UNIVERSIDADE FEDERAL 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

ANÁLISE PARAMÉTRICA DA SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR GÁS (GAGD).

ERNESTO VARGAS BAUTISTA

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Co-orientador: Prof[a] Dra Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal / RN, 26 de Fevereiro de 2010

Livros Grátis

http://www.livrosgratis.com.br

Milhares de livros grátis para download.

ANÁLISE PARAMÉTRICA DA SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR GÁS (GAGD).

ERNESTO VARGAS BAUTISTA

Natal / RN, 26 de Fevereiro de 2010

Ernesto Vargas Bautista

Análise paramétrica da simulação composicional do processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD).

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 a obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 26 de Fevereiro de 2010

_____

Prof. Dr. Wilson da Mata

Orientador – UFRN

_____

Prof[a]. Dr[a]. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Co-orientadora – UFRN

_____

Prof. Ph. D. Tarcilio Viana Dutra Junior

Membro Interno-UFRN

_____

Prof. Ph.D. Paulo Sergio de Mello Vieira Rocha

Membro Externo - Petrobrás

BAUTISTA, Ernesto Vargas – Análise paramétrica da simulação composicional do processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD). Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Explotação de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Co-orientadora: Prof[a]. Dr[a]. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

No Brasil e no mundo, as empresas de petróleo estão à procura, desenvolvimento e à espera de novas tecnologias e processos que possam elevar o fator de recuperação de óleo em seus reservatórios, com um equilibrado custo-benefício. Na procura de novas tecnologias foi desenvolvido o processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD – Gas Assisted Gravity Drainage) que foi classificado dentro dos métodos de recuperação avançada de óleo. O processo GAGD, que se encontra em fase de teste piloto em campo, está sendo muito estudado através de modelos físicos em escala de laboratório e em testemunhos, isto devido às altas recuperações de óleo em relação aos outros processos de injeção de gás. Este método consiste em injetar gás no topo de um reservatório através de poços injetores verticais ou horizontais e deslocar o óleo, aproveitando a segregação gravitacional natural dos fluidos, para um poço produtor horizontal colocado na base do reservatório. Para estudar este processo foi idealizado um reservatório homogêneo e um modelo de fluido multicomponente com características parecidas aos campos de óleo leve do Brasil para que, através de um simulador composicional, se analisem os parâmetros operacionais. O processo foi simulado no programa comercial GEM da CMG (Computer Modelling Group). Os parâmetros operacionais estudados foram a vazão de injeção de gás, o tipo de gás injetado (gás natural e CO_2), a localização do poço injetor e do poço produtor. Também foi estudada a presença de aqüífero no processo. Os resultados mostraram que o máximo espaçamento vertical entre os dois poços, provocou a máxima recuperação de óleo no GAGD. Também, verificou-se que a maiores vazões de injeção, se obtiveram os maiores fatores de recuperação. Este parâmetro controlou a velocidade da frente do gás injetado e determinou se a força gravitacional domina ou não sobre o processo na recuperação de óleo. O gás natural teve melhor desempenho que o CO_2 e que, a presença de aqüífero no reservatório influenciou pouco no processo. Na análise econômica verificou-se que a injeção de gás natural obteve o melhor beneficio econômico que com CO_2.

Palavras chave: modelagem, simulação, sistemas multicomponentes, segregação gravitacional, GAGD.

ABSTRACT

In Brazil and around the world, oil companies are looking for, and expected development of new technologies and processes that can increase the oil recovery factor in mature reservoirs, in a simple and inexpensive way. So, the latest research has developed a new process called Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) which was classified as a gas injection IOR. The process, which is undergoing pilot testing in the field, is being extensively studied through physical scale models and core-floods laboratory, due to high oil recoveries in relation to other gas injection IOR. This process consists of injecting gas at the top of a reservoir through horizontal or vertical injector wells and displacing the oil, taking advantage of natural gravity segregation of fluids, to a horizontal producer well placed at the bottom of the reservoir. To study this process it was modeled a homogeneous reservoir and a model of multi-component fluid with characteristics similar to light oil Brazilian fields through a compositional simulator, to optimize the operational parameters. The model of the process was simulated in GEM – (CMG, 2009.10). The operational parameters studied were the gas injection rate, the type of gas injection, the location of the injector and production well. We also studied the presence of water drive in the process. The results showed that the maximum vertical spacing between the two wells, caused the maximum recovery of oil in GAGD. Also, it was found that the largest flow injection, it obtained the largest recovery factors. This parameter controls the speed of the front of the gas injected and determined if the gravitational force dominates or not the process in the recovery of oil. Natural gas had better performance than CO2 and that the presence of aquifer in the reservoir was less influential in the process. In economic analysis found that by injecting natural gas is obtained more economically beneficial than CO2.

Keywords: modeling, simulation, multi-component systems, gravity segregation, GAGD.

DEDICATÓRIA

A Deus e Jesus Cristo pela companhia e força espiritual nos momentos difíceis desta etapa. Aos meus pais, Felix e Victoria, que nem à distância pus quebrar o amor e a confiança deles em mim. A meus irmãos, Juan Pablo e Victor Hugo, pelo apoio e exemplo constante de superação pessoal. A todos eles e só por eles este trabalho está concretizado.

AGRADECIMENTOS

À família Vargas Bautista, aos meus tios (as) e meus primos (as), que me apoiaram e acreditaram na realização deste sonho.

Ao meu Professor e orientador Dr. Wilson da Mata, por me oferecer a oportunidade internacional de ampliar e enriquecer meus conhecimentos na UFRN. Pela orientação e constante preocupação para realizar com sucesso o curso de mestrado.

À minha Professora e co-orientadora Dra Jennys Barillas, pela orientação acadêmica e pelo conhecimento cedido a minha pessoa para concretizar este trabalho. Obrigado também pela amizade e confiança.

Ao meu Professor Phd. Tarcilio Viana, pela orientação, ensino e esclarecimento de todas minhas questões acadêmicas e de pesquisa.

Ao meu Professor Dr. Adriano dos Santos, pela paciência, ensino e amizade.

Aos meus inesquecíveis amigos Adolfo Soria, Jorge Velazco, Mauricio Quevedo, Juan Manuel Peralta, Elmer Ayala e Erland Lopez, pela força e amizade mesmo desde a distância.

Aos meus amigos do LEAP: Alverne, Cloves, Dayana, Elthon, Henrique, Janusa, Juliana, Katia, Keyla, Marcos, Michel, Rafael, Robson, Tiago, Tommy, Vanessa e Yoleitza por sua amizade, colaboração e compartilhar momentos de alegrias e tristezas.

Aos meus amigos da turma de Mestrado: Daniel, Ciaxeres, Tadeu, Marcelo, Moises, Iron, Tarik, Aldemir, Junior e Laura, por sua sincera amizade.

Um especial agradecimento a Tiago, Daniel, Juliana, Jennys, Yoleitza, Jesus, Layse e Marilia e a todas suas famílias, por me receber com os braços abertos e me fazer sentir em família. Deus os abençoe.

Um especial agradecimento a Vanessa, pela humildade, discrição, e reverência nos momentos mais difíceis.

À Embaixada de Brasil na Bolívia pela colaboração e incentivos.

Ao CNPq pela bolsa concedida.

À Pro - Reitoria de Pós-Graduação da UFRN pela orientação e colaboração

INDICE GERAL

CAPITULO I

1. Introdução Geral 2

CAPÍTULO II

2. Aspectos Teóricos 6

2.1 Introdução à recuperação avançada de petróleo 6

2.1.1 Definição do IOR 7

2.1.2 Características que influenciam o processo IOR 7

2.1.2.1 Características do reservatório 7

2.1.2.2 Características do fluido de reservatório 9

2.1.3 Objetivo dos métodos IOR 10

2.1.4 Classificação dos métodos especiais de recuperação de óleo. (EOR) 13

2.1.4.1 Métodos Químicos 14

2.1.4.2 Métodos Térmicos 14

2.1.4.3 Outros 14

2.2 Métodos Miscíveis 15

2.2.1 Conceito de Miscibilidade 15

2.2.2 Diagrama Ternário 16

2.2.3 Pressão de Miscibilidade 17

2.2.4 Mecanismos dos Processos de Injeção de Gás Imiscível 19

2.2.5 Mecanismos dos Processos de Injeção de Gás Miscível 19

2.2.5.1 Processo Miscível de Primeiro Contacto 19

2.2.5.2 Processo Miscível de Múltiplo Contato 21

2.2.5.2.1 Mecanismo de Vaporização 21

2.2.5.2.2 Mecanismo de Condensação 23

2.2.6 Tipo de gás injetado 26

2.2.6.1 Dióxido de Carbono 26

2.2.6.2 Hidrocarbonetos 27

2.2.6.3 Nitrogênio 27
2.3 Tipos de processos do método miscível 29
2.3.1 Injeção continua de gás (CGI) 29
2.3.2 Injeção alternada de água e gás (WAG) 31
2.3.3 Processo de extração com solvente. (VAPEX) 32
2.4 Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD) 33
2.4.1 Fundamentos de drenagem gravitacional 33
2.4.2 Fatores que influenciam na segregação gravitacional 35
2.4.2.1 Molhabilidade 35
2.4.2.2 Coeficiente de difusão 35
2.4.2.3 Miscibilidade 36
2.4.2.4 Heterogeneidade do reservatório 37
2.4.3 Processo GAGD 37
2.5 Planejamento experimental 39
2.6 Outros 45
2.6.1 Calculo do valor presente liquido pela injeção de gás. 45
2.6.2 Volume poroso injetado 45
CAPÍTULO III
3. Estado da Arte 47
3.1 Inícios do processo GAGD 47
3.2 Desenvolvimento do processo GAGD 48
3.2.1Resultados dos efeitos operacionais e reservatório no processo GAGD do trabalho de T.N. Mahmoud *et al*., 2006. 50
3.2.1.1 Desempenho visual do GAGD 50
3.2.1.2 Efeito da profundidade de injeção 51
3.2.1.3 Efeito da vazão de injeção 52
3.2.1.4 Efeito da miscibilidade 53
3.2.1.5 Efeito da viscosidade do óleo 54

3.2.1.6 Efeito da molhabilidade 54

3.3 Aplicação em campo do processo GAGD 57

CAPÍTULO IV

4. Materiais e métodos 60

4.1 Ferramenta computacional 60

4.1.1 Simulador GEM – CMG 60

4.1.2 Builder – CMG 61

4.1.3 WinProp – CMG 61

4.2 Modelagem do processo GAGD 62

4.2.1 Modelo físico do reservatório 62

4.2.2 Modelo do fluido do reservatório 66

4.2.2.1 Ajuste da pressão de saturação 68

4.2.2.2 Ajuste da densidade API do óleo 68

4.2.2.3 Ajuste dos dados da liberação diferencial 68

4.2.2.4 Ajuste da viscosidade do óleo e gás 70

4.2.2.5 Diagrama Pressão Temperatura 72

4.2.2.6 Calculo das pressões de miscibilidade 73

4.2.2.6.1 Gás Hidrocarboneto 73

4.2.2.6.2 Gás CO_2 75

4.2.3 Características rocha-fluido 77

4.2.4 Características do poço produtor e injetor 80

4.3 Correção do fator de recuperação de óleo. 81

4.4 Metodologia de trabalho 82

CAPÍTULO V 83

5. Resultados e discussões 84

5.1 Análise comparativa do modelo base GAGD com o mesmo modelo, mas sem injeção de gás. 84

5.2 Análises de sensibilidade dos parâmetros do modelo GAGD 88

5.3 Escolha dos melhores cenários 98

5.3.1 Casos sem aquífero 99

5.3.1.1 Com injeção de gás natural 99

5.3.1.2 Com injeção de CO_2 100

5.3.2 Casos com aquífero 101

5.3.2.1 Com injeção de gás natural 101

5.3.2.2 Com injeção de CO_2 102

5.4 Estudo do desempenho físico dos parâmetros do processo GAGD 105

5.4.1 Distância entre o poço produtor e injetor 105

5.4.2 Vazão de gás injetado 108

5.4.3 Tipo de gás injetado 112

5.4.3.1 Desempenho do tipo de gás injetado sem aquífero 112

5.4.3.2 Desempenho do tipo de gás injetado com aquífero 118

5.4.4 Aquífero 121

5.5 Análise econômica em relação à vazão de injeção 126

5.5.1 Efeito da variação do fator de produção (Fp) no VPL. 129

6. Conclusões e Recomendações 132

6.1 Conclusões 132

6.2 Recomendações 134

Referências Bibliográficas 135

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Gráfico fluxo fracionário vs saturação fase injetada..... 8
Figura 2.2. Frentes de Injeção Água/Óleo e Gás/Óleo. 9
Figura 2.3 Objetivo IOR para cada tipo de óleo..... 10
Figura 2.4 Efeito do numero capilar sobre a saturação residual de óleo. 11
Figura 2.5 Efeito da Razão de Mobilidade sobre o óleo deslocado. 12
Figura 2.6 Recuperação de óleo estimada em função da razão da viscosidade. 13
Figura 2.7 Diagrama pseudo ternário para uma pressão e temperatura fixa..... 17
Figura 2.8 Diagrama ternário do efeito da pressão a temperatura constante. 18
Figura 2.9 Diagrama ternário mostrando a miscibilidade de primeiro contato..... 20
Figura 2.10 Processo miscível de primeiro contato com solvente e gás..... 21
Figura 2.11 Diagrama ternário: Mecanismo de Vaporização 22
Figura 2.12 Etapas da formação da zona miscível: Mecanismo de vaporização. 23
Figura 2.13 Digrama Ternário: Mecanismo de Condensação..... 24
Figura 2.14 Etapa da formação da zona miscível: Mecanismo de Condensação..... 25
Figura 2.15 Diagrama ternário de múltiplo contato segundo Novosad (1989)..... 26
Figura 2.16 Injeção continua de gás em reservatórios horizontais..... 29
Figura 2.17 Injeção continua de gás em reservatórios inclinados..... 30
Figura 2.18 Processo WAG ideal. 31
Figura 2.19 Processo WAG segundo Rao, D.N.. 32
Figura 2.20 Seção vertical do reservatório com processo VAPEX..... 33
Figura 2.21Distribuição das fases água – óleo – gás numa rocha molhada por água com injeção de gás..... 36
Figura 2.22 Esquema do processo GAGD. 38
Figura 2.23 Diagrama de Pareto..... 43
Figura 2.24 Superfícies de resposta geradas pelo programa estatístico..... 44
Figura 3.1 Esquema do aparelho de teste..... 47
Figura 3.2 Modelo físico visual..... 49
Figura 3.3 Aparelho experimental usado para o processo GAGD. 50
Figura 3.4 Formação da frente de gás no processo GAGD. Modelo visual. 51
Figura 3.5 Efeito da variação da profundidade sobre o fator de recuperação..... 51
Figura 3.6 Fotografia do modelo visual da variação da profundidade de injeção. 52
Figura 3.7 Efeito da vazão de injeção sobre o fator de recuperação. 53
Figura 3.8 Variação da injeção miscível sobre o fator de recuperação. 54

Figura 3.9 Efeito da viscosidade do óleo sobre o fator de recuperação variando a vazão de injeção imiscível. 55
Figura 3.10 Efeito da molhabilidade da rocha sobre o fator de recuperação..... 55
Figura 3.11 Dimensões e numero de blocos do modelo base criado por T. de A. Pinto 57
Figura 3.12 Fotografia do poço injetor de CO2 no campo de Louisiana..... 57
Figura 3.13 Fotografia do poço produtor horizontal no campo de Louisiana..... 58
Figura 4.1 Seções da malha de injeção do processo GAGD..... 63
Figura 4.2 Dimensões e direções do modelo físico..... 63
Figura 4.3 Pressão do reservatório nas camadas k. 64
Figura 4.4 Saturação de óleo inicial nas camadas k 65
Figura 4.5 Gráfico da regressão da razão de solubilidade gás-óleo (Rs) e fator volume de óleo (Bo) vs pressão..... 69
Figura 4.6 Gráfico da regressão do fator de compressibilidade do gás (Z) e fator volume do gás (Bg) vs pressão..... 70
Figura 4.7 Gráfico da regressão da gravidade especifica do gás vs pressão..... 70
Figura 4.8 Gráfico da regressão da viscosidade do óleo..... 71
Figura 4.9 Gráfico da regressão da viscosidade do gás. 71
Figura 4.10 Diagrama Pressão vs Temperatura do óleo. 72
Figura 4.11 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás injetado às condições iniciais do reservatório. 74
Figura 4.12 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás injetado na pressão miscível de múltiplo contato..... 74
Figura 4.13 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás injetado na pressão miscível de primeiro contato. 75
Figura 4.14 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás CO_2 injetado às condições inicias do reservatório..... 76
Figura 4.15 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás CO_2 injetado na pressão miscível de múltiplo contato..... 76
Figura 4.16 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás CO_2 injetado na pressão miscível de primeiro contato. 77
Figura 4.17 Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* saturação de água..... 78
Figura 4.18 Curva de pressão capilar água – óleo versus saturação de água..... 79

