, nenhuma transferência de massa e fases incompressíveis, resultam em severas limitações para o processo de drenagem gravitacional assistida por gás (Kulkarni, 2005).

2.3.1 Perspectivas de Buckley e Leverett sobre a drenagem gravitacional

Buckley e Leverett (1942) afirmam que a drenagem gravitacional é extremamente lenta e é definida como o mecanismo no qual nenhuma outra força no reservatório, exceto a gravidade, é avaliada para a retirada do óleo. Eles afirmam que o mecanismo no qual a área de alta saturação de gás invade a zona de alta saturação de óleo é muito similar ao processo de recuperação quando o fluido injetado é a água; afirmam também que no sistema de deslocamento de óleo por gás, o fluxo simultâneo das três fases no reservatório resulta em um deslocamento não-pistão e o deslocamento completo nunca ocorre.

2.4 Teoria clássica da drenagem gravitacional

A primeira teoria analítica da drenagem gravitacional é a de Cardwell e Parsons (1948) que criaram um modelo baseado nas equações de equilíbrio hidrodinâmico em amostras de areia orientadas verticalmente. Os autores sugerem que um dos mais importantes requisitos na drenagem gravitacional é o absoluto equilíbrio da pressão entre as fases líquidas e gasosas, isto é, a zona de gás não exerce um gradiente de pressão vertical na interface líquido-gás.

Cardwell e Parsons (1948) afirmam que somente um pequeno gradiente de pressão da zona de gás é suficiente para a teoria de Buckley-Leverett ser aplicada. Esta afirmação mostra ser a reação para a não distinção entre deslocamento e drenagem, uma vez que em sistemas óleo-água-gás, quando se injeta gás no reservatório, resulta em um gradiente de pressão finito na interface líquido-gás.

No modelo proposto por Terwilliger e outros (1951), realizado através de experimentos em laboratório, similar ao de Cardwell e Parsons (1948), foi aplicada a teoria de Buckley-Leverett e a equação de fluxo fracionário para o gás.

Os limites e o caráter geral da relação entre recuperação *versus* vazão de produção são importantes para o sucesso do processo de drenagem gravitacional. Com as vazões aproximando de zero, o óleo irá drenar lentamente em virtude somente do seu peso próprio. No contato gás-óleo a saturação de líquido irá de 100% a aproximadamente 10 a 30% em uma distância muito curta, de modo que com a continuação da produção, o contato gás-óleo move-se para baixo deixando uma saturação de óleo residual muito baixa. Em vazões de produção

mais altas, a drenagem através do peso próprio do óleo é insignificante e as recuperações aproximam-se das convencionais injeções continua de gás com deslocamentos horizontais, tendo como resposta uma saturação residual de óleo mais elevada (Terwilliger et al., 1951).

2.5 O papel da força gravitacional

O efeito da gravidade está sempre presente em reservatórios de petróleo. A segregação dos fluidos no reservatório é uma forte prova da presença da gravidade (Muskat, 1949). Esta força atua em separar todos os fluidos em determinadas zonas, de acordo com as suas densidades, ou realiza a movimentação dentro da rocha a fim de se estabelecer o equilíbrio entre fases.

A força gravitacional tem sido considerada por muito tempo como um fator que deve ser minimizado nos processos de recuperação de óleo. Entretanto sob condições naturais favoráveis e operacionais, a força gravitacional presente no reservatório pode melhorar as recuperações. Quando a força gravitacional domina durante a produção de um reservatório, uma interface gás-óleo se forma na parte superior da zona de óleo e a gravidade tende a drenar o óleo dos poros no sentido dos poços produtores.

Se há uma suficiente quantidade de gás em solução, o espaço vazio criado pela drenagem do óleo é preenchido pelo gás que sai da solução e migra para o topo do reservatório (Green e Willhite, 1998). A baixa viscosidade do óleo, alta permeabilidade para o óleo, reservatórios com alto ângulo de inclinação e um alto gradiente de densidade favorecem a drenagem do óleo através da injeção de gás (Muskat, 1949).

2.6 Drenagem ou deslocamento

É encontrado na literatura o uso dos termos drenagem gravitacional e gravitacionalmente estável para o mesmo tipo de injeção de gás, isto é, injetando o gás na parte superior dos reservatórios inclinados e produzindo na parte inferior da zona de óleo. Muitos autores sugerem o processo de drenagem como sendo um mecanismo de deslocamento em que se pode aplicar a teoria clássica do deslocamento de Buckley-Leverett (1942), lei de Darcy, permeabilidades relativas, equação da continuidade e equação do balanço de materiais (Terwilliger et al., 1951; Hagoort, 1980; Li et al., 2000).

Entretanto, Muskat (1949) sugere que embora a teoria clássica de Darcy e Buckley-Leverett sejam relevantes, a equação do balanço de materiais, aplicável para a maioria dos deslocamentos, não é capaz de obter nenhuma informação sobre o fenômeno de drenagem gravitacional. O método da equação do balanço de materiais representa somente o equilíbrio termodinâmico entre as fases (líquido e gás) no reservatório e sendo assim, não pode caracterizar a mecânica e a dinâmica dos fluidos no processo de drenagem gravitacional.

Esta afirmação de Muskat (1949) é suportada por muitos pesquisadores (Cardwell e Parsons, 1948; Richardson e Blackwell, 1971; Pedrera et al., 2002; Li e Horne, 2003) os quais sugerem que a drenagem gravitacional pode ser modelada pelas equações da conservação, lei de Darcy e pressão capilar.

Grande parte desta confusão sobre a caracterização do processo de drenagem gravitacional parece provir por ignorar a distribuição da pressão na injeção de gás bem como devido à aplicação da teoria da drenagem gravitacional pura (Cardwell e Parsons, 1948) com a aplicação da drenagem gravitacional forçada e vice-versa (Kulkarni, 2005).

2.7 Recuperação avançada de óleo por injeção de gás

O óleo alvo para o processo de injeção de gás é o óleo que foi deixado para trás em reservatórios já descobertos e foram considerados improdutivo pela tecnologia atual. O importante crescimento na recuperação desse óleo é o enfoque das recuperações avançadas de óleo, especialmente por injeção de gás (Kulkarni, 2005).

A injeção de hidrocarbonetos, dióxido de carbono, ar e nitrogênio para melhorar a recuperação de óleos leves vem sendo praticada desde, aproximadamente, 1920. Nas primeiras injeções, ambos o gás liquefeito de petróleo e o gás seco constituíam a maior parte dos gases injetados. Nos anos 70, os interesses em injeção de gás foram renovados, especialmente o CO₂, devido principalmente ao aumento do preço do óleo e melhoria na capacidade da recuperação por injeção de gás (Stalkup Jr., 1985). As últimas duas décadas mostraram um significativo aumento na recuperação avançada de óleo por injeção de CO₂ e a injeção de hidrocarbonetos está perdendo a sua aplicabilidade devido ao aumento do preço do gás natural (Moritis, 2004).

De acordo com Kulkarni (2005), os tipos principais de injeção de gás são:

- WAG – *Water Alternating Gas* (Injeção alternada de água e gás);
- Injeção Contínua de Gás (ICG)
- Híbrido WAG;
- WAG Simultâneo;
- FAWAG – *Foam Assisted WAG* (injeção alternada de água e gás com espuma);
- Injeção de gás na crista do reservatório;
- Injeção de gás gravitacionalmente estável ou drenagem gravitacional do óleo por injeção de gás.

O primeiro processo consiste na injeção alternada de água e gás e o segundo tipo simplesmente na injeção contínua de gás; o terceiro consiste em injetar uma grande quantidade de gás inicialmente e depois se injeta bancos menores de água e gás; no quarto processo, a água e o gás são misturados na superfície e injetados juntos; o processo seguinte, quinto, é a utilização de espumas junto com a injeção alternada de água e gás para melhorar a eficiência de varrido; no sexto processo, com o objetivo de manter a pressão no reservatório, o gás é injetado na parte superior, de preferência em reservatórios com capa de gás e, no sétimo, e último tipo, a injeção de gás é realizada no topo de reservatórios que possuem alguma inclinação que favoreça a drenagem gravitacional.

Dos vários modelos de injeção de gás, somente os dois últimos trabalham juntos com as características naturais do reservatório. Por isso, a recuperação do óleo em torno de 15 a 40% do volume original do óleo em Alberta, Canadá, onde foi conduzida a injeção de gás do tipo

gravidade estável nos reservatórios. Com isso, o enfoque em estudos mais detalhados, destes dois tipos de injeção, é justificado (Rao et al., 2004 (b)).

2.8 Implementação no campo da injeção de gás como método de recuperação avançada de óleo

As aplicações de injeção de gás no campo foram quase sempre associadas com dificuldades operacionais e de projeto. Embora os processos de injeção de gás demonstrem uma elevada eficiência de deslocamento microscópico, especialmente sob condições miscíveis, o varrido vertical tem sido sempre uma causa de interesse nas pesquisas (Hinderaker et al., 1996). A razão de mobilidade, que controla a varredura volumétrica, entre o gás injetado e o banco de óleo deslocado, é tipicamente desfavorável devido à baixa viscosidade do gás. Além de que a diferença entre as densidades conduz a segregação gravitacional severa dos fluidos no reservatório e conseqüentemente, levando a um pobre controle na varredura volumétrica.

2.8.1 Processo WAG

O processo de injeção alternada de água e gás (WAG – Water Alternating Gas), proposto por Caudle e Dyes (1959), consiste em injeções alternadas de bancos de água e gás (Figura 2.1). O desenvolvimento deste método teve como objetivo obter um melhor controle na varredura volumétrica. A eficiência microscópica do gás combinada com a eficiência macroscópica da água aumenta significativamente a produção acumulada de óleo. Grande parte dos projetos comerciais de injeção de gás, atualmente, é do tipo WAG (Hinderaker et al., 1996).

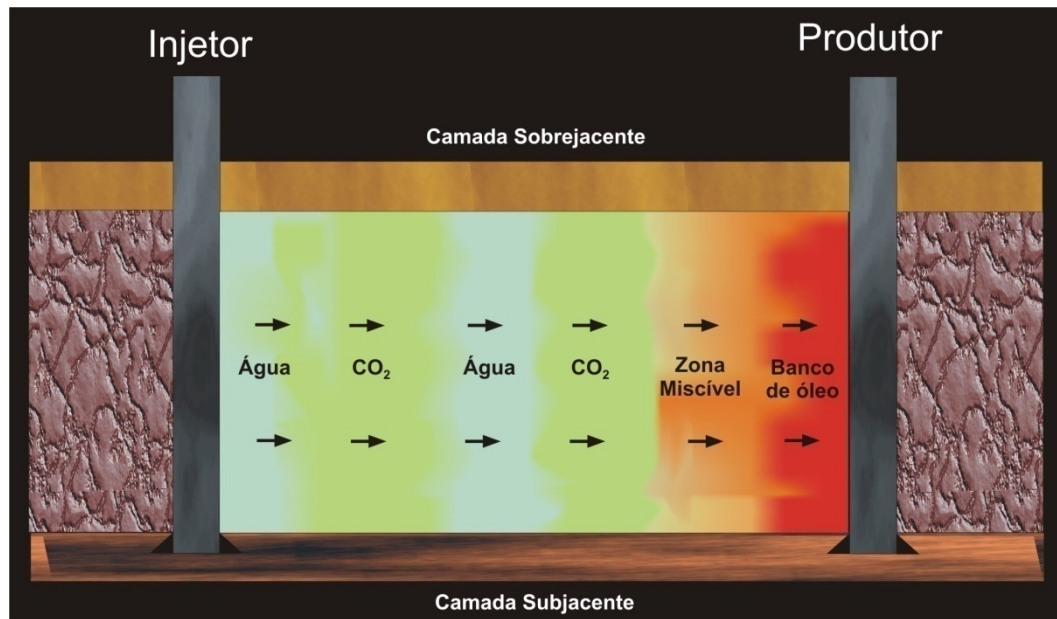


Figura 2.1 – Esquema do processo WAG

2.8.2 Problemas no processo WAG

O processo de injeção alternada de água e gás só teve melhores resultados quando os efeitos da gravidade foram insignificantes, isto é, em reservatórios pouco espessos ou tendo uma baixa permeabilidade (Jaysekera e Goodyear, 2002). Entretanto estes reservatórios representam uma fração insignificante dos que são candidatos à injeção de gás (Kulkarni, 2005).

Embora Caudle e Dyes (1959) sugerissem a injeção simultânea de água e gás para controle da mobilidade, as revisões de campo mostram que as injeções são realizadas separadamente. A razão principal para este tipo de injeção é que se obtêm melhor injetividade quando somente um fluido é injetado (Christensen et al, 1998).

Duas pesquisas foram feitas para estudo do processo e sua distribuição no cenário mundial. A primeira, realizada por Hadlow (1992), mostrou que o incremento na recuperação foi de 8 a 14% do volume do óleo original, baseados em simulações e testes pilotos. Entretanto a pesquisa mais recente, realizada por Christensen et al. (1998), abrangendo 59 aplicações de campo, desde a primeira em 1957 pela Mobil no campo de Pembiana do Norte em Alberta, Canadá, até o último no Mar do Norte, mostrou que o aumento na recuperação do óleo original foi entre 5 e 10%, e ainda com alguns problemas operacionais e de produção.

Em laboratório, o processo apresentou recuperações do óleo original de 60% e no campo variando entre 5 a 10%. Devido à gravidade, o gás injetado migra para o topo do reservatório e a água para o fundo, deixando uma zona não varrida na parte central do reservatório (Kulkarni, 2005) (Figura 2.2).

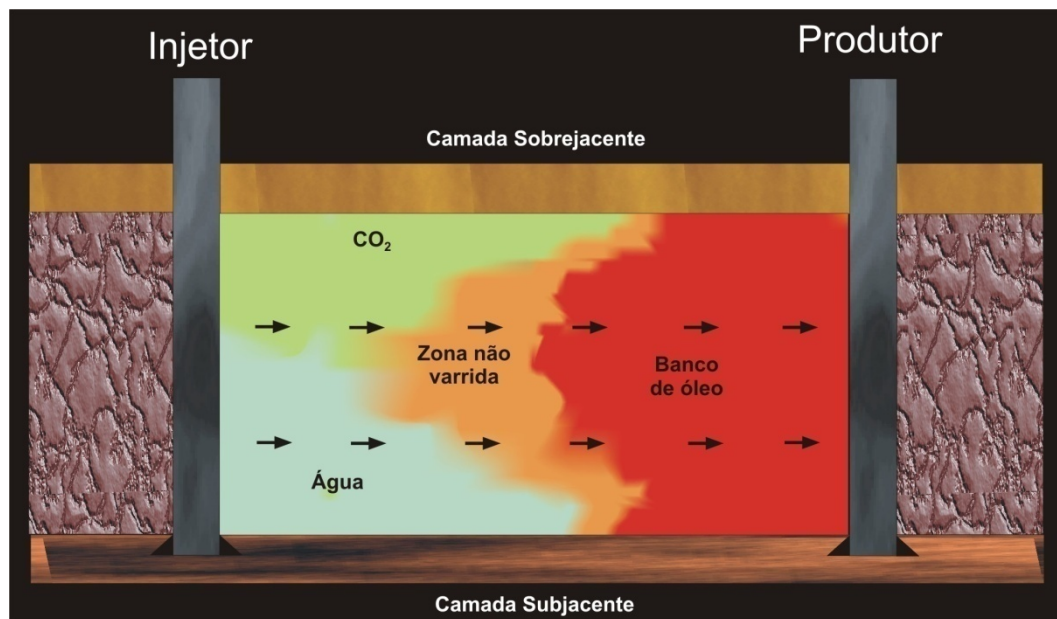


Figura 2.2 – Problemas no processo WAG

Além disso, a injeção de água utilizada para melhorar a eficiência macroscópica traz alguns problemas como alta produção inicial de água, parte do óleo não recuperado por conta da água móvel, diminuição da permeabilidade relativa do óleo e da injetividade do gás, irrupção do gás no poço produtor (*breakthrough*) e corrosão (Jackson et al., 1985; Christensen et al., 1998; Rogers e Grigg, 2000).

Pesquisas e aplicações em campo mostraram repetidamente a insuficiência do processo, contudo permaneceu sendo aplicado devido à ausência de alternativa viável (Kulkarni e Rao, 2005).

2.8.3 Drenagem gravitacional na injeção de gás

Schechter e Guo (1996) forneceram uma revisão detalhada da literatura sobre os tipos de drenagem gravitacional e sugeriram que apenas três tipos do processo existem nos meios porosos:

- Drenagem gravitacional forçada;
- Drenagem gravitacional centrípeta ou simulada;
- Drenagem gravitacional pura ou livre.

O processo de drenagem gravitacional forçada é realizada através da injeção de gás no topo de reservatórios que possuem certo ângulo de inclinação e pode ser também chamada de injeção de gás gravitacionalmente estável. O segundo tipo de drenagem gravitacional é realizado somente em ensaios de laboratório. Por fim, o processo de drenagem gravitacional pura ou livre que ocorre em reservatórios naturalmente fraturados ou quando o gás é injetado em reservatórios depletados (Kulkarni, 2005).

2.8.3.1 Injeção de gás gravitacionalmente estável

Diferentemente do processo de injeção alternada de água e gás, injeção de gás que toma proveito da drenagem gravitacional dos fluidos é um dos mais efetivos métodos de recuperação tanto no modo secundário como terciário. A drenagem gravitacional do óleo, seja pela expansão da capa de gás ou pela injeção na parte superior do reservatório, tem provado ser um eficiente método de injeção de gás. Investigações em laboratórios e em campos confirmam que uma grande quantidade de óleo pode ser recuperada no modo terciário. Recuperações em torno de 85 a 95% do volume original do óleo são reportados em testes de campo, e no laboratório esses valores ficam ainda mais próximos de 100% (Ren et al., 2003).

Os resultados em campo indicam o benefício de se trabalhar juntamente com as características naturais dos reservatórios, em que se injeta no topo, fazendo com que o óleo se desloque para a parte inferior do reservatório, onde está o produtor. Esses resultados mostram que a injeção de gás gravitacionalmente estável pode ser uma alternativa efetiva para o processo WAG (Rao et al., 2004^(b)).

Conceitualmente, a drenagem gravitacional do óleo toma vantagem da diferença de densidades entre o gás injetado e o óleo, controlando a extensão da segregação gravitacional dentro do reservatório. Esta diferença de densidades geralmente causa uma pobre eficiência de varrido e uma alta segregação dos fluidos em processos como WAG e a injeção contínua de gás, mas pode ser efetivamente usado em reservatórios que possuem uma certa inclinação (Green e Willhite, 1998).

Este tipo de drenagem gravitacional do óleo está sendo aplicada somente em reservatórios que possuem ângulo de inclinação, isto é, ajudam na drenagem do óleo para os poços produtores localizados na parte inferior do reservatório. O recente método proposto, drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD), é uma alternativa que aumenta a aplicabilidade da drenagem gravitacional do óleo por injeção de gás para qualquer tipo de reservatório (Rao et al., 2004^(b); Rao, 2001).

2.9 Processo de drenagem gravitacional assistida por gás – GAGD (*Gas Assisted Gravity Drainage*)

A idéia originou-se como uma extensão natural do processo de injeção de gás gravitacionalmente estável, no qual amplamente demonstra que se trabalhando junto com as características naturais do reservatório pode-se tirar proveito do fenômeno da segregação gravitacional. O nome foi escolhido intencionalmente para imitar o processo, proposto por Butler (1985), de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) para óleos pesados (Rao et al., 2004^(b)).

O conceito do processo GAGD é esquematizado na Figura 2.3. O CO₂ injetado através de poços verticais acumula no topo do reservatório devido à segregação gravitacional deslocando o óleo, o qual drena para o poço produtor horizontal situado na parte inferior do reservatório. Como a injeção contínua, a câmara cresce no sentido descendente resultando em uma larga porção do reservatório varrida sem o aumento na saturação de água. Isso maximiza a eficiência de varrido volumétrico. A segregação gravitacional do CO₂ também ajuda atrasando, ou eliminando, a irrupção do gás no produtor bem como prevenindo a competição com o óleo no fluxo no sentido do poço horizontal, resultando em uma baixa queda de pressão e aumento na injetividade do gás (Rao et al., 2004^(b); Kulkarni, 2005).

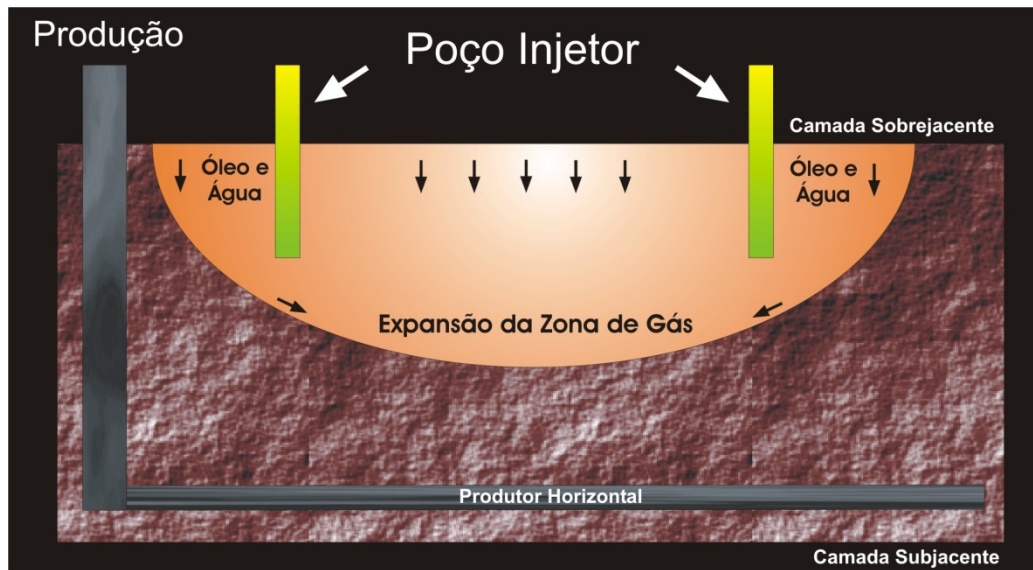


Figura 2.3 – Esquema do processo GAGD

Se a formação é molhada preferencialmente pela água, é provável que a água fique retida nos poros por pressão capilar enquanto o óleo será preferencialmente deslocado pelo CO_2 . Se a formação é molhada preferencialmente pelo óleo, um filme contínuo de óleo ajudará a formar trajetórias preferenciais para o óleo fluir até o poço produtor. Portanto o processo GAGD parece ser capaz de eliminar não somente o principal problema (pobre varrido) do processo WAG, mas também aumenta a permeabilidade relativa do óleo próximo ao produtor e elimina o fluxo do gás para o poço horizontal, antecipando o fluxo do óleo (Rao et al., 2004^(b)).

O processo faz uso dos poços verticais existentes no campo para a injeção do gás e necessita somente da perfuração dos longos poços produtores horizontais. O custo na perfuração dos poços horizontais tem sido reduzido nos recentes anos devido aos avanços na tecnologia de perfuração (Rao et al., 2004^(b); Kulkarni, 2005).

Com isso, o processo proposto possui não somente o potencial de aumentar a recuperação final do óleo, mas também mantém igualmente ou às vezes superior as taxas de produção comparada com o processo de injeção alternada de água e gás que é muito utilizado no mundo todo (Kulkarni, 2005).

2.10 Planejamento experimental e otimização

Em qualquer área de pesquisa, os pesquisadores estão sempre interessados em saber quais variáveis são importantes em algum estudo que se esteja realizando, assim como os limites inferiores e superiores de valores destas variáveis. O planejamento experimental é uma das técnicas, que atualmente vem sendo usada em grande escala. Através dele, pesquisadores podem determinar as variáveis que exercem maior influência no desempenho de um determinado processo.

Esta técnica é utilizada para se planejar experimentos, ou seja, para definir quais dados, em que quantidade e em que condições devem ser utilizados durante um determinado experimento, buscando, basicamente, satisfazer dois grandes objetivos: a maior precisão estatística possível na resposta e o menor custo. É, portanto, uma técnica de extrema importância para a indústria, pois seu emprego permite resultados mais confiáveis economizando dinheiro e tempo. A sua aplicação no desenvolvimento de novos processos é muito importante, onde uma maior qualidade dos resultados dos testes pode levar a um projeto com desempenho superior, seja em termos de suas características funcionais como também na minimização dos seus gastos operacionais.

Apesar de sua importância, esta técnica requer uma quantidade exaustiva de cálculos tornando fundamental o emprego dos recursos de informática. Fator este, que impulsiona a aplicação industrial, pois facilitam as realizações das análises, manutenção e gerenciamento de dados.

Neste trabalho foi utilizado um planejamento fatorial, em que estão envolvidos “k” fatores (ou variáveis) cada um deles presentes em diferentes ou mesmos níveis. O caso mais simples é aquele em que cada fator “k” está presente em apenas dois níveis. Na realização de experimentos com fatores em dois níveis, são feitas $2 \times 2 \times \dots \times 2 (k \text{ vezes}) = 2^k$ observações da variável resposta e, portanto, este planejamento é denominado fatorial 2^k . De modo geral, o planejamento fatorial pode ser representado por n^α , em que “ α ” representa o número de fatores e “ n ”, o número de níveis escolhidos.

Podem existir planejamentos fatoriais nos quais seja interessante explorar uma ou mais variáveis com números de níveis diferentes das demais. Desta forma a representação do

fatorial passa a ser, por exemplo, $2^\alpha \cdot 3^\beta \cdot 5^\gamma$, isto é, 2, 3 e 5 são níveis para variáveis α , β e γ , respectivamente (Chemkeys, 2008).

2.10.1 Metodologia de superfície de resposta (MSR)

A metodologia de superfícies de resposta é uma técnica de aperfeiçoamento em planejamentos fatoriais e que tem larga aplicação nas pesquisas industriais, particularmente em situações onde um grande número de variáveis de um sistema influencia alguma característica fundamental deste sistema. De forma geral, consiste em técnicas de análise e planejamento de experimentos empregados na modelagem matemática de respostas. Ou seja, procura-se identificar o relacionamento que existe entre os fatores controláveis (variáveis independentes) e as respostas (variáveis dependentes) do sistema analisado (Myers e Montgomery, 1995).

De acordo com Barros Neto *et al* (2003), esta metodologia é constituída de duas etapas distintas: modelagem e deslocamento, que são repetidas tantas vezes que forem necessárias, com objetivo de obter uma região ótima da superfície investigada. A modelagem usualmente é feita ajustando-se modelos lineares ou quadráticos a resultados experimentais obtidos a partir de planejamentos fatoriais. O deslocamento se processa sempre ao longo do caminho de máxima inclinação de um determinado modelo, que é a trajetória na qual a resposta varia de forma mais pronunciada. Através das superfícies de resposta é possível obter uma representação bidimensional da superfície modelada, que são as chamadas *curvas de nível*.

2.10.2 Diagrama de Pareto

O diagrama de Pareto consiste em um gráfico de barras, criado pelo economista italiano Vilfredo Pareto no século XIX, utilizado para identificar quais as variáveis, e suas interações, que mais afetam a resposta escolhida.

Capítulo III

Estado da arte

3 Estado da arte

A importância da drenagem gravitacional como um mecanismo de recuperação de óleo já está reconhecida. As experiências de campo e de laboratório mostram que a injeção de gás que utiliza da drenagem gravitacional, sob determinadas circunstâncias, pode conduzir a recuperações muito elevadas. Entretanto, novos estudos precisam ser realizados para caracterizar o processo GAGD, mesmo ele derivado da injeção de gás gravitacionalmente estável.

D. N. Rao et al. (2004)^(b) realizaram experimentos em laboratório para análise do fator de recuperação entre os seguintes métodos: injeção contínua de gás (ICG), WAG e GAGD. Entre ICG e WAG, no modo miscível, obtiveram melhores resultados no processo WAG. Entre WAG miscível e imiscível, tiveram melhores resultados no modo miscível. Comparando os três, no modo imiscível, o GAGD teve melhor resultado que WAG e ICG.

D. N. Rao et al. (2004)^(a) realizaram experimentos em laboratório para análise do processo GAGD em diferentes estados: processo miscível e imiscível, modo secundário e terciário e variação da taxa de injeção ($10\text{cm}^3/\text{h}$ e $40\text{cm}^3/\text{h}$) no processo imiscível. Nos processos imiscíveis a taxa de injeção afetou pouco em relação à recuperação final do óleo; quando o processo foi realizado variando o modo de recuperação, verificou-se que o modo terciário apresentou recuperações inferiores ao modo secundário. Já nos processos de injeção de gás do tipo miscível, os efeitos do modo na recuperação foram mínimos. A única diferença apresentada foi o atraso da produção de óleo no modo terciário devido à presença de água móvel. Os estudos para comparação entre os processos miscíveis e imiscíveis mostraram que o primeiro processo obteve recuperações finais de óleo maiores que no segundo processo. Em todos os ensaios que utilizaram o modo terciário, foi verificado que a queda de pressão foi mais acentuada do que no modo secundário devido à solubilidade do CO_2 na água presente no reservatório (amostra).

M. K. Kulkarni e D. N. Rao (2004) realizaram experimentos laboratoriais para análise do fator de recuperação entre os processos ICG, WAG, Híbrido-WAG e GAGD, nos modos miscíveis e imiscíveis. Concluíram que o processo GAGD obteve melhores resultados em ambos os modos, embora no modo miscível, o ICG apresentou resultados próximos ao GAGD.

W. R. Paidin (2006) estudou, em laboratório, o processo GAGD variando o tipo de gás (N_2 e CO_2), comparou os modos de deslocamento, taxa de injeção constante ou de pressão constante, e simulou uma fratura (somente no modo secundário). Todos estes ensaios variando também a molhabilidade e o tipo de processo, secundário e terciário. Para a variação de gás, o processo com injeção de CO_2 obteve melhores resultados do que o de injeção de N_2 . Para os dois tipos de deslocamento, o que mantém a pressão constante no corpo de prova apresentou melhores resultados. No ensaio com fratura, a recuperação do óleo foi maior que o sem ela. Em relação a molhabilidade, em todos os ensaios as amostras que eram molhadas preferencialmente pelo óleo obtiveram melhores resultados.

T. N. Mahmoud e D. N. Rao (2008) realizaram experimentos onde estudaram algumas variáveis operacionais no processo GAGD. Verificaram que aumentando a taxa de injeção de gás, aumenta também a recuperação final do óleo. Concluíram que a profundidade de injeção não afeta a recuperação e quando utilizando apenas um poço horizontal como ora injetor ora produtor, obtiveram recuperações do óleo próximas dos modelos usuais do GAGD, isto é, poços injetores verticais e poços produtores horizontais.

Capítulo IV

Materiais e métodos

4 Materiais e métodos

Neste capítulo serão abordados assuntos correspondentes a simulação de reservatórios e as características da rocha, dos fluidos e operacionais do modelo proposto, assim como o planejamento realizado para alcançar os resultados pretendidos.

Para este estudo foi necessário prever o comportamento dos fluidos em reservatórios submetidos ao processo GAGD. Uma importante ferramenta para este fim é a simulação computacional, em que consiste na solução numérica dos sistemas de equações diferenciais parciais que modelam o processo.

Entretanto, apenas a simulação numérica não fornece uma ótima sensibilidade de todo o processo estudado. Portanto, é necessário um planejamento experimental para uma avaliação quantitativa e qualitativa das variáveis sobre as respostas de interesse, além das interações entre elas. O foco principal deste planejamento é analisar a sensibilidade e aperfeiçoar o sistema, isto é, maximizar ou minimizar as respostas de interesse, utilizando as curvas de nível e gráficos como Diagramas de Pareto.

4.1 Ferramentas computacionais

4.1.1 Simulador STARS - CMG

As simulações foram realizadas no programa STARS – *Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator* – do grupo CMG – *Computer Modelling Group* – versão 2007.11, que se trata de um simulador trifásico de múltiplos componentes.

Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessuras variáveis, além de possibilitar configurações bidimensionais ou tridimensionais para qualquer sistema de malha.

Os parâmetros necessários na entrada de dados do simulador são: configuração da malha do reservatório, propriedades da rocha e dos fluidos envolvidos e todas as condições operacionais, tanto as de injeção quanto as de produção.

4.1.2 Programa STATISTICA

Os estudos da sensibilidade dos parâmetros analisados foram feitos com o auxílio do programa STATISTICA 6.0.

Este programa é uma ferramenta para análise de dados estatísticos, gráficos e desenvolvimentos de aplicações personalizadas. Todas as ferramentas analíticas oferecidas no STATISTICA 6.0 estão disponíveis como parte de um pacote integrado que pode ser usado em tarefas de certas complexidades. Simples macros gravados podem automatizar a operação de rotina e o desenvolvimento em grande escala, por exemplo, personalizando as extensões que integram o STATISTICA com outras aplicações, ou com empreendimentos de grandes dimensões, internet ou computação em ambiente Intranet (Statsoft, 2008).

A entrada das variáveis independentes (parâmetros escolhidos) e dependentes (por exemplo: fator de recuperação) no programa, permite a obtenção do diagrama de Pareto, superfícies de resposta e curvas de nível, mostrando quais variáveis influenciam e como obter um melhor resultado no processo estudado.

4.2 Modelo físico

Para o estudo do processo, o modelo físico estudado consiste de um modelo tridimensional com malha cartesiana. O modelo origina-se de um 5-spot (“*five-spot*”), em que é constituído de quatro poços injetores nas extremidades da malha e um poço produtor no centro da mesma. Como o processo em estudo consiste de poços verticais injetores de gás e poços horizontais para produção, no modelo 5-spot original, retiram-se os poços produtores verticais e colocam-se os poços horizontais característicos do processo GAGD. As Figura 4.1 e Figura 4.2 ilustram o modelo 5-spot original e o modelo para estudo do processo de injeção de gás, respectivamente.