Figura 4.19 Curvas de permeabilidade relativa ao liquido e ao gás *versus* saturação de água. 79
Figura 4.20 Curva de pressão capilar gás-óleo versus saturação de água. 80
Figura 4.21 Completação do poço produtor e injetor no perfil de saturação inicial de óleo. Caso Base. 80
Figura 4.22 Gráfico da correção do fator de recuperação de óleo com injeção de gás natural. 81
Figura 4.23 Fluxograma da metodologia de trabalho. 82
Figura 5.1 Gráfico comparativo do fator de recuperação de óleo do modelo sem injeção de gás e do modelo com injeção de gás. 85
Figura 5.2 Gráfico comparativo da pressão do reservatório entre o modelo sem injeção de gás e o modelo com injeção de gás. 86
Figura 5.3 Gráfico comparativo da vazão de óleo entre o modelo sem injeção de gás e o modelo com injeção de gás. 87
Figura 5.4 Gráfico da vazão mássica no poço produtor de CO_2 injetado. 87
Figura 5.5 Gráfico da curva de pressão do poço injetor e média do reservatório. 88
Figura 5.6 Corte transversal do modelo do reservatório – Perfil de saturação de óleo 90
Figura 5.7 Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação após 5 anos. 91
Figura 5.8 Diagrama de Pareto – Fator de recuperação após 10 anos. 91
Figura 5.9 Diagrama de Pareto – Fator de recuperação após 20 anos. 92
Figura 5.10 Superfícies de Resposta – Distância poço injetor-topo reservatório. *versus* Distância poço produtor-base reservatório. 94
Figura 5.11 Superfícies de Resposta – Distância do poço injetor-topo reservatório *versus* Vazão de gás injetado. 94
Figura 5.12 Superfícies de Resposta – Distância do poço injetor-topo reservatório *versus* Tipo gás injetado 95
Figura 5.13 Superfícies de Resposta – Distância do poço injetor-topo reservatório *versus* Aquífero. 96
Figura 5.14 Superfície de resposta. – Distância do poço produtor-base reservatório *versus* Vazão de gás injetado. 97
Figura 5.15 Superfície de resposta. – Distância do poço produtor-base reservatório *versus* Tipo de gás injetado. 97
Figura 5.16 Comparação da saturação óleo – gás – água do caso 10 e 18 106

Figura 5.17 Vazão de óleo às condições standard *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 18. 107
Figura 5.18 Pressão de fundo do poço injetor *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 18... 108
Figura 5.19 Vazão de óleo às condições standard *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 19. 109
Figura 5.20 Pressão de fundo do poço injetor *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 19... 110
Figura 5.21 Perfil de saturação do CO_2 inj. – Seção transversal do Caso 10 e Caso 19 111
Figura 5.22 Perfil da viscosidade do CO_2 inj. – Seção transversal do Caso 10 e Caso 19 111
Figura 5.23 Gráfico Pressão média do reservatório *versus* Tempo – Caso 73 e Caso 19. 113
Figura 5.24 Gráfico Vazão de gás injetado RES *versus* Tempo – Caso 73 e Caso 19. 114
Figura 5.25 Gráfico Vazão de óleo STD *versus* Tempo – Caso 73 e Caso 19. 114
Figura 5.26 Perfil de saturação de gás. Caso 73 e Caso 19. 115
Figura 5.27 Perfil da fração molar dos componentes injetados na fase óleo. Caso 64 e Caso 10..... 116
Figura 5.28 Gráfico Pressão média do reservatório *versus* Tempo – Caso 91 e Caso 37. 119
Figura 5.29 Gráfico Vazão de óleo STD *versus* Tempo – Caso 91 e Caso 37. 119
Figura 5.30 Gráfico do volume de água de aqüífero no reservatório. 120
Figura 5.31 Gráfico Razão de água - óleo produzido. Caso 91 e Caso 37 120
Figura 5.32 Gráfico Pressão média do reservatório *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 37 122
Figura 5.33 Gráfico Vazão de óleo STD *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 37. 123
Figura 5.34 Gráfico Vazão mássica produzida de CO_2 inj. STD e Influxo de aqüífero *versus* Tempo – Caso 37. 123
Figura 5.35 Gráfico razão água – óleo produzido STD *versus* Tempo – Caso 37..... 124
Figura 5.36 Comparação do Caso 37 e Caso 10 – Perfil ternário (água – óleo – gás). 125
Figura 5.37 Valor presente liquido *versus* Tempo. Reservatório sem aquífero..... 127
Figura 5.38 Gráfico do volume poroso injetado em função do tempo. 127
Figura 5.39 Valor presente líquido *versus* Tempo. Reservatório com aquífero. 128

Figura 5.40 Gráfico da variação do Fp do melhor modelo em reservatório sem aquífero. 129
Figura 5.41 Gráfico da variação do Fp do melhor modelo em reservatório com aquífero. 130

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Critérios de seleção do gás de injeção para os métodos miscíveis..... 28
Tabela 2.2 Passos evolutivos de um sistema em estudo..... 40
Tabela 2.3 Parâmetros operacionais escolhidos com seus respectivos níveis. 41
Tabela 2.4 Configurações possíveis com seus respectivos volumes de óleo acumulado. 42
Tabela 4.1 Composição do óleo. 66
Tabela 4.2 Dados PVT do teste de liberação diferencial do óleo leve. 67
Tabela 4.3 Dados da viscosidade do óleo e gás variando a pressão..... 67
Tabela 4.4 Composição molar dos gases de injeção. 73
Tabela 4.5 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água – óleo. 77
Tabela 4.6 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema líquido - gás. 78
Tabela 5.1 Características do modelo base com e sem injeção de gás..... 84
Tabela 5.2 Parâmetros escolhidos com seus respectivos níveis para o estudo do processo GAGD..... 89
Tabela 5.3 Casos sem aquífero e injeção de gás natural..... 99
Tabela 5.4 Casos sem aquífero e injeção de CO_2..... 100
Tabela 5.5 Casos com aquífero e injeção de gás natural. 101
Tabela 5.6 Casos com aquífero e injeção de CO_2. 103
Tabela 5.7 Resumo dos melhores cenários. 104
Tabela 5.8 Configuração dos casos 10 e 18 - Sem aquífero e injeção de CO_2. 105
Tabela 5.9 Configuração dos casos 10 e 18 - Sem aquífero e injeção de CO_2. 108
Tabela 5.10 Cenários escolhidos para o estudo do tipo de gás injetado..... 112
Tabela 5.11 Características da zona solúvel do Caso 73 e Caso 19. Fração molar, Pressão e Temperatura do reservatório..... 117
Tabela 5.12 Configuração dos Caso 10 e 37..... 121

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 2.1 Fluxo fracionário da fase injetada.....8

Equação 2.2 Número capilar.....11

Equação 2.3 Razão de mobilidade.....12

Equação 2.4 Razão de viscosidade.....12

Equação 2.5 Coeficiente de difusão.....35

Equação 2.6 Número de Bond.....37

Equação 2.7 Efeito do parâmetro qualquer na resposta.....42

Equação 2.8 Valor presente liquido.....45

Equação 2.9 Volume poroso injetado.....45

NOMENCLATURAS E ABREVIAÇÕES

API – *American Petroleum Institute*

B_g – Fator Volume de gás m^3res/m^3std, ft3res/ft^3 std

B_o – Fator Volume de óleo m^3res/m^3std, bl res/bl std

° C – Grau Celsius

C_1 – Metano

C_2 – Etano

C_3 – Propano

C_4 – Butano

C_5 – Pentano

C_6 – Hexano

C_{7+} – Heptano plus

CGI – *Continius Gas Injection*

CO_2 – Dióxido de carbono

CMG – *Computer Modelling Group*

C_D – Coeficiente de difusão

E – razão de viscosidade

EDE – Equação de estado

EOR – *Enhanced Oil Recovery*

°F – Grau Fahrenheit

f_1 – fluxo fracionário Fração, %

FR – Fator de recuperação Fração, %

g – aceleração gravitacional m/s^2

GAGD – *Gas Assisted Gravity Drainage*

GEM – *Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*

GN – Gás natural

HP – *Horse Power*

IOR – *Improved oil recovery*

° K- Grau kelvin

k - Permeabilidade absoluta *md*

k_{r1} - Permeabilidade relativa da fase injetada *md*

k_{r2} - Permeabilidade relativa da fase original do reservatório *md*

LEAP – Laboratório de estudos avançados de petróleo

M – Razão de mobilidade

MMPCD – Milhões de pés cúbicos por dia 10^6 ft^3/dia

N_2 – Nitrogênio

N_B – Número de Bond

N_c – Número capilar

Pc_{og} - Pressão capilar óleo-gás psi

Pc_{ow} – Pressão capilar óleo – gás psi

PMM – Pressão mínima de miscibilidade kPa, psi

R_s – Razão de solubilidade do gás no óleo m^3s/m^3s, ft^3s/bls

S_1 – Saturação da fase injetada Fração, %

SPE – *Society Petroleum Engineers*

v - velocidade de Darcy m/s

VAPEX - Vapor Extraction Process

VIT – *Vanishing Interfacial Tension*

VOOIP - Volume original de óleo *in place* m3,bl

VOGIP - Volume original de gás *in place* m^3, ft^3

VOAIP - Volume original de água *in place* m3,bl

VPL – Valor presente liquido

WAG - Water Alternating Gas

Z – Fator de compressibilidade dos gases

Letras Gregas

$\Delta\rho$ - Diferença de densidade *kg/*m^3

θ – Ângulo de inclinação do reservatório graus

σ - Tensão superficial *dyn/cm*

$\varnothing$ – Porosidade fração, %

μ - Viscosidade absoluta *cp*

λ_i - Mobilidade do fluido injetado

λ_o - Mobilidade do óleo

CAPÍTULO: I

Introdução Geral

1. Introdução Geral

Hoje em dia, o petróleo representa a maior porcentagem na matriz energética mundial e do Brasil. Este recurso natural não renovável é encontrado geralmente em locais geologicamente favoráveis conhecidos como reservatório de petróleo onde, seja óleo ou gás natural, se acumula sob certas condições de pressão e temperatura. Estas condições juntamente com outros mecanismos fornecem inicialmente certa energia natural para a produção do óleo. Contudo, quando esta energia se esgota, grandes quantidades de hidrocarbonetos ficam ainda no reservatório à espera de ser recuperados.

Por diversas causas físicas e também econômicas, não se pode recuperar cem por cento do volume de hidrocarbonetos. Eles ficam dentro do meio poroso do reservatório como fases irredutíveis ao método de extração empregado. Geralmente, o fator de recuperação de óleo na etapa inicial de produção após o declínio da energia natural do reservatório é de 5% a 10%. Então, com o objetivo de seguir elevando este fator, métodos de recuperação convencionais e avançados são aplicados no reservatório. Estes métodos têm a função de estimular a produção de óleo do reservatório por meio de mecanismos físicos e/ou químicos. O sucesso do método dependerá tanto de fatores técnicos como econômicos.

Hoje, graças aos métodos de recuperação, a média mundial do fator de recuperação de óleo é de 28 % e foi superado por empresas petrolíferas que investiram e investem na procura de novas tecnologias para atingir fatores de recuperação de até 70 %. Estes sucessos são devidos aos métodos de recuperação já consagrados ou à inovação contínua de outros, que tentam ter uma combinação com equilibrada relação custo beneficio (Rodrigues, F., 2008).

É então, que na procura continua de novas técnicas de recuperação, Dandina N. Rao, em 2002 nos Estados Unidos, apresentou o processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD – *Gas Assisted Gravity Drainage)* como um método de recuperação avançada. Este processo, que consiste da injeção de um gás (CO_2, N_2, C_1, etc), foi criado como uma alternativa de outros métodos de recuperação com injeção de gás, aplicados em reservatórios maduros horizontais e de óleo leve, onde os acréscimos nos fatores de recuperação eram baixos, já que estes métodos não conseguiam superar o efeito negativo ocasionado pela segregação gravitacional natural dos fluidos do reservatório e dos injetados. Porém, o GAGD aproveita esse fenômeno para maximizar a produção de óleo injetando gás pelo topo do reservatório através de poços injetores verticais ou um poço injetor horizontal. Então, uma frente de gás se vai criando, no mesmo topo, pelo fato de ser o gás menos denso que o óleo. À

medida que se expande a frente, desloca o óleo para baixo, em direção a um poço produtor horizontal localizado perto da base do reservatório.

O GAGD, segundo testes feitos pelo mesmo Dandina N. Rao em modelos físicos em escala de laboratório, apresentou elevados fatores de recuperação que atingiam os sonhados 70 % (Mahmoud, T.N.N., 2006). Porém, este processo precisa ainda ser estudado para poder determinar o seu verdadeiro potencial em campos de petróleo. Atualmente, deu-se começo a um projeto de teste num campo de Lousiana nos Estados Unidos (Pipeline, 2009).

No Brasil, este novo método de injeção de gás poderia ter muito sucesso já que vários campos estão sendo produzidos por outras técnicas de injeção de gás com bons resultados. Por exemplo, no campo de Miranga, na Bahia, o projeto de injeção convencional elevou o fator de recuperação de 38 % a 62% (Rodriguez, F., 2008). Esta experiência e com a nova alternativa apresentada poderiam ser usados com sucesso em outros reservatórios e também, nos ricos reservatórios do pré-sal para poder otimizar a produção deles, já que a Petrobras encontrou quantidades de óleo leve e CO_2 ainda não mensuradas.

Com o objetivo de seguir desenvolvendo o GAGD para sua posterior aplicação em grande escala de campo, o presente trabalho de pesquisa mostra um estudo de simulação composicional do GAGD, no qual se estudou e analisou a variação dos parâmetros operacionais tais como: tipo de gás injetado, vazão de injeção de gás e localização dos poços horizontais tanto produtor como injetor. No tipo de gás injetado, simulou-se com CO_2 e gás natural e se observou se existiu miscibilidade no processo. Também, estudou-se a influência do aquífero no modelo do reservatório. Tanto o modelo do reservatório como o modelo de óleo usados no simulador são sintéticos e de características parecidas aos campos de óleo leve do Brasil.

Após a análise da significância estatística dos parâmetros escolhidos sobre o fator de recuperação, escolheram-se os cenários que obtiveram os maiores fatores de recuperação com o objetivo de estudar a influência de cada parâmetro no processo GAGD e observar o fenômeno físico. Também foi realizada uma análise econômica através do valor presente líquido, no qual foram considerados custos estimados para injeção de gás, tratamento e descarte da água e os custos relativos à produção dos líquidos do reservatório.

Esta dissertação é composta de seis capítulos. No Capítulo II, são apresentados os aspectos teóricos que contem a base teórica para o entendimento do trabalho. O Capítulo III, que pertence ao estado de arte, mostra os diferentes trabalhos, estudos ou pesquisas

relacionadas ao processo em estudo. O Capítulo IV apresenta os materiais que foram usados para desenvolver o trabalho, tais como: características do simulador e suas ferramentas, características do modelo do reservatório e modelo do fluido, condições iniciais dos modelos, dados dos poços e, por fim, à metodologia do trabalho. No Capítulo V, tem-se os resultados e discussões referentes às simulações realizadas, incluindo uma análise econômica em relação ao tipo de gás injetado.

Tanto as conclusões finais deste trabalho quanto as recomendações para a realização de trabalhos futuros são citadas no Capítulo VI.

CAPÍTULO: II

Aspectos Teóricos

2. Aspectos Teóricos

2.1 Introdução à recuperação avançada de petróleo

A etapa inicial da produção de um poço, geralmente, resulta do uso da energia natural presente no reservatório como a fonte principal para a produção do óleo. As fontes de energia natural são resultado de mecanismos de empurre ou produção de óleo. A seguir se apresenta uma rápida referência (Gallegos, 2006) dos teores no fator de recuperação de óleo (FR) que atingem estatisticamente estes mecanismos naturais:

- Expansão de rocha e fluido.....2 – 5 % FR
- Gás em solução.....12 – 25 % FR
- Capa de gás.....20 – 40 % FR
- Aquífero lateral.....35 – 60 % FR
- Aquífero de fundo.....35 – 60 % FR
- Segregação gravitacional.....50 – 70 % FR

Após o declínio da produção por energia natural do reservatório, aplicam-se os chamados métodos de recuperação avançada de óleo (“*Improved Oil Recovery” - IOR*) que são divididos em:

- Métodos *convencionais* de recuperação de óleo, que resulta do acréscimo da energia natural através de ora injeção de água ora injeção imiscível de gás para a produção de óleo;
- Métodos *especiais* de recuperação de óleo (“*Enhnanced Oil Recovery” – EOR),* que resulta da aplicação de processos especiais como injeção de químicos, gases miscíveis, térmicos e outros.

Mas nem sempre se segue a mesma seqüência de recuperação, já que, pode acontecer que um reservatório inicialmente precise de um método EOR. Por exemplo, um reservatório que contenha um óleo pesado e viscoso, para poder obter vazões econômicas, possivelmente a aplicação de um processo térmico seria a única forma de recuperar óleo inicialmente e talvez durante toda sua vida de produção.

2.1.1 Definição do IOR

Os processos IOR envolvem a injeção de um ou mais fluidos, de certas características, num reservatório. O fluido injetado e o processo de injeção provocam um acréscimo na pressão do reservatório para recuperar o óleo. Além disso, os fluidos injetados interagem com o sistema rocha-reservatório a fim de criar condições favoráveis para a recuperação de óleo. Essas interações podem resultar, por exemplo, em:

- Baixas tensões interfaciais;
- Inchamento do óleo;
- Redução da viscosidade do óleo;
- Modificação da molhabilidade.

As interações são devidas a mecanismos físicos e químicos e à injeção ou produção de energia térmica.

2.1.2 Características que influenciam o processo IOR

Estas podem ser dividas em:

2.1.2.1 Características do reservatório

a) Profundidade

A profundidade do reservatório tem uma influência importante tanto no aspecto técnico quanto econômico de um projeto IOR. No nível técnico, um reservatório pouco profundo coloca uma restrição sobre a pressão de injeção que pode ser usada, já que, esta deve ser menor que a pressão de fratura. No nível econômico, o custo de um projeto IOR é diretamente proporcional à profundidade, como por exemplo, no custo de perfuração de poços adicionais ou na potencia do compressor (“*Horse Power”-HP*), necessária nos casos de injeção de gás.

b) Inclinação

Sejam duas fases que escoam num reservatório inclinado na qual a gravidade opõe-se ao deslocamento, o fluxo fracionário, f_1, da fase injetada (água ou gás) é dado por através da Equação (2.1):

$$f_1 = \frac{1 - \dfrac{kk_{r2}}{\mu_2 \mu} \Delta\varphi g sen\theta}{1 + \dfrac{k_{r2}\mu_1}{\mu_2 k_{r1}}} \tag{2.1}$$

Onde k = permeabilidade absoluta, em *md*; k_{r1} = permeabilidade relativa da fase injetada, em *md*; k_{r2} = permeabilidade relativa da fase original do reservatório, em *md*; μ = viscosidade absoluta, em *cp*; μ_1 = viscosidade da fase injetada, em *cp*; μ_2 = viscosidade da fase original do reservatório, em *cp*; $\Delta\varphi$ = diferença de gravidade especifica entre as duas fases; θ = ângulo de inclinação do reservatório; g = aceleração gravitacional, em m/s^2.

Usando esta equação, pode-se mostrar na Figura 2.1, que a saturação da fase injetada (S_{1B}), num meio poroso, para certo limite econômico do seu fluxo fracionário para a produção da fase original (óleo) do reservatório, é maior quando a gravidade está a favor do deslocamento do que quando está contra (S_{1A}).

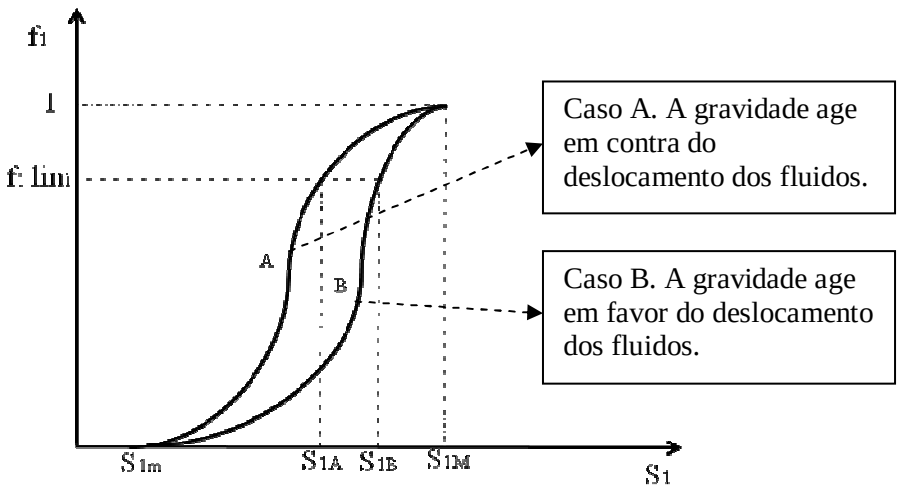


Figura 2.1. Gráfico fluxo fracionário vs saturação fase injetada.

Na pratica, as forças gravitacionais são muito efetivas em reservatórios altamente permeáveis ou em reservatórios onde a inclinação é maior. Alem disso, ora para reservatórios horizontais ora para reservatórios inclinados, a água injetada forma um caminho preferencial (*"viscous fingering")* na base do reservatório e o gás injetado a forma no topo do reservatório. Este fenômeno causa uma rápida erupção (*"breakthrough")* do fluido injetado nos poços produtores como se mostra na Figura 2.2.

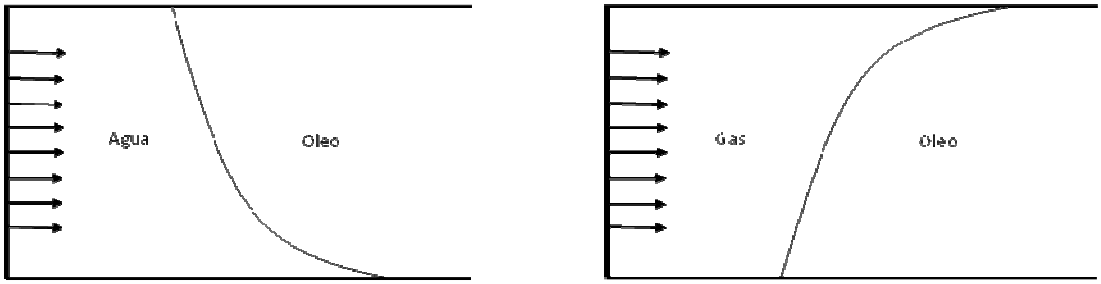


Figura 2.2. Frentes de Injeção Água/Óleo e Gás/Óleo.

(Fonte: Latil M.,1980)

c) Homogeneidade

O grau de homogeneidade do reservatório depende da distribuição na permeabilidade. Para poder atingir altos fatores de recuperação de hidrocarbonetos, não deveria existir impedimentos ao fluxo do fluido no reservatório. Possíveis impedimentos poderiam ser estruturas tectônicas ou estratigráficas. Antes de aplicar um projeto de recuperação avançada, é preciso saber o grau de comunicação entre os poços. Para este fim, teste de interferência e históricos de pressão do poço são muito valiosos. Em reservatórios falhados ou fissurados e aqueles com altas permeabilidades, o fluido injetado poderia não deslocar eficientemente o óleo do reservatório e levar a baixas recuperações.

d) Propriedades Petrofísicas

As propriedades petrofísicas como porosidade, permeabilidade, permeabilidade relativa, pressão capilar e molhabilidade devem ser consideradas em um estudo IOR. Por exemplo, quanto maior a saturação residual de óleo no final da recuperação primária, mais atrativo se torna o projeto de recuperação avançada.

2.1.2.2 Características do fluido de reservatório

A principal característica do fluido quando se escolhe o método de recuperação avançada é a viscosidade. Para um dado volume de fluido injetado, maior a viscosidade do óleo, maior será a saturação de óleo residual.

2.1.3 Objetivo dos métodos *IOR*

O objetivo de um processo *IOR* pode variar segundo o tipo de hidrocarboneto. Na Figura 2.3 mostra-se o objetivo ideal do *IOR* para um reservatório com 15 % na saturação de água conata e 85 % na saturação inicial de óleo que contenham um óleo leve, pesado e ultra pesado. Por exemplo, por um lado, para óleos leves, o *IOR* (Convencional+EOR), idealmente, poderia recuperar 64 % na saturação de óleo após a produção por energia natural. Por outro lado, para óleo pesado e ultra pesado, o objetivo *IOR* seria de recuperar acima de 77 % na saturação de óleo, já que a resposta das primeiras fases de recuperação é muito baixa. Por tanto, um processo *IOR* deveria ser capaz de deslocar a quantidade de óleo residual que fica após o declínio por energia natural (Thomas, S., 2008).

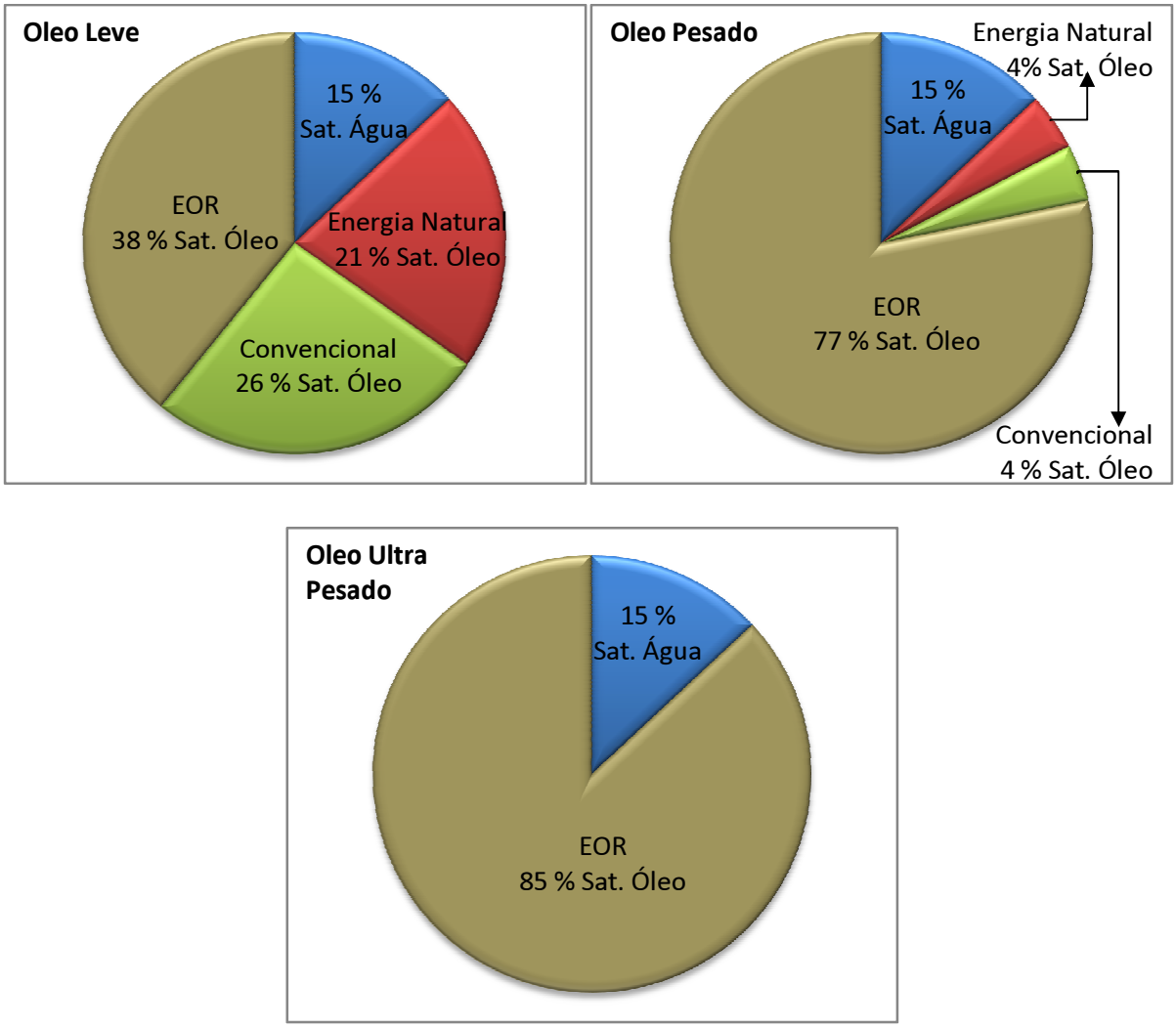


Figura 2.3 Objetivo IOR para cada tipo de óleo.

(Fonte: Thomas, S., 2008)

O óleo residual fica retido devido ora às forças capilares ora à alta viscosidade do óleo. A mobilização do óleo residual é influenciada por dois fatores:

- Número Capilar;
- Razão de Mobilidade.

O número capilar, N_c, é definido a traves da Equação (2.2), como:

$$N_c = \frac{v\mu_i}{\sigma} \tag{2.2}$$

onde v = velocidade de Darcy, em *m/s*; μ_i = viscosidade do fluido injetado, em *cp*; σ = tensão superficial, *dyn/cm*. A maneira mais efetiva e prática de aumentar o Número Capilar é pela redução da tensão interfacial, que pode ser feita usando um apropriado surfactante. Por exemplo, como se mostra na Figura 2.4., o número capilar no final da recuperação secundaria (injeção de água) para uma saturação residual de óleo de 35% é aproximadamente 10^{-7}. Para poder diminuir em 50% a saturação residual de óleo, precisa-se que o número capilar seja aumentado em três vezes sua magnitude. O número capilar, no método miscível, vira-se infinito, e sob tais condições, a saturação residual de óleo na zona varrida pode ser reduzida também a zero se a razão de mobilidade, *M*, for favorável.

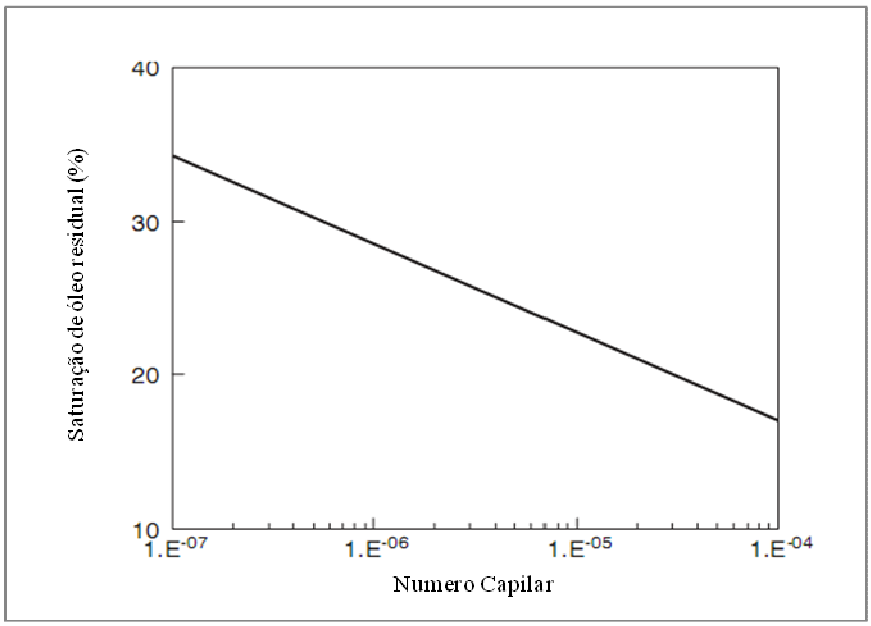


Figura 2.4 Efeito do número capilar sobre a saturação residual de óleo.

(Fonte: Thomas, S., 2008)

A razão de mobilidade é definida através da Equação (2.3), como:

$$M = \frac{\lambda_i}{\lambda_o} = \frac{k_{ri} / \mu_i}{k_{ro} / \mu_o} \tag{2.3}$$

onde λ_i = mobilidade do fluido injetado; λ_o = mobilidade do óleo; a mobilidade pode ser definida como a relação entre a permeabilidade relativa, k_r, em *md*; e a viscosidade do fluido, μ, em *cp*. A razão de mobilidade tem influência na eficiência de varrido (macroscópico) e deslocamento (microscópico). Um valor de M >1 é considerado desfavorável, porque indica que o fluido injetado escoa mais facilmente que o óleo provocando baixa quantidade de óleo deslocado pelo fluido injetado (Figura 2.5).

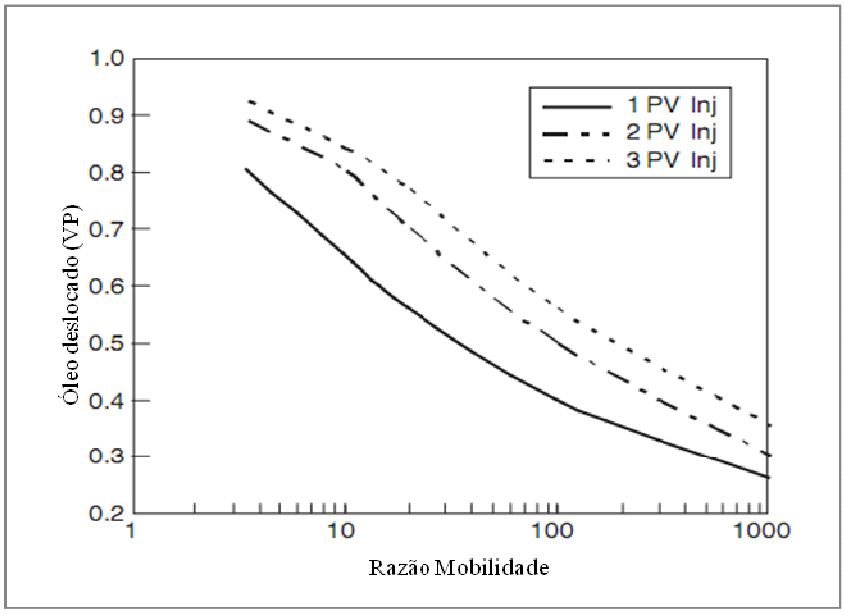


Figura 2.5 Efeito da Razão de Mobilidade sobre o óleo deslocado.

(Fonte: S. Thomas, 2008)

Dentro do conceito da razão de mobilidade, uma adversa razão de viscosidades, por exemplo para um processo miscível, resulta em caminhos preferenciais ("*fingerings*") que leva a reduzir a eficiência de varrido. O modelo de Koval, Equação 2.4, define uma efetiva razão de viscosidade, *E*, que caracteriza o efeito do *fingering* viscoso:

$$E = \left[0,78 + 0,22 \left(\mu_o / \mu_i \right)^{1/4} \right]^4 \tag{2.4}$$

Koval determinou a eficiência de varrido até a erupção do fluido injetado ("*breakthrough*") num sistema linear homogêneo como uma função de *E*. Na Figura 2.6, observa-se que a maiores razões de viscosidade (óleo mais viscoso que o gás) menores

frações de óleo recuperado. Contudo, este efeito num processo miscível é mais complicado que o modelo descrito por Koval já que a eficiência de varrido e afetada também pela dispersão molecular. Mais explicação sobre esse efeito pode ser encontrado na referência Green & Willhite (1998).

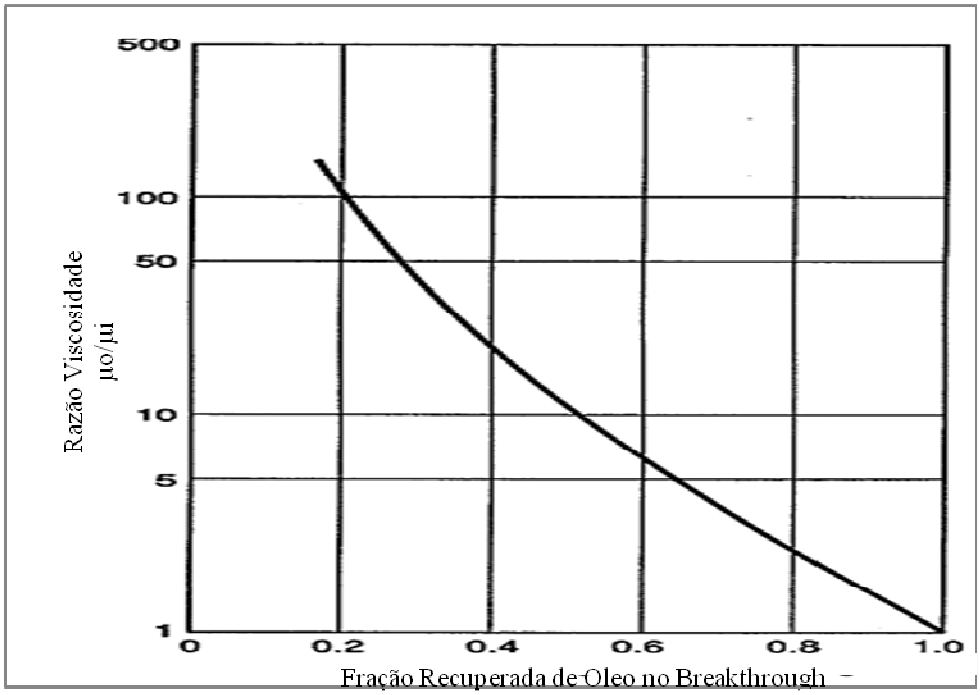


Figura 2.6 Recuperação de óleo estimada em função da razão da viscosidade.