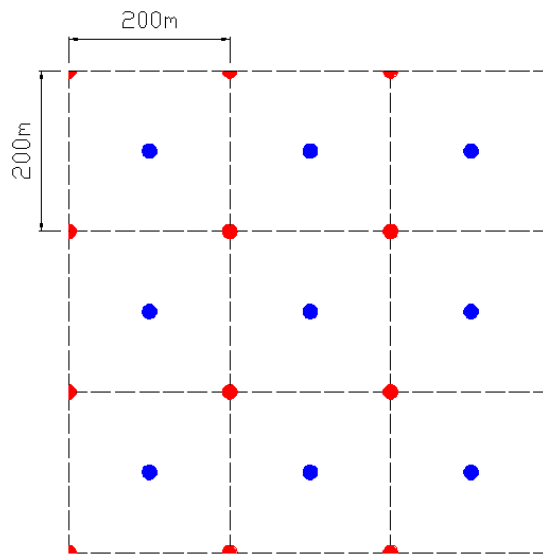


Figura 4.1 – Malha 5-spot

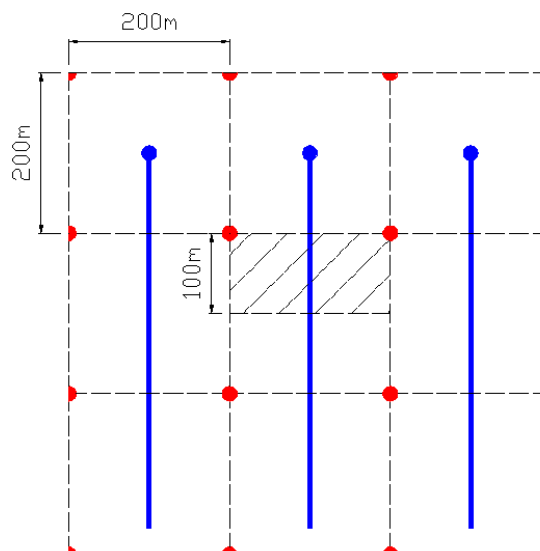


Figura 4.2 – Malha com poços horizontais

Verifica-se que os círculos de cor vermelha e azul ilustram os poços injetores e produtores, respectivamente. A Figura 4.1 mostra uma malha 5-spot com distância entre os injetores de 200 metros. Neste trabalho será utilizado um modelo homogêneo, e por isso, pode-se diminuir a malha do processo em estudo sem prejudicar as análises do mesmo. Portanto, o modelo escolhido terá lados com dimensões de 100 metros por 200 metros, utilizando assim apenas dois poços injetores e um poço produtor horizontal localizado na parte central da malha. A região hachurada na Figura 4.2 mostra a planta do modelo utilizado e a Figura 4.3 ilustra o modelo em 3D (três – dimensões).

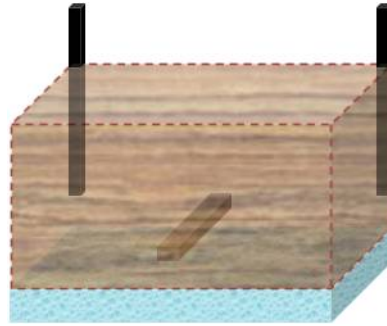


Figura 4.3 – Modelo utilizado com 100x200x30 (m)

Com isso, o reservatório considerado tem forma paralelepipedal com as seguintes dimensões:

- Comprimento: 100 m;
- Largura: 200 m;
- Espessura: 30 m.

O refinamento do modelo apresenta as seguintes características:

- Direção i – 32 blocos de 6,25 m;
- Direção j – 16 blocos de 6,25 m;
- Direção k – 12 blocos de 2 m e 2 blocos de 3 m;
- Total de blocos: 7168 blocos.

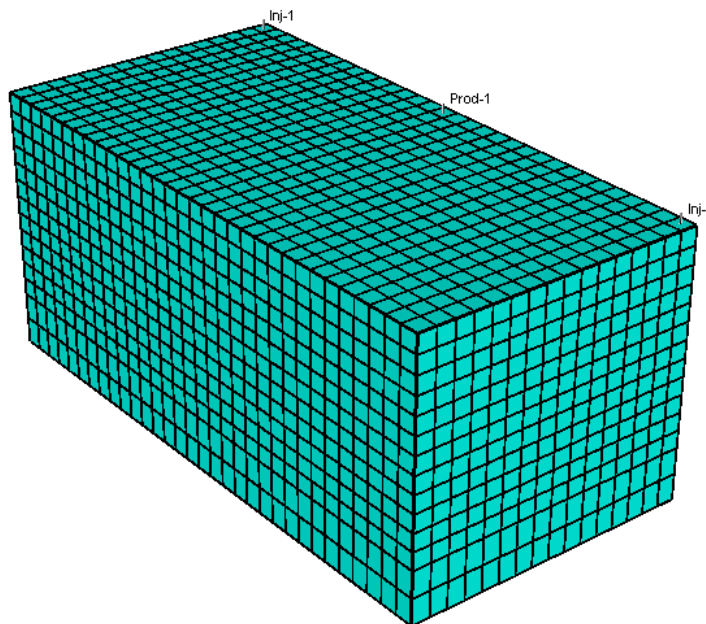


Figura 4.4 – Modelo base com refinamento em três dimensões

4.2.1 Propriedades da rocha-reservatório

- Profundidade do reservatório: 500 m;
- Porosidade: 28%;
- Permeabilidade horizontal: 350 mD;
- Permeabilidade vertical: 35 mD;
- Compressibilidade efetiva da rocha: $1,4 \times 10^{-5} \text{ kPa}^{-1}$;
- Temperatura inicial do reservatório: 60°C;
- Saturação inicial de óleo: 65%;
- Saturação inicial de água: 35%;
- Volume de óleo original: 91.916 m³std;

O gradiente de pressão inicial no reservatório é esquematizado na Figura 4.5.

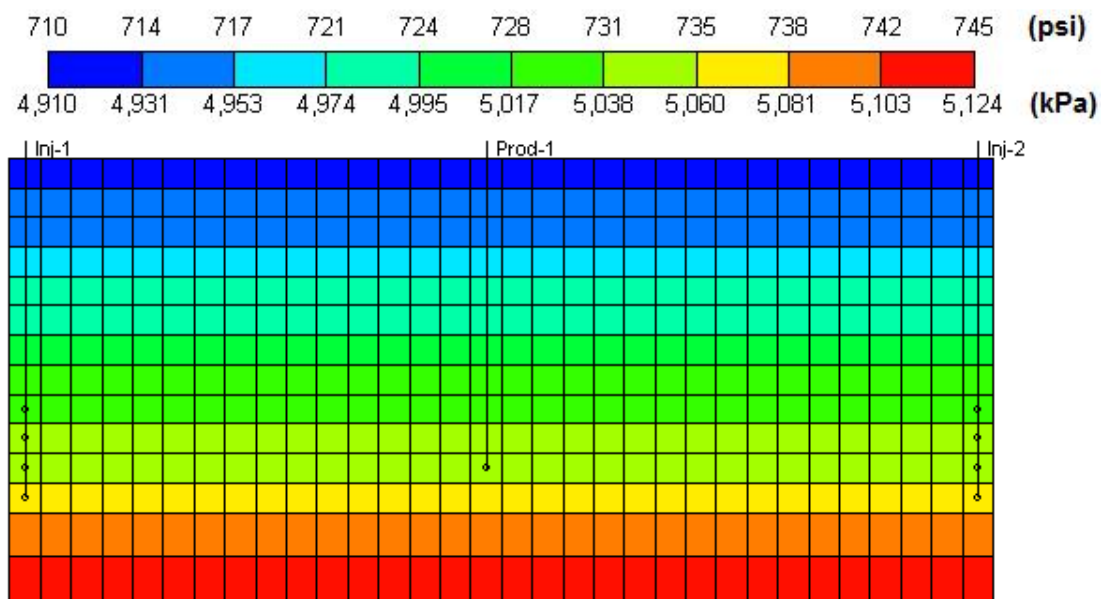


Figura 4.5 – Pressão inicial nas camadas k

4.2.2 Saturações iniciais

A Figura 4.6 e Figura 4.7 representam graficamente as saturações iniciais de água e de óleo, respectivamente.

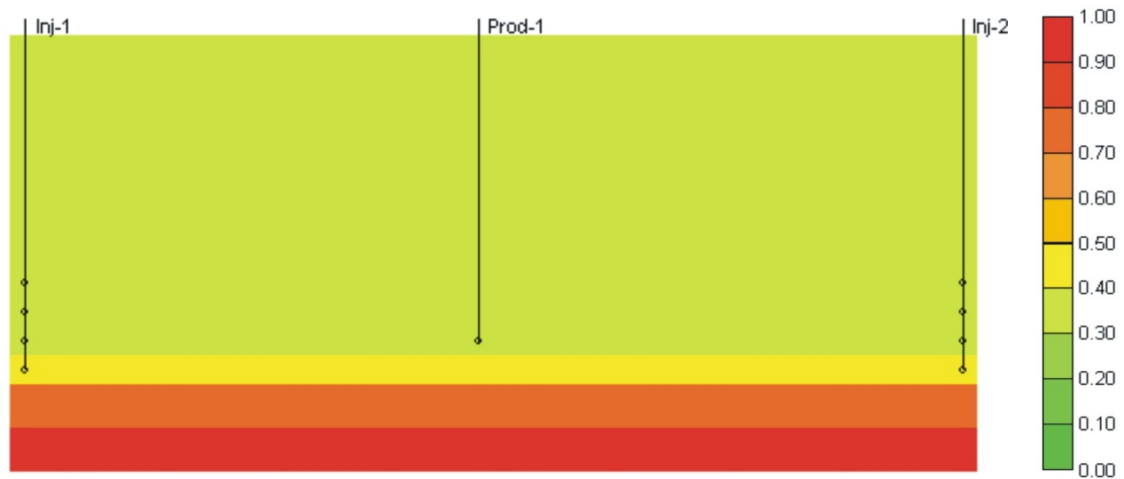


Figura 4.6 – Saturação inicial de água no reservatório

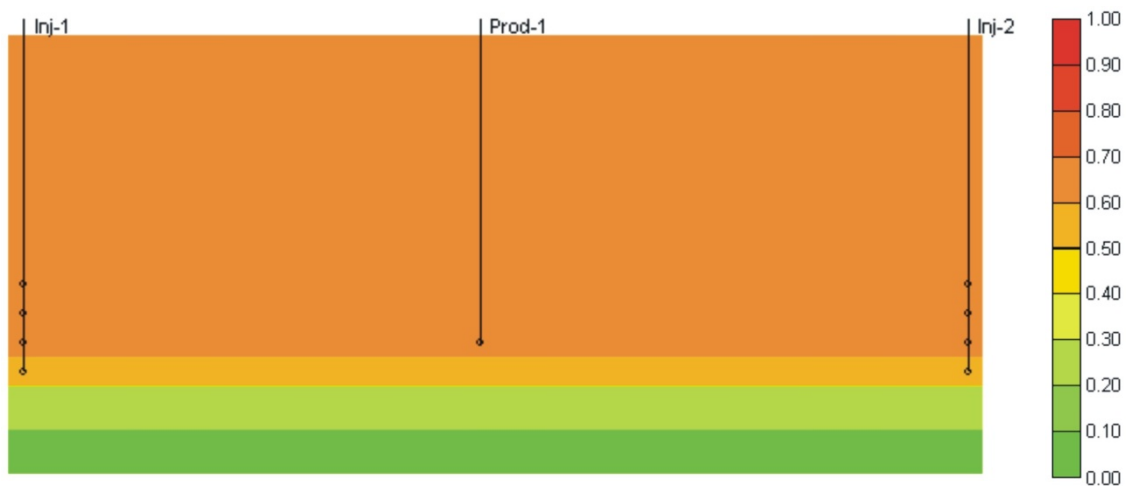


Figura 4.7 - Saturação inicial de óleo no reservatório

4.2.3 Permeabilidades relativas

As curvas de permeabilidades relativas foram construídas utilizando os pontos terminais apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Pontos terminais para as curvas de permeabilidade relativa

Sistema óleo-água		
Saturação de água (%)	Permeabilidade relativa da água	Permeabilidade relativa do óleo
35	0,00	0,40
75	0,10	0,00
Sistema gás-óleo		
Saturação de líquido (%)	Permeabilidade relativa do gás	Permeabilidade relativa do óleo
60	0,30	0,00
100	0,00	0,40

Para gerar os pontos intermediários das saturações foi utilizada a formulação abaixo:

$$S_{wi} = S_{w(i-1)} + \left(\frac{S_{w\ final} - S_{w\ inicial}}{n} \right) \quad (4.1)$$

onde S_{wi} é a saturação de água no ponto “i” desejado; $S_{w(i-1)}$ é a saturação de água do ponto anterior ao ponto “i”; $S_{w\ inicial}$ e $S_{w\ final}$ são as saturações inicial e final da água, respectivamente, isto é, são os pontos terminais das saturações e n é a quantidade total de pontos escolhidos.

Para a obtenção dos pontos intermediários relativos à saturação de líquido no sistema gás-líquido, a equação utilizada para o cálculo é a mesma (equação (4.1)), trocando apenas a variável S_w por S_l .

Em relação aos valores das permeabilidades relativas para cada novo valor de saturação de água ou de líquido, foram obtidos através do uso dos chamados modelos de potência ou leis de potência. Para um sistema óleo-água, as permeabilidades relativas da água e do óleo são encontradas utilizando as equações abaixo, respectivamente.

$$k_{rw}(S_{wi}) = \frac{\left(k_{rw|S_w=1-S_{orw}} \right) \cdot \left(S_{wi} - S_{w\ inicial} \right)^{ew}}{\left(1 - S_{orw} - S_{w\ inicial} \right)^{ew}} \quad (4.2)$$

$$k_{ro}(S_{wi}) = \frac{\left(k_{ro|S_w=S_w\text{ inicial}}\right) \cdot \left(1 - S_{orw} - S_{wi}\right)^{eow}}{\left(1 - S_{orw} - S_{w\text{ inicial}}\right)^{eow}} \quad (4.3)$$

onde $k_{rw}(S_{wi})$ e $k_{ro}(S_{wi})$ são as permeabilidades relativas da água e do óleo, respectivamente, na saturação de água do ponto “i”; $k_{rw|S_w=1-S_{orw}}$ é a permeabilidade relativa da água na saturação de água de $1 - S_{orw}$, sendo S_{orw} a saturação de óleo residual no sistema água-óleo; $S_{w\text{ inicial}}$ é a saturação de água inicial; $k_{ro|S_w=S_w\text{ inicial}}$ é a permeabilidade relativa do óleo na saturação inicial da água; S_{wi} é a saturação de água no qual se deseja obter a permeabilidade, ou seja, no ponto “i” e os expoente ew e eow são valores determinados por ajustes feitos das equações (4.2) e (4.3) com dados de laboratório.

Para um sistema gás-óleo, as permeabilidades relativas do gás e do óleo são em função da saturação de líquido, e são obtidas através das equações abaixo:

$$k_{rg}(S_{li}) = \frac{\left(k_{rg|S_l=S_w\text{ inicial}+S_{org}}\right) \cdot \left(1 - S_{li}\right)^{eg}}{\left(1 - S_{org} - S_{w\text{ inicial}}\right)^{eg}} \quad (4.4)$$

$$k_{ro}(S_{li}) = \frac{\left(k_{ro|S_l=1}\right) \cdot \left(S_{li} - S_{org} - S_{w\text{ inicial}}\right)^{eog}}{\left(1 - S_{org} - S_{w\text{ inicial}}\right)^{eog}} \quad (4.5)$$

onde $k_{rg}(S_{li})$ e $k_{ro}(S_{li})$ são as permeabilidades relativas do gás e do óleo, respectivamente, na saturação de líquido do ponto “i”; $k_{rg|S_l=S_w\text{ inicial}+S_{org}}$ é a permeabilidade relativa do gás na saturação de líquido de $S_{w\text{ inicial}} + S_{org}$, sendo S_{org} a saturação de óleo residual no sistema gás-óleo e $S_{w\text{ inicial}}$ a saturação de água inicial; $k_{ro|S_l=1}$ é a permeabilidade relativa do óleo na saturação de 100% de líquido; S_{li} é a saturação de líquido no qual se deseja obter a permeabilidade, ou seja, no ponto “i” e os expoente eg e eog são valores determinados por ajustes feitos da mesma forma que é feita para sistemas água-óleo.

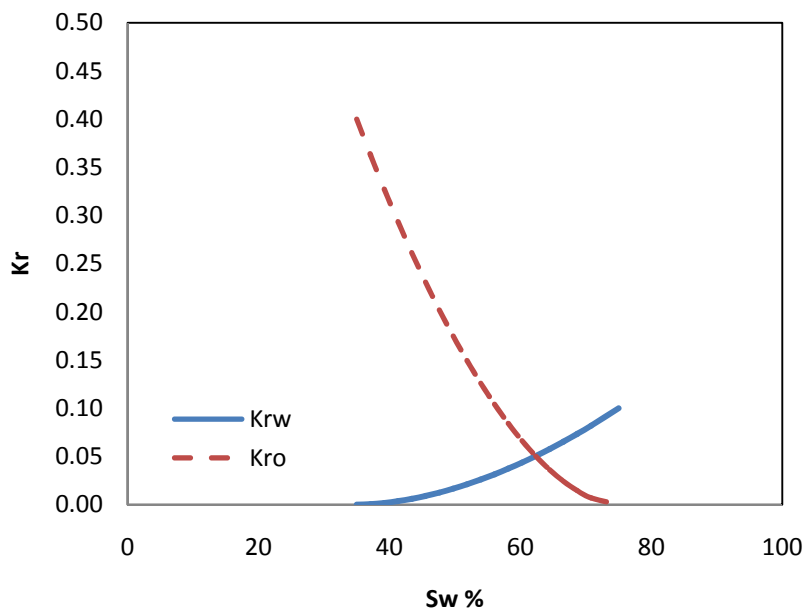
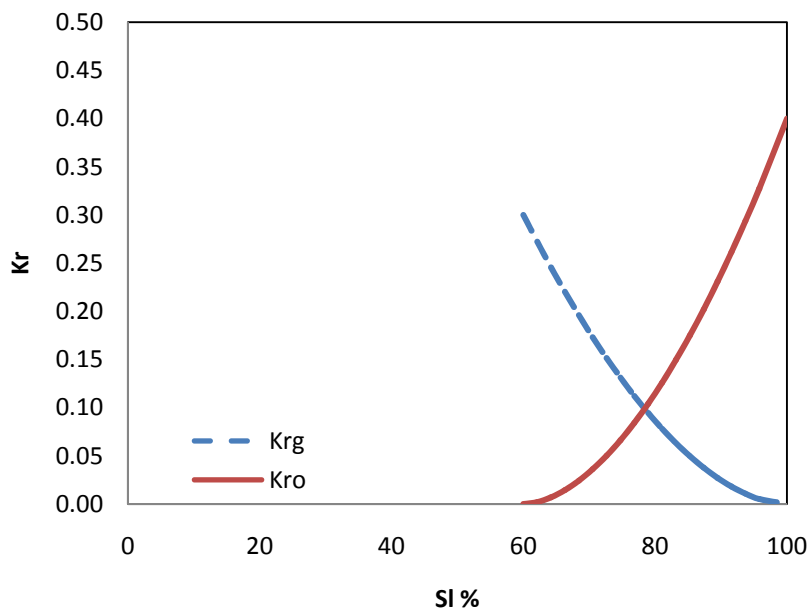
Os pontos $k_{rw|S_w=1-S_{orw}}$, $k_{ro|S_w=S_w\text{ inicial}}$, $k_{rg|S_l=S_w\text{ inicial}+S_{org}}$ e $k_{ro|S_l=1}$ são exatamente os pontos terminais que foram apresentados na Tabela 4.1, portanto, tem-se que:

- $k_{rw|S_w=1-S_{orw}} = 0,10$
- $k_{ro|S_w=S_w\text{ inicial}} = 0,40$
- $k_{rg|S_l=S_w\text{ inicial}+S_{org}} = 0,30$
- $k_{ro|S_l=1} = 0,40$

Neste trabalho foram utilizados 19 pontos de saturação (tanto de água quanto de líquido) para a construção do gráfico das permeabilidades relativas. Utilizando a equação (4.1) para se obter as saturações de água e de líquido, e as equações (4.2), (4.3), (4.4) e (4.5) para as permeabilidades relativas dos fluidos, monta-se a Tabela 4.2 e posteriormente a Figura 4.8 e a Figura 4.9, no qual apresentam todas as permeabilidades relativas nos sistemas água-óleo e gás-óleo. Foram utilizados valores de 1,8 para os expoentes ew , eow , eg e eog .

Tabela 4.2 – Permeabilidade relativa da água, do óleo e do gás

Sistema água - óleo			Sistema gás - óleo		
Sw (%)	krw	kro	Sl (%)	krk	kro
35	0,0	0,40	60	0,30	0,0
37,10	0,000499	0,362906	62,10	0,27218	0,002
39,21	0,001738	0,327425	64,21	0,24557	0,00695
41,31	0,003606	0,293575	66,31	0,22018	0,01443
43,42	0,006053	0,261377	68,42	0,19603	0,02421
45,52	0,009045	0,230852	70,52	0,17314	0,03618
47,63	0,012558	0,202023	72,63	0,15152	0,05023
49,73	0,016574	0,174916	74,73	0,13119	0,06629
51,84	0,021077	0,149558	76,84	0,11217	0,08431
53,94	0,026054	0,125981	78,94	0,09449	0,10422
56,05	0,031495	0,104217	81,05	0,07816	0,12598
58,15	0,03739	0,084307	83,15	0,06323	0,14956
60,26	0,043729	0,066295	85,26	0,04972	0,17492
62,36	0,050506	0,050231	87,36	0,03767	0,20202
64,47	0,057713	0,036178	89,47	0,02713	0,23085
66,57	0,065344	0,024211	91,57	0,01816	0,26138
68,68	0,073394	0,014425	93,68	0,01082	0,29358
70,78	0,081856	0,006953	95,78	0,00521	0,32742
75,00	0,10	0,0	100	0,0	0,40

Figura 4.8 – Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* saturação de águaFigura 4.9 – Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e ao gás *versus* saturação de líquido

4.3 Metodologia do trabalho

Neste estudo foi verificada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais e da rocha-reservatório na variável resposta fator de recuperação. Entende-se fator de recuperação como sendo o quociente entre a produção acumulada de óleo no final do projeto e o volume original de óleo. Para analisar estas variáveis, foi realizado um planejamento fatorial de três níveis para os parâmetros operacionais e dois níveis para os parâmetros rocha-reservatório. Este trabalho foi dividido em duas análises com respeito ao parâmetro operacional vazão de injeção, baixas e altas vazões de injeção de gás, e mantendo os mesmos outros parâmetros operacionais e de reservatório. Os casos que apresentam baixas vazões de injeção serão chamados de “Casos A” e os que apresentam altas vazões de injeção de “Casos B”. Os níveis mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1) bem como a nomenclatura utilizada são mostrados na Tabela 4.3 e Tabela 4.4.

Tabela 4.3 – Intervalo de análise e nomenclatura dos parâmetros – Casos A

Sistema com baixas vazões de injeção – Casos A			
Parâmetros	Níveis		
	Valor mínimo (-1)	Valor intermediário (0)	Valor máximo (+1)
Viscosidade (cP) - μ	10	-	100
Capa de gás - CG	Não	-	Sim
Localização do poço produtor (camada k) - LdP	11 - Sem capa de gás 14 - Com capa de gás	8 - Sem capa de gás 11 - Com capa de gás	6 - Sem capa de gás 9 - Com capa de gás
Vazão de injeção (m^3/dia) - Q_i	30	60	100
Completação do poço injetor (camada k) - C	Base (9:12) - Sem capa de gás Base (12:15) - Com capa de gás	Centro (5:8) - Sem capa de gás Centro (8:11) - Com capa de gás	Topo (1:4) - Sem capa de gás Topo (4:7) - Com capa de gás

Tabela 4.4 – Intervalo de análise e nomenclatura dos parâmetros – Casos B

Sistema com altas vazões de injeção – Casos B			
Parâmetros	Níveis		
	Valor mínimo (-1)	Valor intermediário (0)	Valor máximo (+1)
Viscosidade (cP) - μ	10	-	100
Capa de gás - CG	Não	-	Sim
Localização do poço produtor (camada k) - LdP	11 - Sem capa de gás 14 - Com capa de gás	8 - Sem capa de gás 11 - Com capa de gás	6 - Sem capa de gás 9 - Com capa de gás
Vazão de injeção (m^3/dia) - Q_i	5000	15000	30000
Completação do poço injetor (camada k) - C	Base (9:12) - Sem capa de gás Base (12:15) - Com capa de gás	Centro (5:8) - Sem capa de gás Centro (8:11) - Com capa de gás	Topo (1:4) - Sem capa de gás Topo (4:7) - Com capa de gás

Na Tabela 4.3 e na Tabela 4.4 verifica-se uma diferenciação nos parâmetros “Ldp” e “C” com relação a existência ou não da capa de gás. Isto ocorre porque nos modelos que possuem capa de gás, foram adicionadas três camadas na parte superior do modelo, ocorrendo assim uma mudança na camada “k”. Para uma melhor idéia da distância do poço produtor à zona de água localizada na parte inferior do reservatório, a Tabela 4.5 mostra para cada camada “k” escolhida a sua respectiva distância.

Tabela 4.5 – Distância entre a zona de água e o poço produtor

Distância entre a zona de água e o poço produtor (m) – Sem capa de gás	
Camada k	Distância
11	5
8	11
6	15

Verifica-se que para reservatórios com capa de gás, a camada “k” em que está localizado o poço produtor muda, porém a distância entre o poço produtor e a zona de água continua a mesma, pois a camada “k” relativa à zona de água muda de modo semelhante, isto é, três camadas também.

De acordo com a Tabela 4.3 e a Tabela 4.4, tem-se que duas variáveis são de dois níveis (Viscosidade e Capa de gás) e três variáveis são de três níveis (Localização do poço produtor, Vazão de injeção e Completação do poço injetor). Conforme visto no Capítulo II, seção 2.10, o planejamento fatorial terá um número de simulações dado por: $2^2 \cdot 3^3 = 108$. Como este estudo foi dividido em duas partes (baixas e altas vazões de injeção), tem-se que o número total de simulações será de: $2 \cdot (2^2 \cdot 3^3) = 216$.

A análise da sensibilidade dos parâmetros operacionais e da rocha-reservatório foi baseada nos diagramas de Pareto, enquanto que as análises das interações entre os parâmetros foram realizadas através das curvas de nível, sendo todas estas análises sempre em relação a variável resposta, fator de recuperação. O tempo total do projeto foi de 15 anos, sendo as análises realizadas nos períodos de 5, 10 e 15 anos de produção.

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 e capa de gás) e dos parâmetros operacionais (localização do poço produtor, vazão de injeção e completação do poço injetor). Inicialmente serão feitas as análises referentes aos casos com baixas vazões de injeção (Casos A), depois os casos com altas vazões de injeção (Casos B) e por último, uma comparação entre as duas análises.

A sensibilidade dos parâmetros sobre a resposta de interesse foi realizada através dos diagramas de Pareto. Através deste recurso, pode-se verificar quais parâmetros e suas interações influenciam na variável resposta escolhida.

No diagrama de Pareto, os efeitos cujas barras estão à direita da linha divisória ($p = 5\%$) são estatisticamente significativos ao nível de 95% de confiança em relação aos demais. Enquanto os efeitos positivos estão associados a um aumento da variável resposta, os efeitos negativos indicam que um aumento daquele parâmetro ou interação reduz a variável resposta considerada.

5.1 Análise comparativa do modelo sem injeção de CO₂

Foi realizada uma simulação observando a produção de óleo primária para comparar com reservatórios que foram submetidos à injeção de gás no processo GAGD. O tempo de produção foi de quinze anos e a vazão de injeção de 50 m³/dia. Assim como no modelo com injeção de gás, no modelo com recuperação primária foi utilizado um poço produtor horizontal. A Figura 5.1 mostra a produção acumulada de óleo destes dois modelos.

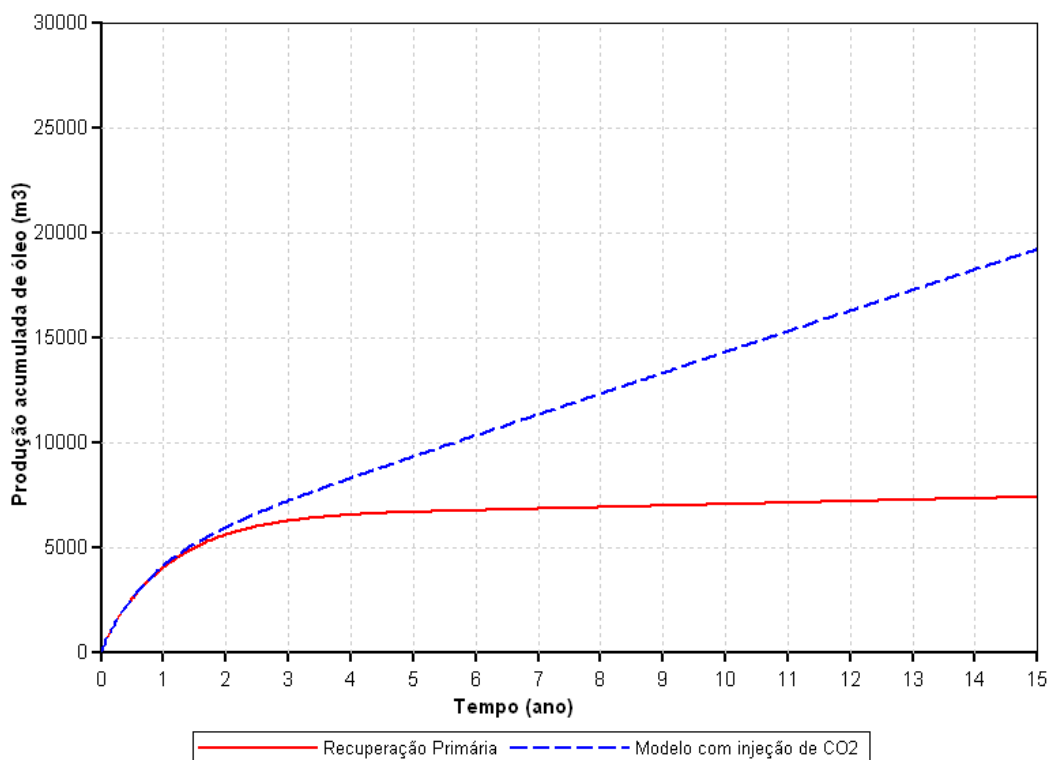


Figura 5.1 - Produção Acumulada de óleo *versus* Tempo – Recuperação Primária e Modelo com injeção de CO₂

Observa-se que a injeção de 50 m³/dia aumentou consideravelmente a produção de óleo quando comparada com a recuperação primária. Com isso tem-se que o fator de recuperação do modelo com injeção foi maior que o de recuperação primária, obtendo assim, um incremento na produção de óleo de aproximadamente 13% do volume original.

5.2 Análise de sensibilidade dos parâmetros dos casos A

A Tabela 5.1 mostra a simbologia e a atribuição no diagrama de Pareto dos efeitos abordados neste estudo.

Tabela 5.1 – Nomenclatura dos parâmetros e as atribuições no diagrama de Pareto

Parâmetro	Nomenclatura	Atribuição no diagrama de Pareto
Viscosidade	μ	1
Capa de gás	CG	2
Localização do poço produtor	LdP	3
Vazão de injeção	Q _i	4
Completação do poço injetor	C	5
Efeito Linear	-	L
Efeito Quadrático	-	Q

A Figura 5.2, Figura 5.3 e Figura 5.4 mostram, através do diagrama de Pareto, as influências dos parâmetros e das interações entre eles sobre o fator de recuperação do óleo.