(Fonte: Green & Willhite, 1998)

2.1.4 Classificação dos métodos especiais de recuperação de óleo. (EOR)

Em geral, os métodos EOR são divididos em quatro grupos:

- Métodos Miscíveis;
- Métodos Químicos;
- Métodos Térmicos;
- Outros.

Como este trabalho está focado num processo que pertence aos métodos miscíveis, este será explicado em detalhe no item **2.2** deste capítulo.

2.1.4.1 Métodos Químicos

Consistem na adição de polímeros de alto peso molecular, solúvel na água de injeção, para melhorar a sua razão de mobilidade e elevar a quantidade de óleo varrida pela água. Além disso, estes métodos químicos envolvem a injeção de pequenos volumes de surfactantes. Apesar da sua alta eficiência de deslocamento, os métodos químicos são limitados pelo alto custo dos fluidos químicos e pela excessiva perda destes no reservatório.

2.1.4.2 Métodos Térmicos

Dentro dos métodos térmicos tem-se a injeção de vapor e a combustão *in-situ*. A injeção de vapor é muito eficiente para óleos muito viscosos onde a viscosidade é reduzida pelo calor cedido do vapor de água. Na combustão *in-situ*, um volume de óleo *in-place* é queimado injetando ar ou oxigênio para iniciar a combustão. O processo é muito complexo e o desempenho tem sido baixo para tornar-se economicamente atrativo.

2.1.4.3 Outros

Estes métodos, pela técnica que usam, são novos e não classificadas dentre os métodos anteriormente mencionados. Só para mencionar algumas deles estão o método microbiológico e a estimulação sísmica.

O primeiro método utiliza os micro-organismos existentes no reservatório que reagem com os fluidos de carbono como o mesmo óleo, gás metano e CO_2. Nutrientes, tais como melaço ou nitrato de amônio, estimulam o crescimento dos micróbios no reservatório. Os mecanismos de recuperação deste método são a redução da tensão interfacial, a emulsificação, a mudança na molhabilidade, a redução da viscosidade, a dilatação do óleo e o acréscimo da pressão do reservatório devido à formação de gases.

O segundo processo consiste em gerar ondas sísmicas e/ou acústicas desde a superfície ou in-situ para fazer vibrar literalmente o óleo residual das formações esgotadas. Tem vantagens econômicas e ambientais em relação aos métodos IOR convencionais já que o operador de campo não tem que transportar e injetar grandes quantidades de fluidos caros. Pesquisadores acham que os possíveis mecanismos que melhoram a produção de óleo são: (i) acréscimo da permeabilidade relativa das fases; (ii) acréscimo da permeabilidade e porosidade da rocha pela deformação dos poros, (iii) a vibração mecânica das paredes do poro faz com que as gotículas de óleo se unam (efeito de coalescência) nos poros adjacentes; (iv) redução

da tensão superficial, densidade e viscosidade como resultado do aquecimento da radiação ultra sônica. Mais informações sobre este método, ver referência Pride et al, 2009.

2.2 Métodos Miscíveis

O processo de injeção de gás no reservatório, para incrementar a recuperação de óleo, tem sido aplicado por longo tempo. Este processo pode melhorar a recuperação através da manutenção da pressão do reservatório, deslocamento do óleo de forma imiscível e/ou miscível.

A manutenção da pressão do reservatório, com a injeção do fluido na capa de gás do reservatório, é aplicada na produção por energia natural para poços de gás condensado retrógrado.

A injeção de gás, no modo imiscível, é geralmente aplicada como método convencional de recuperação de óleo. Embora na literatura (Thomas, S., 2008), este processo é classificado também dentro dos métodos EOR. Por exemplo, numa revisão de projetos (Christensen *et al*, 1998) de injeção alternada de água e gás (WAG) feito em campo, os projetos EOR considerados miscíveis, oscilavam entre a imiscibilidade e a miscibilidade devido principalmente a problemas operacionais.

A injeção de gás, no modo miscível, é aplicada como método de recuperação avançada, na qual pode envolver diferentes tipos de gás injetado para diferentes tipos de óleos, com o objetivo de atingir a miscibilidade.

Neste item, explicar-se-á em detalhe o conceito de miscibilidade e os mecanismos que acontecem na injeção de gás no modo imiscível e miscível.

2.2.1 Conceito de Miscibilidade

Holm (1986) descreve a miscibilidade como *"a habilidade de dois ou mais substancias em formar uma fase simples e homogênea quando estão misturados em todas suas proporções"*. Para engenharia de reservatórios, a miscibilidade é definida como: *"a condição física entre dois ou mais fluidos que permitirão misturar-se em todas suas proporções sem a existência de uma interface. Se duas fases de fluidos se formam depois que uma quantidade de um fluido é adicionada, os fluidos são considerados imiscíveis"*.

Injetando um gás no reservatório, neste pode acontecer ora miscibilidade ora imiscibilidade. O deslocamento no modo miscível só é atingido sob uma especifica combinação de condições que são dadas por quatro variáveis:

- Temperatura do reservatório;
- Pressão do reservatório;
- Composição do gás injetado;
- Composição do Óleo.

2.2.2 Diagrama Ternário

Um diagrama ternário pode mostrar o comportamento termodinâmico de fases entre os componentes do gás injetado e os componentes de óleo do reservatório com o objetivo de entender a condição de miscibilidade (ou imiscibilidade) destas misturas complexas de hidrocarbonetos. Contudo, o diagrama não deveria ser usado para fazer predições quantitativas (Mehdizadeh et al., 1985)

A Figura 2.7 mostra um diagrama pseudo-ternário. Para poder representar misturas complexas de hidrocarbonetos no diagrama, se faz uma combinação arbitraria de três pseudocomponentes que consistem de grupos de hidrocarbonetos com similares propriedades termodinâmicas. Geralmente, os três pseudocomponentes são divididos em hidrocarbonetos leves (C_1, podendo incluir também N_2 e CO_2), intermediários (C_2-C_6, podendo incluir também N_2 e CO_2), e pesados (C_{7+}). Os três pseudocomponentes são representados em cada ápice do triangulo eqüilátero. Cada lado corresponde 0% na fração molar do pseudocomponente representado no ápice contrário. A região D representa a fase liquida (óleo), enquanto a região E representa a região da fase vapor (gás). Nas regiões F ou G (regiões criticas), tanto líquido quanto gás estão presentes. A região F mostra a extensão de composições que, para uma dada temperatura e pressão, seriam miscíveis com as misturas na região de óleo. A região G contem misturas que são miscíveis com as misturas na região de gás seco. Dentro da região de duas fases (imiscíveis), para um ponto qualquer, se traça uma linha de amarração que termina no ponto X e Y. O ponto X, que se encontra na curva de bolha (A-C), representa a composição da fase liquida em equilíbrio e o ponto Y, que se encontra na curva de orvalho (B-C), representa a composição da fase gás em equilíbrio. A inclinação da linha de amarração é determinada pelos valores das constantes de equilíbrio (Mehdizadeh et al., 1985). Se o valor total das constantes é menor que um, a inclinação é negativa, caso contrário, a inclinação é positiva (Na Figura 2.7 a inclinação da linha é positiva).

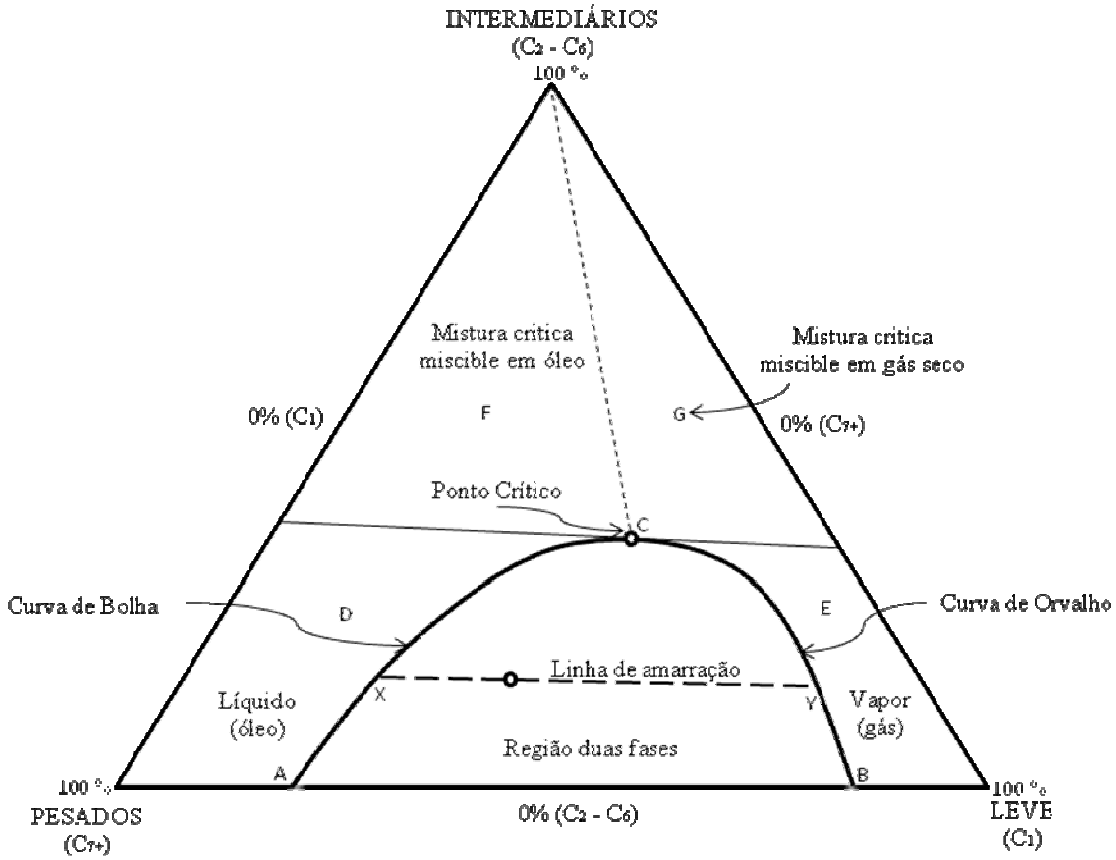


Figura 2.7 Diagrama pseudo ternário para uma pressão e temperatura fixa.

(Fonte: Clark et al, 1958)

2.2.3 Pressão de Miscibilidade

O grau de miscibilidade entre o óleo de reservatório e o gás de injeção é às vezes expressado em termos de pressão mínima de miscibilidade (PMM) que é definida como a pressão mínima requerida no reservatório para que o gás injetado e o óleo do reservatório formem uma fase homogênea. A PMM é um dos parâmetros mais importantes dos métodos miscíveis com injeção de gás.

Stalkup *et al* (1983) apresentou alguns dos diferentes fatores que afetam a pressão mínima de miscibilidade:

- A temperatura do reservatório é uma variável importante, já que maiores temperaturas de reservatório, maior PMM será requerida.
- A PMM é inversamente proporcional à quantidade total de C_5 a C_{30} presente no óleo do reservatório. Maior a quantidade, menor a PMM.

- A PMM é afetada pelo peso molecular individual do C_5 até o C_{30}. Menor o peso molecular, menor a PMM.
- A PMM é afetada pelo tipo de hidrocarboneto. Por exemplo, os hidrocarbonetos aromáticos resultam em menores PMM.

Na Figura 2.8 mostra-se como o tamanho da região de duas fases varia com a pressão do reservatório a temperatura constante no digrama ternário. A miscibilidade é atingida entre o gás injetado, de composição G, e o óleo do reservatório, de composição O, quando a linha OG é tangente á curva de região de duas fases. Este caso acontece quando a pressão (do reservatório), P, for igual à pressão de miscibilidade, Pm. A miscibilidade também é atingida quando a pressão for maior do que a pressão de miscibilidade (P > Pm). Quando a pressão não for maior do que a pressão de miscibilidade (P < Pm) , a linha OG atravessa a região de duas fases, sendo este caso considerado como uma injeção de gás imiscível.

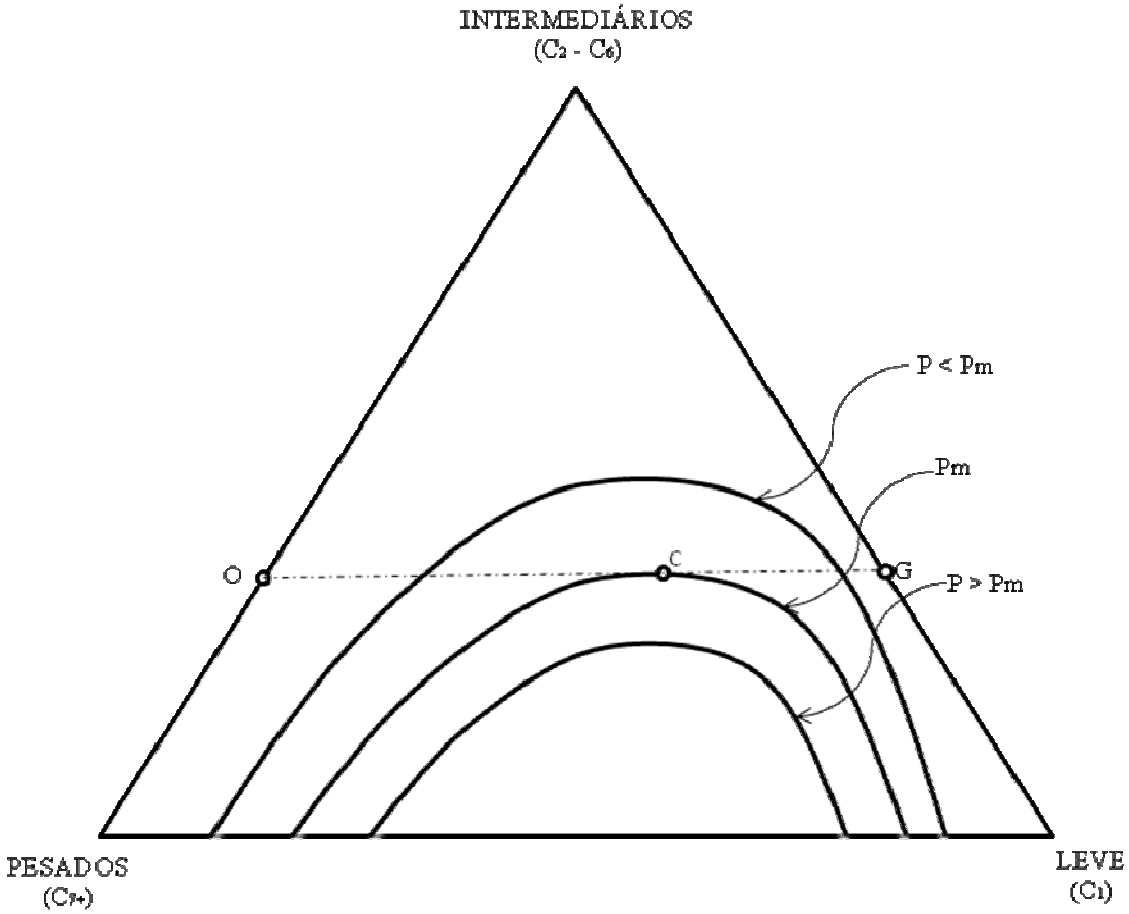


Figura 2.8 Diagrama ternário do efeito da pressão a temperatura constante.

(Fonte: Latil M., 1980)

2.2.4 Mecanismos dos Processos de Injeção de Gás Imiscível

Entre os processos de injeção de gás imiscível, a injeção de CO_2 tem sido mais exitosa que os outros processos (N_2 e C_1). Alguns projetos deste tipo foram sucesso para recuperação de óleos pesados devidos aos mecanismos do CO_2 (Paitakhti Oskouie, 2005).

Paitakhti Oskouie, (2005) descreve que os mecanismos mais importantes presentes na injeção de CO_2 imiscível para elevar o fator de recuperação de óleo são:

- Redução da viscosidade do óleo;
- Dilatação (inchamento) do óleo.

No modo imiscível, o CO_2 se pode dissolver no óleo causando a dilatação em 10 a 22 % do volume original do óleo. A dilatação depende da quantidade de metano no óleo. Como o CO_2 não desloca todo o metano, então, se maior quantidade de metano existir no óleo, menor é o inchamento do óleo. Além disso, a viscosidade é reduzida em 10 % do valor original do óleo (Mathiaseen, 2003).

Outros mecanismos imiscíveis pela injeção de CO_2 foram reportados (Holm, L., 1986) como a descompressão (gás dissolvido) e a redução da tensão interfacial. Por causa dessas propriedades, a injeção imiscível com CO_2 se tornou mais eficiente que com gás natural.

2.2.5 Mecanismos dos Processos de Injeção de Gás Miscível

Existem duas variantes neste tipo de processo:

- Processo Miscível de Primeiro Contacto;
- Processo Miscível de Múltiplos Contactos:
    - Mecanismo de Vaporização;
    - Mecanismo de Condensação.

2.2.5.1 Processo Miscível de Primeiro Contacto

O processo miscível de primeiro contato consiste da injeção de um solvente liquido, tal como propano (C_3), butano (C_4) ou pentano (C_5), que se mistura completamente com o óleo em todas suas proporções formando uma fase simples. O solvente, por sua vez, é deslocado por um gás seco (C_1 ou CO_2) que é imiscível com o óleo, porém miscível com o solvente.