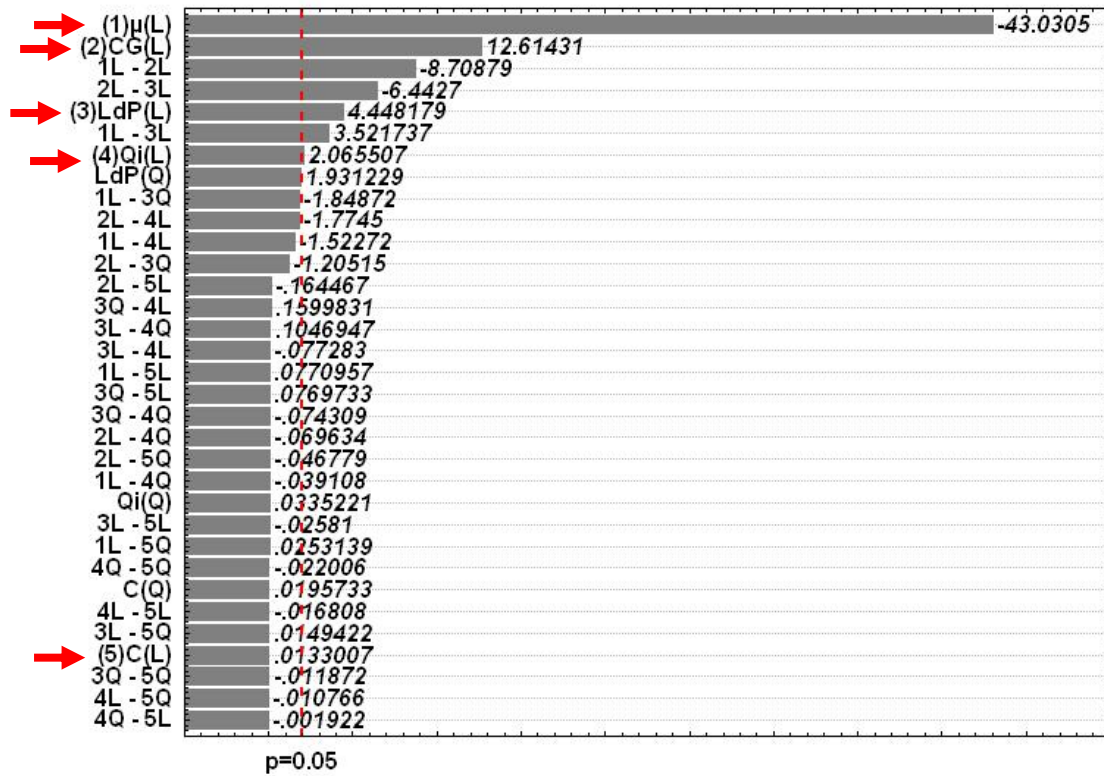


Figura 5.2 – Diagrama de Pareto – Casos A – Fator de recuperação 5 anos

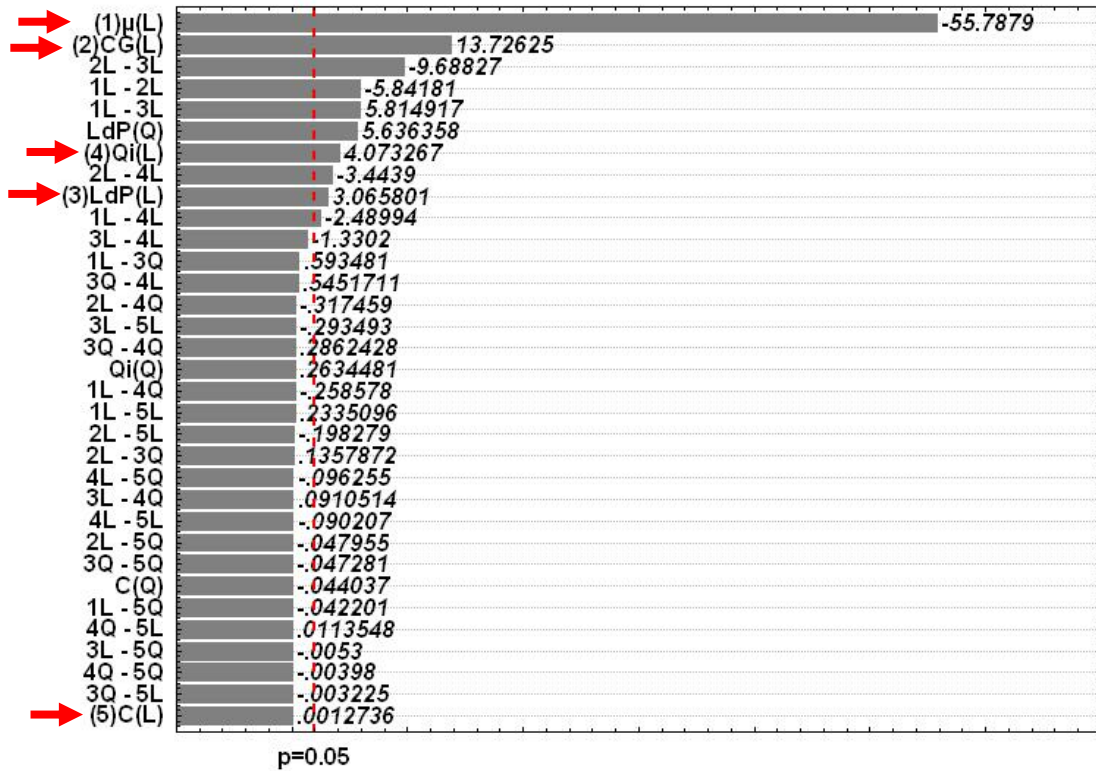


Figura 5.3 – Diagrama de Pareto – Casos A – Fator de recuperação 10 anos

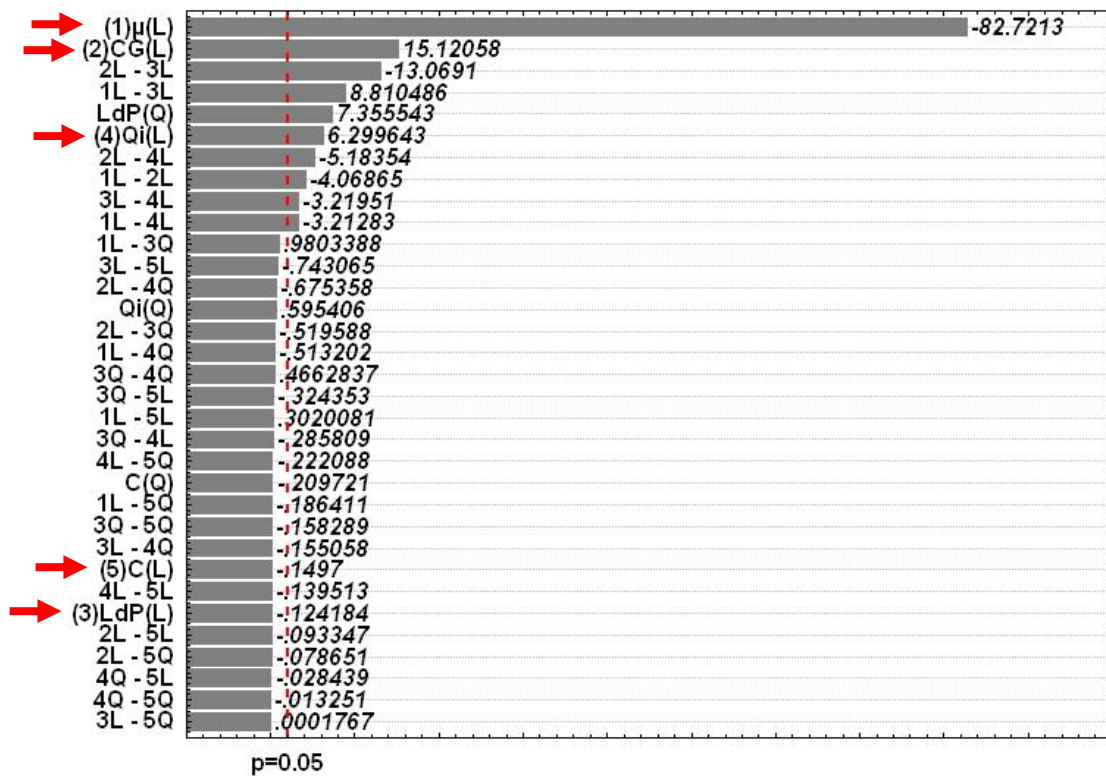


Figura 5.4 – Diagrama de Pareto – Casos A – Fator de recuperação 15 anos

Da Figura 5.2, verifica-se que, após os cinco primeiros anos de projeto, as variáveis que apresentam uma maior relevância estatística no fator de recuperação são a viscosidade, a capa de gás, a localização do poço produtor e a vazão de injeção. Também se destacam os efeitos lineares combinados entre estes parâmetros.

No décimo e décimo quinto ano de projeto (Figura 5.3 e Figura 5.4, respectivamente), as variáveis que influenciam no fator de recuperação são praticamente as mesmas do quinto ano, alternando apenas o grau de importância no diagrama. Observa-se também que algumas interações lineares entre os parâmetros, que não influenciavam em cinco anos, passam a apresentar uma relevância estatística em relação a variável resposta.

A viscosidade e a capa de gás foram os parâmetros que apresentaram, em todo o tempo de projeto, as maiores influências no fator de recuperação. A viscosidade influencia negativamente, pois um óleo mais viscoso apresenta uma maior razão de mobilidade e, portanto, uma menor eficiência de deslocamento do óleo. Entretanto, em termos da capa de gás, a sua influência é positiva.

Como neste estudo a capa de gás é uma variável qualitativa, isto é, apenas foi considerada a sua presença ou não, os valores positivos depois da linha divisória, indicam que a presença de uma capa de gás melhora o fator de recuperação, pois a sua presença foi indicada como valor máximo (+1) conforme visto no Capítulo IV, seção 4.3.

Nos cinco primeiros anos a vazão de injeção não influencia no fator de recuperação, no entanto, em dez e quinze anos de projeto, esta variável torna-se de grande importância, isto é, afeta significativamente a variável resposta, de modo que aumentando a vazão de injeção aumenta-se também o fator de recuperação.

Em relação ao parâmetro localização do poço produtor, tem-se que, em cinco e dez anos de projeto, um maior fator de recuperação é obtido quando o poço produtor está na parte superior do reservatório. Entretanto, no décimo quinto ano de projeto, esta resposta inverte, isto é, os maiores fatores de recuperação são encontrados quando o produtor está na parte inferior do modelo.

A Figura 5.5, Figura 5.6 e Figura 5.7 mostram as curvas de nível em que podem ser vistas todas as combinações possíveis entre os parâmetros, resultando em dez combinações. As partes circuladas das curvas mostram as regiões ótimas de trabalho, conseqüentemente,

maiores fatores de recuperação. Estas curvas mostram, para cada intervalo de tempo, o comportamento da variável dependente (fator de recuperação) em função da interação entre dois parâmetros. Os valores correspondentes aos níveis mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1) e as nomenclaturas utilizadas encontram-se na Tabela 5.1.

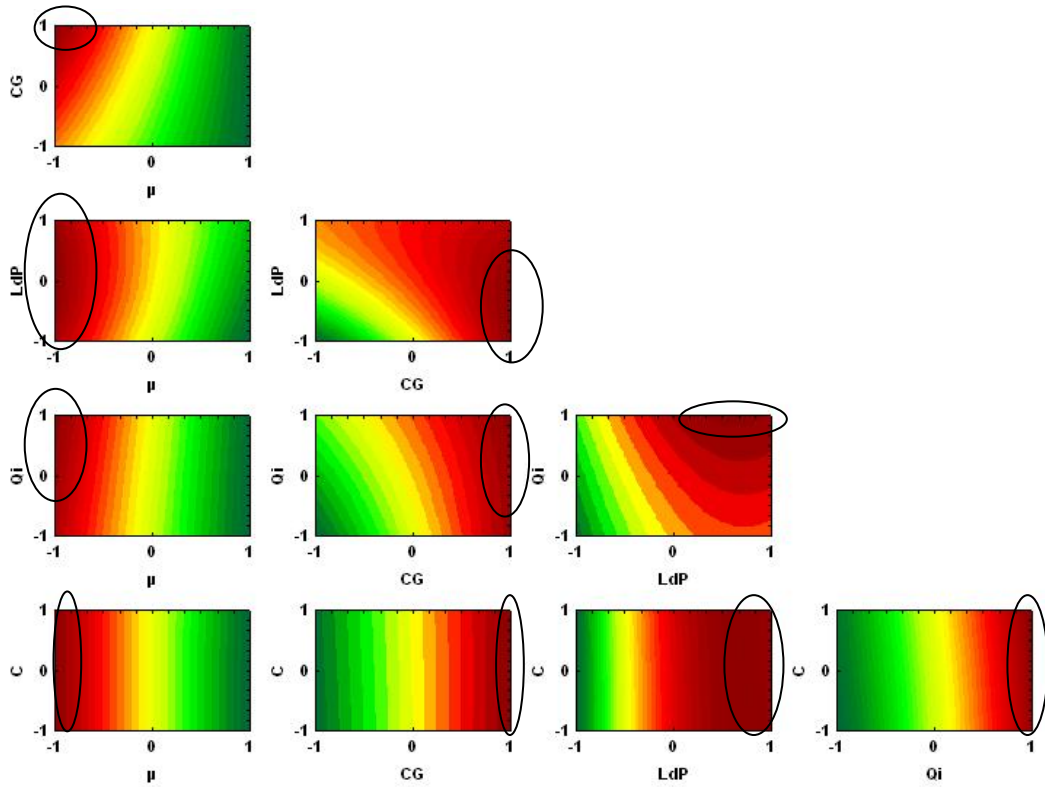


Figura 5.5 – Curvas de nível – Casos A – Fator de recuperação 5 anos

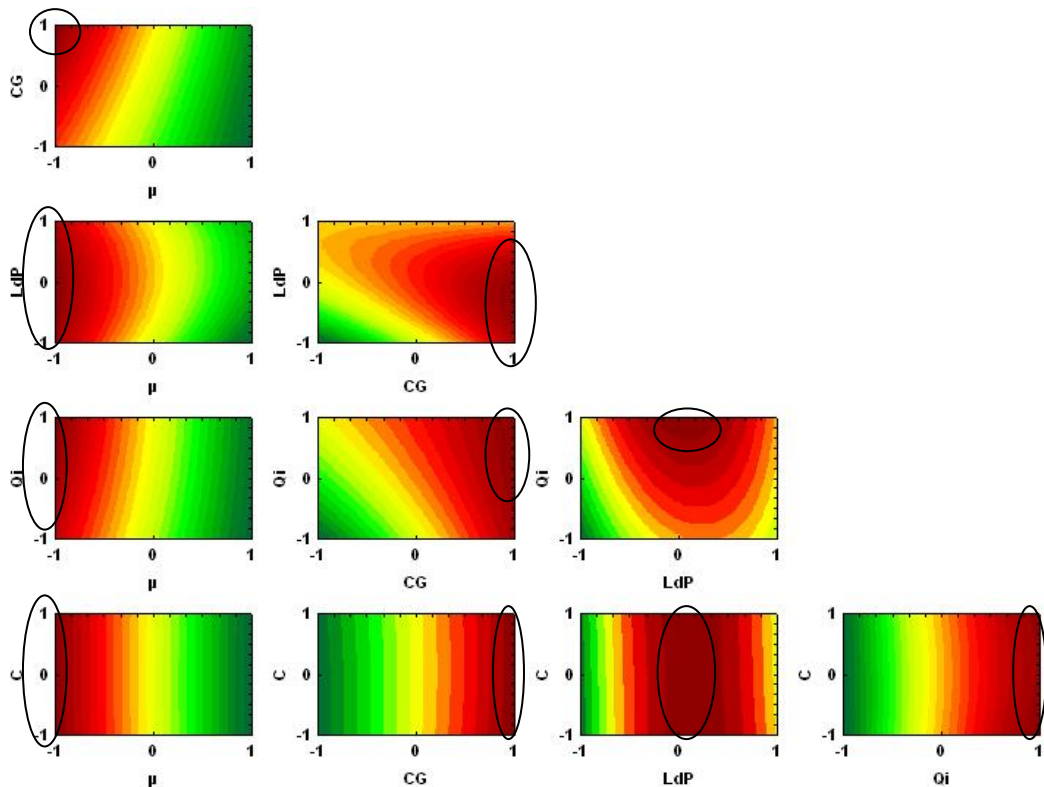


Figura 5.6 – Curvas de nível – Casos A – Fator de recuperação 10 anos

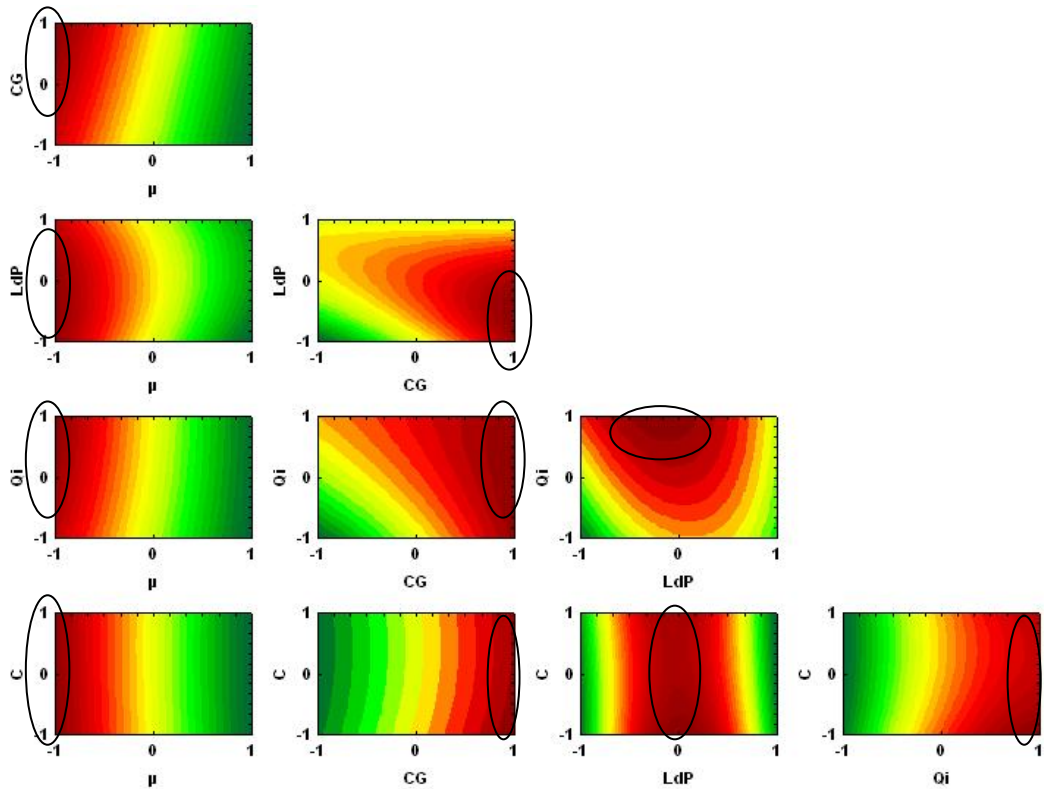


Figura 5.7 – Curvas de nível – Casos A – Fator de recuperação 15 anos

De acordo com as curvas de nível apresentadas obtêm os seguintes resultados:

- **Capa de gás:** Em todo o tempo de projeto verifica-se que melhores resultados para o fator de recuperação foram obtidos para reservatórios que continham uma capa de gás, pois quando ocorre a queda de pressão no reservatório, a capa de gás se expande e auxilia no deslocamento do banco de óleo.
- **Viscosidade:** Fluidos com baixa viscosidade apresentaram melhores fatores de recuperação em qualquer interação.
- **Vazão de injeção:** Observa-se que nos quinze anos de projeto os melhores resultados foram obtidos com o valor mais alto das vazões de injeção.
- **Completação do poço injetor:** Observa-se que em todas as interações, as melhores respostas foram obtidas em qualquer localização da completção, seja no topo, no centro ou na base do reservatório. Portanto, uma análise mais detalhada será realizada na seção 5.4.
- **Localização do poço produtor:** Observa-se que nos cinco primeiros anos a melhor localização do poço produtor se encontra no intervalo de valor intermediário (0) ao valor máximo (+1), isto é, em locais distantes da camada de água. Entretanto, sua interação com o parâmetro capa de gás indica que melhores resultados foram obtidos quando o poço produtor está localizado o mais distante da zona de gás, isto é, no valor mínimo (-1). Estes dois efeitos podem ser explicados pelo fato do poço produtor estar perto da zona de água ou de gás, e esses fluidos serem produzidos juntamente com o óleo, existindo então uma produção concomitante. Do décimo ano até o final do período, verifica-se que as interações com a vazão de injeção e com a completção do poço injetor indicam melhor resposta quando o poço produtor está no centro do reservatório, isto é, valor intermediário (0). Para uma melhor escolha e conclusão a respeito do parâmetro localização do poço produtor, será feita uma análise mais detalhada na seção 5.4, de acordo com o acumulado de óleo que cada posição proporciona.

5.3 Análise de sensibilidade dos parâmetros dos casos B

A nomenclatura e a atribuição no diagrama de Pareto dos efeitos abordados nos casos B serão idênticas as utilizadas nos casos A (vide Capítulo V, seção 5.2 e Tabela 5.1).

A Figura 5.8, Figura 5.9 e Figura 5.10 mostram, através do diagrama de Pareto, as influências dos parâmetros e das interações entre eles sobre o fator de recuperação do óleo.

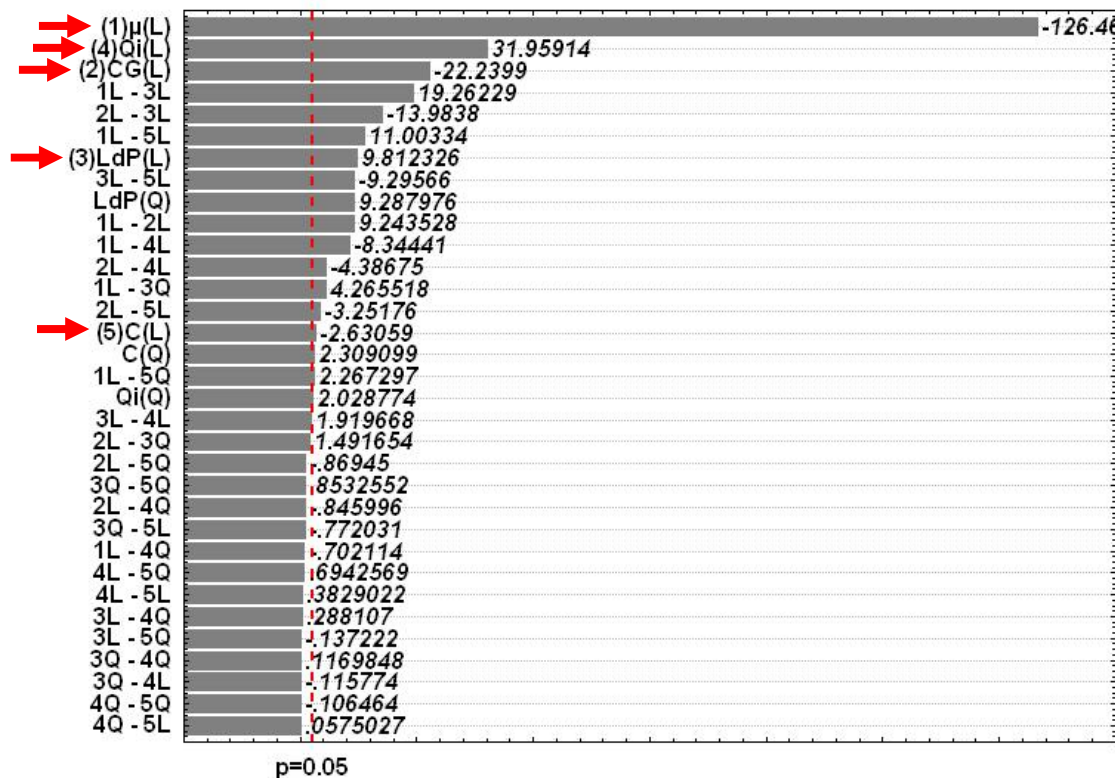


Figura 5.8 – Diagrama de Pareto – Casos B – Fator de recuperação 5 anos

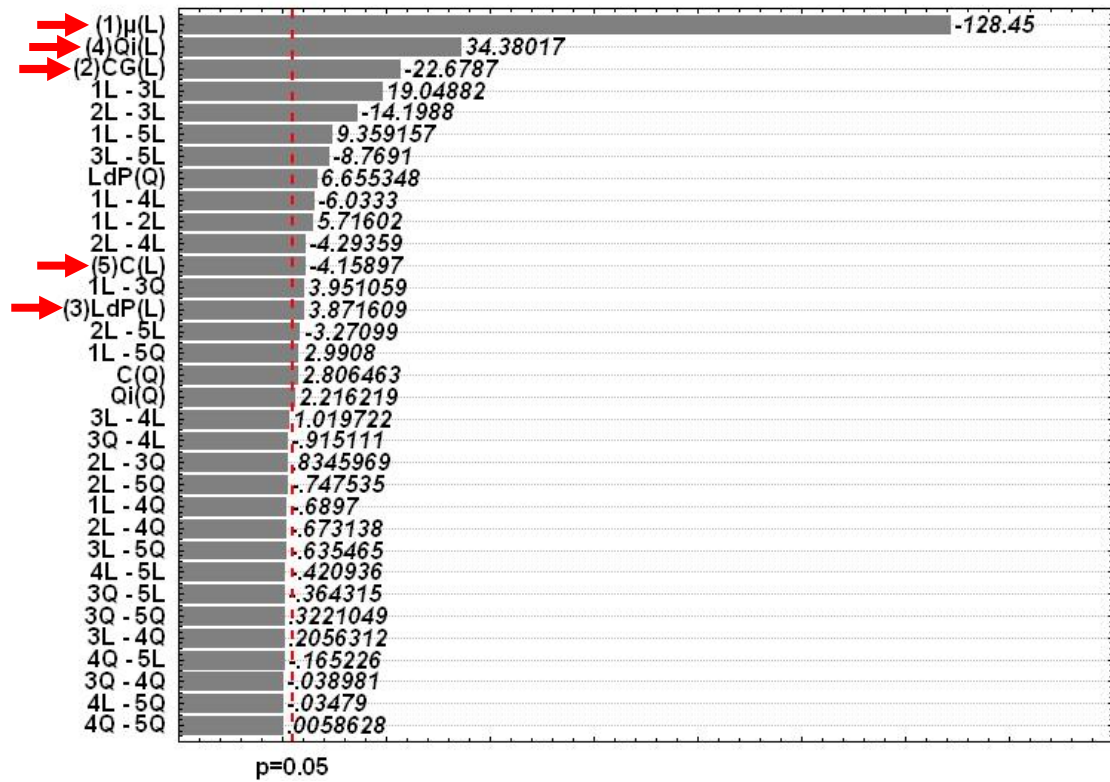


Figura 5.9 – Diagrama de Pareto – Casos B – Fator de recuperação 10 anos

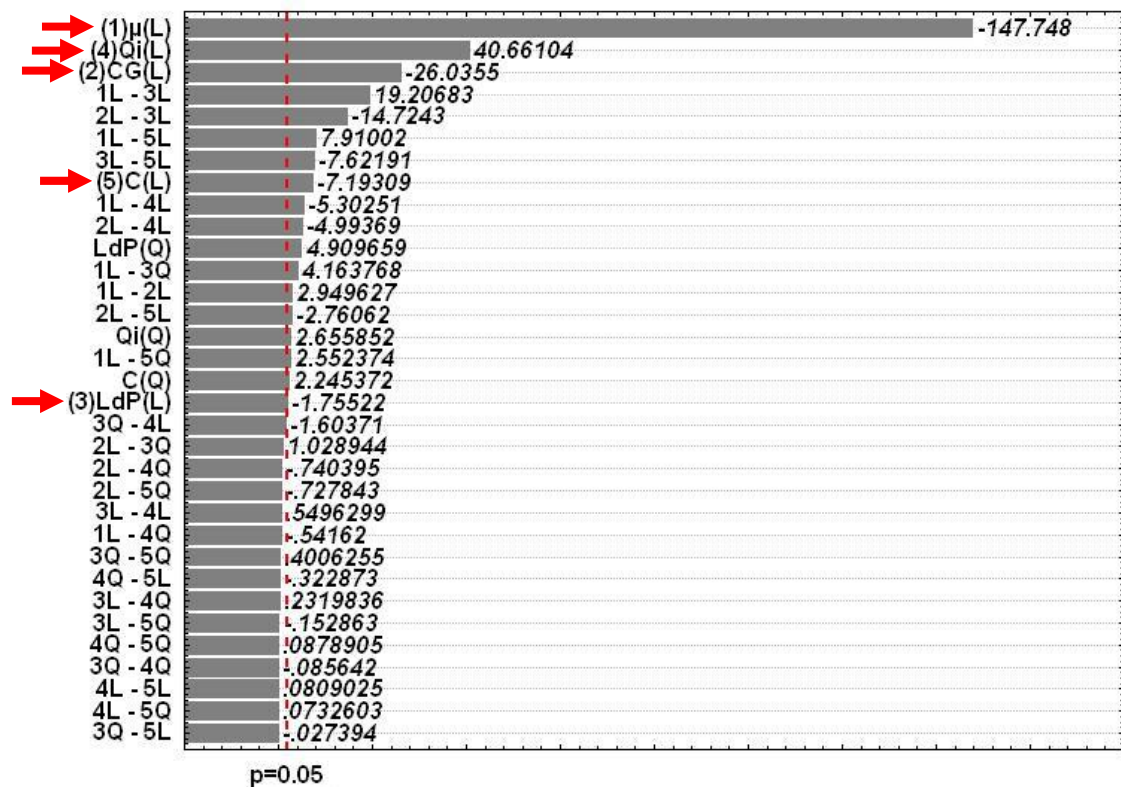


Figura 5.10 – Diagrama de Pareto – Casos B – Fator de recuperação 15 anos

Através da Figura 5.8, verifica-se que nos cinco primeiros anos de projeto, todas as variáveis tem relevância estatística no fator de recuperação. Entre elas, as que possuem a maior significância são a viscosidade, a vazão de injeção, a ausência de uma capa de gás e a localização do poço produtor. Destacando-se também, os efeitos lineares combinados entre os parâmetros.

No décimo e décimo quinto ano de projeto, as variáveis que influenciam no fator de recuperação são praticamente as mesmas do quinto ano, alternando apenas o grau de importância no diagrama. Observa-se também que, a partir do décimo ano, o parâmetro completção do poço injetor começa a apresentar uma maior relevância estatística, em relação a variável resposta, quando comparada com o tempo de projeto de cinco anos.

A viscosidade, a vazão de injeção e a capa de gás foram os parâmetros que apresentaram, em todo o tempo de projeto, as maiores influências no fator de recuperação. A viscosidade influencia negativamente, pois um óleo mais viscoso apresenta uma menor eficiência de deslocamento, diminuindo assim o fator de recuperação.

Em todos os diagramas, a vazão de injeção apresenta uma influência positiva, mostrando que quanto maior a vazão de injeção, maior será o valor da variável resposta. Entretanto, o parâmetro capa de gás apresentou uma influência negativa em todo o tempo de projeto. Como neste estudo a capa de gás é uma variável qualitativa, isto é, apenas foi considerada a sua presença ou não, os valores negativos depois da linha divisória, indicam que a ausência de uma capa de gás melhora o fator de recuperação, pois a sua ausência foi indicada como valor mínimo (-1) conforme visto no Capítulo IV, seção 4.3.

Em relação ao parâmetro localização do poço produtor, tem-se que no quinto e no décimo ano de projeto, um maior fator de recuperação é obtido quando o poço produtor está na parte superior do reservatório, nível máximo (+1). Entretanto, no final do projeto, os maiores fatores de recuperação são encontrados quando o produtor está na parte inferior do reservatório, valor mínimo (-1).

A Figura 5.11, Figura 5.12 e Figura 5.13 mostram as curvas de nível em que podem ser vistas todas as combinações possíveis entre os parâmetros. De modo idêntico aos casos estudados do tipo A, as partes circuladas das curvas mostram as regiões ótimas de trabalho.

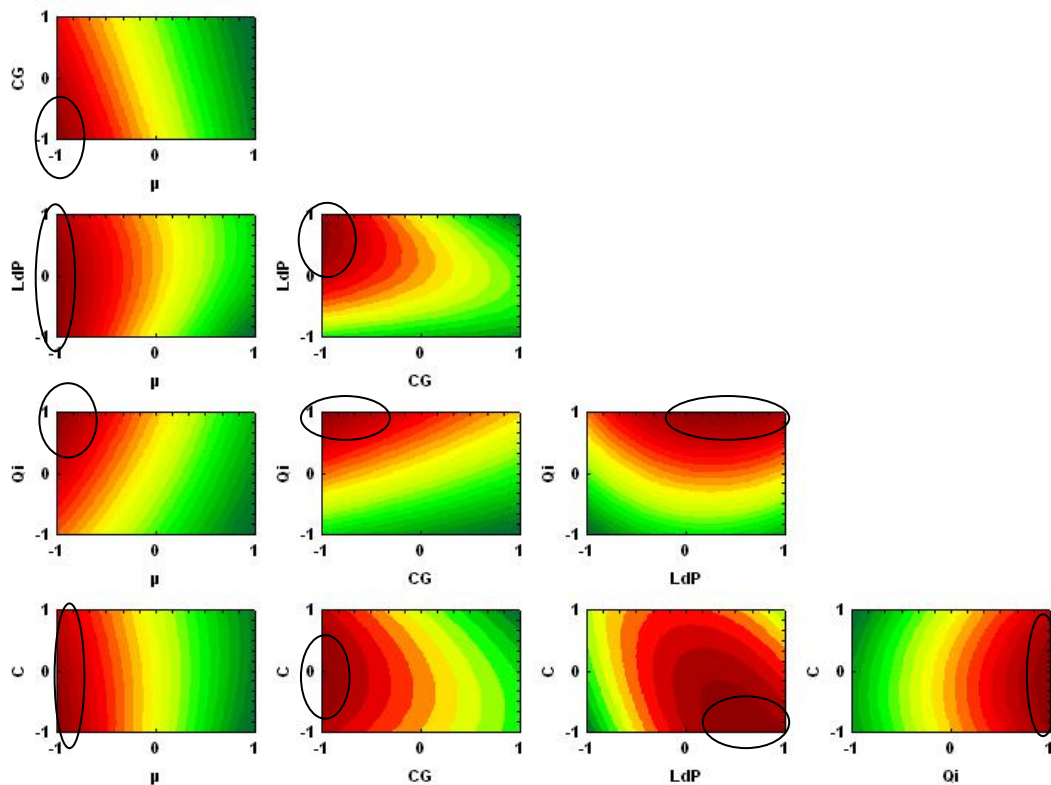


Figura 5.11 – Curvas de nível – Casos B – Fator de recuperação 5 anos

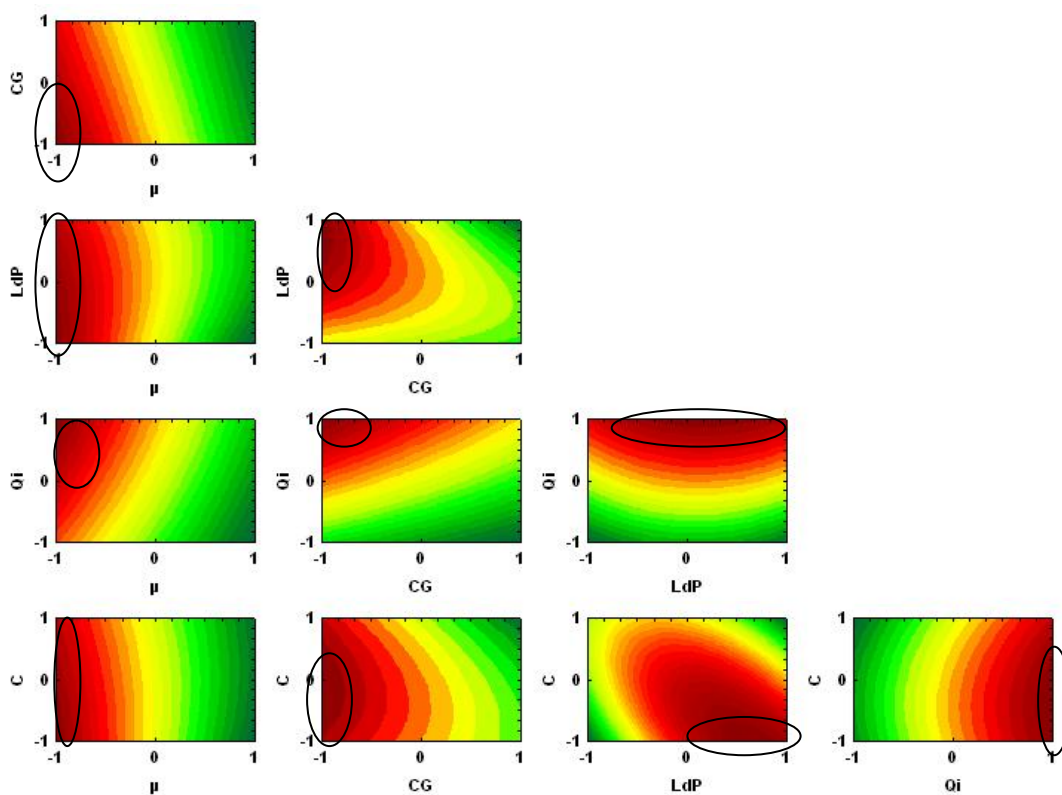


Figura 5.12 – Curvas de nível – Casos B – Fator de recuperação 10 anos

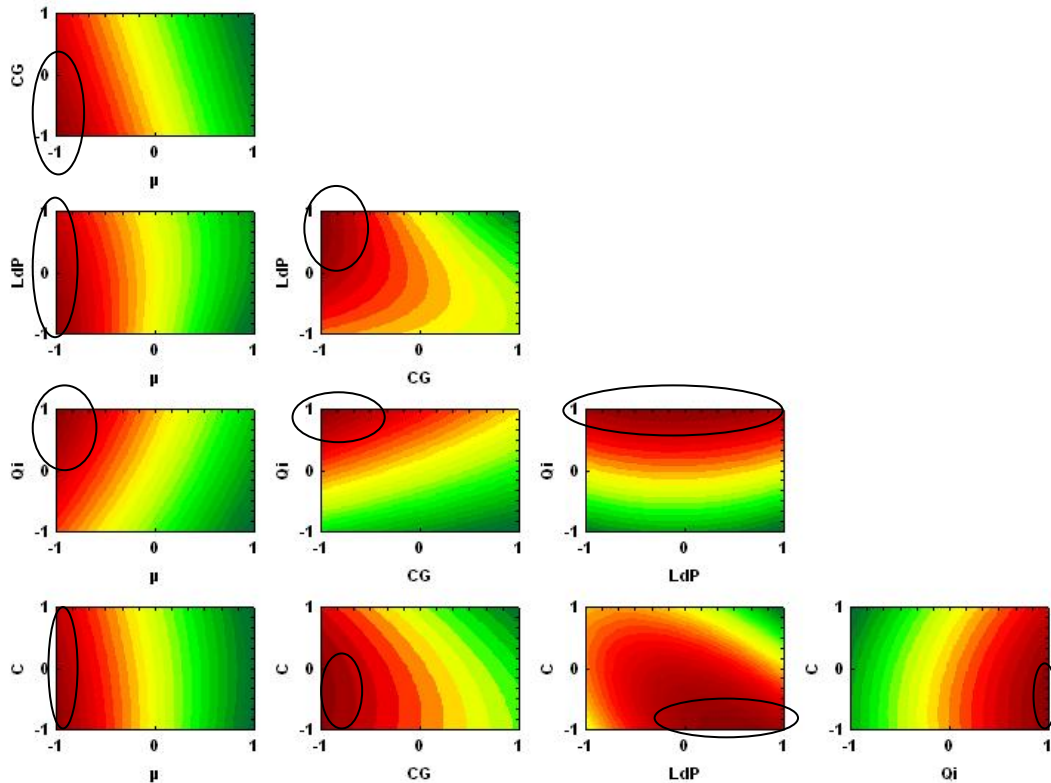


Figura 5.13 – Curvas de nível – Casos B – Fator de recuperação 15 anos

De acordo com as curvas de nível apresentadas obtêm os seguintes resultados:

- Capa de gás: Em todo o tempo de projeto verifica-se que melhores resultados para o fator de recuperação foram obtidos para reservatórios que não apresentavam uma capa de gás.
- Viscosidade: Fluidos com baixa viscosidade apresentaram melhores fatores de recuperação em qualquer interação.
- Vazão de injeção: Observa-se que nos quinze anos de projeto os melhores resultados foram obtidos com o valor mais alto das vazões de injeção.
- Completação do poço injetor: Verifica-se que em todo o período do projeto, a sua interação com o parâmetro viscosidade (μ), mostra que os melhores resultados são obtidos tanto quando a completação está no topo, no centro ou na base do reservatório. Entretanto, todas as suas interações com o parâmetro localização do poço produtor

(LdP), mostram que as maiores respostas foram encontradas em regiões mais próximas do valor mínimo (-1), isto é, na parte inferior do reservatório, mais próximo da zona de água. Ainda tem-se que, em relação com as demais interações, nos quinze anos de projeto, os melhores resultados foram obtidos em regiões entre o valor mínimo (-1) e o intermediário (0). Portanto, a escolha pelo melhor local para a completção do poço injetor será realizada em um estudo mais detalhado na seção 5.4.

- Localização do poço produtor: Observa-se que a sua interação com o parâmetro viscosidade (μ), em todo período de projeto, apresenta uma difícil conclusão a respeito da melhor localização. Sendo que, as suas interações com os demais parâmetros mostram que a melhor localização do poço produtor se encontra no intervalo de valor intermediário (0) ao valor máximo (+1). Assim sendo, a escolha da melhor localização do poço produtor será realizada através de uma análise mais detalhada na seção 5.4.

5.4 Otimização do processo

Neste trabalho a otimização do processo busca uma configuração dos parâmetros operacionais em que se obtenha um maior fator de recuperação possível. Através das análises realizadas nas seções anteriores, têm-se as melhores configurações para cada parâmetro através de análises estatísticas. No entanto, a respeito dos parâmetros completção do poço injetor e localização do poço produtor têm-se uma conclusão imprecisa. Portanto será realizado um estudo mais detalhado em que os parâmetros de reservatórios serão mantidos constantes e os parâmetros operacionais sofrerão variação.

Nesta otimização todos os casos simulados (108 casos A e 108 casos B) serão divididos em grupos específicos em que os parâmetros capa de gás e viscosidade serão constantes. Portanto, têm-se os seguintes grupos:

- Viscosidade de 10 cP com Capa de Gás;
- Viscosidade de 10 cP sem Capa de Gás;
- Viscosidade de 100 cP com Capa de Gás;
- Viscosidade de 100 cP sem Capa de Gás.

Todos os casos específicos de cada grupo serão ordenados, em ordem crescente, com relação ao fator de recuperação final. Assim como nas análises anteriores, este estudo também será dividido entre os casos A e B.

5.4.1 Viscosidade de 10 cP com capa de gás – casos A

A Tabela 5.2 mostra os casos simulados que apresentam os reservatórios com óleo de viscosidade 10 cP e com presença de uma capa de gás.

Tabela 5.2 – Casos com viscosidade de 10 cP com capa de gás – Casos A

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás - CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Qi) - m ³ /dia	Completação do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
48	10	Sim	K = 9	30	T (04:07)	23,89
47	10	Sim	K = 9	30	C (08:11)	23,90
51	10	Sim	K = 9	60	T (04:07)	23,92
46	10	Sim	K = 9	30	B (12:15)	23,92
50	10	Sim	K = 9	60	C (08:11)	23,97
49	10	Sim	K = 9	60	B (12:15)	24,05
54	10	Sim	K = 9	100	T (04:07)	24,21
53	10	Sim	K = 9	100	C (08:11)	24,23
52	10	Sim	K = 9	100	B (12:15)	24,27
39	10	Sim	K = 11	30	T (04:07)	28,04
37	10	Sim	K = 11	30	B (12:15)	28,16
38	10	Sim	K = 11	30	C (08:11)	28,18
41	10	Sim	K = 11	60	C (08:11)	28,18
42	10	Sim	K = 11	60	T (04:07)	28,25
44	10	Sim	K = 11	100	C (08:11)	28,32
45	10	Sim	K = 11	100	T (04:07)	28,36
40	10	Sim	K = 11	60	B (12:15)	28,43
43	10	Sim	K = 11	100	B (12:15)	30,73
30	10	Sim	K = 14	30	T (04:07)	30,85
33	10	Sim	K = 14	60	T (04:07)	30,89
32	10	Sim	K = 14	60	C (08:11)	30,91
28	10	Sim	K = 14	30	B (12:15)	30,91
29	10	Sim	K = 14	30	C (08:11)	30,92
36	10	Sim	K = 14	100	T (04:07)	30,95
35	10	Sim	K = 14	100	C (08:11)	30,98
31	10	Sim	K = 14	60	B (12:15)	31,05
34	10	Sim	K = 14	100	B (12:15)	31,18

Observa-se que o maior fator de recuperação (31,18%) foi obtido quando o poço produtor esta na parte inferior do reservatório e a completção do poço injetor na base (caso 34). Entretanto, o modelo otimizado para estas características de reservatório equivale ao caso 28, pois é onde se pode injetar pequenas quantidades de CO₂ (30m³/dia) e obter, aproximadamente, um fator de recuperação igual ao caso 34 em que se injeta 100 m³/dia.

Analisando o comportamento do parâmetro localização do poço produtor, tem-se que os menores fatores de recuperação ocorrem quando o produtor estiver na parte superior (camada k = 9, identificado com a cor laranja), posteriormente, valores medianos quando a posição do produtor encontra-se na parte central (camada k = 11, identificado com a cor verde) e por fim, os maiores fatores de recuperação são obtidos quando o poço produtor está localizado na parte inferior do reservatório (camada k = 14, identificado com a cor vermelha).

5.4.2 Viscosidade de 10 cP sem capa de gás – casos A

A Tabela 5.3 mostra os casos de baixas vazões de injeção, do planejamento experimental, em que apresentam os reservatórios com óleo de viscosidade de 10 cP e sem capa de gás.

Tabela 5.3 - Casos com viscosidade de 10 cP sem capa de gás – Casos A

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás – CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Qi) – m ³ /dia	Completação do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
1	10	Não	K = 11	30	B (09:12)	17,64
2	10	Não	K = 11	30	C (05:08)	17,68
3	10	Não	K = 11	30	T (01:04)	17,71
4	10	Não	K = 11	60	B (09:12)	22,17
5	10	Não	K = 11	60	C (05:08)	22,24
6	10	Não	K = 11	60	T (01:04)	22,27
10	10	Não	K = 8	30	B (09:12)	22,88
11	10	Não	K = 8	30	C (05:08)	22,91
12	10	Não	K = 8	30	T (01:04)	22,93
21	10	Não	K = 6	30	T (01:04)	23,65
20	10	Não	K = 6	30	C (05:08)	23,69
19	10	Não	K = 6	30	B (09:12)	23,72
24	10	Não	K = 6	60	T (01:04)	24,38
23	10	Não	K = 6	60	C (05:08)	24,50
22	10	Não	K = 6	60	B (09:12)	24,60
27	10	Não	K = 6	100	T (01:04)	24,80

26	10	Não	K = 6	100	C (05:08)	25,03
25	10	Não	K = 6	100	B (09:12)	25,19
15	10	Não	K = 8	60	T (01:04)	25,76
14	10	Não	K = 8	60	C (05:08)	25,81
13	10	Não	K = 8	60	B (09:12)	25,84
9	10	Não	K = 11	100	T (01:04)	25,91
8	10	Não	K = 11	100	C (05:08)	25,96
7	10	Não	K = 11	100	B (09:12)	25,98
18	10	Não	K = 8	100	T (01:04)	26,65
17	10	Não	K = 8	100	C (05:08)	26,78
16	10	Não	K = 8	100	B (09:12)	26,91

Observa-se que o maior fator de recuperação (26,91%) foi obtido no caso 16, em que o poço produtor está localizado na parte central do reservatório (camada k = 8) e a completção do poço injetor na base.

Analisando o caso 7, verifica-se que a localização do poço produtor é na parte inferior do reservatório e que o seu fator de recuperação é de 25,98%. Em comparação ao caso 16, a diferença entre os fatores de recuperação não alcança nem um ponto percentual, isto quer dizer que, caso o poço produtor esteja localizado na parte inferior do reservatório, ele não afetará significativamente o fator de recuperação. Com isso, têm-se que, em reservatórios com óleo de viscosidade de 10 cP e sem capa de gás, o poço produtor pode ficar localizado na parte inferior, de modo semelhante aos que possuem óleo de mesma viscosidade e com capa de gás (seção 5.4.1).

5.4.3 Viscosidade de 10 cP com capa de gás – casos B

A Tabela 5.4 apresenta os casos de altas vazões de injeção que apresentam óleo de viscosidade de 10 cP e a presença de uma capa de gás.

Tabela 5.4 - Casos com viscosidade de 10 cP com capa de gás – Casos B

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás – CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Q_i) – m ³ /dia	Completação do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
48	10	Sim	K = 9	5000	T (04:07)	29,22
47	10	Sim	K = 9	5000	C (08:11)	30,12
46	10	Sim	K = 9	5000	B (12:15)	31,38
39	10	Sim	K = 11	5000	T (04:07)	32,55
51	10	Sim	K = 9	15000	T (04:07)	32,84
38	10	Sim	K = 11	5000	C (08:11)	33,36

50	10	Sim	K = 9	15000	C (08:11)	34,35
37	10	Sim	K = 11	5000	B (12:15)	34,52
30	10	Sim	K = 14	5000	T (04:07)	34,81
42	10	Sim	K = 11	15000	T (04:07)	35,79
29	10	Sim	K = 14	5000	C (08:11)	35,90
54	10	Sim	K = 9	30000	T (04:07)	36,03
49	10	Sim	K = 9	15000	B (12:15)	36,10
28	10	Sim	K = 14	5000	B (12:15)	36,56
41	10	Sim	K = 11	15000	C (08:11)	36,98
53	10	Sim	K = 9	30000	C (08:11)	37,26
40	10	Sim	K = 11	15000	B (12:15)	38,35
33	10	Sim	K = 14	15000	T (04:07)	38,66
45	10	Sim	K = 11	30000	T (04:07)	38,74
32	10	Sim	K = 14	15000	C (08:11)	39,50
52	10	Sim	K = 9	30000	B (12:15)	39,57
31	10	Sim	K = 14	15000	B (12:15)	39,83
44	10	Sim	K = 11	30000	C (08:11)	40,08
43	10	Sim	K = 11	30000	B (12:15)	41,48
36	10	Sim	K = 14	30000	T (04:07)	42,28
34	10	Sim	K = 14	30000	B (12:15)	42,38
35	10	Sim	K = 14	30000	C (08:11)	42,67

Observa-se na Tabela 5.4 que, nos casos com altas vazões de injeção, o maior fator de recuperação foi de 42,67%, caso 35, em que a completção do poço injetor é na parte central e o poço produtor está localizado na parte inferior do reservatório (camada $k = 14$). No entanto, comparando com o caso 32, verifica-se que aumentando a vazão de injeção de 15.000 m³/dia para 30.000 m³/dia, o fator de recuperação aumenta apenas cerca de 3%. Portanto, o modelo otimizado, para estas condições de reservatório e operacionais, equivale ao caso 32 e com uma vazão de injeção intermediária (comparada com 30.000 m³/dia e 5.000 m³/dia).

5.4.4 Viscosidade de 10 cP sem capa de gás – casos B

Na Tabela 5.5 está os casos que apresentam viscosidade de 10 cP e ausência de uma capa de gás.

Tabela 5.5 - Casos com viscosidade de 10 cP sem capa de gás – Casos B

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás – CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Qi) – m ³ /dia	Completação do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
21	10	Não	K = 6	5000	T (01:04)	33,47
20	10	Não	K = 6	5000	C (05:08)	34,81
12	10	Não	K = 8	5000	T (01:04)	35,06
3	10	Não	K = 11	5000	T (01:04)	35,91
11	10	Não	K = 8	5000	C (05:08)	36,36
19	10	Não	K = 6	5000	B (09:12)	36,78
2	10	Não	K = 11	5000	C (05:08)	37,35
10	10	Não	K = 8	5000	B (09:12)	37,96
24	10	Não	K = 6	15000	T (01:04)	38,02
1	10	Não	K = 11	5000	B (09:12)	38,16
15	10	Não	K = 8	15000	T (01:04)	39,35
23	10	Não	K = 6	15000	C (05:08)	39,93
14	10	Não	K = 8	15000	C (05:08)	41,05
6	10	Não	K = 11	15000	T (01:04)	41,36
27	10	Não	K = 6	30000	T (01:04)	41,89
5	10	Não	K = 11	15000	C (05:08)	42,11
22	10	Não	K = 6	15000	B (09:12)	42,33
13	10	Não	K = 8	15000	B (09:12)	42,85
4	10	Não	K = 11	15000	B (09:12)	42,92
18	10	Não	K = 8	30000	T (01:04)	42,97
26	10	Não	K = 6	30000	C (05:08)	44,06
17	10	Não	K = 8	30000	C (05:08)	44,56
9	10	Não	K = 11	30000	T (01:04)	45,17
8	10	Não	K = 11	30000	C (05:08)	45,72
16	10	Não	K = 8	30000	B (09:12)	46,02
25	10	Não	K = 6	30000	B (09:12)	46,15
7	10	Não	K = 11	30000	B (09:12)	46,54

Verifica-se na Tabela 5.5 que quando a completção do poço injetor for na base e a localização do poço produtor na parte inferior do reservatório, o fator de recuperação teve o seu valor máximo de 46,54%, caso 7 especificadamente.

Entretanto, observa-se também que o fator de recuperação do caso 8 (45,72%) é muito próximo do fator do caso 7, e que a única diferença entre estes casos é apenas a completção do poço injetor. Portanto, um reservatório em que seja utilizada a completção dos poços injetores na parte central, não afetará de modo significativo no fator de recuperação. Deste modo, pode-se otimizar um reservatório com óleo de viscosidade de 10 cP e sem capa de gás, utilizando a completção do poço injetor na parte central, sendo da mesma maneira que ocorre em reservatórios que apresentam capa de gás (seção 5.4.4).

5.4.5 Viscosidade de 100 cP com capa de gás – casos A

A Tabela 5.6 apresenta os casos em que os reservatórios têm óleo com viscosidade de 100 cP e apresentam uma capa de gás.

Tabela 5.6 - Casos com viscosidade de 100 cP com capa de gás – Casos A

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás – CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Qi) – m ³ /dia	Completção do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
82	100	Sim	K = 14	30	B (12:15)	8,85
83	100	Sim	K = 14	30	C (08:11)	8,86
84	100	Sim	K = 14	30	T (04:07)	8,93
85	100	Sim	K = 14	60	B (12:15)	9,05
86	100	Sim	K = 14	60	T (04:07)	9,09
88	100	Sim	K = 14	100	B (12:15)	9,23
87	100	Sim	K = 14	60	T (04:07)	9,30
89	100	Sim	K = 14	100	C (08:11)	9,33
107	100	Sim	K = 9	100	C (08:11)	9,46
108	100	Sim	K = 9	100	T (04:07)	9,47
100	100	Sim	K = 9	30	B (12:15)	9,47
101	100	Sim	K = 9	30	C (08:11)	9,48
105	100	Sim	K = 9	60	T (04:07)	9,49
102	100	Sim	K = 9	30	T (04:07)	9,50
103	100	Sim	K = 9	60	B (12:15)	9,53
106	100	Sim	K = 9	100	B (12:15)	9,55
104	100	Sim	K = 9	60	C (08:11)	9,59
90	100	Sim	K = 14	100	T (04:07)	10,04
93	100	Sim	K = 11	30	T (04:07)	11,36
95	100	Sim	K = 11	60	C (08:11)	11,38

92	100	Sim	K = 11	30	C (08:11)	11,38
96	100	Sim	K = 11	60	T (04:07)	11,43
99	100	Sim	K = 11	100	T (04:07)	11,49
98	100	Sim	K = 11	100	C (08:11)	11,50
91	100	Sim	K = 11	30	B (12:15)	11,51
94	100	Sim	K = 11	60	B (12:15)	11,78
97	100	Sim	K = 11	100	B (12:15)	11,99

Tem-se na Tabela 5.6 que o maior fator de recuperação encontrado foi de 11,99%, caso 97, em que o poço produtor está localizado na parte central e a completção do poço injetor acontece na base do reservatório. Entretanto, de modo semelhante no sistema que apresenta óleo com viscosidade de 10 cP, quando injeta-se 30m³/dia (caso 91) o fator de recuperação obtido é próximo quando injeta-se 100 m³/dia. Sendo assim, o modelo otimizado para estas características de reservatório equivale ao caso 91.

5.4.6 Viscosidade de 100 cP sem capa de gás – casos A

Os casos com reservatórios sem capa de gás e com óleo de viscosidade de 100 cP são mostrados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Casos com viscosidade de 100 cP sem capa de gás – Casos A

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás – CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Qi) – m ³ /dia	Completação do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
55	100	Não	K = 11	30	B (09:12)	4,47
56	100	Não	K = 11	30	C (05:08)	4,70
57	100	Não	K = 11	30	T (01:04)	4,86
58	100	Não	K = 11	60	B (09:12)	4,98
61	100	Não	K = 11	100	B (09:12)	5,37
59	100	Não	K = 11	60	C (05:08)	5,44
60	100	Não	K = 11	60	T (01:04)	5,73
62	100	Não	K = 11	100	C (05:08)	6,02
63	100	Não	K = 11	100	T (01:04)	6,56
64	100	Não	K = 8	30	B (09:12)	7,77
65	100	Não	K = 8	30	C (05:08)	8,01
66	100	Não	K = 8	30	T (01:04)	8,12
68	100	Não	K = 8	60	C (05:08)	8,72
75	100	Não	K = 6	30	T (01:04)	8,79
69	100	Não	K = 8	60	T (01:04)	8,88
74	100	Não	K = 6	30	C (05:08)	8,91
67	100	Não	K = 8	60	B (09:12)	8,92
73	100	Não	K = 6	30	B (09:12)	9,08

78	100	Não	K = 6	60	T (01:04)	9,12
71	100	Não	K = 8	100	C (05:08)	9,24
77	100	Não	K = 6	60	C (05:08)	9,27
72	100	Não	K = 8	100	T (01:04)	9,35
81	100	Não	K = 6	100	T (01:04)	9,54
76	100	Não	K = 6	60	B (09:12)	9,61
80	100	Não	K = 6	100	C (05:08)	9,69
70	100	Não	K = 8	100	B (09:12)	9,87
79	100	Não	K = 6	100	B (09:12)	10,23

Verifica-se na Tabela 5.7 que o maior fator e recuperação foi obtidos no reservatório em que o poço produtor está localizado na parte superior do reservatório (camada $k = 6$) e a completação do poço injetor acontece na base. Comparando o caso 79 com 76, observa-se que injetando $60 \text{ m}^3/\text{dia}$ ao invés de $100 \text{ m}^3/\text{dia}$, consegue-se um fator de recuperação muito próximo, com uma diferença inferior a um ponto percentual. Portanto, o modelo otimizado equivale ao caso 76, em que se injeta uma vazão intermediária (comparada com $100 \text{ m}^3/\text{dia}$ e $30 \text{ m}^3/\text{dia}$)

5.4.7 Viscosidade de 100 cP com capa de gás – casos B

A Tabela 5.8 mostra os casos dos reservatórios com óleo de 100 cP e com uma capa de gás em que foram utilizadas altas vazões de injeção.

Tabela 5.8 - Casos com viscosidade de 100 cP com capa de gás – Casos B

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás – CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Q_i) – m^3/dia	Completação do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
102	100	Sim	K = 9	5000	T (04:07)	11,72
101	100	Sim	K = 9	5000	C (08:11)	13,31
82	100	Sim	K = 14	5000	B (12:15)	13,60
84	100	Sim	K = 14	5000	T (04:07)	13,98
105	100	Sim	K = 9	15000	T (04:07)	14,07
83	100	Sim	K = 14	5000	C (08:11)	14,22
93	100	Sim	K = 11	5000	T (04:07)	14,50
100	100	Sim	K = 9	5000	B (12:15)	14,84
91	100	Sim	K = 11	5000	B (12:15)	15,67
92	100	Sim	K = 11	5000	C (08:11)	15,76
85	100	Sim	K = 14	15000	B (12:15)	16,13

108	100	Sim	K = 9	30000	T (04:07)	16,60
104	100	Sim	K = 9	15000	C (08:11)	16,63
86	100	Sim	K = 14	15000	C (08:11)	16,74
87	100	Sim	K = 14	15000	T (04:07)	17,09
96	100	Sim	K = 11	15000	T (04:07)	17,33
103	100	Sim	K = 9	15000	B (12:15)	18,05
94	100	Sim	K = 11	15000	B (12:15)	18,12
95	100	Sim	K = 11	15000	C (08:11)	18,53
88	100	Sim	K = 14	30000	B (12:15)	18,55
89	100	Sim	K = 14	30000	C (08:11)	19,17
107	100	Sim	K = 9	30000	C (08:11)	19,22
90	100	Sim	K = 14	30000	T (04:07)	19,44
99	100	Sim	K = 11	30000	T (04:07)	19,68
97	100	Sim	K = 11	30000	B (12:15)	20,10
106	100	Sim	K = 9	30000	B (12:15)	20,27
98	100	Sim	K = 11	30000	C (08:11)	20,57

Observa-se na Tabela 5.8 que o maior fator de recuperação (20,57%) foi do caso 98 em que o poço produtor e a completação do poço injetor encontra-se na parte central do reservatório. Entretanto, analisando o caso 95, verifica-se que injetando metade da vazão do caso 98, obtêm um fator de recuperação de 18,53%, muito próximo ao obtido no caso 98.

5.4.8 Viscosidade de 100 cP sem capa de gás – casos B

A Tabela 5.9 mostra os casos de alta vazão de injeção, do planejamento experimental, em que apresentam óleo com viscosidade de 100 cP e ausência de uma capa de gás.

Tabela 5.9 - Casos com viscosidade de 100 cP sem capa de gás – Casos B

Casos	Viscosidade (cP) - μ	Capa de gás – CG	Localização do poço produtor (camada k) - LdP	Vazão de injeção (Qi) – m ³ /dia	Completação do poço injetor (camada k) - C	FR (%)
55	100	Não	K = 11	5000	B (09:12)	10,88
56	100	Não	K = 11	5000	C (05:08)	13,12
57	100	Não	K = 11	5000	T (01:04)	14,08
58	100	Não	K = 11	15000	B (09:12)	14,66
64	100	Não	K = 8	5000	B (09:12)	16,29
59	100	Não	K = 11	15000	C (05:08)	17,18
66	100	Não	K = 8	5000	T (01:04)	17,87
61	100	Não	K = 11	30000	B (09:12)	17,90
60	100	Não	K = 11	15000	T (01:04)	18,19

65	100	Não	K = 8	5000	C (05:08)	18,19
75	100	Não	K = 6	5000	T (01:04)	18,49
73	100	Não	K = 6	5000	B (09:12)	19,29
67	100	Não	K = 8	15000	B (09:12)	19,81
74	100	Não	K = 6	5000	C (05:08)	19,82
62	100	Não	K = 11	30000	C (05:08)	20,34
69	100	Não	K = 8	15000	T (01:04)	21,42
63	100	Não	K = 11	30000	T (01:04)	21,50
68	100	Não	K = 8	15000	C (05:08)	21,72
78	100	Não	K = 6	15000	T (01:04)	22,50
70	100	Não	K = 8	30000	B (09:12)	22,85
76	100	Não	K = 6	15000	B (09:12)	22,92
77	100	Não	K = 6	15000	C (05:08)	23,76
72	100	Não	K = 8	30000	T (01:04)	24,15
71	100	Não	K = 8	30000	C (05:08)	24,46
81	100	Não	K = 6	30000	T (01:04)	25,43
79	100	Não	K = 6	30000	B (09:12)	25,96
80	100	Não	K = 6	30000	C (05:08)	26,69

Tem-se na Tabela 5.9 que o maior fator de recuperação foi de 26,69%, caso 80, em que o poço produtor encontra-se na parte superior do reservatório (camada $k = 6$) e completção do poço injetor acontece na parte central. No entanto, em relação ao parâmetro vazão de injeção, tem-se que no caso 77, além da vazão ser metade da utilizada no caso 80, o fator de recuperação apresenta um valor próximo do maior obtido neste tipo de reservatório.

5.4.9 Resumo da otimização do processo

Depois das análises realizadas nas seções anteriores (desde a seção 5.4.1 até a seção 5.4.8) tem-se as melhores condições dos parâmetros operacionais em que maximizam o fator de recuperação. A Tabela 5.10 e a Tabela 5.11 mostram um resumo da otimização dos parâmetros operacionais no processo para cada grupo de reservatório.

Tabela 5.10 – Resumo das melhores condições dos parâmetros operacionais em reservatórios com óleo de 10 cP

Parâmetros Operacionais	Viscosidade de 10 cP			
	Sem capa de gás		Com capa de gás	
	Casos A	Casos B	Casos A	Casos B
Vazão de injeção (Qi) - m ³ /dia	100 (+1)	30.000 (+1)	30 (-1)	15.000 (0)
Localização do poço produtor (camada k) - LdP	11 (-1)	11 (-1)	14 (-1)	14 (-1)
Completação do poço injetor (camada k) - C	Base (-1)	Centro (0)	Base (-1)	Centro (0)

Tabela 5.11 - Resumo das melhores condições dos parâmetros operacionais em reservatórios com óleo de 100 cP

Parâmetros Operacionais	Viscosidade de 100 cP			
	Sem capa de gás		Com capa de gás	
	Casos A	Casos B	Casos A	Casos B
Vazão de injeção (Qi) - m ³ /dia	60 (0)	5.000 (0)	30 (-1)	5.000 (0)
Localização do poço produtor (camada k) - LdP	6 (+1)	6 (+1)	11 (0)	11 (0)
Completação do poço injetor (camada k) - C	Base (-1)	Centro (0)	Base (-1)	Centro (0)

A Figura 5.14 e a Figura 5.15 mostram a vazão e a produção acumulada de óleo para os modelos otimizados com óleo de viscosidade 10 cP e a Figura 5.16 e a Figura 5.17 os modelos otimizados para óleo com 100 cP. Os respectivos fatores de recuperação para cada modelo podem ser vistos na Tabela 5.12.