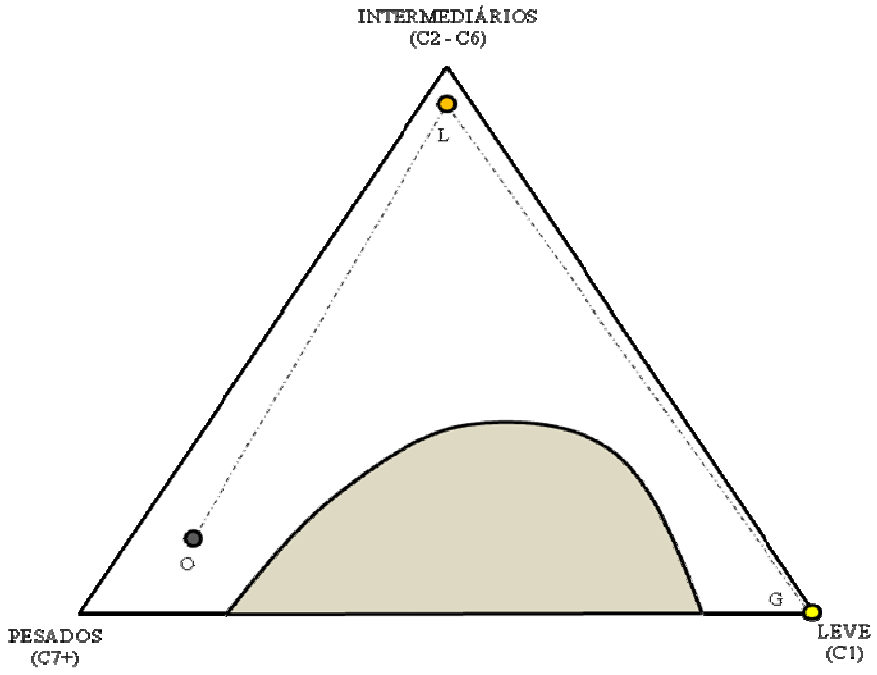


Figura 2.9 Diagrama ternário mostrando a miscibilidade de primeiro contato.

Na Figura 2.9 mostra-se que o óleo de reservatório, de composição O, é diretamente miscível com o solvente liquido, de composição L. Este, por sua vez, é também miscível com o gás, de composição G. Isso acontece devido a que, tanto a linha OL quanto à linha GL não interceptam a região de duas fases.

Na Figura 2.10 mostra-se que duas zonas miscíveis são formadas, uma, entre o gás e o solvente, e outra, entre o solvente e o óleo. Por um lado, estas zonas crescem independentemente e o tamanho delas é proporcional à raiz quadrada do tempo, por outro lado, o volume do solvente injetado decresce. O volume deste deveria ser tal que não se esgotasse antes que a zona miscível entre o solvente e o óleo não quebre antes de atingir o poço produtor, caso contrario o gás e o óleo, que não são miscíveis, entrariam em contato. Quando isso acontece, é conhecido como miscibilidade de ruptura (Latil M, 1980). Os mecanismos que governam este processo são a redução da tensão interfacial e os efeitos miscíveis.

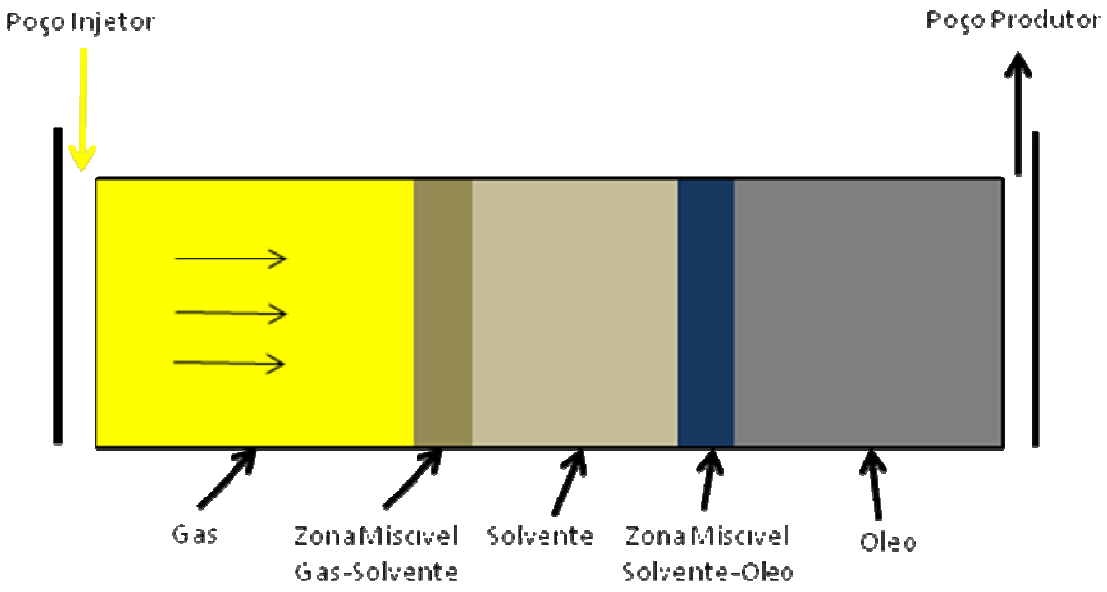


Figura 2.10 Processo miscível de primeiro contato com solvente e gás.

(Fonte: Green & Willhite, 1998)

2.2.5.2 Processo Miscível de Múltiplo Contato

Neste processo, o fluido injetado não é miscível com o óleo de reservatório no primeiro contato. A miscibilidade depende da modificação da composição da fase gás injetada, ou fase óleo, através de múltiplos contatos, entre estas mesmas fases, no reservatório e da transferência de massa de componentes entre eles. Sob apropriadas condições de pressão e temperatura esta modificação da composição gerará miscibilidade entre as fases descritas.

Têm-se duas variantes deste tipo de contato múltiplo em função do tipo de mecanismo que acontece entre as fases:

2.2.5.2.1 Mecanismo de Vaporização

O mecanismo de vaporização é baseado na vaporização dos componentes intermediários do óleo para o gás injetado criando uma zona de transição miscível. As frações de C_2-C_6 são preferivelmente extraídas pelo gás injetado a alta pressão.

Na Figura 2.11, mostra-se, no diagrama ternário, o mecanismo de vaporização. O gás injetado é representado pelo ponto G (rico em componente leves), e o óleo do reservatório pelo ponto O (relativamente rico em componentes intermediários e pesados). Inicialmente ambos estão imiscíveis, a linha OG passa através da região de duas fases. Como o óleo e gás não estão em equilíbrio, mudanças termodinâmicas ocorrem originando um volume de gás, de

composição G1 (enriquecido em componentes intermediários) e um volume de óleo, O1, (empobrecido em componentes intermediários) quando ambos atingirem o equilíbrio num dado tempo e lugar. Devido a que o óleo, O1, ocupa um volume menor que o óleo O, o gás G1 contata este ultimo (linha OG1). Como eles também não estão em equilíbrio, outra mudança termodinâmica ocorre originando duas fases G2 e O2 em equilíbrio. Todo este processo continuará até que o gás, em contato com o óleo O, atinja o ponto G3 que é definido como a interceptação da tangente da região de duas fases desde o ponto O (linha OG3). Nesta interceptação, a miscibilidade é atingida. Por outro lado, o óleo O1 e Or continuam-se tornando mais pobres em componentes intermediários e leves em contato com o volume de gás injetado G. A composição extrema do óleo residual é Or, na qual não troca qualquer componente intermediário com o gás G ficando preso no reservatório.

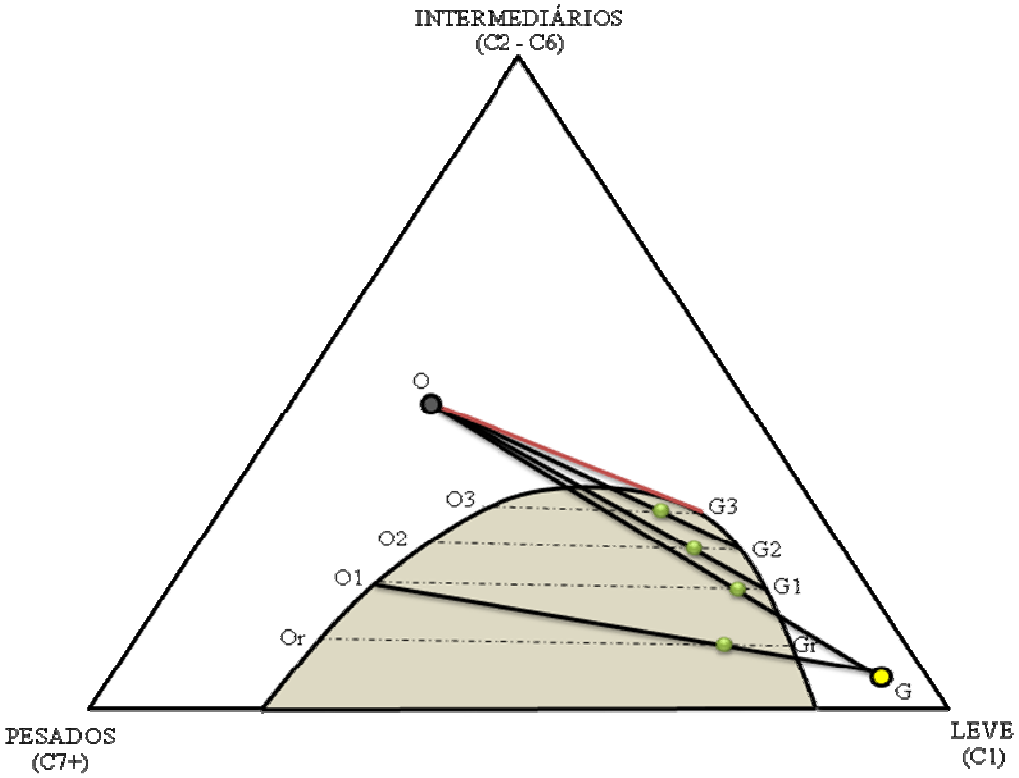


Figura 2.11 Diagrama ternário: Mecanismo de Vaporização

Na Figura 2.12, mostram-se as etapas de como se forma a zona miscível no reservatório pelo mecanismo de vaporização. Observa-se que no começo da injeção o deslocamento é imiscível e que parte do óleo fica atrás da frente gás – óleo dando inicio à formação da zona miscível pela constante transferência de massa entra as fases presentes como foi explicado anteriormente no diagrama ternário.

A experiência de vários operadores indica que o banco miscível é criado após o gás injetado ter-se deslocado uma dúzia de metros desde o poço injetor através do meio poroso do reservatório (Latil M. 1980).

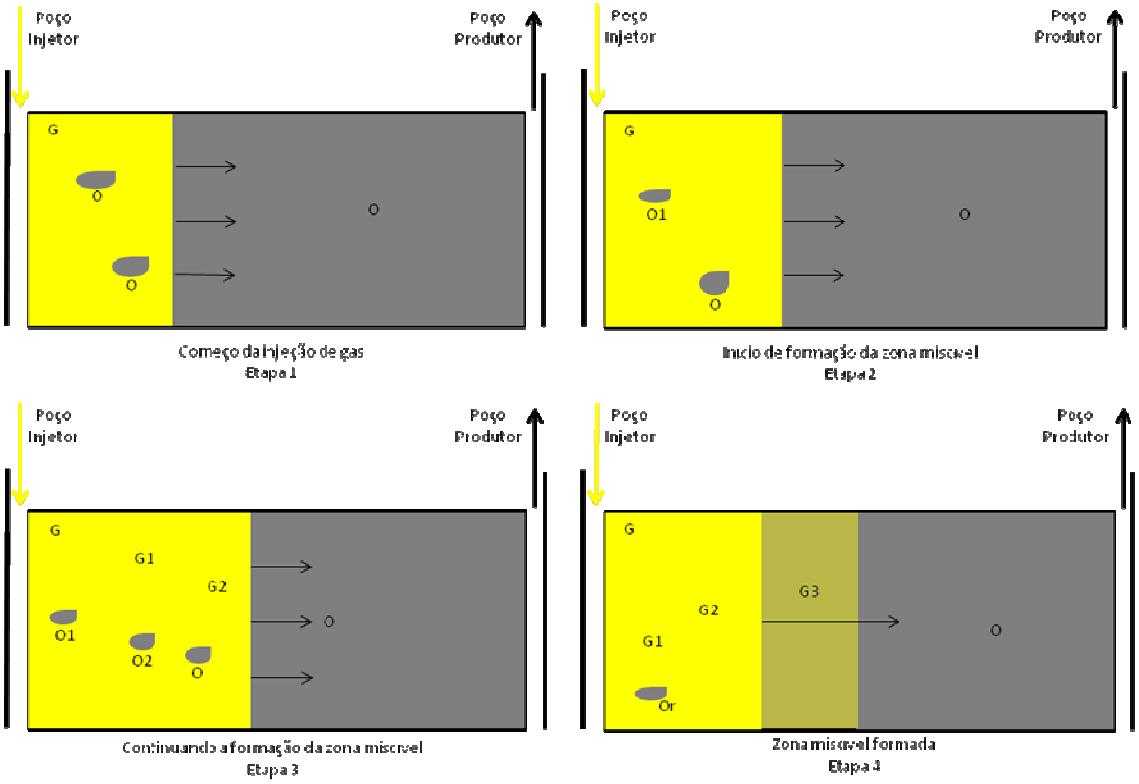


Figura 2.12 Etapas da formação da zona miscível: Mecanismo de vaporização.

2.2.5.2.2 Mecanismo de Condensação

O mecanismo de condensação é baseado na condensação dos componentes intermediários do gás injetado para o óleo do reservatório, criando uma zona de transição miscível.

Na Figura 2.13, mostra-se como acontece o mecanismo de condensação no diagrama ternário. O gás injetado é relativamente rico em C_2-C_6, e é representando pelo ponto G; o óleo do reservatório é considerado como óleo relativamente pesado por ter alto teor de C_{7+} (Se o óleo for leve, ou seja, rico em componentes intermediários, um gás seco deveria ser usado).

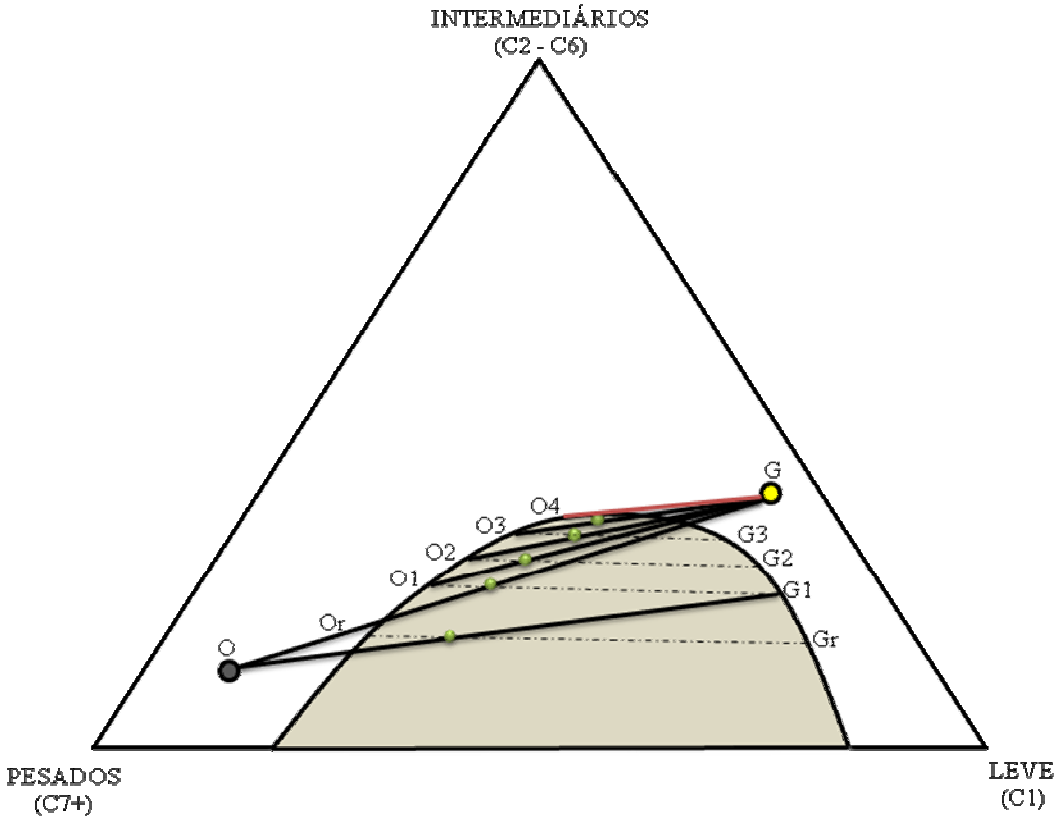


Figura 2.13 Digrama Ternário: Mecanismo de Condensação.

O processo é similar ao mecanismo de vaporização, o óleo do reservatório O e o gás injetado G inicialmente são imiscíveis. Em equilíbrio, eles formam O1 e G1. Observa-se que O1 é um tanto mais rico em componentes leves e intermediários que O; e que G1 virou-se menos rico em componentes intermediários cedidos por condensação para O1. Todo este processo continuará com O2 e O3 até que O4 é miscível com o gás G.; o gás G1 em contacto com o óleo O, torna-se cada vez mais pobre em componentes intermediários, acontecendo o mesmo com G2 e G3 até chegar a formar o gás Gr que não troca mais componentes com o óleo O.

Na Figura 2.14, mostram-se as etapas da formação da zona miscível pelo mecanismo de condensação. Quando começa a injeção do gás G, inicialmente o processo é dominado pelo clássico deslocamento imiscível. Observa-se que o óleo O, que fica atrás da frente de injeção, se dilata (aumenta de volume), formando O1, devido à absorção dos componentes leves e intermediários do gás injetado. Esta absorção acontece até certo ponto, em que se forma uma zona miscível de óleo de composição O4. Ao final deste processo não existe óleo residual (assumindo que os asfaltenos e componentes pesados não são precipitados pelos componentes leves), em relação ao mecanismo de vaporização onde óleo residual pesado não era recuperado.