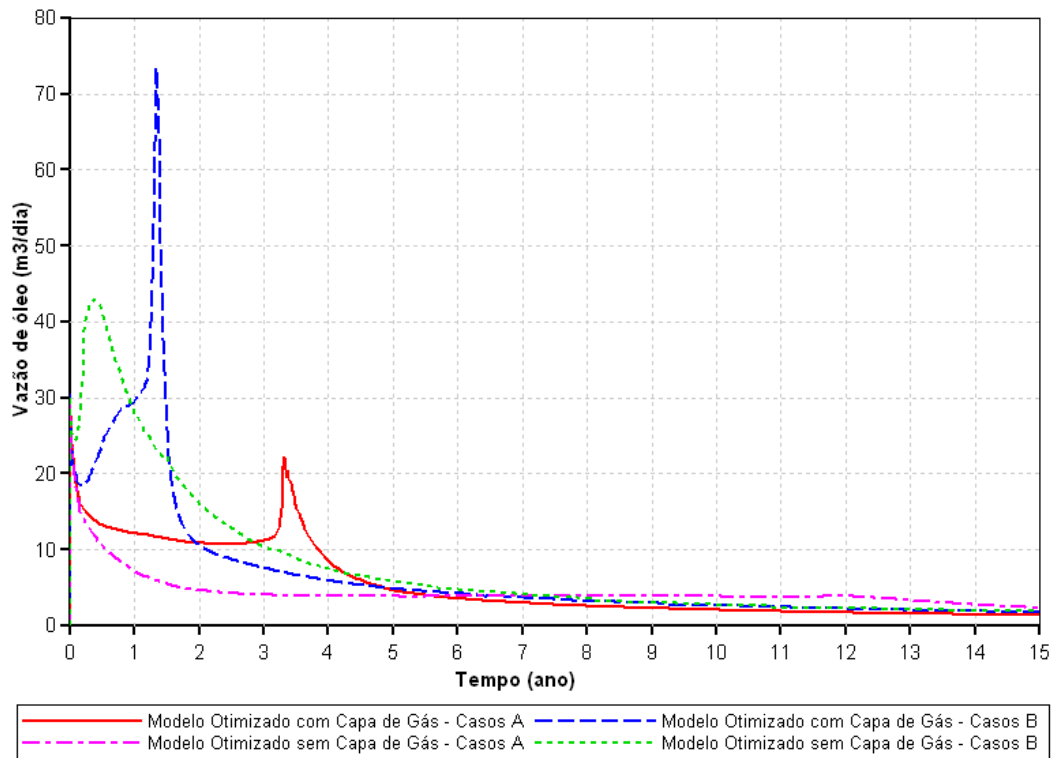


Figura 5.14 – Vazão de óleo versus Tempo – Modelos Otimizados 10 cP– Casos A e B

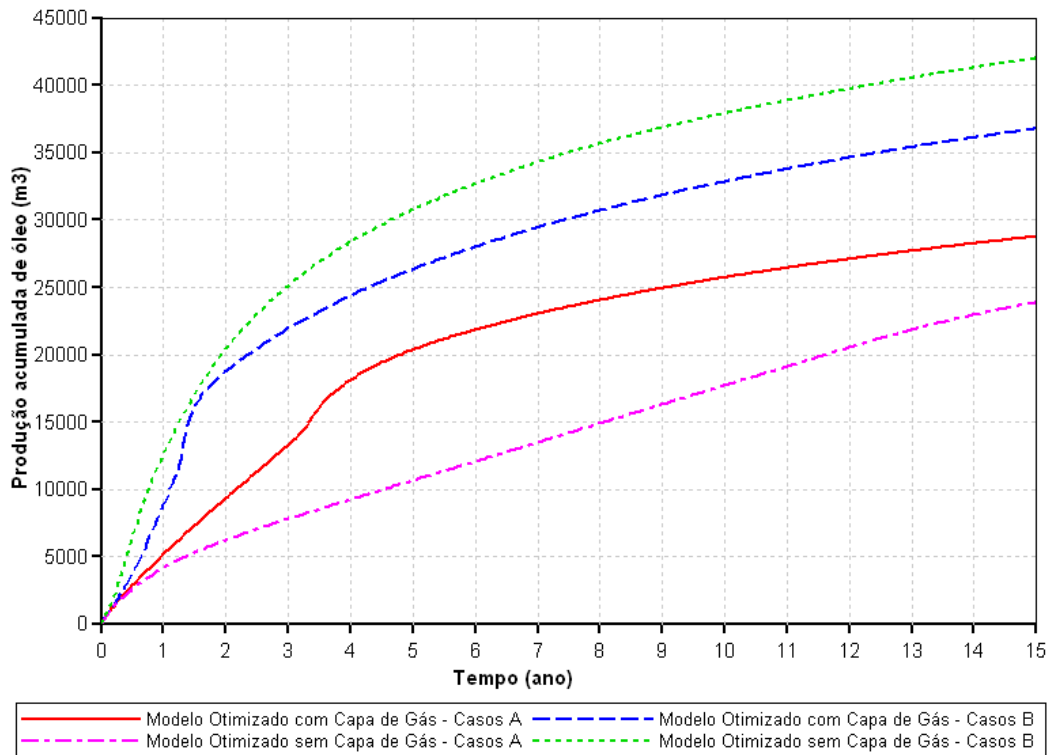


Figura 5.15 – Produção acumulada de óleo – Modelos Otimizados 10 cP– Casos A e B

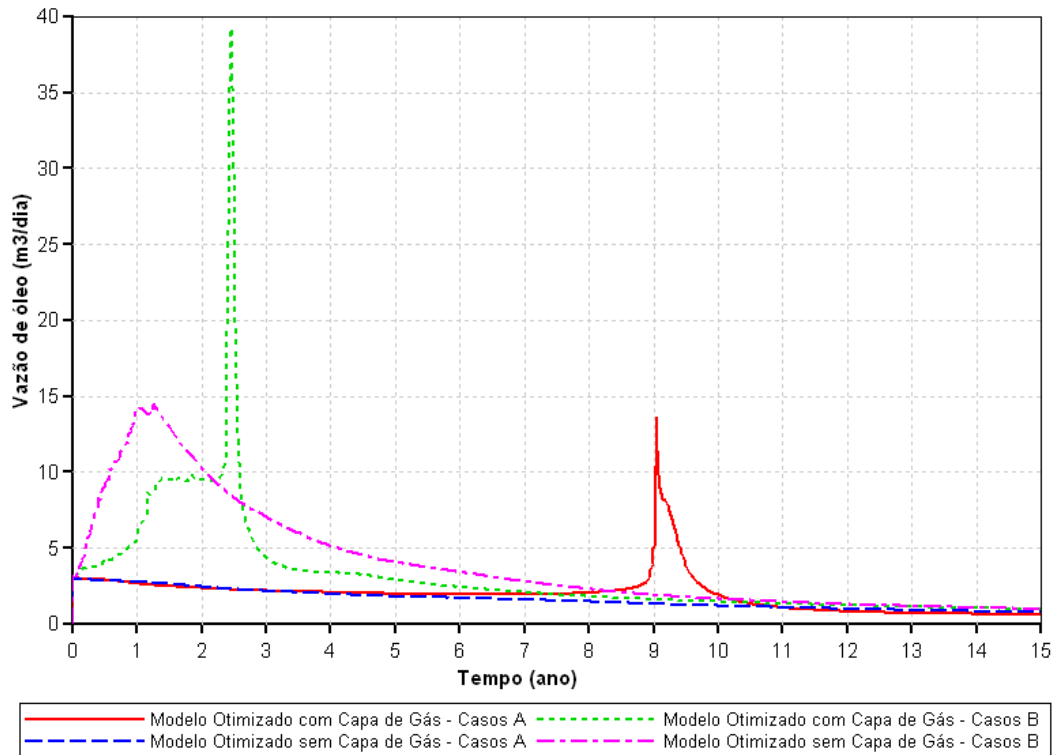


Figura 5.16 - de óleo versus Tempo – Modelos Otimizados 100 cP– Casos A e B

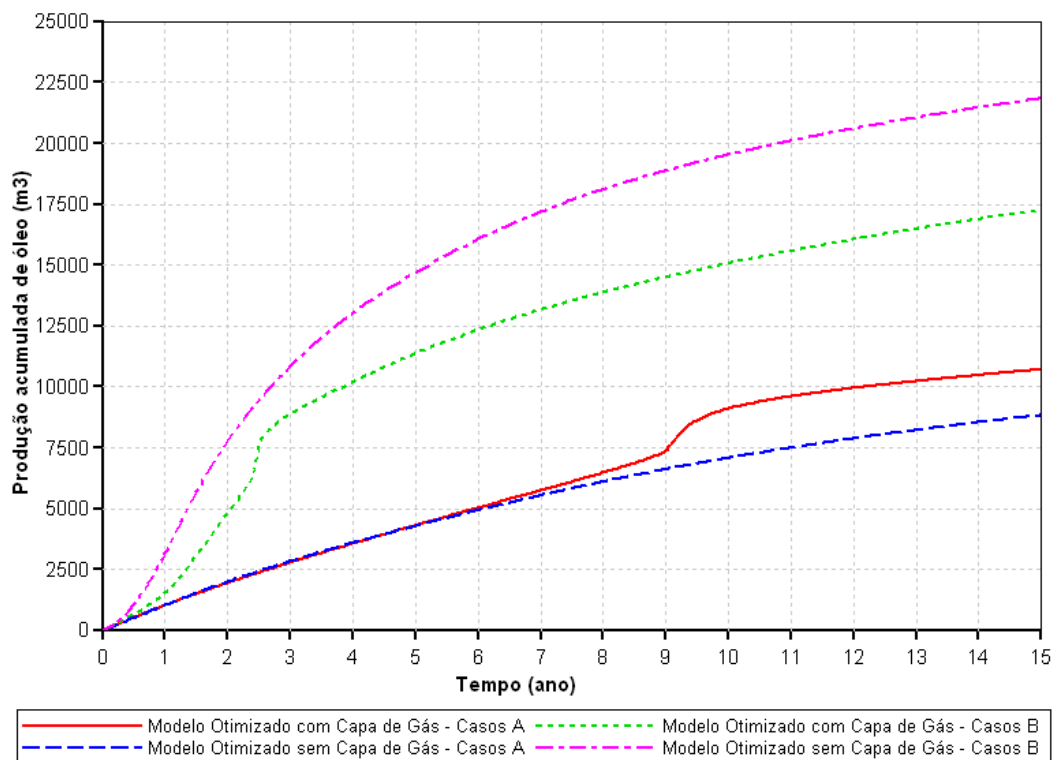


Figura 5.17 - Produção acumulada de óleo – Modelos Otimizados 10 cP– Casos A e B

Tabela 5.12 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para os modelos otimizados – Casos A e B

Modelos – Casos A	Produção Acumulada final de óleo (m³)	Fator de Recuperação (%)
Modelo Otimizado - 10 cP com Capa de Gás	28787,80	30,91
Modelo Otimizado - 10 cP sem Capa de Gás	23882,70	25,98
Modelo Otimizado - 100 cP com Capa de Gás	10716,20	11,51
Modelo Otimizado - 100 cP sem Capa de Gás	8835,66	9,61
Modelos – Casos B	Produção Acumulada final de óleo (m³)	Fator de Recuperação (%)
Modelo Otimizado - 10 cP com Capa de Gás	36789,40	39,50
Modelo Otimizado - 10 cP sem Capa de Gás	42024,40	45,72
Modelo Otimizado - 100 cP com Capa de Gás	17259,40	18,53
Modelo Otimizado - 100 cP sem Capa de Gás	21843,50	23,76

5.4.9.1 Estudo isolado do parâmetro localização do poço produtor (LdP)

De acordo com a Tabela 5.10 e a Tabela 5.11, tem-se que tanto para os casos A como para os casos B, a melhor localização do poço produtor em que maximiza o fator de recuperação difere se o reservatório possui óleo com viscosidade de 10 cP ou de 100 cP. Portanto, o parâmetro viscosidade do óleo possui uma importância significativa no processo GAGD como já foi notificado através dos diagramas de Pareto (vide Capítulo V, seção 5.2 e 5.3).

A fim de entender as causas das divergências entre a melhor localização do poço produtor, será realizado um estudo comparativo entre os modelos dos casos A para reservatórios sem capa de gás, pois foram nestes casos que ora a melhor localização do poço produtor estava na parte inferior (nível mínimo (-1)) ora na parte superior (nível máximo (+1)), apresentando assim, uma maior discrepância.

Serão utilizados dois casos em que o reservatório apresenta óleo de 100 cP e sem capa de gás, maior vazão de injeção, completação do poço injetor na base e modificando apenas a localização do poço produtor para entender por qual motivo que em reservatórios com óleo de 100cP, a melhor localização do produtor é na parte superior e não na parte inferior, como era de se esperar e que acontece para óleo de 10 cP. A partir da Tabela 5.7 tem-se que os casos para o estudo são o 61 e o 79. O caso 61 apresenta o poço produtor na parte inferior do reservatório, enquanto que o caso 79 possui o produtor na parte superior.

Inicialmente foi analisada a pressão interna do reservatório no decorrer do tempo de projeto. O campo de pressão foi analisado utilizando seções transversais ao plano horizontal em que o poço produtor faz parte nas seguintes datas: inicial, 2°, 3°, 6°, 9°, 12° e 15° ano de projeto. A Figura 5.18 mostra estes cortes com o valor das pressões da legenda de cores na unidade de psi (lbf/in²) e kPa.

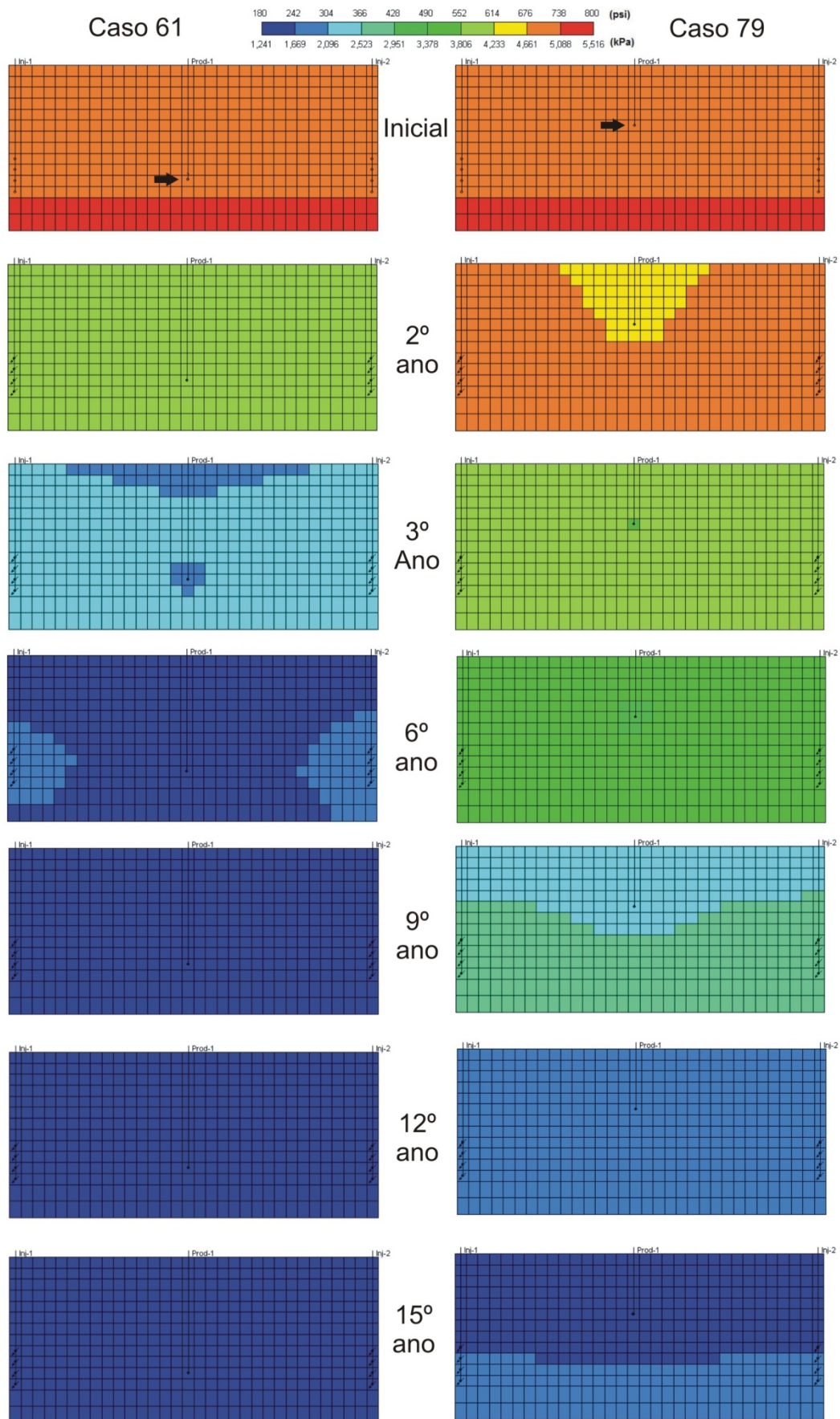


Figura 5.18 – Comparação entre o campo de pressão dos casos 61 e 79 – Casos A

Da Figura 5.18, observa-se que logo no segundo ano do processo, a pressão no caso 61 já se encontra na faixa entre 552 a 614 psi, enquanto que no caso 79, existem zonas com pressões variando entre 614 a 676 psi e zonas entre 676 a 738 psi.

No terceiro ano, para o caso 61, e no segundo ano, para o caso 79, verifica-se facilmente que a pressão diminui de valor primeiramente em zonas próximas ao poço produtor. De acordo com os outros tempos analisados, observa-se que à medida que o processo decorre, a queda de pressão acontece mais bruscamente no caso 61, prejudicando de certa forma a produção de óleo.

Estas zonas de baixas pressões criam caminhos preferenciais para o deslocamento de fluidos no interior do reservatório. Como o óleo tem uma viscosidade de 100 cP, bem maior em relação a água e o CO₂, apresenta então uma dificuldade maior para se deslocar. Entretanto, a água e o gás fluem rapidamente por estas zonas e, principalmente, o gás injetado deixa de fazer o seu papel de deslocar o óleo no interior do reservatório. Além disso, como o poço produtor no caso 61 encontra-se na parte inferior, a produção de água neste caso é bem maior quando comparada ao caso 79, como pode ser visto na Figura 5.19.

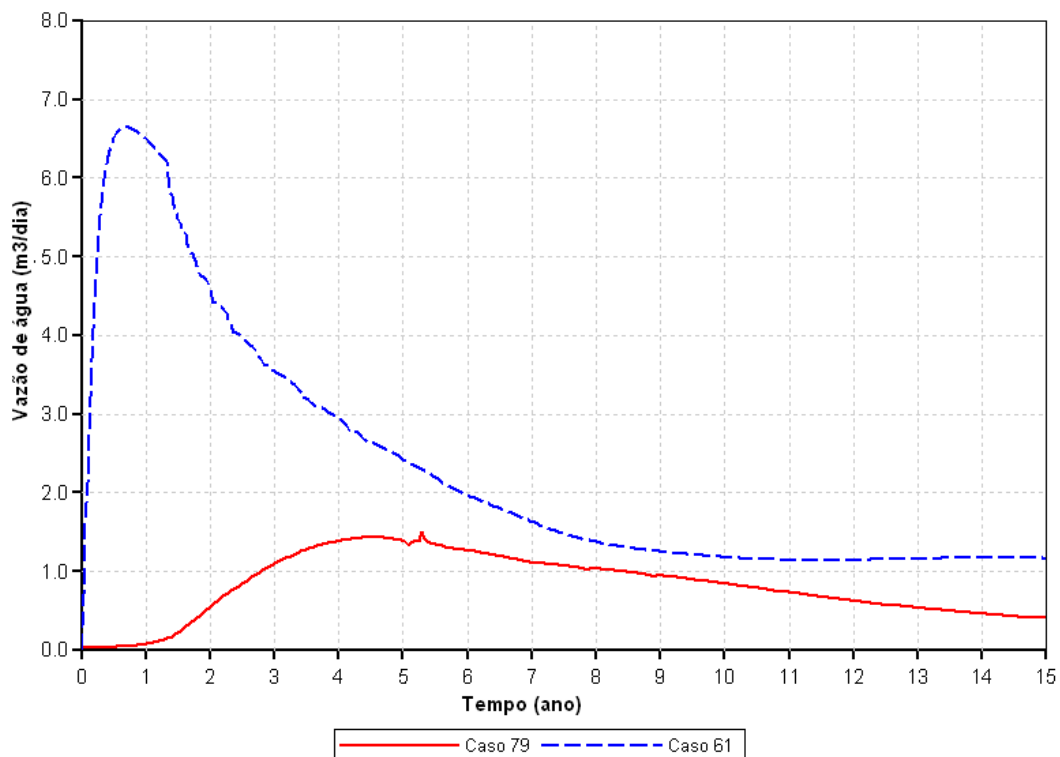


Figura 5.19 – Vazão de água versus tempo para os casos 79 e 61 – Casos A

Observa-se que no primeiro ano, a vazão de água do caso 61 é muito maior que a do caso 79. Assim como a vazão apresenta um pico na produção no início do projeto, possui também uma queda dentro do primeiro ano. Entretanto, esta vazão, no decorrer do projeto, continua maior que a do caso 79, prejudicando assim, a produção de óleo de 100 cP.

Da mesma maneira que acontece com a água, acontece também com o gás injetado. As zonas de baixa pressão, principalmente próximas ao poço produtor, fazem com que o gás, que está sendo injetado através de poços verticais com completação na base, escoe facilmente do poço injetor ao produtor. Sendo assim, este gás não apresenta papel significativo no processo GAGD, pois assim que é injetado, vai em direção ao produtor sem deslocar o óleo. A Figura 5.20 apresenta a vazão de CO₂ dos dois casos em todo o tempo de projeto.

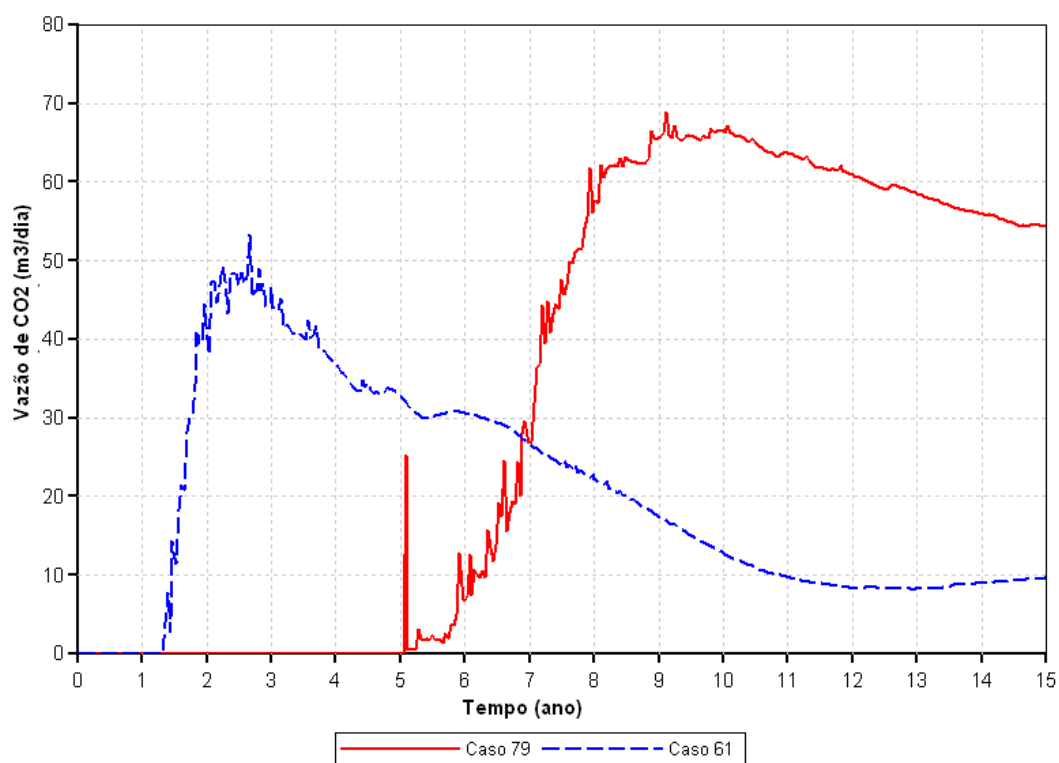


Figura 5.20 – Vazão de CO₂ versus tempo para os casos 79 e 61 – Casos A

Verifica-se que o dióxido de carbono atinge o produtor primeiramente no caso 61 do que no caso 79. Entretanto, no início do sexto ano, a produção de CO₂ se inicia no caso 79, apresentando um valor máximo no décimo ano (aproximadamente 70 m³/dia), no qual é maior do que o valor máximo da vazão de dióxido no caso 61 (aproximadamente 55 m³/dia), causando assim, uma produção de CO₂ maior, como pode ser visto na Figura 5.21.

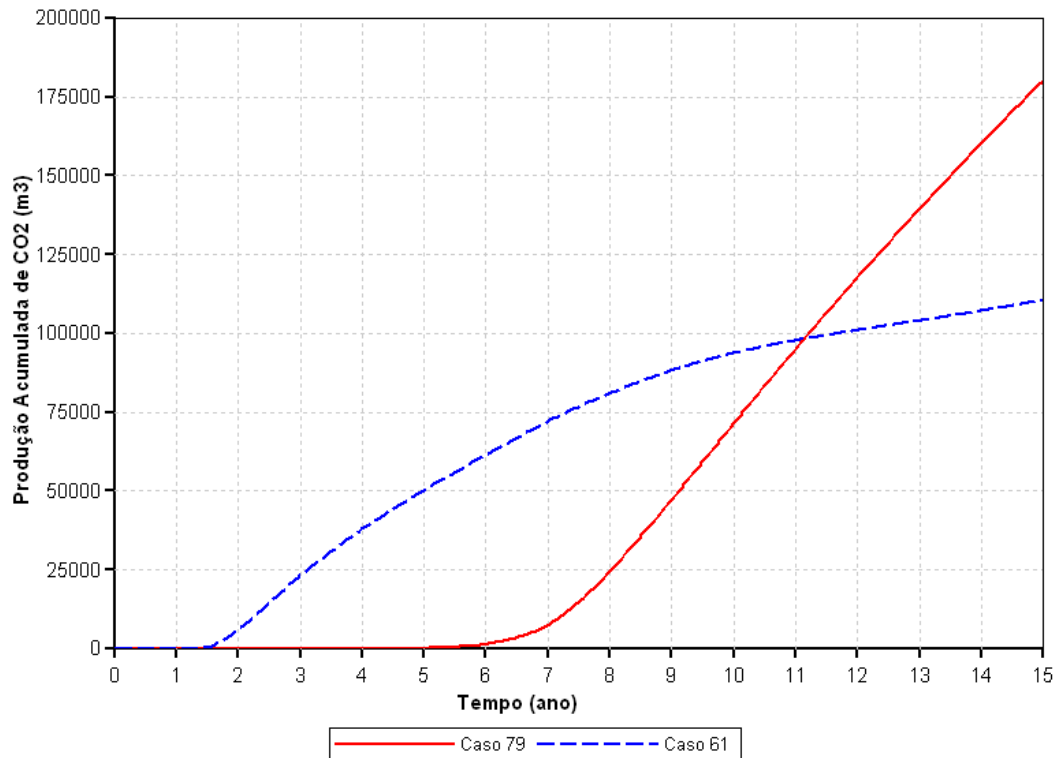


Figura 5.21 – Produção acumulada de CO₂ versus tempo para os casos 61 e 79 – Casos A

Apesar da maior quantidade produzida de gás, no caso 79, os cinco primeiros anos de projeto a produção se limita exclusivamente ao óleo, a uma pequena quantidade de água e ao gás inicialmente presente no reservatório.

Para uma melhor compreensão do deslocamento do óleo no reservatório, uma análise das seções transversais mostrando a saturação de óleo foi realizada. Na Figura 5.22 pode ser visto os mapas de saturação de óleo para os mesmo cortes transversais e os mesmos períodos de tempo que foi realizado nos estudos relativos às pressões no reservatório.

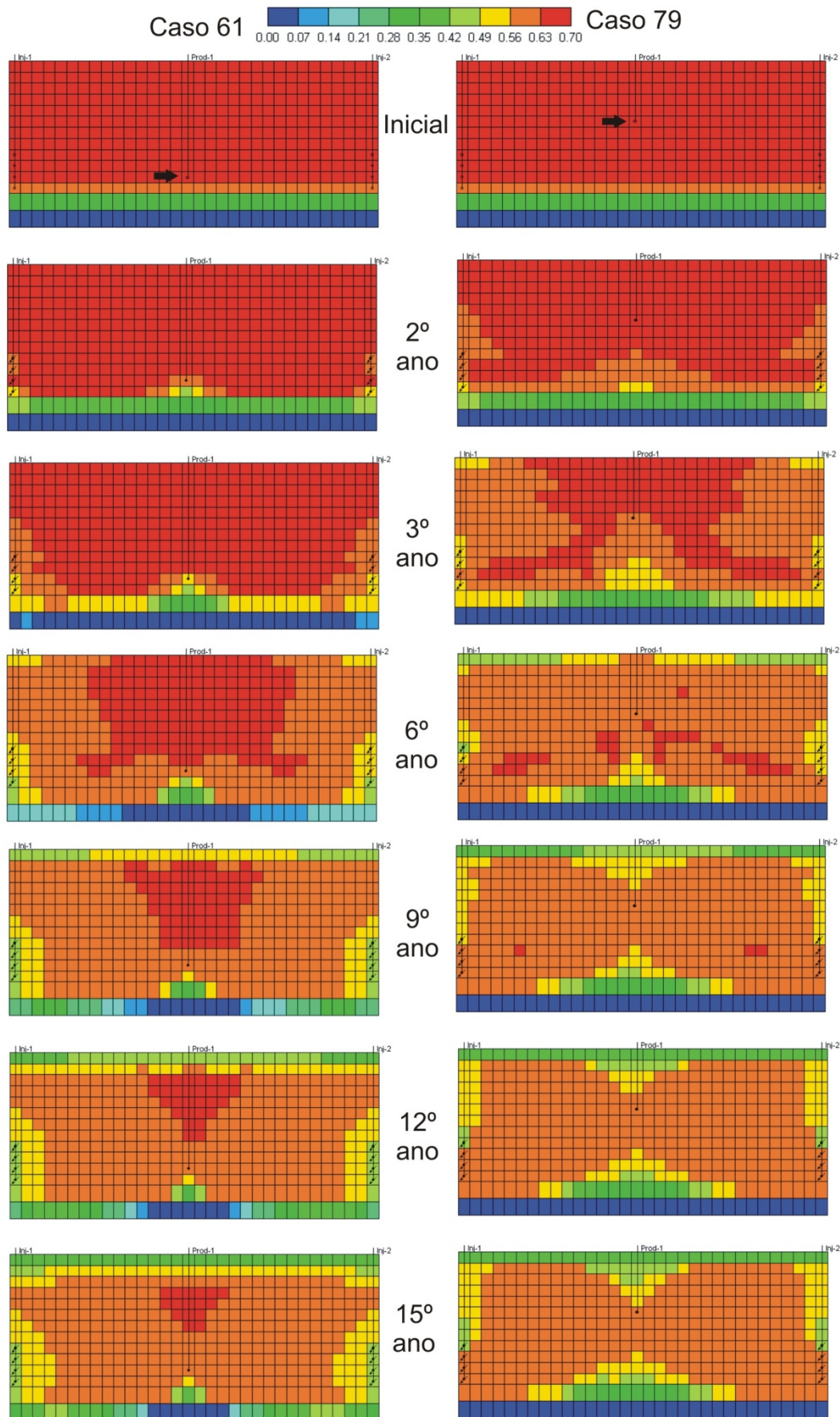


Figura 5.22 – Comparação entre as saturações de óleo dos casos 61 e 79 – Casos A

Verifica-se na Figura 5.22 que, no segundo ano de projeto, enquanto a saturação de óleo do caso 61, próximo ao poço produtor, encontra-se na faixa de 0,49 a 0,63, no caso 79 a saturação permanece entre 0,63 e 0,70.

No terceiro ano, observa-se que no caso 79 uma grande quantidade de óleo foi deslocado, enquanto que no caso 61, o gás injetado flui dos injetores para as zonas de baixas pressões, que no contexto, são as próximas ao poço produtor, na parte inferior do reservatório. Como o gás é mais leve que o óleo e a água, é de se esperar que ele logo que entra no reservatório migre para a parte superior, entretanto, este fenômeno acontece só que de maneira lenta.

Pode-se notar que à medida que o gás é injetado no caso 79, ele tende a migrar para a parte superior do reservatório, onde apresenta as menores pressões. Desde modo, o fluxo do gás da base até o topo, desloca o óleo viscoso e aumenta assim a produção.

Durante todo o período, pode-se verificar que as saturações de óleo nas últimas camadas do caso 61, onde está localizada a zona de água, aumentam com o passar do tempo, indicando assim a sua produção. Entretanto, no caso 71, apenas uma parte dela é produzida e ainda restando a última camada com saturações de óleo próximas a zero.

Por fim, ao final de 15 anos, tem-se um melhor deslocamento do óleo pelo CO₂ no caso em que o poço produtor está localizado na parte superior do reservatório e uma fraca varredura quando o mesmo se encontra na parte inferior. Através da Figura 5.23 e da Figura 5.24 pode-se observar a vazão de óleo e a produção acumulada para estes dois casos, respectivamente.

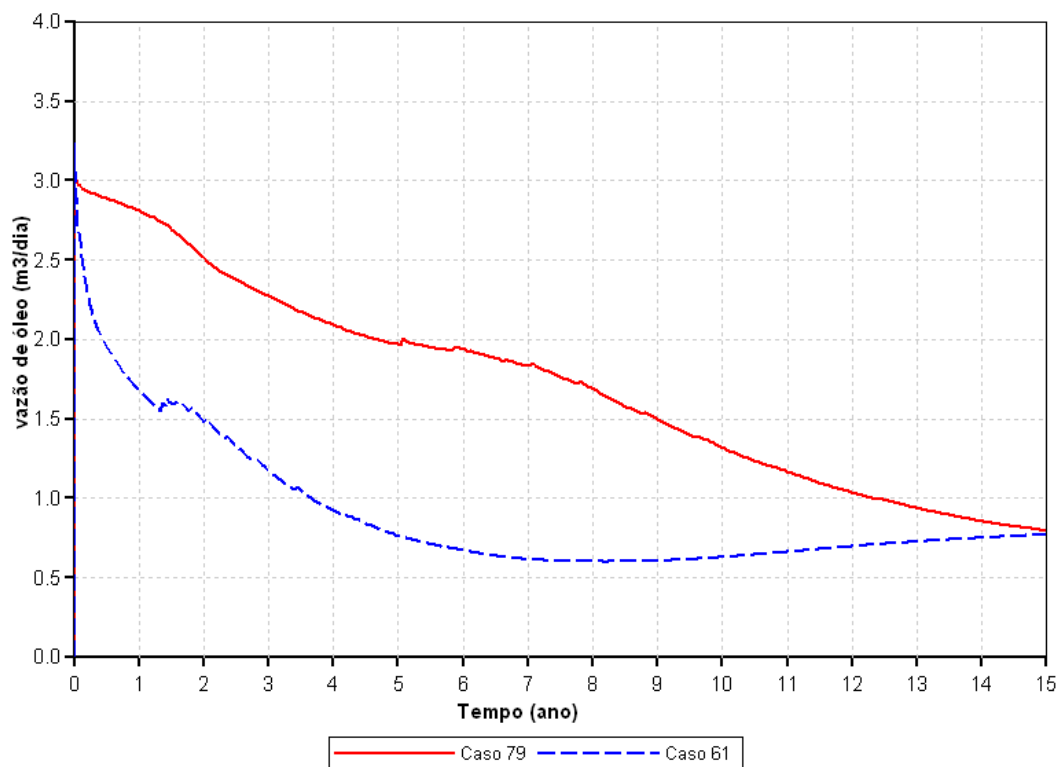


Figura 5.23 - Vazão de óleo versus Tempo – Caso 79 e Caso 61 – Casos A

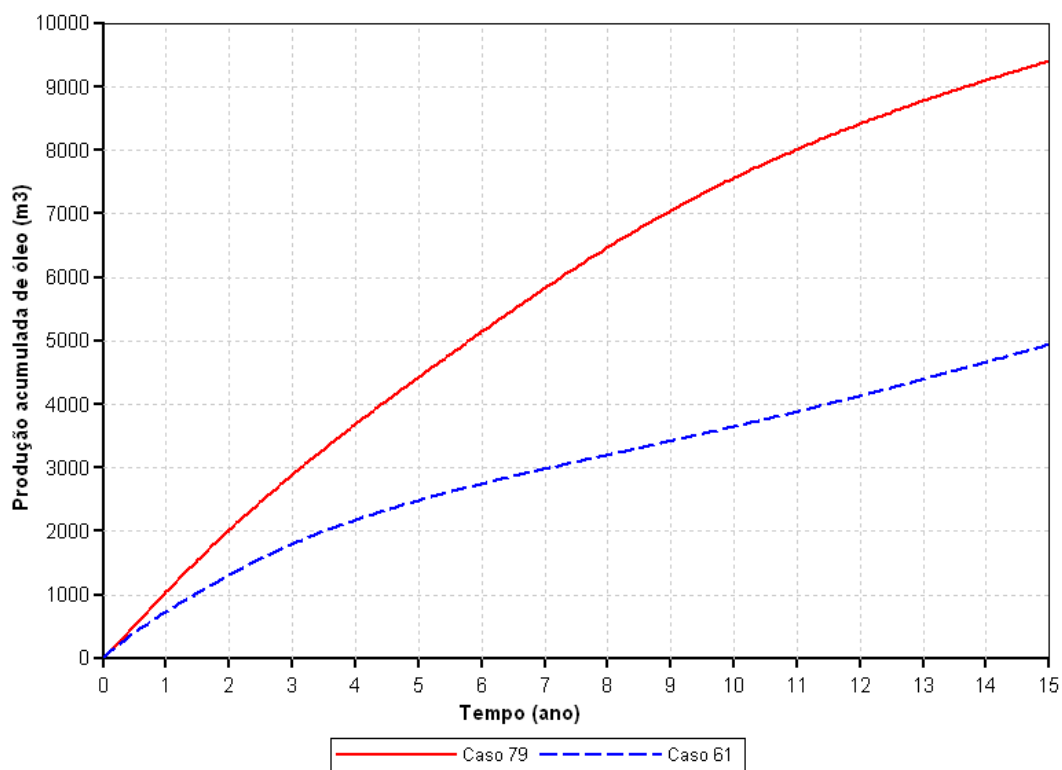


Figura 5.24 – Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Caso 79 e Caso 61 – Casos A

5.5 Comparação entre os modelos base e os otimizados

A Tabela 5.13 apresenta os valores dos parâmetros referentes aos modelos base e aos modelos otimizados em ambos os casos. Tanto para os casos A como para os casos B, esta comparação foi dividida entre modelos com e sem capa de gás, e todos com óleo de viscosidade de 10 cP, pois foram em reservatórios de óleo leve que os fatores de recuperação foram maiores.