A quantidade de gás G3 na frente da zona miscível é continuamente reduzida pela absorção de pequenas quantidades de óleo O. Se este ultimo é altamente sub-saturado o gás G3 será completamente dissolvido, senão o gás ficará estacionário e será passado pela zona miscível e sendo eventualmente diluído no gás injetado G.

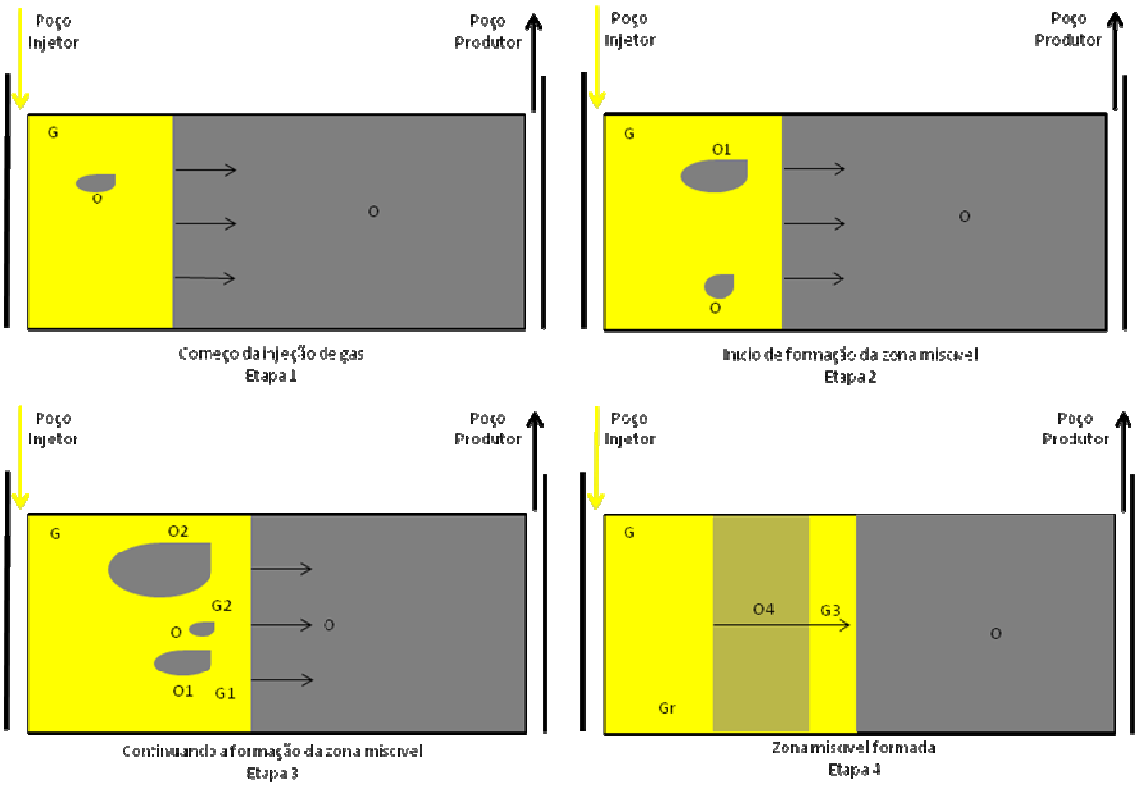


Figura 2.14 Etapa da formação da zona miscível: Mecanismo de Condensação.

Contudo, existe alguma indicação na bibliografia que este mecanismo poderia ser algo mais complexo devido a que existiria uma combinação, condensação-vaporização, e que o diagrama ternário não poderia ser usado para explicar ou predizer o mecanismo miscível. Na Figura 2.15, Novosad (1989) apresentou um modelo do diagrama ternário de como realmente se representaria o mecanismo em questão. Mais detalhes sobre este assunto pode ser encontrado na referência Novosad, 1989.

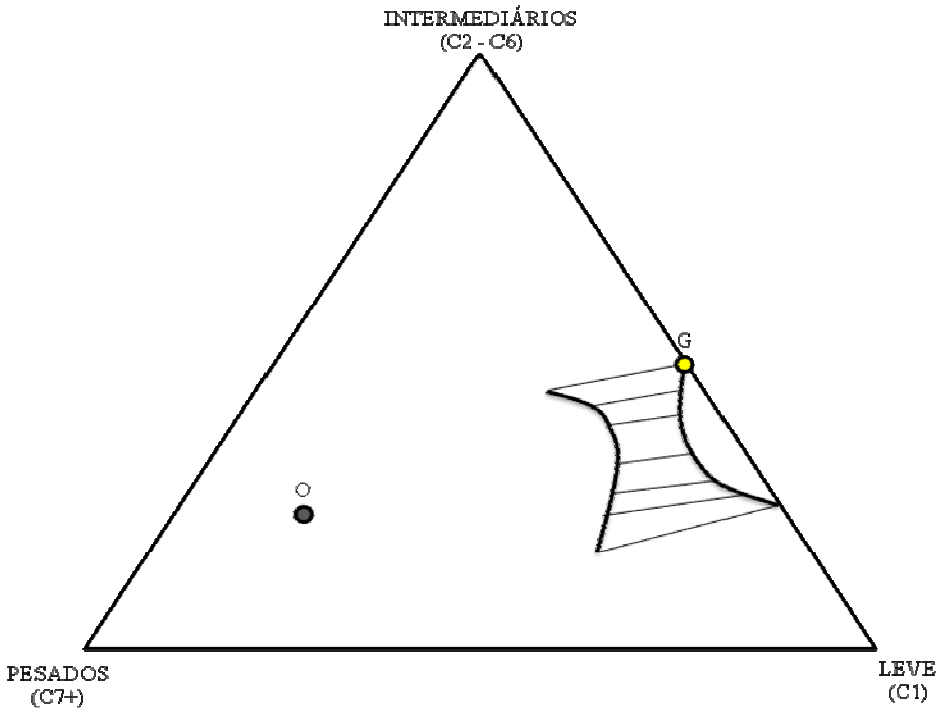


Figura 2.15 Diagrama ternário de múltiplo contato segundo Novosad (1989).

2.2.6 Tipo de gás injetado

A seleção do tipo de gás está relacionado diretamente com as características do reservatório e o tipo de óleo. Os tipos de gás mais usados para o métodos miscíveis são:

- Dióxido de Carbono (CO_2);
- Hidrocarbonetos;
- Nitrogênio (N_2).

2.2.6.1 Dióxido de Carbono

A injeção deste gás foi ganhando importância nos últimos anos, devido à possibilidade do seqüestro de CO_2 para objetivos ambientais. A grande vantagem deste gás é que pode extrair componentes mais pesados (C_5-C_{30}) e que, a solubilidade no óleo causa o inchamento deste último. Tem relativas baixas pressões de miscibilidade e pode ser aplicado para óleos leves e medianos. Geralmente se injeta de 3 a 8,5 Mft (10^3 ft) de CO_2 por barril de óleo produzido (Donaldson, E.C., et al, 1989). As desvantagens são a alta mobilidade, pela baixa densidade e viscosidade em relação ao óleo do reservatório, responsável pela segregação gravitacional e *fingerings* viscosos e aos problemas operacionais, tal como a corrosão de equipamentos, causado pela ação corrosiva do CO_2 misturado com a água de formação.

2.2.6.2 Hidrocarbonetos

É o segundo gás mais usado nos métodos miscíveis (Thomas, S., 2008). Tem-se vários tipos, e a escolha depende principalmente do tipo de óleo e mecanismo de miscibilidade. Por exemplo, para processos miscíveis de primeiro contato, injeta-se propano ou butano; para o mecanismo de condensação, se injeta um gás rico, uma mistura de gás metano (ou N_2 ou CO_2) enriquecido com frações de C_2-C_4, por exemplo, um gás 65% rico significa que o 65% corresponde à fração de C_2-C_4 e o restante ao componente leve (C_1, N_2 ou CO_2); para o mecanismo de vaporização, injeta-se um gás pobre em frações de C_2-C_4 e rico em C_1.

2.2.6.3 Nitrogênio

O N_2 é uma alternativa mais barata e disponível quando ora o CO_2 ora os gases hidrocarbonetos são limitados pelo custo econômico e disponibilidade em campo. A desvantagem é que precisa de altas pressões de injeção para atingir a miscibilidade.

Na Tabela 2.1, mostra-se o critério de seleção do tipo de gás em função das propriedades do óleo e características do reservatório. Por exemplo, para o nitrogênio, um óleo de densidade "API>35 ↗48↗" significa que o processo miscível com nitrogênio se desenvolveria melhor em óleos maiores que 35 °API e que maior (↗) a densidade, melhor o processo, e que o valor médio atual em projetos de campo é 48 °API.

Tabela 2.1 Critérios de seleção do gás de injeção para os métodos miscíveis.

	Propriedades do oléo			Caracteristicas do Reservatório					
Tipo de gás	Gravidade °API	Viscosidade (cp)	Composição	Saturação óleo (%)	Tipo Formação	Espessura	Permeabilidade (md)	Profundidade (ft)	Temperatura (°F)
N2	>35 ↗48↗	<0,4 ↘0,2↘	Alto % de C1-C7	>40↗75↗	Arenito ou carbonatado	Delgado a não ser for inclinado	NC	6000	NC
HC	>23 ↗41↗	<3 ↘0,5↘	Alto % de C2-C7	>30↗80↗	Arenito ou carbonatado	Delgado a não ser for inclinado	NC	4000	NC
CO2	>22 ↗36↗	<10 ↘1,5↘	Alto % de C6-C12	>20↗55↗	Arenito ou carbonatado	Ampla extensão	NC	2500	NC

NC = não é crítico

__ = valor medio aproximado para projetos de campo

↗ = indica que mais altos valores do parametro é melhor

2.3 Tipos de processos do método miscível

Os processos do método miscível podem ser divididos em:

- Injeção Continua de Gás (*Continius Gas Injection - CGI);*
- Injeção Alternada de Água e Gás (*Water Alternating Gas – WAG)*;
- Processo de Extração com Solvente (*Vapor Extraction Process – VAPEX);*
- Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (*Gas Assisted Gravity Drainage – GAGD).*

Como o presente trabalho está enfocado na drenagem gravitacional assistida por gás, este processo será descrito com mais detalhe no item 2.4.

2.3.1 Injeção continua de gás (CGI)

O processo CGI consiste da injeção continua de gás (geralmente CO_2) no reservatório sem usar outro fluido. Este processo pode ser aplicado em reservatórios horizontais e inclinados.

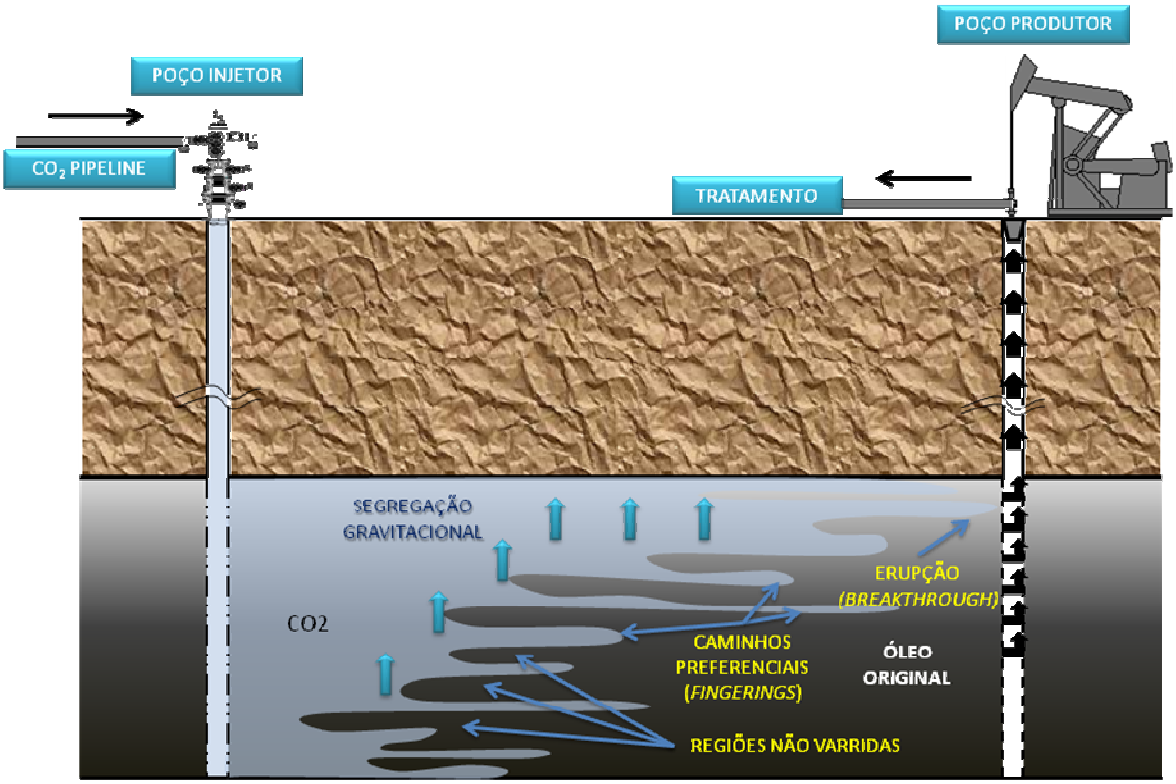


Figura 2.16 Injeção continua de gás em reservatórios horizontais.

Em reservatórios horizontais, o processo, como se mostra na Figura 2-16, é afetado pela heterogeneidade e espessura do reservatório, e pela segregação gravitacional do gás injetado causando baixas recuperações de óleo. A heterogeneidade faz com que o gás se desloque rapidamente pelas camadas altamente permeáveis originando *fingerings* que tornam instável a frente de gás. Como conseqüência, tem-se um rápido *breakthrough* no poço produtor. A segregação gravitacional do gás faz com que este se desloque preferentemente pelo topo do reservatório deixando zonas de óleo sem contato com o gás na base do reservatório. Em reservatórios horizontais espessos, a segregação gravitacional é desfavorável para este tipo de processo.

Em reservatórios inclinados, como se mostra na Figura 2.17, a segregação gravitacional do gás tem uma influencia favorável para deslocar o óleo do reservatório. Neste caso, o gás é injetado no topo do reservatório, de inclinação θ, criando uma capa de gás que se expande estavelmente para deslocar o óleo em direção ao poço produtor terminado um pouco acima da zona de contato água – óleo. Na literatura (Kulkarni, 2005 e Rao, 2003) se reportam projetos de campo que atingiram fatores de recuperação entre 65 e 95%.

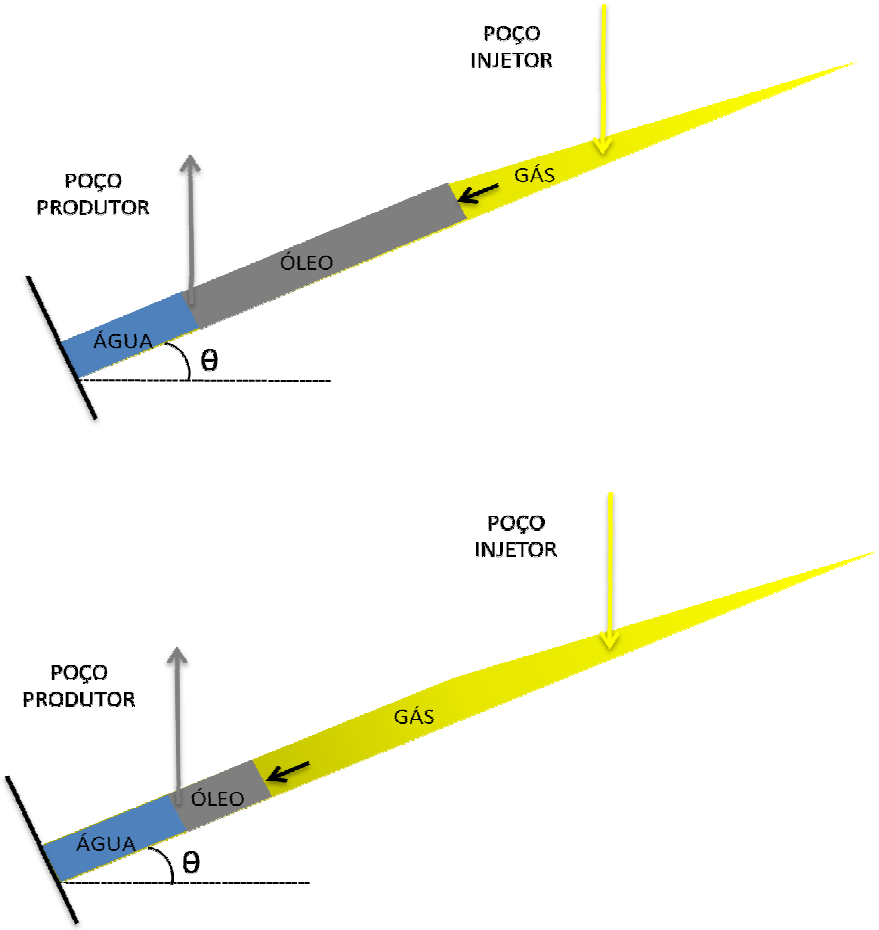


Figura 2.17 Injeção continua de gás em reservatórios inclinados

2.3.2 Injeção alternada de água e gás (WAG)

O processo WAG consiste da injeção de um volume finito de gás (CO_2, C_1, etc.), seguido de um volume finito de água em forma alternada. Geralmente, a injeção de gás no reservatório continua até que a produção de óleo, no poço produtor, declina até um predeterminado nível econômico do projeto, nesse ponto começa a injeção de água aumentando novamente a produção de óleo e continua até atingir novamente o nível econômico. Deste modo, se completa um ciclo de injeção. Este ciclo é repetido quantas vezes seja necessário. O processo tenta combinar a ótima eficiência de deslocamento do gás com a ótima eficiência de varrido da água para reduzir a razão de mobilidade.