Tabela 5.13 – Condições dos parâmetros referentes ao modelo otimizado e ao base – Casos A e B

Casos A – Sem Capa de Gás		
Parâmetros	Modelo Base	Modelo Otimizado
Localização do poço produtor (LdP) – camada K	11	11
Vazão de injeção (Qi) – m ³ /dia	50	100
Completação do poço injetor (C) – camada K	Topo (01:04)	Base (09:12)
Casos A – Com Capa de Gás		
Parâmetro	Modelo Base	Modelo Otimizado
Localização do poço produtor (LdP) – camada K	14	14
Vazão de injeção (Qi) - m ³ /dia	50	30
Completação do poço injetor (C) – camada K	Topo (04:07)	Base (12:15)
Casos B – Sem Capa de Gás		
Parâmetro	Modelo Base	Modelo Otimizado
Localização do poço produtor (LdP) – camada K	11	11
Vazão de injeção (Qi) - m ³ /dia	10.000	30.000
Completação do poço injetor (C) – camada K	Topo (01:04)	Centro (05:08)
Casos B – Com Capa de Gás		
Parâmetro	Modelo Base	Modelo Otimizado
Localização do poço produtor (LdP) – camada K	14	14
Vazão de injeção (Qi) - m ³ /dia	10.000	15.000
Completação do poço injetor (C) – camada K	Topo (04:07)	Centro (08:11)

5.6 Análise da vazão e da produção acumulada de óleo no modelo sem injeção de gás, no base e no otimizado

Neste item, são realizadas comparações entre o modelo sem injeção de gás (recuperação primária), o modelo base e o modelo otimizado, todas para os casos A e os casos B. Os valores dos parâmetros do modelo base e o otimizado constam na Tabela 5.12.

O modelo sem injeção de gás utilizado é o mesmo do modelo base com seus poços injetores fechados. As vazões utilizadas nos gráficos estão todas expressas em condições de superfície ou condições padrão.

5.6.1 Casos A com capa de gás

A Figura 5.25 mostra a vazão de óleo em relação ao tempo de projeto (quinze anos).

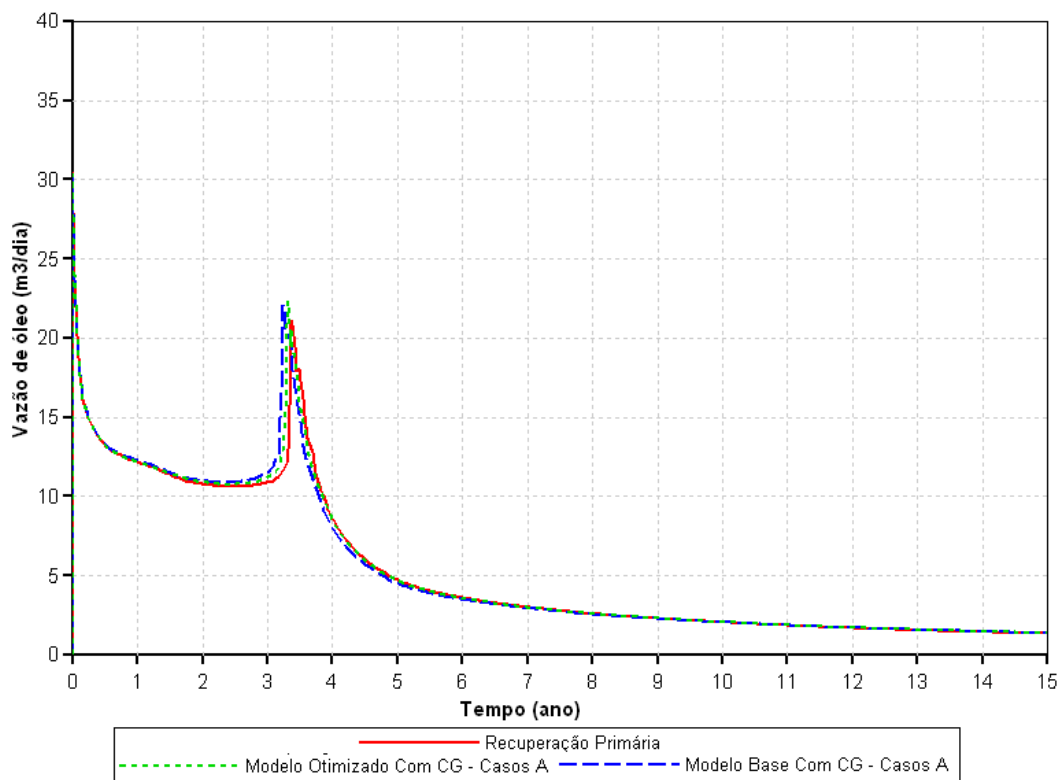


Figura 5.25 – Vazão de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A com capa de gás

Verifica-se na Figura 5.25 que em reservatórios com capa de gás, as baixas vazões de injeção pouco influenciam na vazão de produção de óleo. O CO₂ injetado simplesmente tem

função de deslocamento do óleo e não de formar uma capa de gás na parte superior do reservatório, pois todos os modelos apresentam capa de gás. A queda de pressão do reservatório é amenizada por ela e a pequena diferença das vazões de óleo acontece pela chegada do óleo deslocado de cada modelo.

Dentro do quarto ano de projeto a vazão apresenta um ápice e logo depois volta a cair. A queda da vazão de óleo acontece porque juntamente com o óleo deslocado tem o fluido deslocante, o gás, e uma vez chegando ao produtor, dificulta a produção de óleo. A Figura 5.26 mostra a vazão de produção do gás para os três modelos.

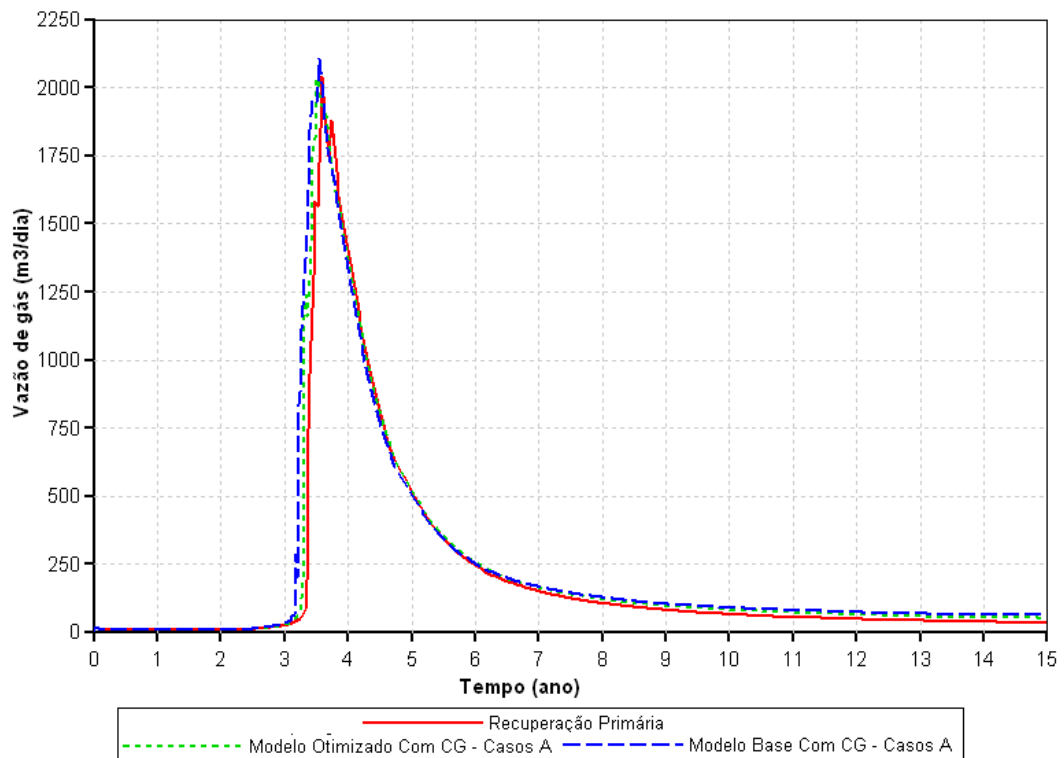


Figura 5.26 – Vazão de gás versus Tempo – Casos A com capa de gás

Através da Figura 5.26, observa-se um pico no valor da vazão de gás após o terceiro ano de projeto. Comparando com a Figura 5.25, pode-se verificar que o aumento na vazão de óleo e o aumento da vazão de gás acontecem praticamente no mesmo período, isto é, ambos o gás e o óleo deslocado chegam juntos ao produtor, justificando o porquê da queda na vazão de óleo.

Seguindo a mesma linha da vazão de óleo, a produção acumulada de óleo também teve apenas uma pequena diferença entre os modelos, como pode ser visto na Figura 5.27. A Tabela 5.14 mostra a produção acumulada de óleo no final do projeto e o fator de recuperação para cada modelo.

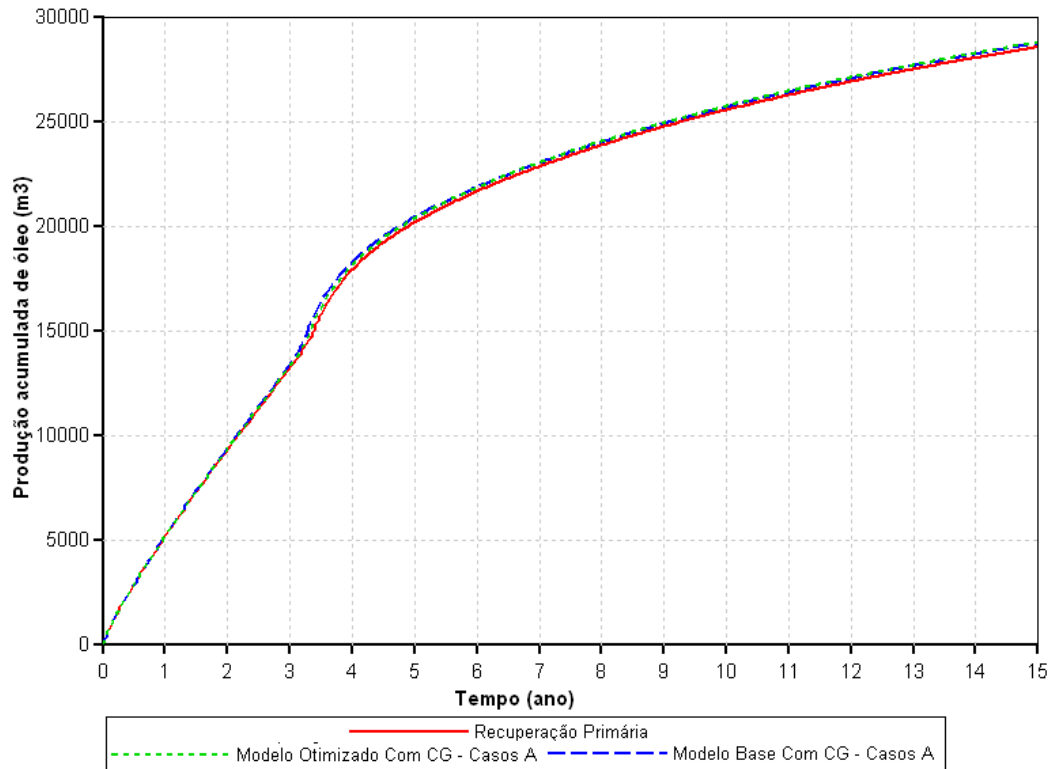


Figura 5.27 – Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A com capa de gás

Tabela 5.14 – Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos A com capa de gás

Modelo	Recuperação Primária	Modelo Base	Modelo Otimizado
Produção acumulada final de óleo (m³)	28.554,90	28.745,50	28.787,80
Fator de recuperação (%)	30,66	30,87	30,91

Pode-se observar na Figura 5.27 e na Tabela 5.14 que em reservatórios com capa de gás, baixas vazões de injeção não são suficientes para melhorar o fator de recuperação em comparação a recuperação primária.

5.6.2 Casos A sem capa de gás

A Figura 5.28 mostra a vazão de óleo *versus* o tempo de projeto.

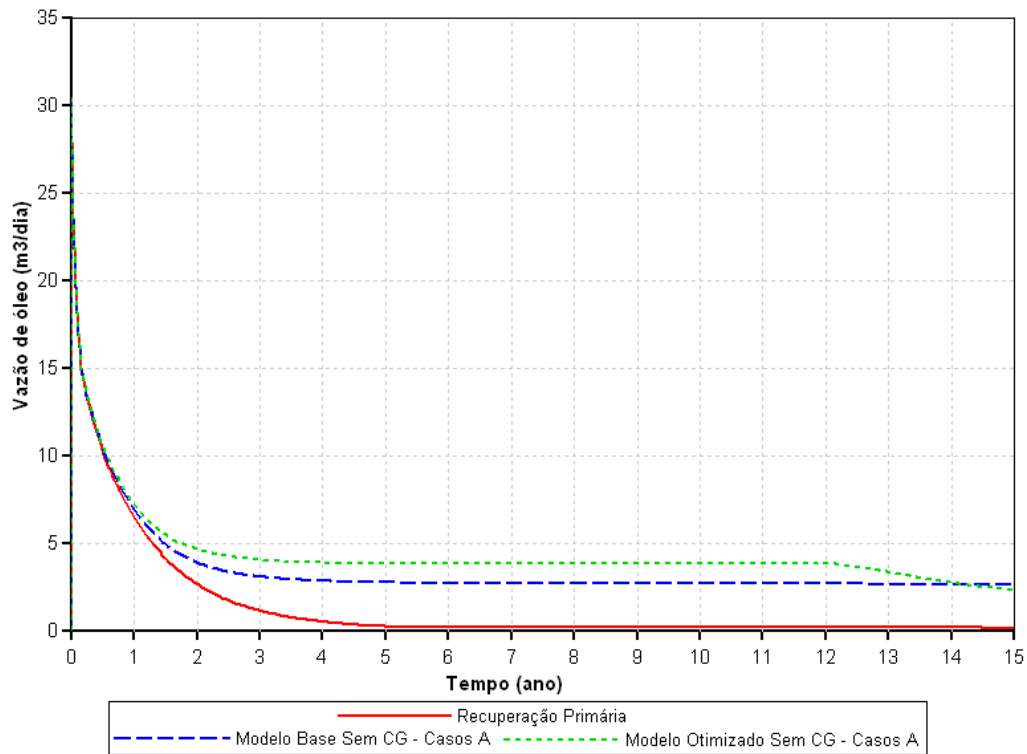


Figura 5.28 - Vazão de óleo *versus* Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A sem capa de gás

Observa-se que os três modelos no início do processo apresentam as mesmas vazões de óleo. No entanto, após o primeiro ano de projeto elas se diferem de forma que a do modelo otimizado é maior que a do modelo base que é maior que a da recuperação primária.

Verifica-se que ao final do décimo segundo ano, a vazão de óleo do modelo otimizado começa a diminuir de forma que, no final do tempo de projeto, esta vazão apresenta valores inferiores as vazões do modelo base. Esta queda na vazão acontece por causa da chegada do banco de CO₂ no poço produtor como pode ser visto na Figura 5.29.

Apesar desta diminuição da vazão do modelo otimizado, a produção acumulada de óleo é superior ao modelo base e a recuperação primária durante todo o tempo de projeto, como pode ser visto na Figura 5.30.

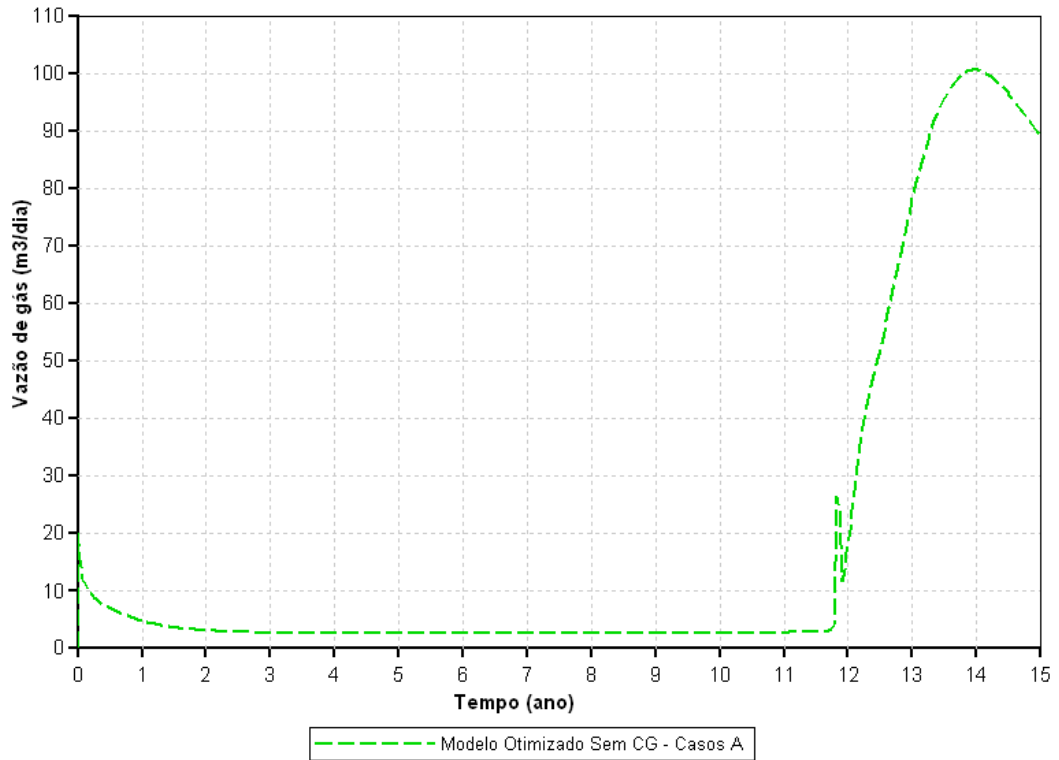


Figura 5.29 – Vazão de gás versus Tempo – Modelo Otimizado sem Capa de Gás - Casos A

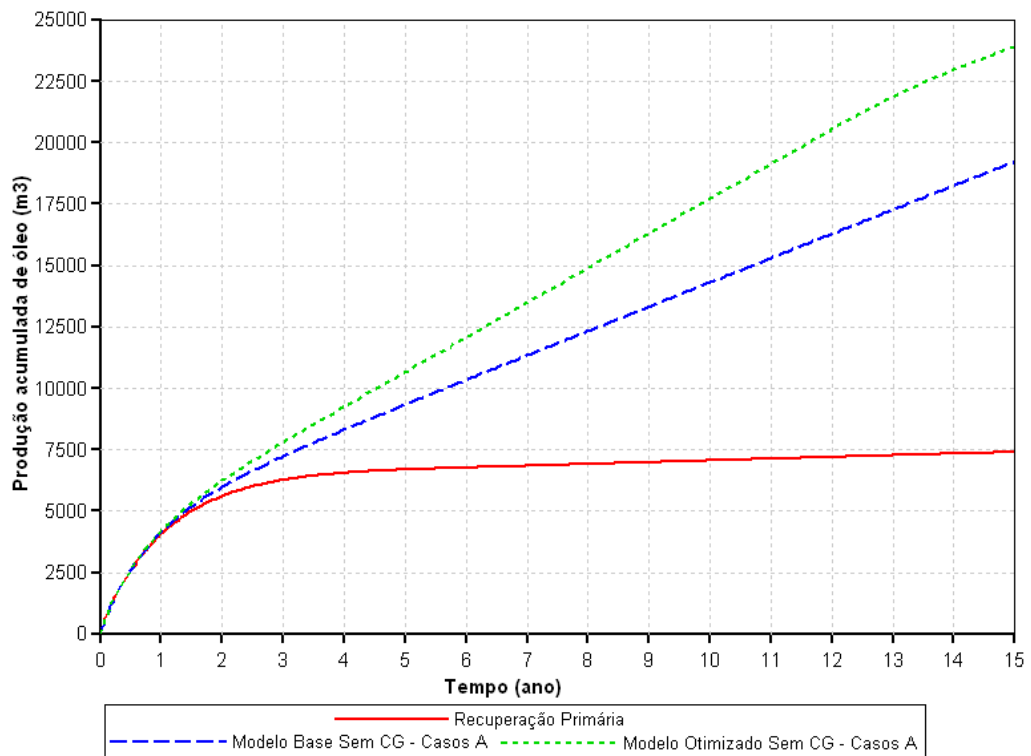


Figura 5.30 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos A sem capa de gás

A Tabela 5.15 mostra a produção acumulada de óleo no final do projeto e o fator de recuperação para cada modelo.

Tabela 5.15 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos A sem capa de gás

Modelo	Recuperação Primária	Modelo Base	Modelo Otimizado
Produção acumulada final de óleo (m ³)	7.408,50	19.213,10	23.882,70
Fator de recuperação (%)	8,06	20,90	26,00

5.6.3 Casos B com capa de gás

A Figura 5.31 mostra a vazão de óleo durante todo o tempo de projeto para os modelos dos casos B com capa de gás.

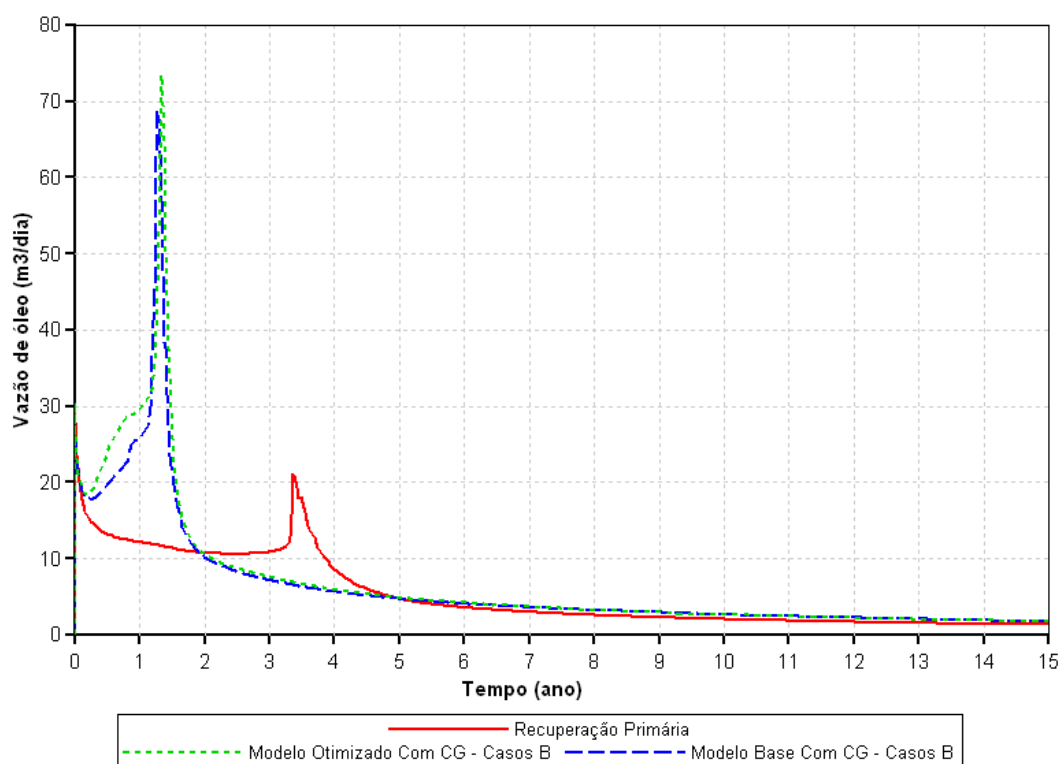


Figura 5.31 - Vazão de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B com capa de gás

Observa-se na Figura 5.31, que diferentemente dos casos A, nos casos em que se injeta uma grande quantidade de gás em reservatórios que apresentam capa de gás, as curvas de vazão de óleo apresentam comportamentos distintos. De modo que, o modelo otimizado

apresentou um pico na produção de óleo maior que a do modelo base e a da recuperação primária.

As altas vazões de óleo no início do projeto para o caso otimizado foram suficientes para proporcionar uma produção acumulada de óleo maior que a dos outros modelos, uma vez que, após o segundo ano de projeto, a vazão do modelo otimizado e do modelo base foram inferiores a da recuperação primária. As produções acumuladas dos três modelos podem ser vistas na Figura 5.32 e os respectivos fatores de recuperação na Tabela 5.16.

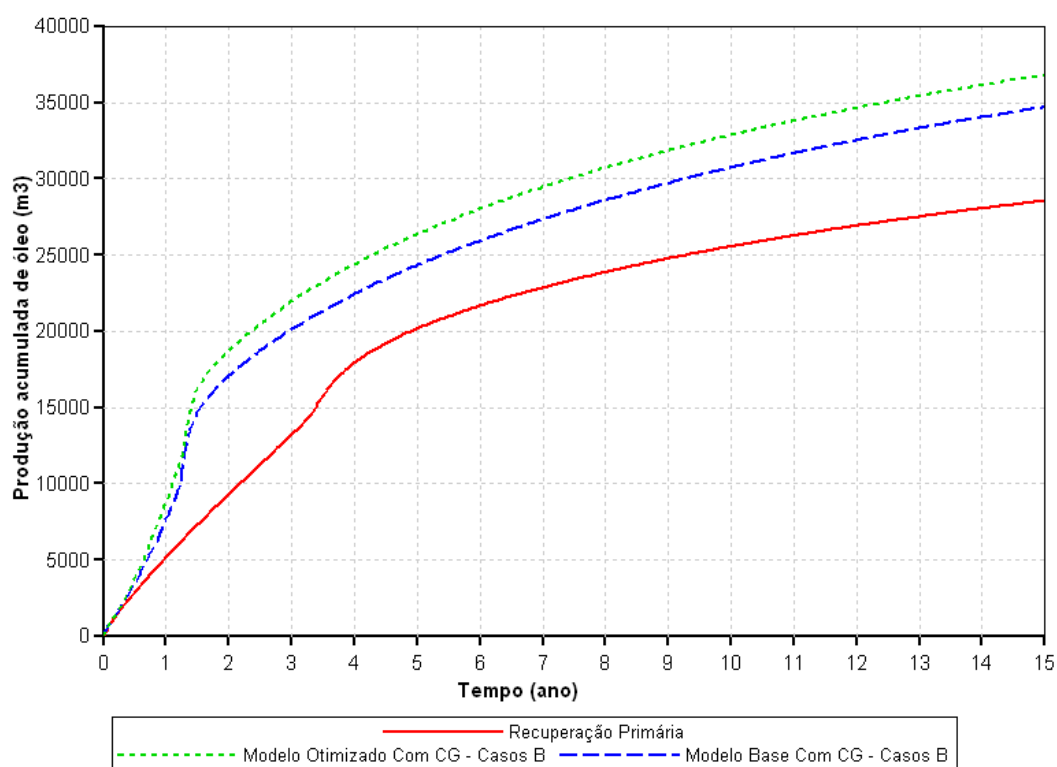


Figura 5.32 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B com capa de gás

Tabela 5.16 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos B com capa de gás

Modelo	Recuperação Primária	Modelo Base	Modelo Otimizado
Produção acumulada final de óleo (m³)	28.554,90	34.689,30	36.789,40
Fator de recuperação (%)	30,66	37,25	40,00

Portanto, tem-se que para aumentar o fator de recuperação, em relação ao da recuperação primária, em reservatórios que apresentam capa de gás, é necessário injetar uma grande quantidade de gás, pois como foi visto no Capítulo V, item 5.6.1, baixas vazões de injeção não são suficientes para aumentar a produção de óleo. Na Figura 5.33 pode-se visualizar a discrepância entre as produções acumuladas de óleo para os modelos bases e otimizados dos casos A e B.

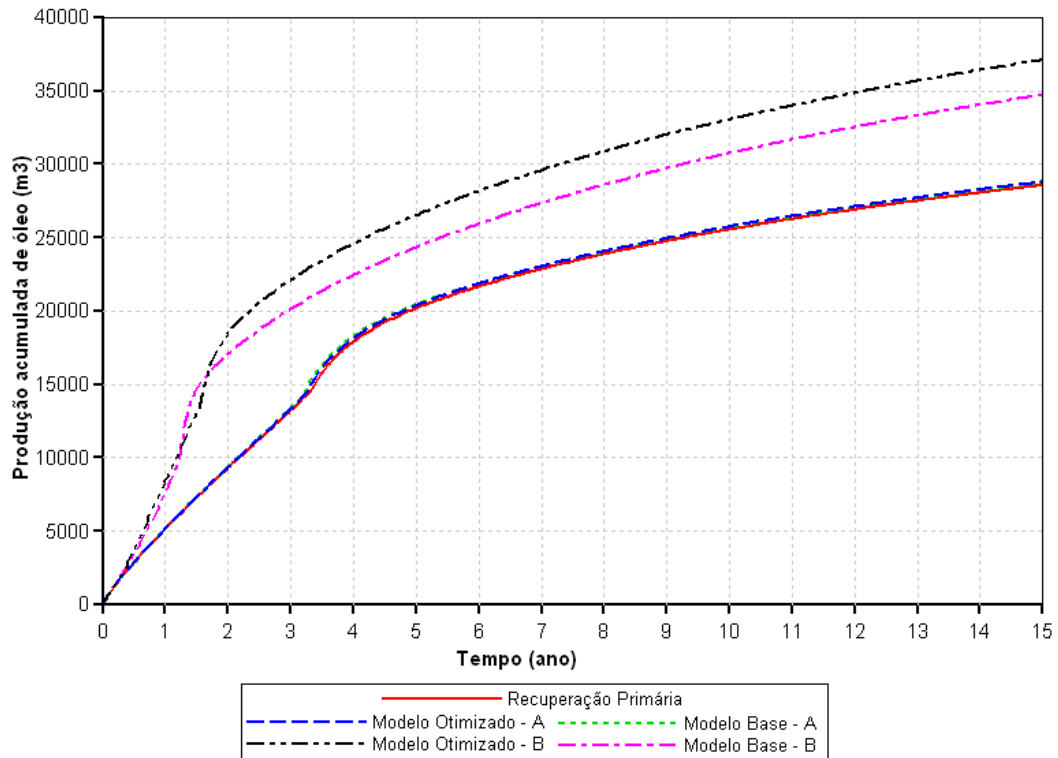


Figura 5.33 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo – Recuperação Primária e Modelo Otimizado – Casos A e B com capa de gás

5.6.4 Casos B sem capa de gás

As Figura 5.34 e Figura 5.35 mostram a vazão e a produção acumulada de óleo, respectivamente, para os casos do tipo B sem capa de gás, todos em relação ao tempo de projeto.

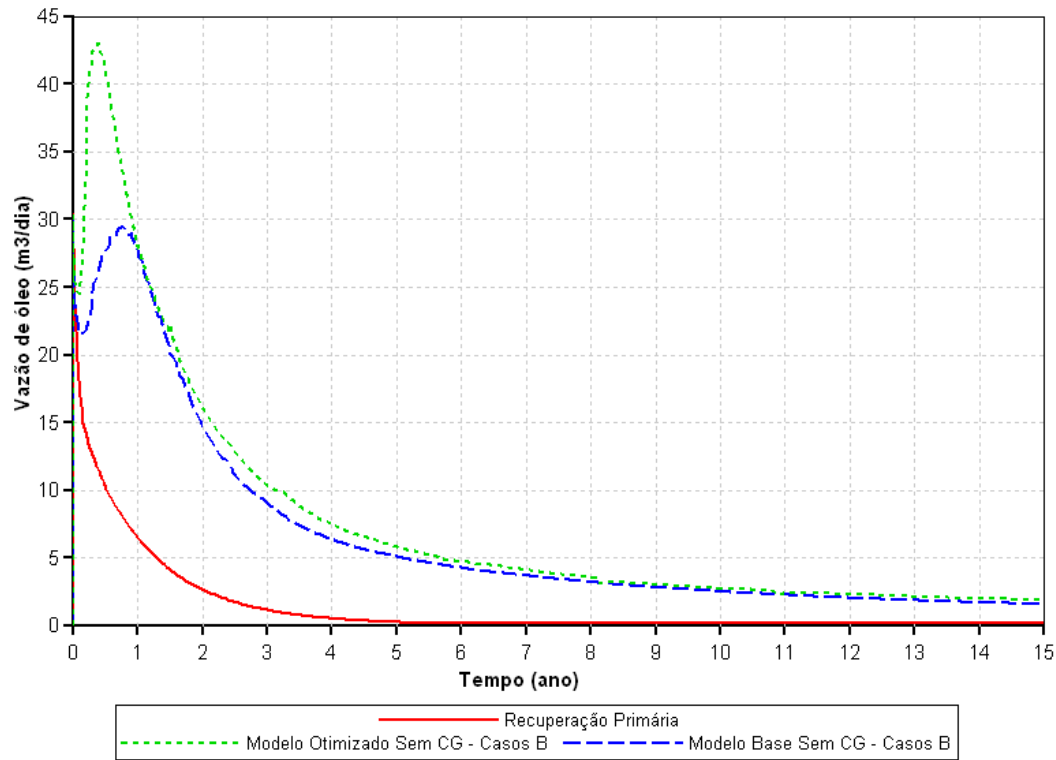


Figura 5.34 - Vazão de óleo versus Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B sem capa de gás

Observa-se na Figura 5.34, logo no primeiro ano de projeto, que a grande quantidade de gás injetado aumenta consideravelmente a vazão de óleo, fazendo com que a vazão do modelo otimizado seja superior às vazões tanto da recuperação primária quanto a do modelo base.

Tem-se que ao final do primeiro ano até metade do segundo ano e a partir do 9º ano de projeto, a vazão de óleo do modelo otimizado apresenta valores próximos aos do modelo base, mas sempre acima do modelo da recuperação primária. Entretanto, a vazão do modelo otimizado nos outros intervalos de tempo é superior aos outros modelos.

Por causa da grande diferença entre os cumes das curvas do modelo base e do modelo otimizado, isto é, a grande diferença de vazão no início do projeto, a produção acumulada de óleo do segundo modelo foi maior que o modelo base em todo o tempo de projeto, como se

pode ver na Figura 5.35. A Tabela 5.17 apresenta produção acumulada de óleo final e o fator de recuperação para cada modelo.

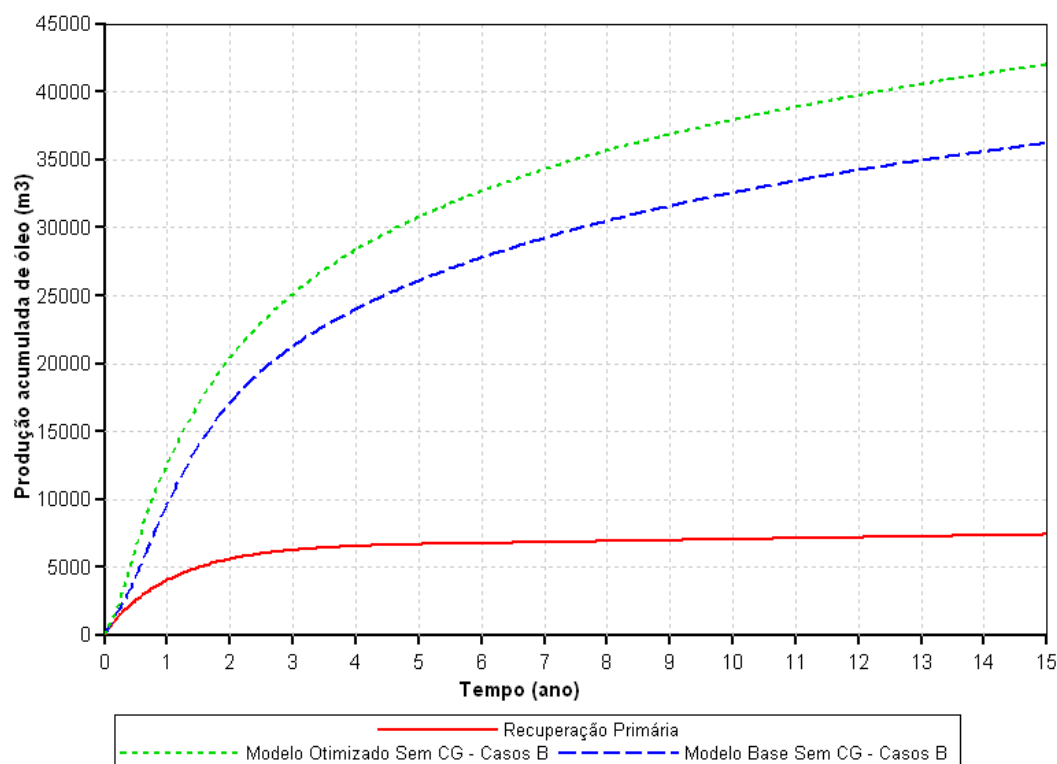


Figura 5.35 - Produção Acumulada de óleo *versus* Tempo – Recuperação Primária, Modelo Base e Modelo Otimizado – Casos B sem capa de gás

Tabela 5.17 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação para cada modelo – Casos B sem capa de gás

Modelo	Recuperação primária	Modelo base	Modelo Otimizado
Produção acumulada final de óleo (m ³)	7.408,50	36.211,80	42.024,40
Fator de recuperação (%)	8,06	38,90	45,72

5.7 Análise do processo para diferentes espessuras da capa de gás

Este estudo foi realizado variando a espessura da capa de gás em reservatórios que apresentam óleo com viscosidade de 10 cP. As espessuras utilizadas foram de 2 m, 4 m, 6 m e 8 m.

Os quatros modelos apresentam um volume de óleo original diferente, pois a capa de gás apresenta uma saturação de óleo de 5%. Na Tabela 5.18 pode ser visto o volume de óleo original para cada espessura de capa de gás. As Figura 5.36 e Figura 5.37 mostram as vazões e as produções acumuladas de óleo, respectivamente.

Tabela 5.18 – Volume de óleo original para cada reservatório com especifica capa de gás

Espessura da capa de gás x Volume de óleo original				
Espessura da capa de gás (m)	2	4	6	8
Volume de óleo original (m ³)	92.411	92.772	93.133	93.494

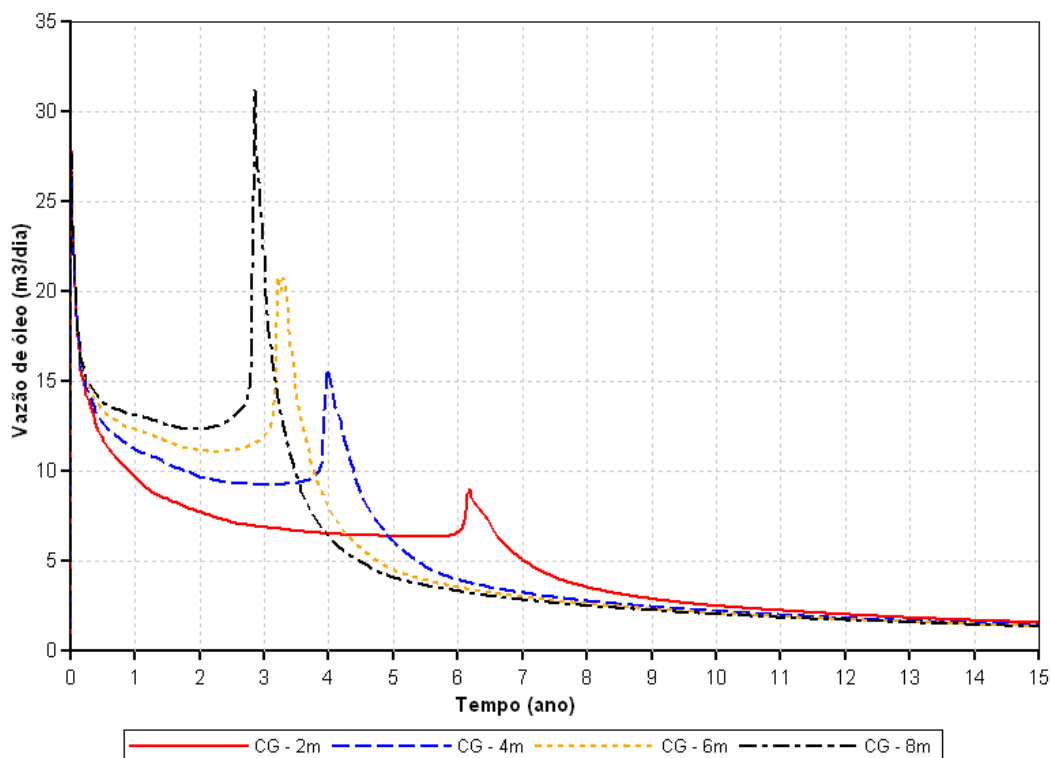


Figura 5.36 – Vazão de óleo versus tempo – Comparação entre diferentes espessuras da capa de gás

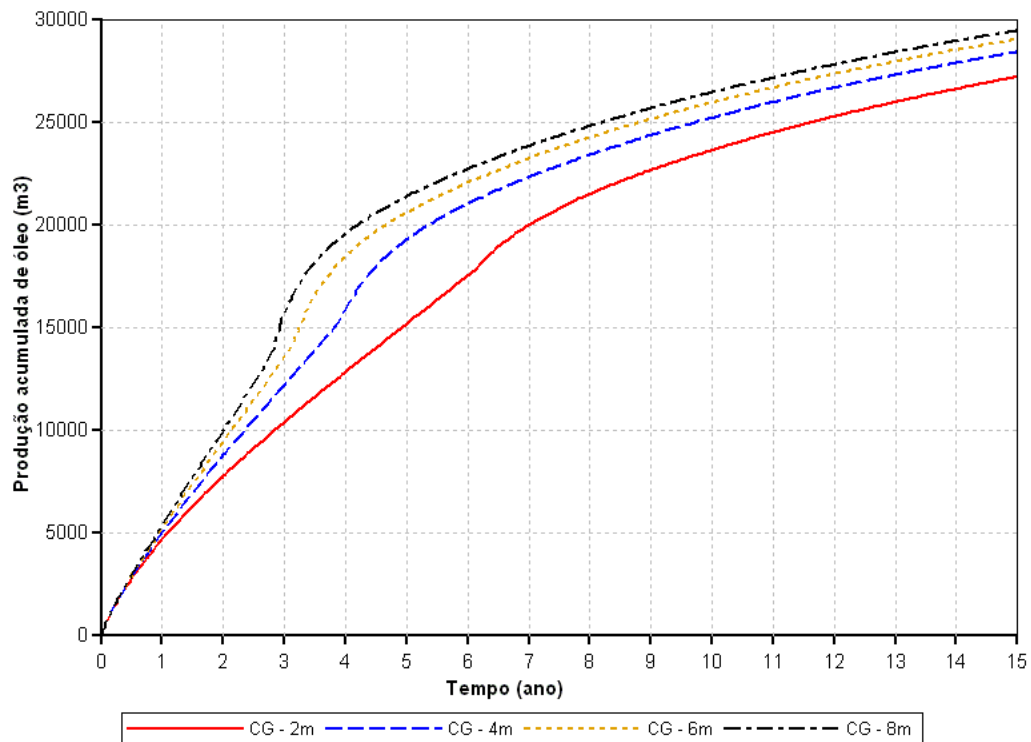


Figura 5.37 – Produção acumulada de óleo *versus* tempo – Comparação entre diferentes espessuras da capa de gás

Verifica-se na Figura 5.36 que a diferença das vazões de óleo causada pelas diferentes capas de gás acontece no logo no início do projeto. Neste primeiro ano, os reservatórios já sofrem influência da capa de gás, levando a apresentar maiores vazões aqueles que apresentam uma maior capa de gás. Claramente observa-se que quanto maior a capa de gás, mais sutil será a queda de pressão do reservatório, e com isso uma quantidade maior de óleo pode ser produzida.

A chegada do óleo deslocado pela expansão da capa de gás está representada nos picos das curvas da Figura 5.36. Tem-se que quanto maior a capa de gás mais rápido o óleo alcança o poço produtor. Contudo, logo após a chegada do óleo, o gás encontra o poço produtor, causando assim uma queda na vazão de óleo e um aumento na vazão de gás. Isto pode ser verificado na Figura 5.38 em que no mesmo período que aconteceram os picos de vazão de óleo ocorreram os picos de vazão de gás.

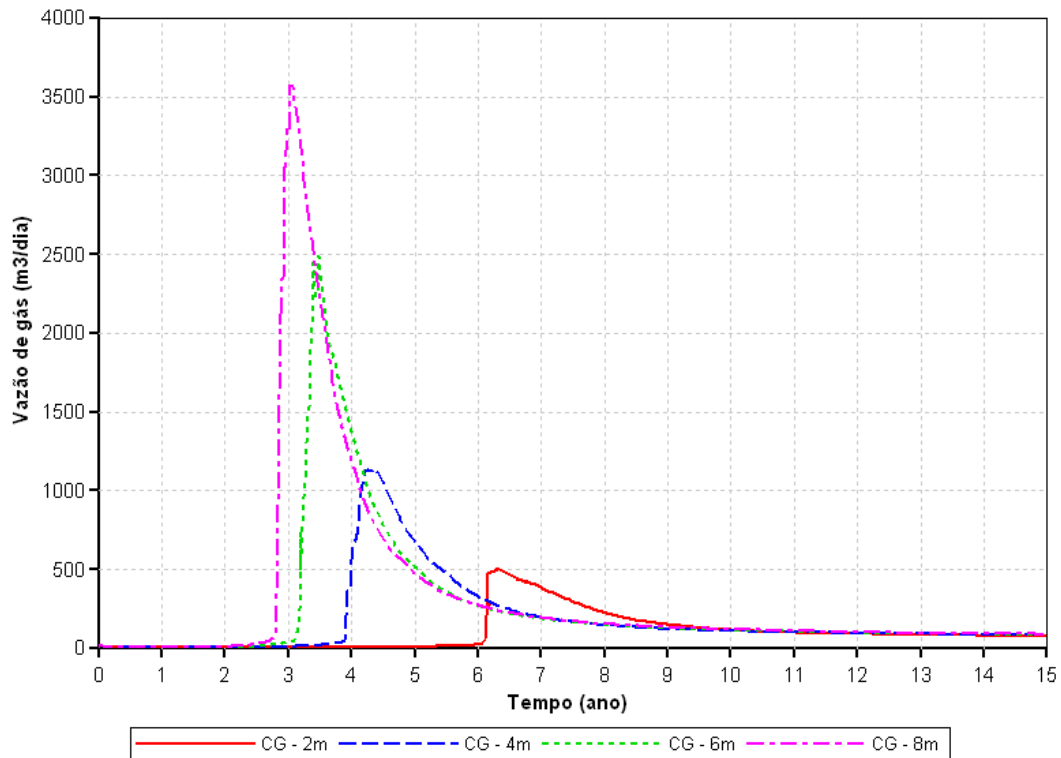


Figura 5.38 - Vazão de gás versus tempo – Comparação entre diferentes espessuras da capa de gás

Assim sendo, quanto maior a capa de gás, mais rápida a vazão de óleo cresce, mas também, mais acentuada será a queda da vazão causada pela grande quantidade de gás no reservatório que será produzida juntamente com o óleo. Entretanto, apesar da quantidade de gás que ora aumenta ora diminui a vazão de óleo, a sua produção acumulada apresenta uma ordem crescente seguindo a espessura da capa de gás, isto é, quanto maior for a capa de gás, maior a produção acumulada de óleo (Figura 5.37). As produções acumuladas, o volume original de óleo e os fatores de recuperação, para cada espessura de capa de gás, estão na Tabela 5.19.

Tabela 5.19 – Comparação entre os reservatórios com diferentes capas de gás

Comparação entre reservatório com diferentes capas de gás				
Espessura da capa de gás (m)	2	4	6	8
Volume de óleo original (m ³)	92.411	92.772	93.133	93.494
Produção acumulada final de óleo (m ³)	27.211	28.422	29.036	29.465
Fator de recuperação (%)	29,45	30,64	31,18	31,51

Verifica-se na Tabela 5.19 que apesar de quanto maior a capa de gás maior o fator de recuperação, a diferença da variável resposta entre os modelos é bastante pequena. Sendo assim, o efeito da espessura da capa de gás no processo não é expressivo.

5.8 O processo GAGD para intervalos maiores de vazão de injeção

Nesta seção são realizadas comparações entre modelos com intervalos maiores de vazão de injeção. Todos os modelos apresentam as mesmas configurações do modelo otimizado (Capítulo V, seção 5.5), modificando apenas as vazões de injeção de gás. A Tabela 5.20 mostra os valores das vazões analisadas para os casos A e B.

Tabela 5.20 – Intervalos das vazões

Vazão de injeção (Qi) – m ³ /dia	Casos	
	A	B
10		2500
20		5000
30		7500
40		10000
50		12500
60		15000
70		17500
80		20000
90		22500
100		25000
-		27500
-		30000

Tem-se que para os casos A, apenas foi realizado o estudo em reservatórios sem capa de gás, pois como foi concluído em análises anteriores, as baixas vazões de injeção não modificam de forma expressiva o fator de recuperação quando comparadas com o fator da recuperação primária em reservatórios com capa de gás. No entanto, para os casos B, foram estudados reservatórios com e sem capa de gás.

5.8.1 Casos A sem capa de gás

A Figura 5.39 mostra as vazões de óleo para cada vazão de gás injetado.

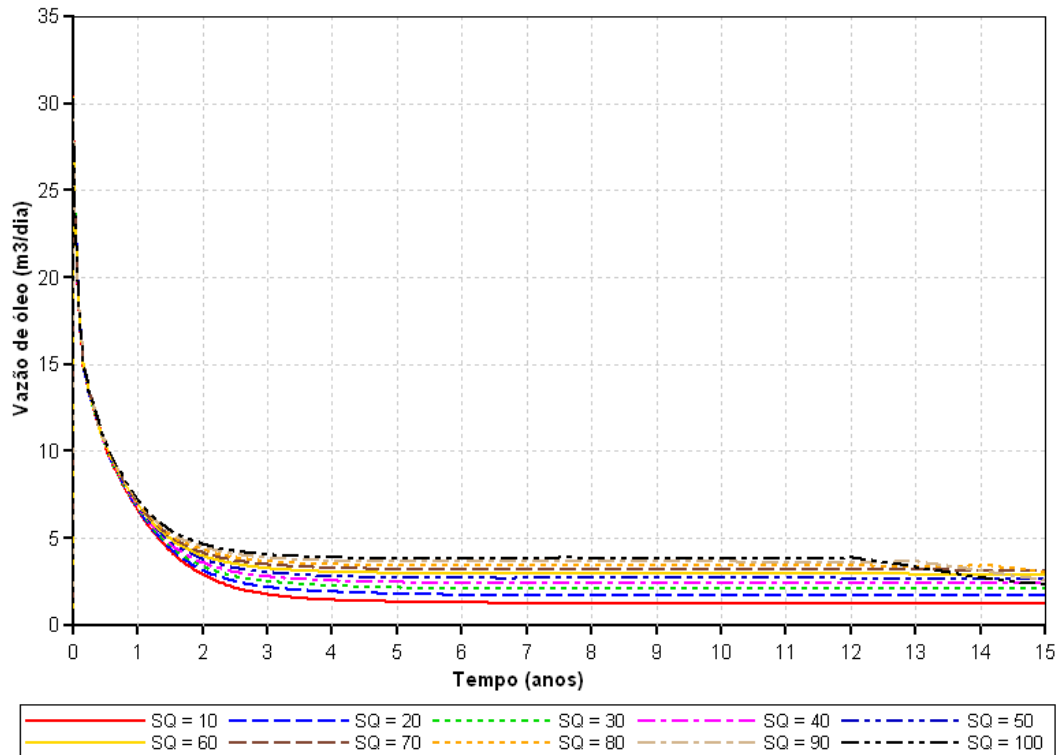


Figura 5.39 - Vazão de óleo *versus* Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos A sem capa de gás

Verifica-se que o comportamento das vazões de óleo, correspondente para cada vazão de injeção de gás, são distintos. Isto acontece porque além do gás injetado ter a função de deslocamento do óleo, ele também se deslocará para a parte superior do reservatório, por conta da segregação gravitacional dos fluidos, e formará uma capa de gás no qual melhora a produção de óleo. Sendo assim, quanto maior a vazão de injeção, mais rapidamente esta capa de gás será formada, e maiores serão as vazões de óleo.

Observa-se que algumas vazões depois do décimo terceiro ano de projeto começam a diminuir de valor, especificadamente, os modelos com vazão de injeção de CO₂ de 80, 90 e 100 m³/dia. Na Figura 5.40 pode-se ter uma melhor visualização deste decréscimo. Isto é causado porque o banco de gás injetado alcança o poço produtor, dificultando assim, a produção de óleo. Esta chegada pode ser vista na Figura 5.41 como o ápice da curva de vazão de gás.

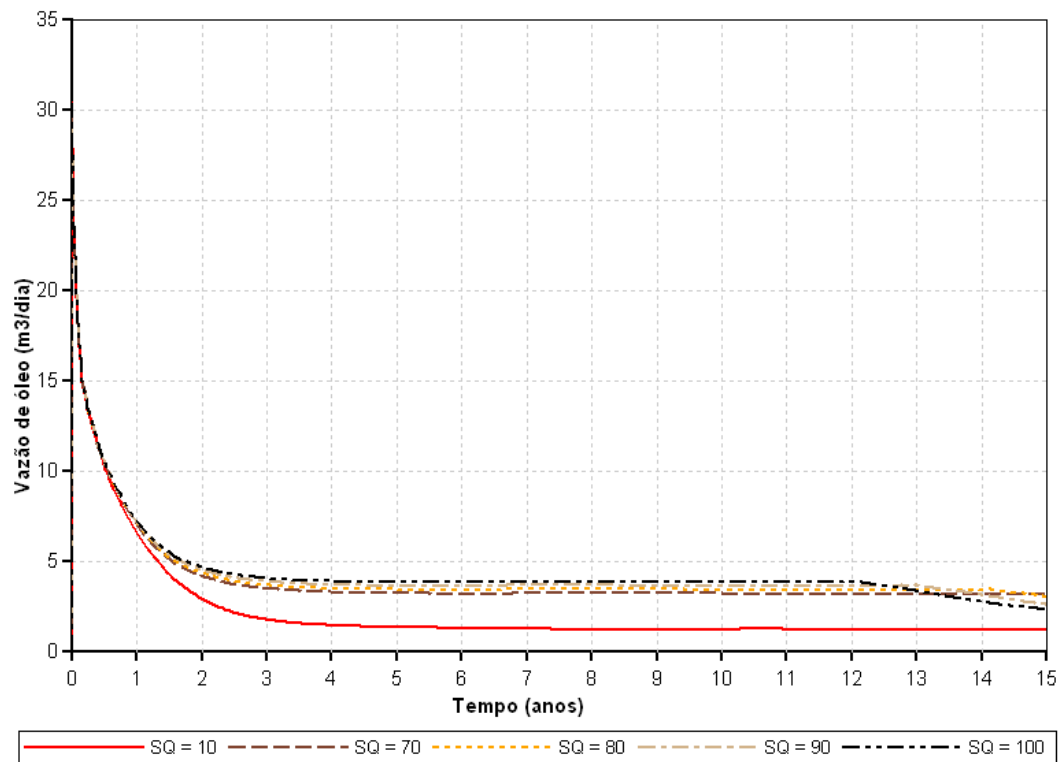


Figura 5.40 - Vazão de óleo versus Tempo – 10 m³/dia, 70 m³/dia, 80 m³/dia, 90 m³/dia e 100 m³/dia – Casos A sem capa de gás

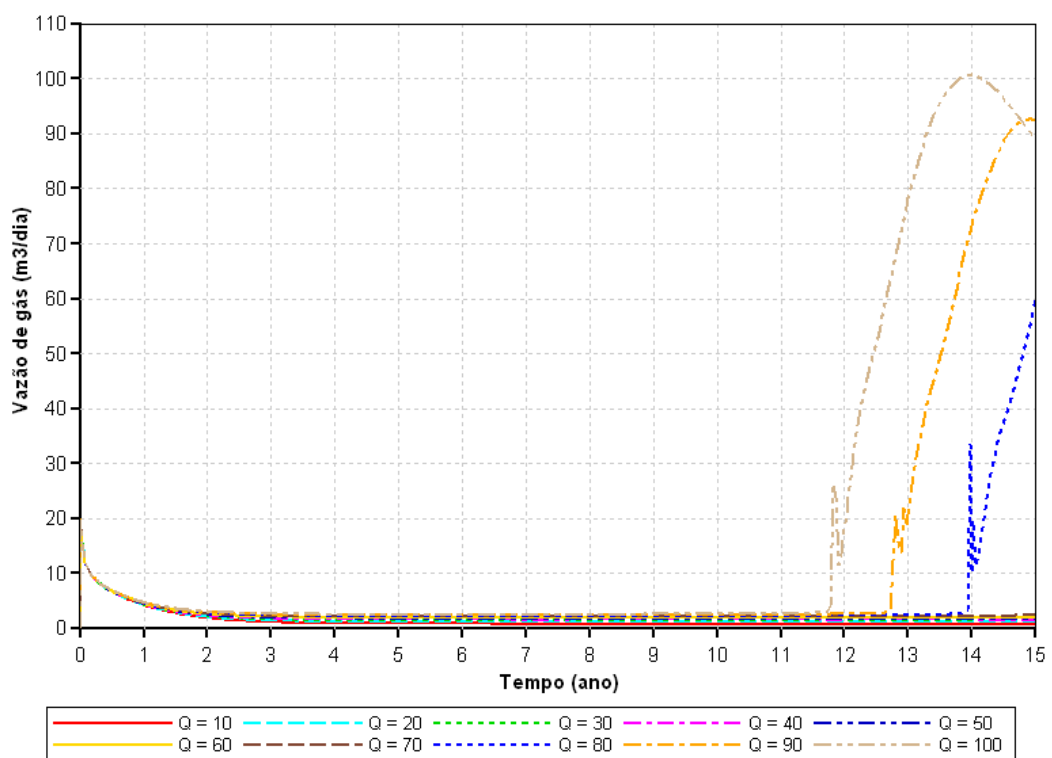


Figura 5.41 – Vazão de gás versus Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos A sem capa de gás

Para uma melhor leitura do gráfico de vazão de gás *versus* tempo, a Figura 5.41 foi dividida em duas outras figuras: Figura 5.42 e Figura 5.43. A primeira é referente a vazão de gás dos modelos que não produzem CO₂, somente o gás inicial presente no reservatório, e a segunda figura representa os modelos que produzem dióxido de carbono, causando assim, a diminuição na produção de óleo.

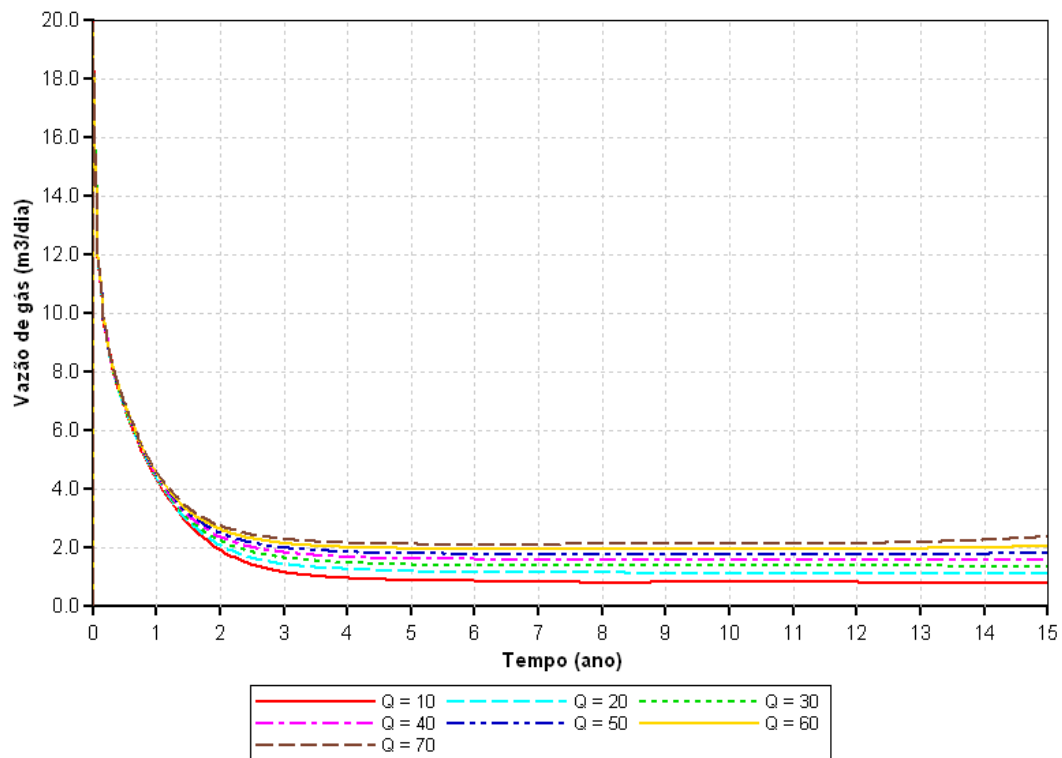


Figura 5.42 - Vazão de gás *versus* Tempo – Casos sem produção de CO₂ – Casos A sem capa de gás

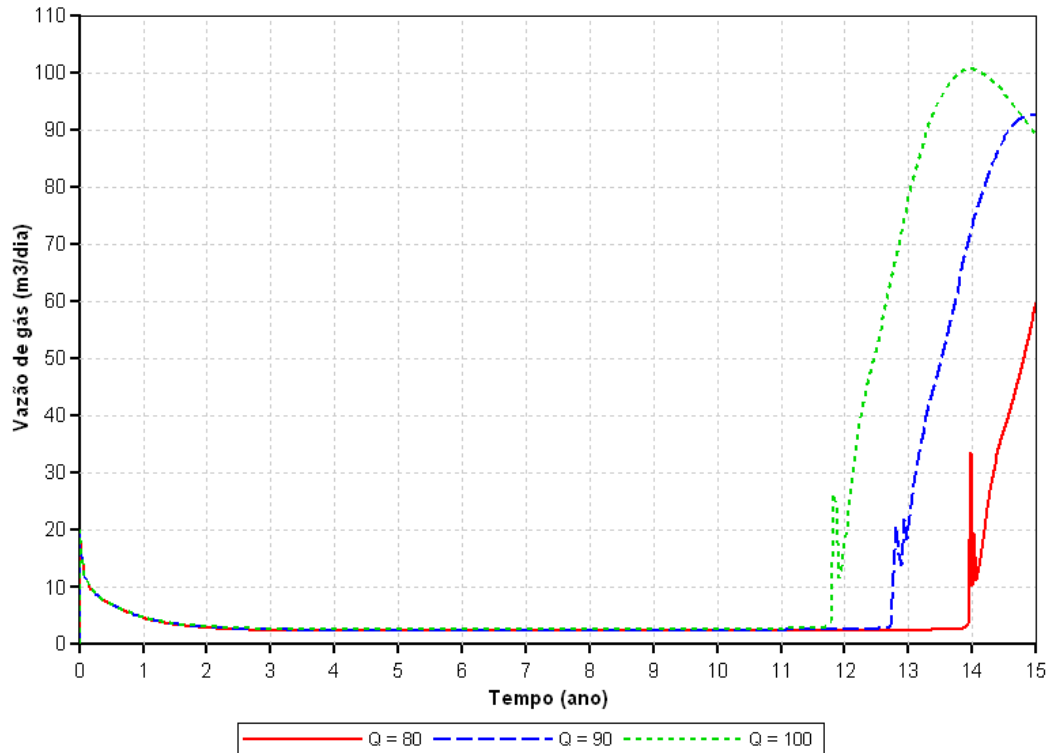


Figura 5.43 - Vazão de gás versus Tempo – Casos com produção de CO₂ – Casos A sem capa de gás

Apesar da redução das vazões de óleo, os modelos que tiveram produção de CO₂ apresentaram as maiores produções acumuladas de óleo como pode ser visto na Figura 5.44. Verifica-se que no início do projeto as curvas se comportam da mesma maneira, mas que após o primeiro ano elas se caracterizam de forma que quanto maior a vazão de injeção, maior a produção acumulada de óleo. A Tabela 5.21 mostra a produção acumulada de óleo no final do projeto e o fator de recuperação para cada diferente modelo, de acordo com a vazão de injeção.

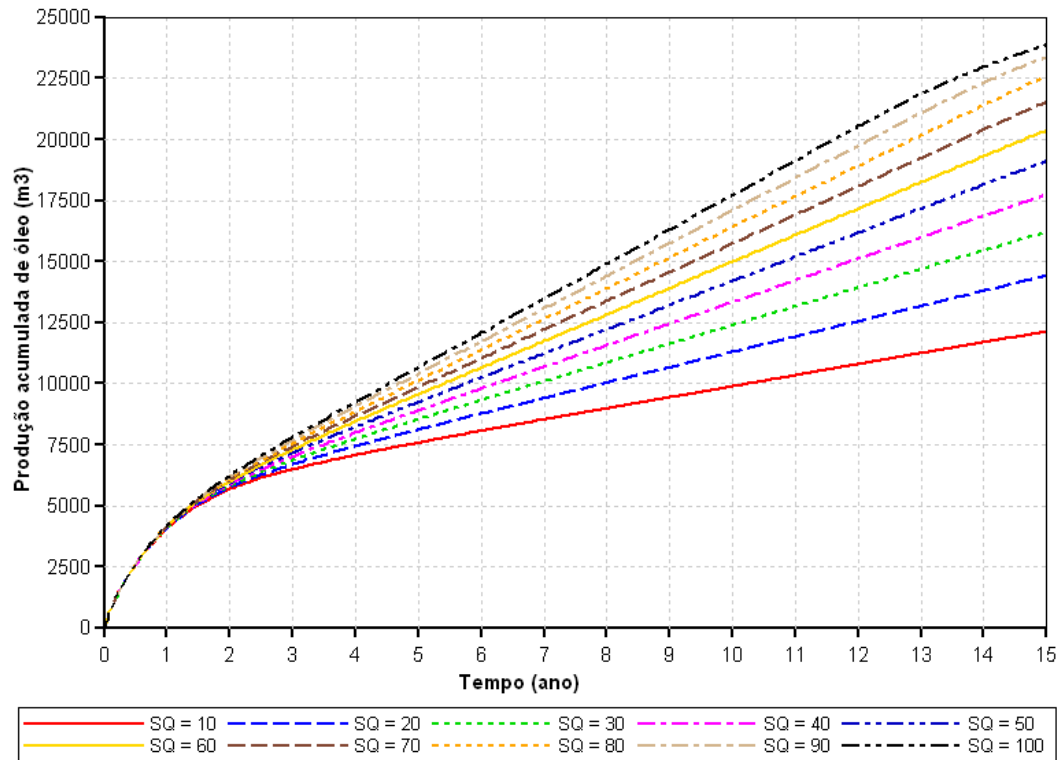


Figura 5.44 - Produção acumulada de óleo versus Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos A sem capa de gás

Tabela 5.21 – Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação – Intervalo maior de vazão - Casos A sem capa de gás

Vazão de injeção (m ³ /dia)	Produção acumulada final de óleo (m ³)	Fator de recuperação (%)
10	12.130,20	13,20
20	14.421,40	15,70
30	16.212,90	17,64
40	17.739,10	19,30
50	19.118,00	20,80
60	20.376,60	22,17
70	21.459,40	23,44
80	22.594,40	24,58
90	23.357,90	25,41
100	23.882,70	26,00

De acordo com a Tabela 5.21, observa-se que a partir da vazão de injeção de 10 m³/dia até a de 70 m³/dia, a diferença entre os respectivos fatores de recuperação é significativa. No entanto, de 80 m³/dia até a de 100 m³/dia, esta diferença é muito pequena, e que pode ser melhor visualizada na Figura 5.45.