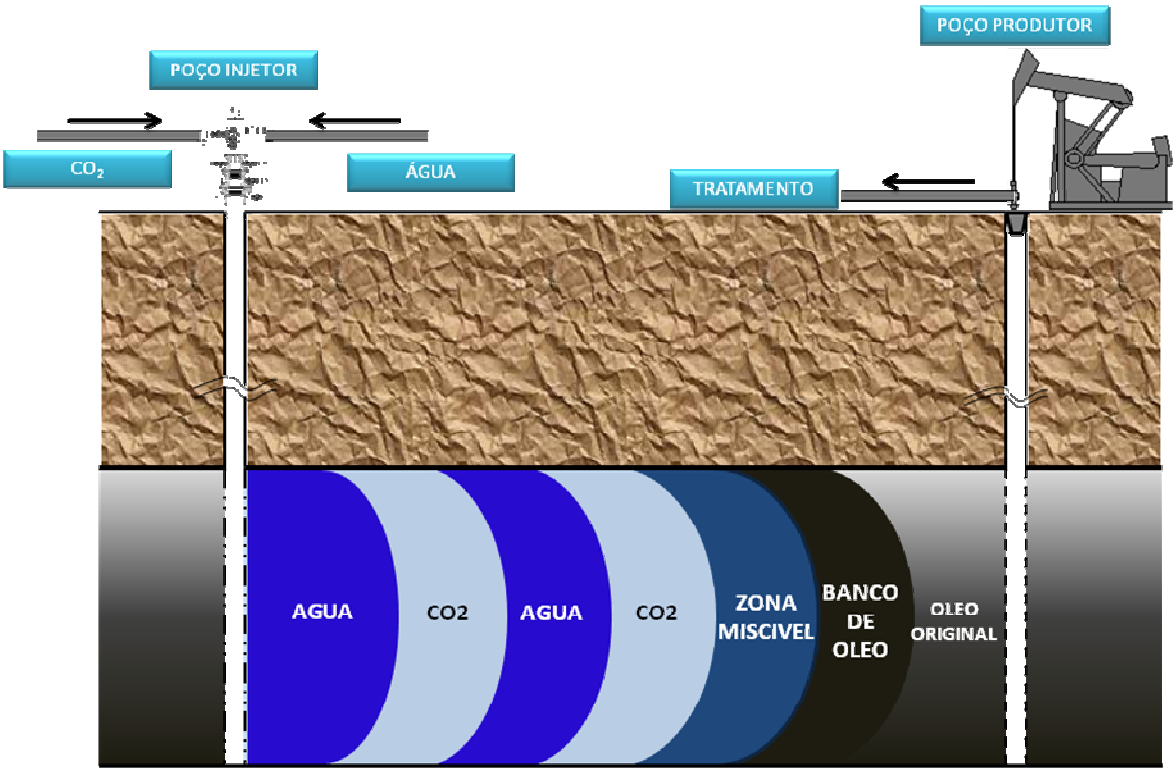


Figura 2.18 Processo WAG ideal.

Na Figura 2.18, mostra-se o diagrama esquemático ideal (ausência da segregação gravitacional) do processo WAG onde se observa que tanto a frente do gás como a da água, entram em contato com o óleo em toda sua extensão. Contudo, Rao, D.N. et al (2004), numa revisão feita do paper de Christensen *et al* (1998), sobre os 59 projetos WAG aplicados em Estados Unidos, Canadá, Mar do Norte e outros, questionou-se do baixo acréscimo na recuperação de óleo, 5-9%, já que em laboratório obtinha-se 60 %. Então, ele comentou que o ciclo de injeção do processo WAG era quebrado devido aos efeitos da segregação gravitacional do gás e da água com o óleo do reservatório. Na Figura 2.19, mostra-se o

diagrama do que realmente estaria acontecendo no reservatório com o processo, segundo Rao, D.N. Ele explica que devido ao simples efeito da gravidade, o gás injetado escoa pelo topo do reservatório, porque mesmo sob condições de pressão e temperatura, este é o fluido de menor densidade presente e a água injetada de maior densidade que escoa pela base do reservatório.

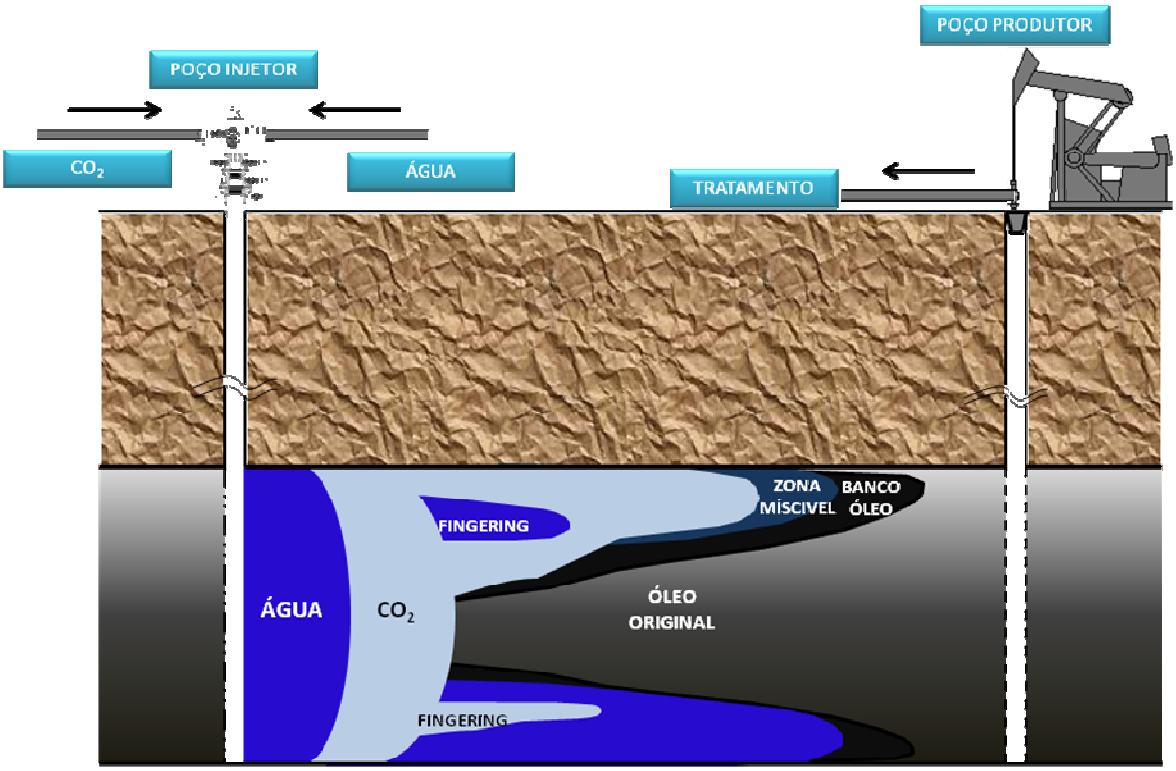


Figura 2.19 Processo WAG segundo Rao, D.N..

2.3.3 Processo de extração com solvente. (VAPEX)

A viscosidade de um óleo pesado e betume podem ser reduzidos pela diluição deles através de um solvente vaporizado. Este é o principio básico do processo VAPEX.

Na Figura 2.20, mostra-se o processo numa seção vertical do reservatório. O solvente vaporizado (propano ou butano) é injetado no reservatório através de um poço injetor horizontal. O solvente inicialmente se dissolve no betume em volta do poço injetor até que o betume diluído atinja o poço produtor horizontal, colocado paralelamente em baixo do poço injetor. Depois, o solvente eleva-se lentamente para formar uma câmara de vapor na zona já extraída acima do poço injetor e dissolve-se novamente no betume. O betume diluído escoa por gravidade. Quando a câmara de vapor atingir o topo do reservatório, ela se expande pelas laterais do reservatório.

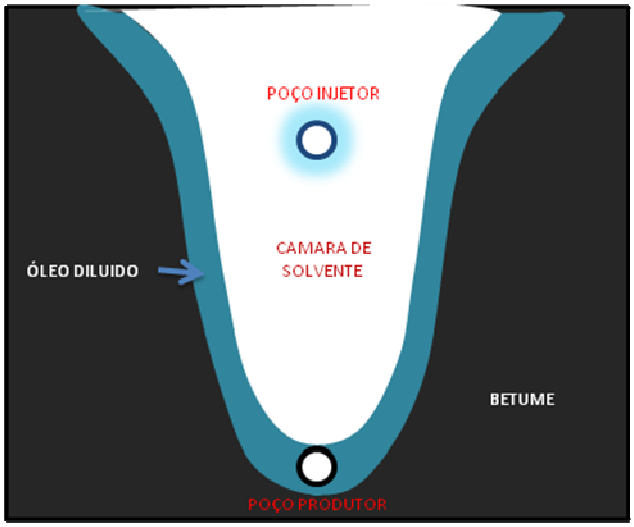


Figura 2.20 Seção vertical do reservatório com processo VAPEX.

O uso de um solvente vaporizado, em vez de um solvente liquido, é pelo fato de que o primeiro produz uma maior força de deslocamento por drenagem gravitacional por causa da alta diferença de densidade entre o betume e solvente vaporizado, e também a quantidade de solvente residual que fica no reservatório é menor que com solventes líquidos.

2.4 Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)

2.4.1 Fundamentos de drenagem gravitacional

Drenagem gravitacional é definida como um processo de recuperação no qual a gravidade atua como a principal força de empurre e, onde o gás toma o lugar do volume esvaziado (Hagoort, 1980). Testes em campo e laboratório tem mostrado que a drenagem gravitacional, sob certas condições, pode resultar em altos fatores de recuperação e também, que a drenagem gravitacional é um dos mais efetivos mecanismos de desenvolvimento de campos de óleo.

Muitos autores sugeriram que o processo de drenagem seja um tipo de mecanismo de deslocamento aplicado ás clássicas teorias de Buckley-Leverett (1942), Lei de Darcy, permeabilidade relativa, equação da continuidade e as curvas de declínio. (Terwilliger et at. 1951; Hagoort, 1980; Li et at.; 2000).

Contudo, Muskat (1949) sugeriu que embora as clássicas teorias de Darcy e Buckley-Leverett são relevantes, elas não proporcionam uma informação relacionada ao fenômeno de drenagem gravitacional. Esta afirmação de Muskat parece ser sustentada por vários

pesquisadores (Cardwell e Parsons, 1948; Richardson e Blackwell, 1971; Pedrera et al., 2002; Li e Horne, 2003).

Para facilitar a diferenciação entre deslocamento e drenagem, a teoria de deslocamento de Buckley – Leverett (1942) e a teoria de drenagem gravitacional (Cardwell e Parsons, 1948) são explicadas.

Buckely e Leverett (B-L) (1942) descreveram primeiro o mecanismo de deslocamento e também, propuseram um modelo analítico para determinar o volume de óleo recuperado por injeção de gás ou água, dentro de um reservatório de óleo linear (modo horizontal). O modelo considera um pequeno elemento dentro de um meio poroso e expressou as vazões de deslocamento em termos de acumulação do fluido injetado (Balanço de Matéria). A teoria de deslocamento de B-L também sugere que depois que acontece o *"breakthrough"* do fluido injetado, a vazão de óleo muda (geralmente diminui) proporcional a sua saturação. Contudo, a pesar do que o modelo B-L foi hipotético para ser aplicado também a injeção de gás, as duas suposições usadas no modelo, sem troca de massa entre fases e fases incompressíveis, resulta severamente limitada sua aplicação para a drenagem gravitacional assistida por gás. Buckley e Leverett sugerem que o fenômeno de drenagem gravitacional é "excessivamente lento" e é definida como o mecanismo na qual só a força gravitacional está disponível para expulsar o óleo residual. Eles reconhecem que, a injeção de gás em sistemas de óleo, as três fases que escoam simultaneamente no reservatório não produzem o efeito de deslocamento tipo pistão.

A primeira teoria analítica conhecida sobre drenagem gravitacional foi de Cardwell e Parsons (1948), que derivaram um modelo de drenagem gravitacional baseado sobre equações de equilíbrio hidrodinâmico em camadas de areia orientadas verticalmente. A teoria original considerava uma fase de gás livre drenando uma fase simples de líquido, e sugere que o líquido recuperado é igual à porcentagem do total da área acima da altura vs curva de saturação. Um dos mais importantes requisitos da drenagem gravitacional é a pressão absoluta de equilíbrio entre as fases liquido – vapor. Em outras palavras, a zona de gás não exerce um gradiente de pressão vertical sobre a interface gás – líquido. Cardwell e Parsons (1948) reconheceram que só um ligeiro gradiente de pressão na zona de gás é suficiente para que a teoria B-L seja aplicável. Esta afirmação parece ser a razão para não poder distinguir entre deslocamento e drenagem, já que em sistemas reais de gás – óleo - água, a injeção de gás para manter a pressão do reservatório resulta num gradiente de pressão finito sobre a frente gás – líquido.

Caracterizar e modelar o processo de drenagem gravitacional teoricamente é ainda um grande desafio. Muitos modelos têm sido desenvolvidos e reportados na literatura (Cardell e Parsons, 1948 e Hagoort, 1980). Contudo, aqueles modelos estão longe de predizer o desempenho deste mecanismo devido à sua complexidade.

2.4.2 Fatores que influenciam na segregação gravitacional

2.4.2.1 Molhabilidade

A molhabilidade da rocha reservatório não só governa a distribuição nos espaços do poro do reservatório, mas também influencia no comportamento do fluxo do fluido durante a produção de óleo.

Em sistemas porosos molhados por água, os grãos de areia são cobertos com uma película delgada de água e, o óleo e o gás ocupam os espaços do poro. Por outro lado, rochas molhadas por óleo, os grãos da rocha são cobertos com uma pequena camada de óleo, enquanto o gás e a água ocupam a porção central do poro. Outros dois estados de molhabilidade tem sido observados nos reservatórios: molhabilidade neutral ou intermédia e a molhabilidade mista. Para a primeira, a rocha não tem preferência nem pela água nem pelo óleo, e as saturações do fluido dita o tipo de película sobre os grãos da rocha. Para o sistema misto, os poros menores são molhados pela água enquanto os poros maiores são molhados pelo óleo.

2.4.2.2 Coeficiente de difusão

O coeficiente de difusão, juntamente com a molhabilidade, influencia também as distribuições gás – óleo – água, conseqüentemente as recuperações durante o programa de injeção de gás. O coeficiente de difusão, C_D, representado pela Equação 2.5, é um "balanço" entre as três tensões interfaciais no sistema Óleo/Água/Gás.

$$C_D = \sigma_{G/W} - \sigma_{G/o} - \sigma_{W/O} \tag{2.5}$$

O valor do coeficiente de difusão é também crítico na determinação das características do equilíbrio de difusão entre as três fases que co-existem no reservatório. As características da difusão dos fluidos são críticas em determinar a recuperação de óleo na injeção de gás, especialmente no GAGD. Além disso, o valor de equilíbrio do coeficiente de difusão também determina a orientação e continuidade da fase do fluido nos poros do reservatório. Rao, D.N (2002) conceitualmente resumiu a dependência da orientação das fases no coeficiente de

difusão e molhabilidade. Ele relatou que a condição positiva do coeficiente de difusão parece ser favorável desde um ponto de vista da recuperação de óleo.

A presença de películas contínuas de óleo (no centro dos poros) sobre as películas de água que cobrem os grãos de rocha, não só aumenta o fenômeno de drenagem de óleo a baixas quedas de pressão durante a injeção de gás, como se mostra na Figura 2.21, senão que também fornece um pequeno canal contínuo que guia gotículas isoladas de óleo em direção do poço produtor. A continuidade dessas películas de óleo é um fenômeno interfacial e depende da habilidade da fase óleo para se espalhar sobre a fase água em presença de gás. O coeficiente de difusão pode ser positivo ou negativo dependendo da composição dos fluidos *in-situ* e da pressão e temperatura do reservatório.

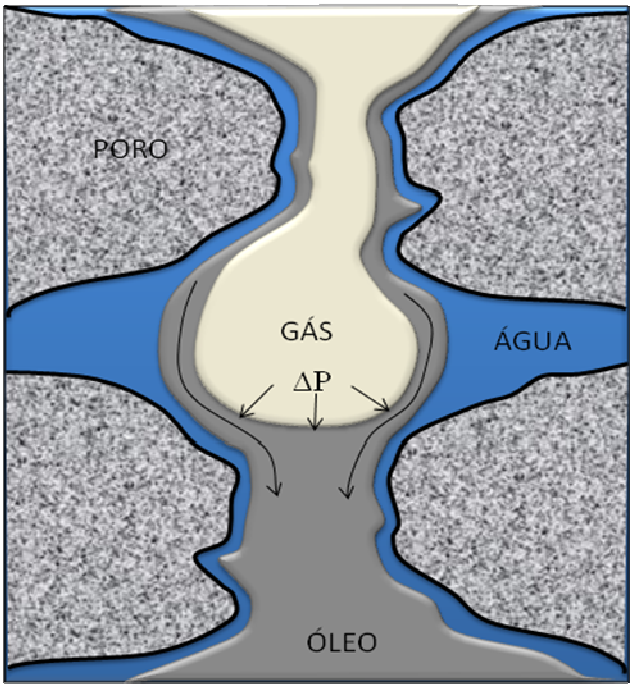


Figura 2.21Distribuição das fases água – óleo – gás numa rocha molhada por água com injeção de gás.

No presente estudo, tanto a molhabilidade quanto o coeficiente de difusão não foram considerados.

2.4.2.3 Miscibilidade

Na literatura é evidente a preferência pelos métodos de injeção de gás no modo miscível (Taber, 1997 e Sandrea, I., Sandrea, R., 2007).

Contudo, nos processos com drenagem gravitacional, a preferência é no modo imiscível. Esta inclinação parece derivar-se em duas noções: (i) que o número de Bond é o parâmetro controlador nos processos de gás com drenagem gravitacional, e (ii) que em meios porosos molhadas por água e mistas, o modo imiscível resulta em bons fatores de recuperação.