Figura 5.45 – Gráfico da vazão de injeção *versus* fator de recuperação - Intervalo maior de vazão - Casos A sem capa de gás

5.8.2 Casos B sem capa de gás

De modo semelhante com os casos A, foram realizadas simulações com uma grande variação de vazão de injeção de gás para os casos B. A Figura 5.46 mostra as vazões de óleo para cada valor de injeção de gás correspondente.

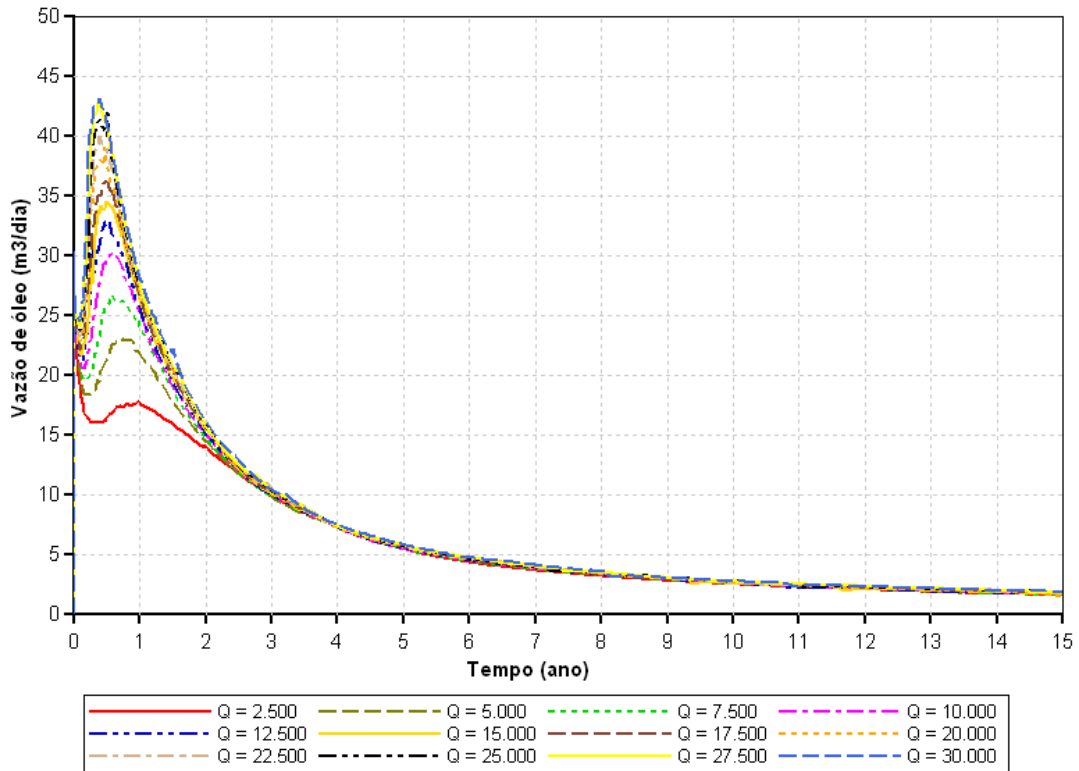


Figura 5.46 - Vazão de óleo *versus* Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B sem capa de gás

Verifica-se que quanto maior a vazão de injeção, maior a vazão de produção de óleo. De modo distinto dos casos A, estes modelos se diferenciam logo no início do projeto e igualam os valores de vazão a partir do quarto ano, seguindo o mesmo comportamento até o final de projeto. A Figura 5.47 mostra uma melhor visualização deste comportamento. Entretanto, do mesmo modo que ocorre nos casos de baixas vazões de injeção, ocorre nos casos B, isto é, quanto maior a vazão de injeção, maior a produção de óleo (Figura 5.48).

Observa-se que o comportamento das curvas de produção acumulada de óleo no início do projeto já apresentam desempenho diferenciado, diferentemente dos casos A, e continuam com a desigualdade até o final do projeto. A produção acumulada final de óleo e os respectivos fatores de recuperação para cada modelo com sua injeção de gás estão na Tabela 5.22.

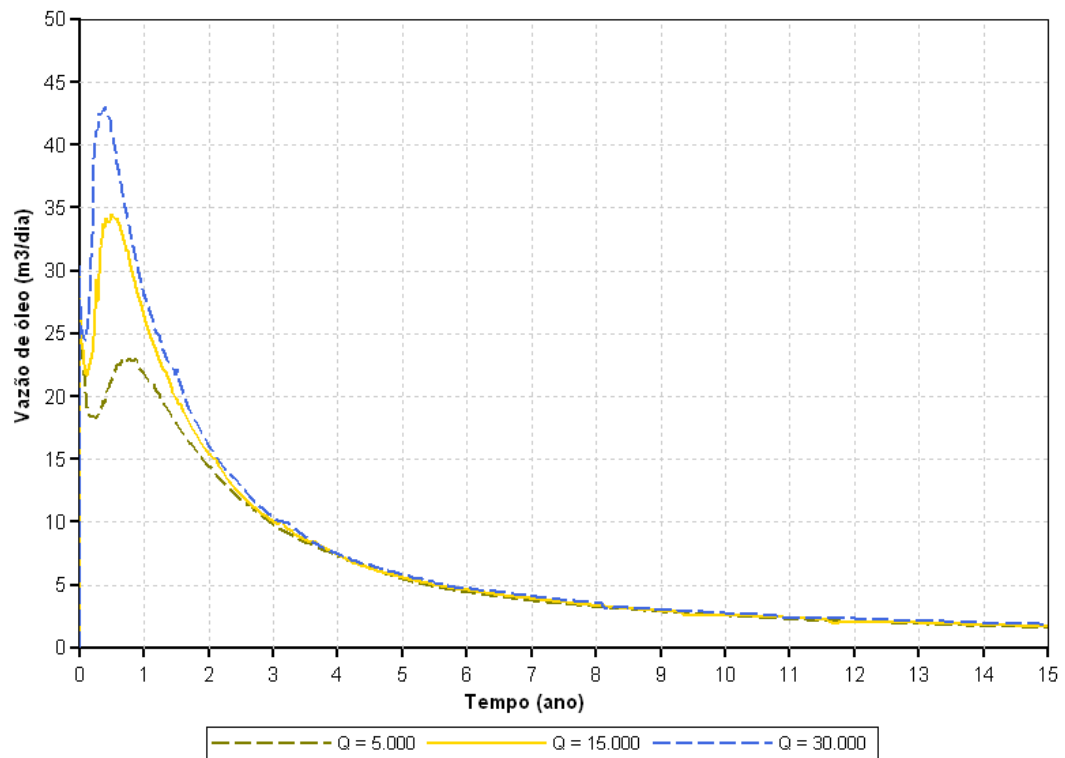


Figura 5.47 - Vazão de óleo versus Tempo – 5000 m³/dia, 15000 m³/dia e 30000 m³/dia – Casos B sem capa de gás

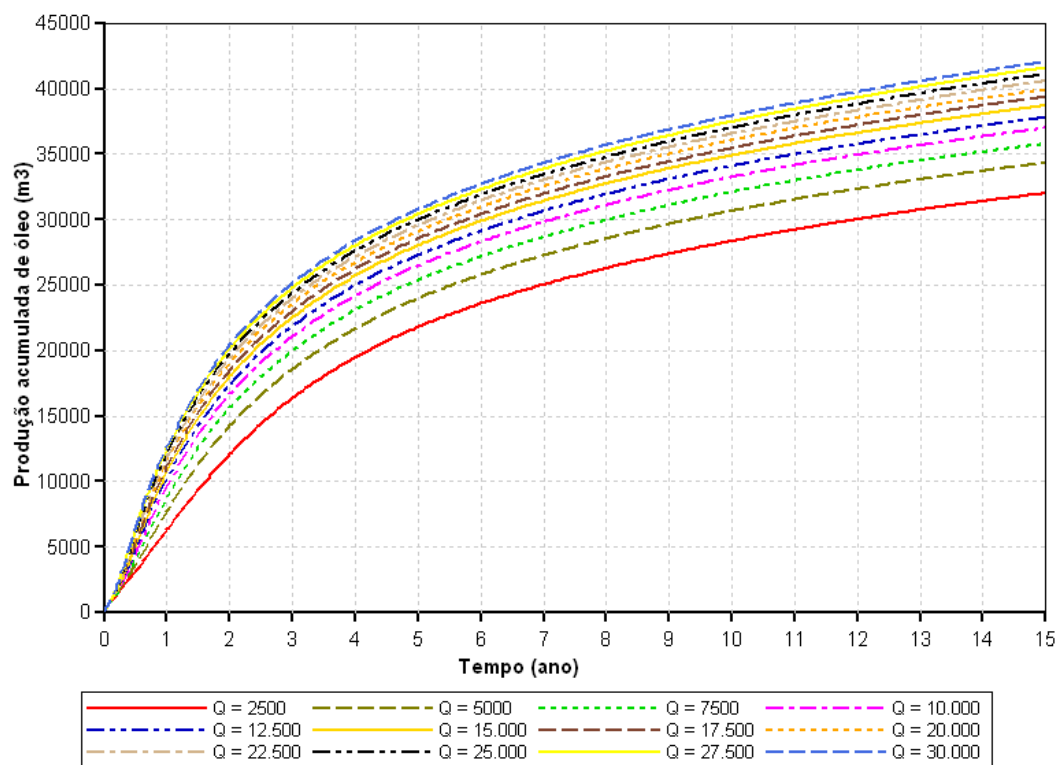


Figura 5.48 - Produção acumulada de óleo versus Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B sem capa de gás

Tabela 5.22 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação – Intervalo maior de vazão – Casos B sem capa de gás

Vazão de injeção (m ³ /dia)	Produção acumulada final de óleo (m ³)	Fator de recuperação (m ³)
2500	32.011,40	34,83
5000	34.334,60	37,35
7500	35.781,20	38,93
10000	36.978,10	40,23
12500	37.787,80	41,11
15000	38.709,10	42,11
17500	39.384,60	42,85
20000	39.905,80	43,42
22500	40.594,70	44,16
25000	41.087,20	44,70
27500	41.582,80	45,24
30000	42.024,40	45,72

Observa-se na Tabela 5.22 que nos casos em que a vazão de injeção varia de 2500 m³/dia até 15000 m³/dia, os fatores de recuperação diferem de forma significativa. Entretanto, a partir de 17500 m³/dia a 30000 m³/dia esta diferença é mínima. Através da Figura 5.49 pode-se verificar esta pequena diferença.

Vazão de injeção x Fator de Recuperação
Casos B sem capa de gás

Figura 5.49 - Gráfico da vazão de injeção versus fator de recuperação - Intervalo maior de vazão - Casos B sem capa de gás

5.8.3 Casos B com capa de gás

A Figura 5.50 mostra a vazão de óleo para cada vazão de injeção de gás correspondente.

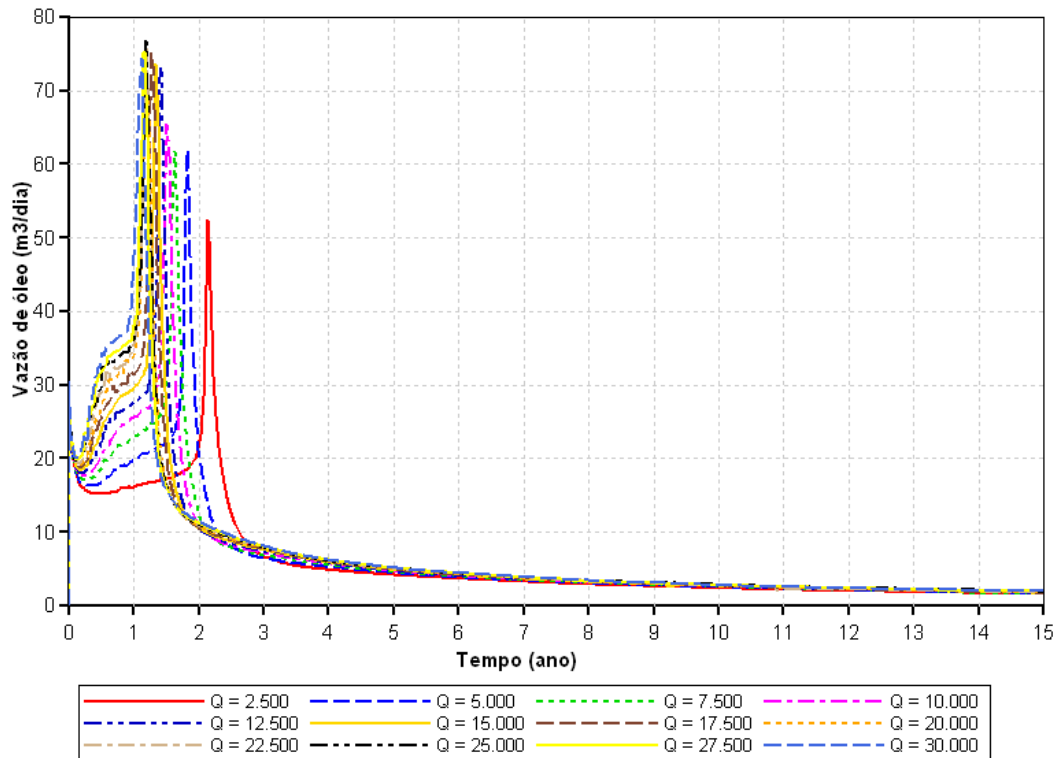


Figura 5.50 - Vazão de óleo *versus* Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B com capa de gás

Verifica-se através da Figura 5.50 que à medida que a vazão de injeção aumenta, mais cedo ocorre a chegada do óleo deslocado pelo gás e maior é a quantidade de óleo produzido. Observa-se no início do projeto que as curvas proporcionam comportamentos distintos e passam a apresentar valores de vazão de óleo próximos umas das outras a partir do segundo ano de projeto. A Figura 5.51 mostra uma melhor visualização dos picos de produção de óleo.

Apesar de possuir, aproximadamente, treze anos com vazões de óleo praticamente idênticas, o pico na produção de óleo caracterizada no início do projeto faz com que as produções acumuladas de óleo, para cada vazão de injeção de gás, diferem entre si. Com isso, tem-se que, quanto maior a vazão de injeção, maior foi produção acumulada de óleo, como pode ser visto na Figura 5.52. A produção acumulada final de óleo e os respectivos fatores de recuperação para cada modelo com sua injeção de gás estão na Tabela 5.23.

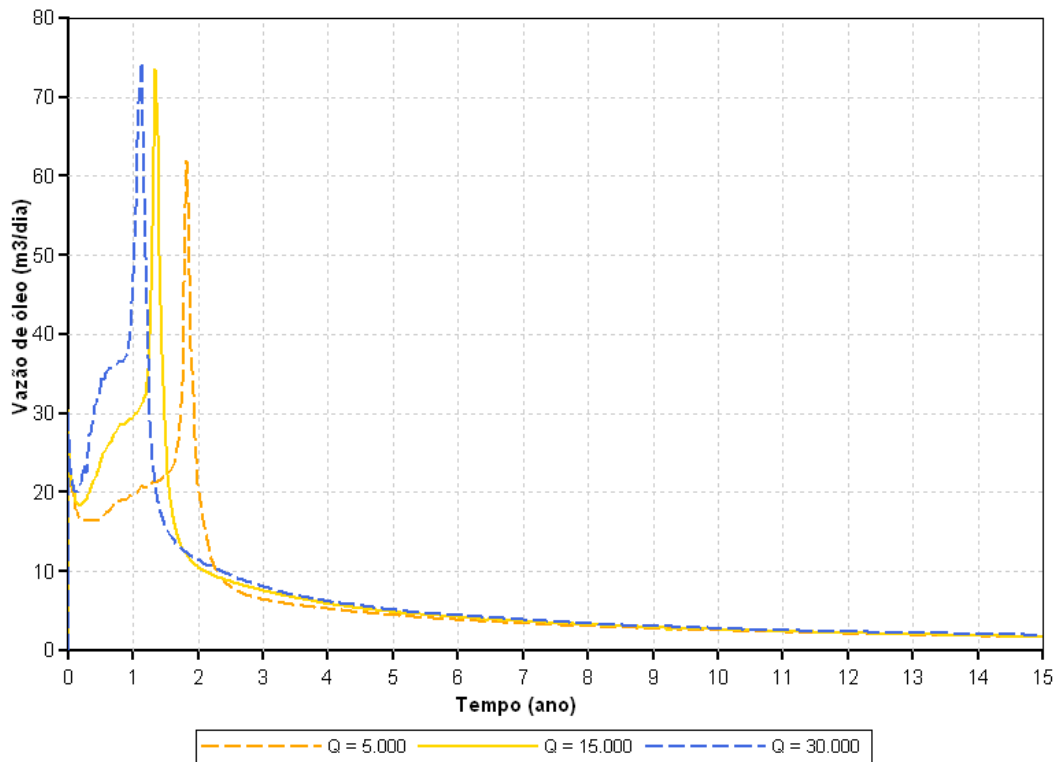


Figura 5.51 - Vazão de óleo versus Tempo – 5000 m³/dia, 15000 m³/dia e 30000 m³/dia – Casos B com capa de gás

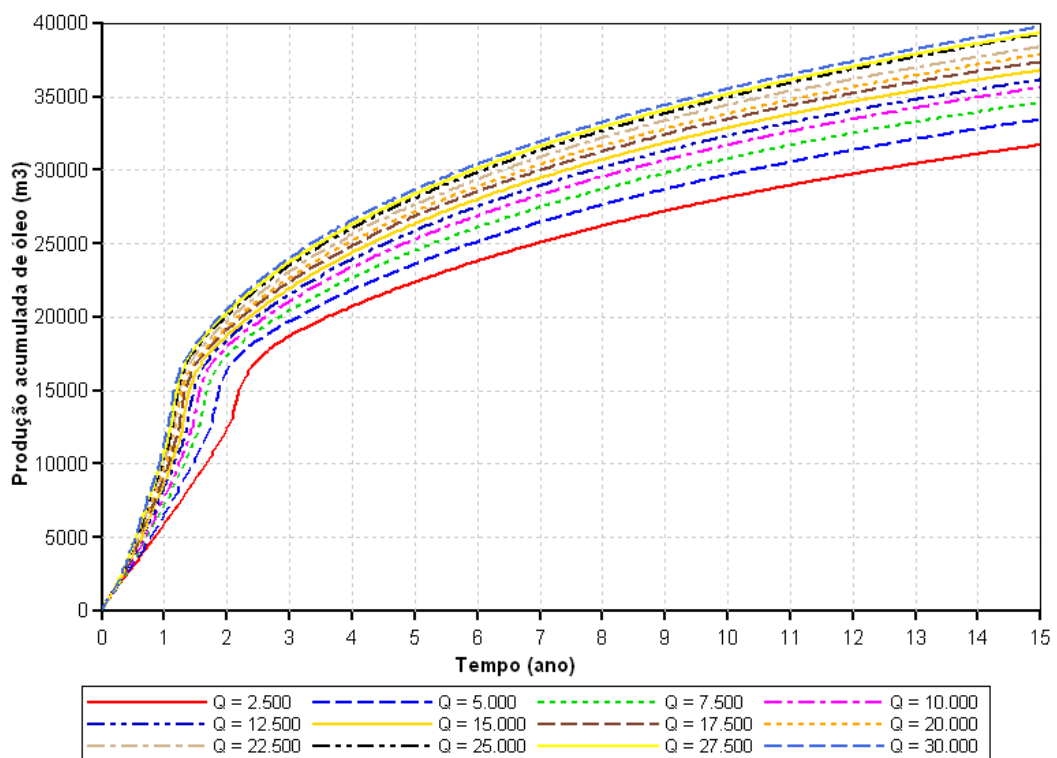


Figura 5.52 - Produção acumulada de óleo versus Tempo – Intervalo maior de vazão – Casos B com capa de gás

Tabela 5.23 - Produção acumulada final de óleo e fator de recuperação – Intervalo maior de vazão – Casos B com capa de gás

Vazão de injeção (m ³ /dia)	Produção acumulada final de óleo (m ³)	Fator de recuperação (m ³)
2500	31.704,70	34,00
5000	33.434,30	35,90
7500	34.577,90	37,13
10000	35.610,80	38,24
12500	36.139,80	38,80
15000	36.789,40	39,50
17500	37.355,70	40,11
20000	37.865,70	40,66
22500	38.381,00	41,21
25000	39.232,40	42,13
27500	39.328,30	42,23
30000	39.740,80	42,67

Observa-se na Tabela 5.23 que nos casos em que a vazão de injeção varia de 2500 m³/dia até 10000 m³/dia, os fatores de recuperação diferem de forma significativa. Entretanto, a partir de 12500 m³/dia a 30000 m³/dia esta diferença é mínima. Através da Figura 5.53 pode-se verificar esta pequena diferença.

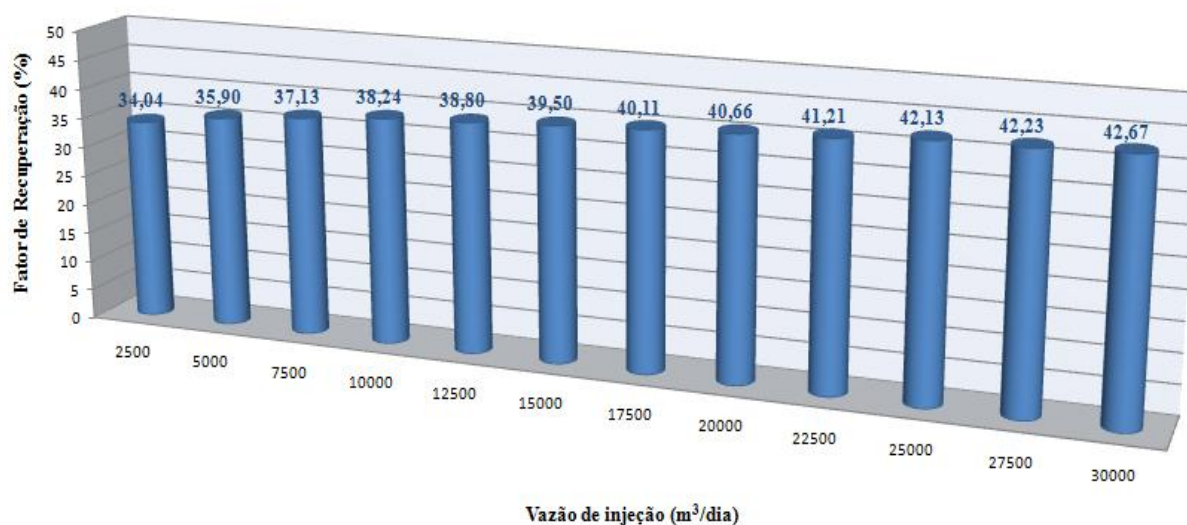
Vazão de injeção x Fator de Recuperação
Casos B com capa de gás

Figura 5.53 - Gráfico da vazão de injeção versus fator de recuperação - Intervalo maior de vazão - Casos B com capa de gás

Tem-se que tanto para os casos A como para os casos B, o parâmetro vazão de injeção necessita de uma análise econômica para justificar os pequenos aumentos da recuperação de óleo quando se aumenta a quantidade de gás injetado. Como esta análise não é objetivo do trabalho, pode-se então continuar afirmando que quanto maior a vazão de injeção, maior será o fator de recuperação final do óleo.

Capítulo VI

Conclusões e recomendações

6 Conclusões e recomendações

Neste capítulo, são apresentadas as principais conclusões obtidas neste estudo e recomendações para trabalhos futuros. As conclusões, como os demais itens deste trabalho, foram divididos em duas partes, isto é, conclusões para os casos A e para os casos B.

6.1 Casos A

- A viscosidade do óleo foi o parâmetro que mais influenciou o processo GAGD. Especificadamente, uma baixa viscosidade, neste caso 10 cP, proporciona um fator de recuperação maior. Entretanto, o processo GAGD para viscosidade mais altas, neste estudo 100 cP, indicou que pode ser utilizado.
- O segundo parâmetro foi a capa de gás. Maiores fatores de recuperação foram encontrados em reservatórios que possuíam capa de gás. Em relação a espessura da capa de gás, as análises mostraram que quanto mais espessa a capa, maior o fator de recuperação. Entretanto a diferença entre estes fatores não é expressiva.
- Continuando, a vazão de injeção. As análises indicaram que quanto maior a vazão de injeção, maior o fator de recuperação em reservatórios sem capa de gás. Em reservatórios que possuem capa de gás, baixas vazões de injeção se tornam dispensáveis, visto que a quantidade de gás injetada não aumenta de forma expressiva o fator de recuperação em relação ao fator da recuperação primária.
- Em relação ao parâmetro localização do poço produtor, nos reservatórios que possuem óleo com viscosidade de 10 cP, os melhores fatores de recuperação foram obtidos quando o produtor está próximo à zona de água, isto é, na parte inferior. No entanto, em reservatórios com óleo de 100 cP e com capa de gás, a melhor localização do produtor foi na parte central, e em reservatórios com óleo de 100 cP e sem capa de gás, a melhor localização foi na parte superior.

- O parâmetro completção do poço injetor influenciou pouco o processo GAGD nos modelos dos casos A. Mantendo uma configuração dos demais parâmetros, e modificando apenas a completção, o fator de recuperação, aproximadamente, foi o mesmo.

6.2 Casos B

- Assim como nos casos A, a viscosidade do óleo foi o parâmetro que mais influenciou o processo. Baixas viscosidade, 10 cP, renderam maiores fatores de recuperação. No entanto, as análises, do mesmo modo que os casos A, indicaram que o processo pode ser utilizado para valores maiores de viscosidade, neste caso 100 cP, cujo melhor fator de recuperação para este modelo foi da ordem de 25%.
- Na sequência, vazão de injeção. As análises indicaram que quanto maior a vazão de injeção, maior será o fator de recuperação.
- O terceiro parâmetro foi a capa de gás. Em reservatórios que não possuem capa de gás, os fatores de recuperação foram maiores. Além disso, no caso de reservatórios que possuem capa de gás, vazões de injeção mais altas (casos B) proporcionam fator de recuperação melhores do que baixas vazões de injeção (casos A).
- O quarto parâmetro foi completção do poço injetor. Assim como nos casos A, este parâmetro influenciou pouco o processo GAGD. Mantendo uma configuração dos demais parâmetros, e modificando apenas a completção, o fator de recuperação, aproximadamente, foi o mesmo.
- Em relação ao parâmetro localização do poço produtor, em reservatórios que possuem óleo com viscosidade de 10 cP, os melhores fatores de recuperação foram obtidos quando o produtor está na parte inferior do reservatório. No entanto, nos que apresentam óleo de 100 cP e com capa de gás, a melhor localização do produtor foi na parte central, e em reservatórios com óleo de 100 cP e sem capa de gás, a melhor localização foi na parte superior.

6.3 Recomendações

- Analisar a sensibilidade do método em relação a outros parâmetros de reservatório como porosidade, permeabilidade, heterogeneidade, espessura e aquífero.
- Estudar reservatórios que possuem fissuras e/ou fraturas com o intuito de analisar a expansão da zona de gás e o comportamento do banco de óleo.
- Estudar o processo GAGD juntamente com processos térmicos, como a injeção de vapor ou aquecimento eletromagnético, afim de que o gás se comporte como um fluido alternativo após o aquecimento do óleo.
- Estudar a sensibilidade do processo GAGD em relação ao parâmetro vazão de produção.
- Realizar o estudo do processo em condições miscíveis em um simulador composicional.
- Analisar o processo utilizando poços horizontais que ora se comportam como injetor, ora como produtor.
- Investigar a viabilidade econômica do processo desde a captura do dióxido de carbono até o armazenamento (injeção) nos reservatórios.

Referências bibliográficas

- BARROS, B. NETO; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. *Como fazer experimentos – pesquisa e desenvolvimento da ciência e na indústria*. 2º ed. São Paulo: UNICAMP, 2003.
- BUCKLEY, S. E.; LEVERETT, M. C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands, *Petrol Trans. AIME* 146, 1942, p. 107–116.
- BUTLER, R.M. A New Approach to the Modeling of Steam-Assisted Gravity Drainage, *JCPT*, Maio - Junho 1985, p. 42-51.
- CARDWELL, W. T.; PARSONS, R. L. Gravity Drainage Theory, *Trans. AIME* 179, 1948.
- CAUDLE, B.H.; DYES, A.B. Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection, *Transactions of AIME*, 213, 1959, 281-284.
- CHEMKEYS, Material didático sobre planejamento experimental e otimização, disponível em www.chemkeys.com, acessado em setembro de 2008.
- CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E. H.; SKAUGE, A. Review of the WAG field experience, *SPE* 71203. Março, 1998.
- GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P., *Enhanced oil recovery*, SPE Textbook series, Volume 6, 1998.
- HADLOW, R. E. Update of Industry experience with CO₂ Injection, *SPE* 24928. Outubro, 1992.
- HAGOORT, J. Oil Recovery by Gravity Drainage, *SPE* 7424, *SPE Journal*, Junho, 1980.
- HINDERAKER, L.; UTSETH, R. H.; HUSTAD, O. S.; KVANVIK, B. A.; PAULSEN, J. E. RUTH – A comprehensive Norwegian R&D program on IOR, *SPE* 36844. Outubro, 1996.
- JACKSON, D. D.; ANDREWS, G. L.; CLARIDGE, E. L. Optimum WAG ratio Vs Rock wettability in CO₂ flooding. *SPE* 14303, Setembro, 1985.

- JAYASEKERA, A. J.; GOODYEAR, S. G. Improved hydrocarbon recovery in the United Kingdom continental shelf: past, present and future. SPE 75171. Abril, 2002.
- JOSHI, S.D. Horizontal well Technology. Tulsa, OK, USA, PennWell Publishing Company, 1991.
- KULKARNI, M.M.: Multiphase Mechanism and Fluid Dynamics in Gas Injection Enhanced Oil Recovery Processes. Dissertação de Ph.D, Universidade Estadual de Louisiana, Baton Rouge, Agosto, 2005.
- KULKARNI, M. M.; RAO, D. N. Experimental Investigation of Miscible and Immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) Process Performance. PETROL 1277, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005.
- KULKARNI, M. M.; RAO, D. N. Is gravity drainage an effective alternative to WAG?, American Institute of Chemical Engineers 2004 Annual Meeting, Austin, Texas, November 7 – 12, 2004.
- LI, H.; PUTRA, E.; SCHECHTER, D. S.; GRIGG, R. B. Experimental Investigation of CO₂ Gravity Drainage in a Fractured System. SPE 64510. Outubro, 2000.
- LI, K.; HORNE, R. N. Prediction of Oil by Gravity Drainage. SPE 84184. Outubro, 2003.
- MAHMOUD, T. N.; RAO, D. N. Range of Operability of Gas-Assisted Gravity Drainage Process. SPE 113474. Abril, 2008.
- MORITIS, G. Special Report: EOR Survey. Oil and Gas Journal, Volume 102.14, Abril 12, 2004.
- MUSKAT, M. Physical Principals of Oil Production, McGraw-Hill Book Company, New York, 1949.
- MYERS. R. H.; MONTGOMERY. D. C. Response surface methodology: process and product optimization using designed experiments. Canada: John Wiley & Sons. 1995.
- PAIDIN, W. R. Physical model study of the effects of wettability and fractures on gas-assisted gravity drainage (GAGD) performance. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Louisiana, Baton Rouge, Maio, 2006.

- PEDRERA, B.; BERTIN, H.; HAMON, G.; AUGUSTIN, A. Wettability Effect on Oil Relative Permeability During a Gravity Drainage. SPE 77542. Abril, 2002.
- RAO, D. N. United States Department Of Energy Research Proposal, Application 2137, Volume II – Technical Application, Program Solicitation No. DE-PS26-01NT41048 for “Development of Technologies and capabilities for development of Coal, Oil and Gas energy resources” Project titled – “Development and Optimization of Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) process for improved light oil recovery”, Junho 2001.
- ^(a)RAO, D. N.; AYIRALA, S. C.; KULKARNI, M. M.; SHARMA, A. P. United States Department Of Energy Research Proposal, Technical Reports, DOE Contract Number DE-PS26-01NT41048. Development and Optimization of Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) process for improved light oil recovery, Outubro 2004.
- ^(b)RAO, D. N.; AYIRALA, S. C.; KULKARNI, M. M.; SHARMA, A. P. Development of the Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) Process for Improved Light Oil Recovery. SPE 89357. Abril, 2004.
- REN, W.; CUNHA, L. B.; BENTSEN, R. Numerical Simulation and Screening of Oil Reservoirs for Gravity Assisted Tertiary Gas-Injection Processes. SPE 81006. Abril, 2003.
- RICHARDSON, J. G.; BLACKWELL, R. J. Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior. SPE 2928, Journal of Petroleum Technology, Setembro 1971.
- ROGERS, J. D.; GRIGG, R. B. A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. SPE 59329. Abril, 2000.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Editora Interciência: PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2006.
- SCHECHTER, D. S., GUO, B. Mathematical Modeling of Gravity Drainage After Gas Injection into Fractured Reservoirs. SPE-35710. Abril, 1996.
- SHECAIRA, F. S.; BRANCO, C.C.M; SOUZA, A. L.; PINTO, A. C.; HOLLEBEN, C. R. C; JOHANN, P. R. S. IOR: The Brazilian Perspective. SPE 75170. Abril, 2002.

STALKUP Jr., F.I. Miscible Displacement. Monograph Volume 8, Society of Petroleum Engineers, Henry L Doherty Series, 1985.

STATSOFT, Statistica 6.0, disponível em <http://d-softwarehouse.com>, acessado em setembro de 2008.

TERWILLIGER, P. L.; WILSEY, L. E.; HALL, H. N.; BRIDGES, P. M.; MORSE, R. A. An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage Performance. Trans., AIME 192, 1951, p. 285-296.

Livros Grátis

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

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)