O número de Bond, N_B, é definido como a relação entre a força gravitacional e a força capilar, e é dado pela Equação 2.6:

$$N_B = \frac{\Delta\rho \cdot g\left(\frac{k}{\phi}\right)}{\sigma_{og}} \tag{2.6}$$

onde $\Delta\rho$ =diferença de densidade, em *kg*/m^3; *g* = gravidade, em m/s^2: *k* = permeabilidade, em *md*; *ø* = porosidade, em fração; σ_{og} = tensão interfacial óleo - gás, em *dyne/cm*. O valor do número de Bond é diretamente proporcional à diferença de densidade entre o gás injetado e o óleo do reservatório. Por conseguinte, para obter maior força gravitacional, a injeção no modo imiscível foi preferida.

A segunda noção parece ser atribuída pela errônea consideração de que todos os reservatórios são molhados pela água.

2.4.2.4 Heterogeneidade do reservatório

A heterogeneidade do reservatório, na injeção de gás por gravidade em reservatórios inclinados, pode atrasar o *breakthrough* do gás devido à dispersão física, melhorando o varrido. A relação de permeabilidade vertical - horizontal (k_v/k_h) é o fator que é geralmente usado para representar a heterogeneidade num reservatório. Segundo a literatura (Kulkarni, 2005), a injeção de gás por gravidade parece não ser afetado pelos efeitos da heterogeneidade, pelo contrario, a heterogeneidade poderia trazer benefícios na recuperação de óleo.

2.4.3 Processo GAGD

Este novo processo foi apresentado, por Rao, D.N. (2003), como uma alternativa para solucionar o problema da segregação gravitacional do processo WAG em reservatórios horizontais.

O processo GAGD, como se mostra na Figura 2.22, consiste de um poço horizontal produtor e dois poços verticais para injeção de gás. O gás (CO_2, metano, etano, propano, nitrogênio, etc.) é injetado através dos poços verticais (pode ser usado também um poço injetor horizontal), dentro do reservatório tal que, o gás se acumula no topo do reservatório devido à segregação gravitacional fazendo que o óleo seja deslocado para baixo na direção do poço produtor horizontal, colocado perto do fundo do reservatório e acima do nível de contato óleo - água. Para deslocar eficientemente o óleo no reservatório, o gás, geralmente CO_2, é injetado continuamente para induzir, tanto transversal como longitudinalmente, efeitos de varridos no óleo em todo o reservatório sem aumentar a saturação de água no reservatório, já que o processo dispensa a injeção deste fluido para intensificar a eficiência de deslocamento. A estável gravidade da injeção de gás praticado no GAGD maximiza também a eficiência de varrido.

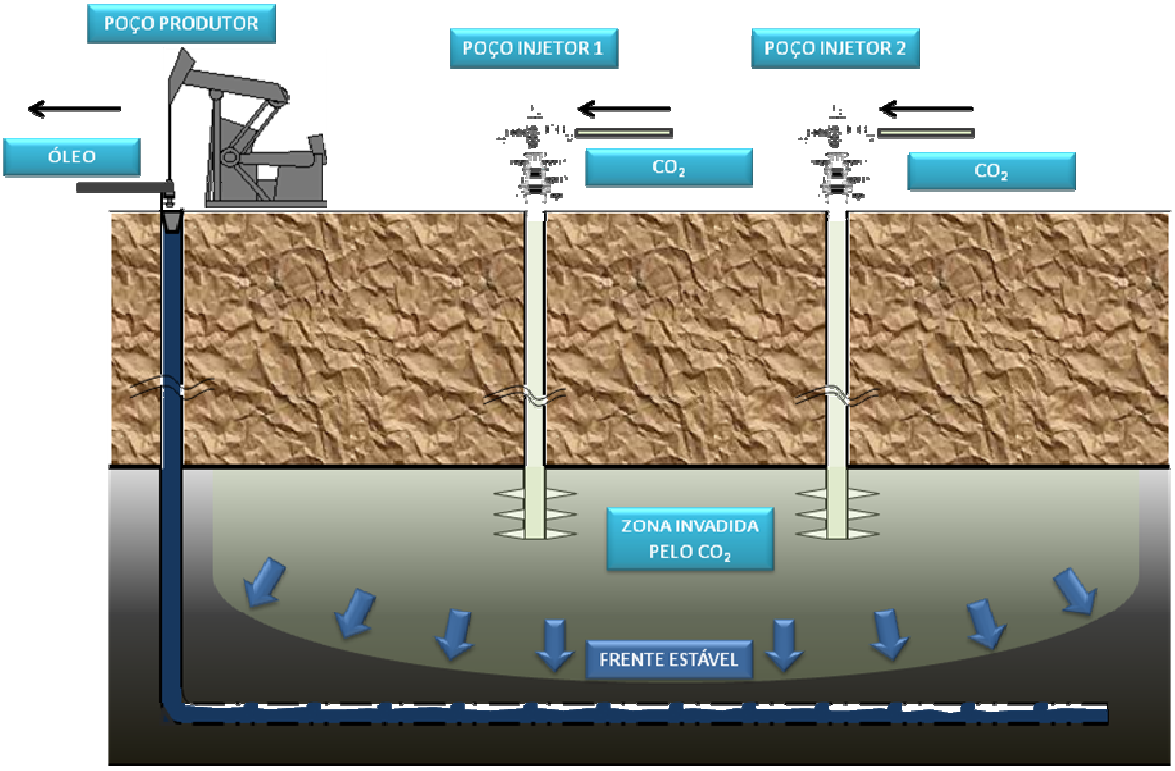


Figura 2.22 Esquema do processo GAGD.

Para maximizar a eficiência de deslocamento do óleo, o nível de pressão do CO_2 deveria ser mantido levemente acima da pressão mínima de miscibilidade porque mais óleo é recuperado consideravelmente quando o gás é miscível no óleo que quando é imiscível.

Segundo Rao, D.N., et al (2006), os dois principais componentes para a implementação do processo GAGD são: (i) a caracterização do reservatório e (ii) a simulação

de fluxo no reservatório. A caracterização do reservatório precisa da espessura do reservatório, mapas estruturais do topo para definir os limites do reservatório, registros do poço e analise de testemunhos para determinar a porosidade e permeabilidade. A simulação do fluxo no reservatório utiliza os dados sobre o comportamento das fases dos fluidos, características de fluxo rocha-fluido, ajuste histórico de pressão do reservatório e dados de produção para predizer o desempenho em escala de campo do GAGD. Com esses componentes, pode-se avaliar o potencial de aplicabilidade e o desempenho do processo GAGD para qualquer tipo de reservatório.

Segundo Rao, D.N., *et al* (2004), o mecanismo inicial do GAGD é por deslocamento, porém, quando acontece o *breakthrough*, o mecanismo de deslocamento perde força porque precisa um diferencial de pressão alta. Então, este diferencial tende a diminuir, não atinge a zero por causa das permeabilidades relativas, capilaridades e efeitos de poço horizontal. É então, que o mecanismo de gravidade começa a ganhar força depois do *breakthrough*, a segregação vertical começa a aparecer drenando os fluidos do topo para o fundo para ser produzidos no poço horizontal.

2.5 Planejamento experimental

Um experimento planejado é um teste, ou serie de testes, no qual são realizadas mudanças propositais nas variáveis de entrada de um processo, de modo a podermos observar e identificar mudanças correspondentes na reposta da saída.

Antes de detalhar esta seção, devemos definir alguns termos para uma maior compreensão.

Fatores são variáveis independentes que em principio influenciam na resposta.

Resposta são variáveis dependentes dos fatores. Propriedade de interesse do pesquisador.

Nível é o grau ou faixa de variação que um fator sofrera.

Interação é a influencia que podem ter vários fatores na resposta.

Por que usar planejamento experimental?

- Para investigar os efeitos dos fatores sobre o sistema;
- Para conseguir melhorar a qualidade da resposta;

- Para controlar os fatores que melhoram a resposta;

O planejamento experimental ajuda o pesquisador a atingir seus objetivos mais rapidamente e a um custo menor. Para isto, o planejamento experimental pode empregar princípios ou conhecimentos estatísticos.

A estatística é uma ciência que se dedica à coleta, análise e interpretação de dados, porém a atividade estatística não é analisar ou interpretar dados, e sim o planejamento dos experimentos em que esses dados devem ser obtidos. Então, no planejamento de qualquer experimento ou sistema em estudo, se segue normalmente uma seqüência de objetivos com suas respectivas técnicas. Na Tabela 2.2, mostra-se a evolução que deve ter um sistema em estudo. O conhecimento do sistema estudado aumenta à medida que percorremos a tabela de cima para baixo. Ou seja, a primeira coisa a fazer é realizar uma triagem e descartar os fatores não significativos e o uso de planejamentos fracionários é uma maneira de alcançar esse objetivo. O próximo passo seria avaliar quantitativamente a influência dos fatores sobre a resposta de interesse e para fazer isso podemos empregar planejamento fatorial completo e assim sucessivamente.

Tabela 2.2 Passos evolutivos de um sistema em estudo.

Objetivo	Técnica
Triagem dos fatores	Planejamento Fatorial Fracionário
Avaliação da influencia dos fatores	Planejamento Fatorial Completo
Construção de modelos empíricos	Modelagem por mínimos quadrados
Otimização	*Response Surface Methodology* (RSM)
Construção de modelos mecanicistas	Dedução a partir de princípios gerais

Um exemplo dos passos evolutivos que podem se seguir em um estudo é descrito a seguir:

(1) Escolhem-se os parâmetros (fatores) de estudo de um determinado processo qualquer e a cada parâmetro se faz variar de nível. Por exemplo, na Tabela 2.3, mostram-se os três parâmetros operacionais escolhidos para determinar o efeito num processo de injeção de água. Cada parâmetro foi variado em dois níveis (máximo e mínimo). Por exemplo, para observar o efeito do comprimento do poço produtor horizontal, este foi variado para 274 m e 640 m, a vazão (Q) máxima de liquido produzido, para 954 e 477 m^3/dia e a vazão de água injetada (inj.), para 476 e 238 m^3/dia. A variável resposta de interesse é o óleo acumulado.

Tabela 2.3 Parâmetros operacionais escolhidos com seus respectivos níveis.

Parâmetros	Nível	
	Máximo (+)	Mínimo (-)
Comp. Poço Prod. Hor. (m)	640	274
$Q_{max.\ Liq\ Prod}$ (m^3/dia)	954	477
$Q_{água\ Inj.}$ (m^3/dia)	476	238

(2) Devem-se realizar todas as possíveis combinações dos níveis dos fatores usando a técnica do planejamento fatorial. De modo geral o planejamento fatorial pode ser representado por n^{α}, em que "n" é o número de níveis escolhidos e "α" representa o número de fatores. Para nosso exemplo, se tem três fatores de dois níveis, ou seja, 2^3, dando um total de 8 combinações possíveis. Na Tabela 2.4, mostram-se as oito combinações, ou melhor, as oito configurações que se poderia aplicar num projeto de injeção de água. Fazendo a simulação, obtém-se o óleo acumulado para cada configuração. Por exemplo, para um poço produtor horizontal de 640 m que tenha uma vazão máxima de liquido produzido de 477 m3/dia e injetando 238 m3/dia de água, obtém-se um volume de óleo acumulado de 135.234 m3. As configurações possíveis da Tabela 2.4 foram construídas usando um programa de estatística ou aplicando em alguns casos a matriz de planejamento descrito no livro de Barros, et al (2003).

Tabela 2.4 Configurações possíveis com seus respectivos volumes de óleo acumulado.

Fatores			**Resposta**
Comp. Poço Prod. Hor. (m)	Qmax. Liq Prod (m^3 STD /dia)	Qágua Inj. (m^3 STD /dia)	Np. (m^3 STD)
274	477	238	112.721
640	477	238	135.234
274	954	238	119.812
640	954	238	152.643
274	477	476	156.379
640	477	476	195.602
274	954	476	175.855
640	954	476	211.484

(3) Determina-se o efeito (influencia) e a significância estatística de cada parâmetro na resposta. Para isso, tanto o efeito como a significância é determinada usando o mesmo programa estatístico. Porém, o efeito pode ser determinado pela Equação 2.7:

$$P = \frac{y_+ - y_-}{2^{\alpha-1}} \tag{2.7}$$

onde P é o efeito do parâmetro qualquer na resposta; y_+ é o somatório das respostas do parâmetro qualquer no nível máximo; y_- é o somatório das respostas do parâmetro qualquer no nível mínimo e α é o número de parâmetros. Por exemplo, o efeito do comprimento do poço produtor horizontal (CPHP) sobre a resposta foi calculado:

$$CPHP = \frac{(135234 + 152643 + 195602 + 211484) - (112721 + 119812 + 156379 + 155855)}{2^{3-1}}$$

$$CPHP = 32549$$

Note que o efeito é positivo e que quando trocamos o poço de 274 m pelo de 640 m o volume de óleo acumulado aumenta 32549 m^3 em média. Para saber se este efeito é significativo, usa-se o diagrama de Pareto, que usa a distribuição de t-Student. Na Figura 2.23, mostra-se o digrama de Pareto de nosso exemplo. Observa-se que a barra (Qagua inj. ou vazão de água injetada) que está à direita da linha divisória (p = 0.05 ou 5%) é *estatisticamente significativo* a um nível de confiança de 95% e o valor de 15,73534 corresponde ao calculo da significância através da distribuição t-Student e o valor de 54.727 corresponde ao efeito do parâmetro. Observa-se também que o diagrama de Pareto mostra a significância e efeito de interação entre dois parâmetros. Mais informação sobre como é calculada a significância através da distribuição Student e o efeito de interação pode ser encontrada no livro de Barros Neto.

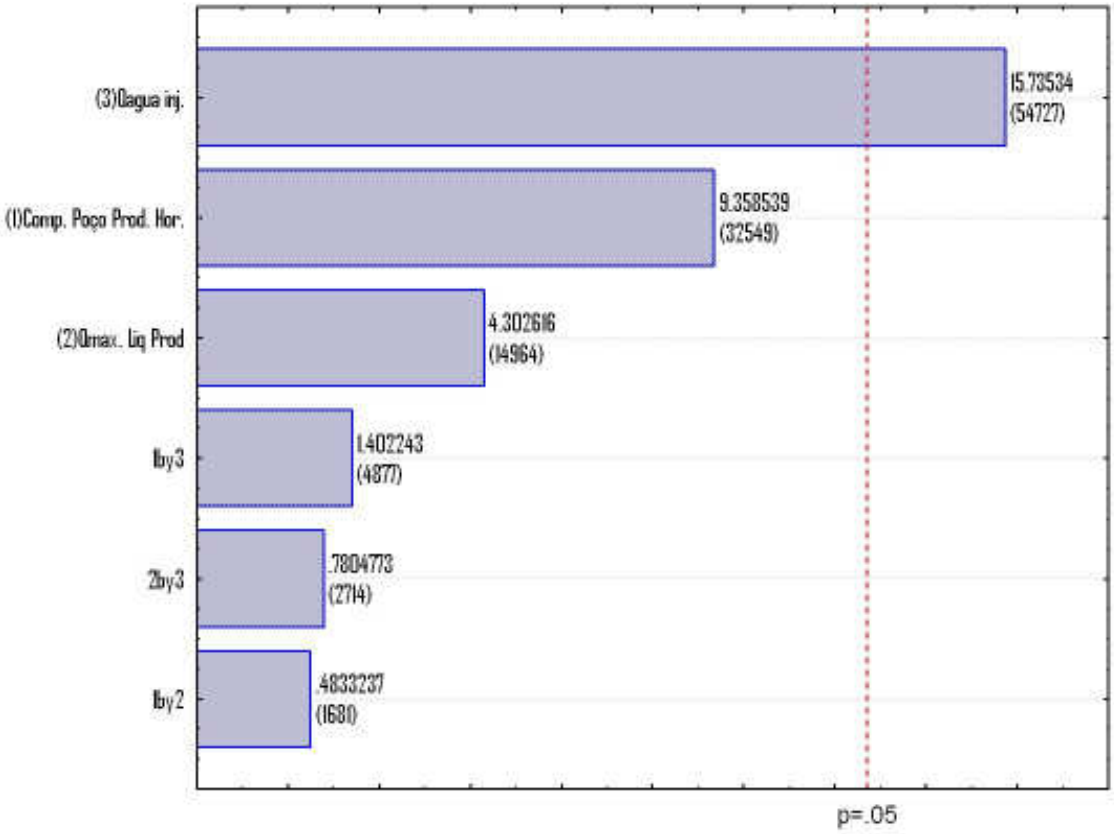


Figura 2.23 Diagrama de Pareto

(4) Finalmente com o objetivo de otimizar o processo de nosso exemplo é usada a metodologia de superfícies de resposta, com o objetivo de atingir uma região ótima de superfície investigada (Barros Neto, 2003). Para entender a interpretação desta metodologia que foi aplicada no presente trabalho, na Figura 2.24, mostra-se a superfície de resposta obtida de nosso exemplo entre a vazão de água injetada e a vazão máxima de líquido produzido. A

região vermelha representa a superfície de maior resposta e a verde a de menor resposta. Então, primeiramente para interpretar a superfície, se faz uma analise por separado de cada parâmetro. Se fixarmos no nível máximo a vazão máxima de liquido produzido (954 m^3/dia) observamos que, o parâmetro da vazão de água injetada no seu nível mínimo (238 m^3/dia) se encontra na região verde (circulo cor azul), porém. quando estiver no seu nível máximo (476 m3/dia), se encontra na região vermelha (circulo cor preta). Agora, se fixarmos no nível máximo a vazão de água injetada (476 m^3/dia) observamos que, o parâmetro da vazão máxima de liquido produzido no seu nível mínimo (477 m^3/dia) se encontra na região vermelha (circulo cor laranja), e que quando está no seu nível máximo (954 m^3/dia) se encontra ainda na região vermelha (circulo cor preta). Ou seja, isto nos quer dizer claramente que a região de maior resposta é influenciada pela vazão de água injetada no seu nível máximo sem importar em que nível se encontre a vazão máxima de liquido produzido podendo então ser fixado este ultimo.

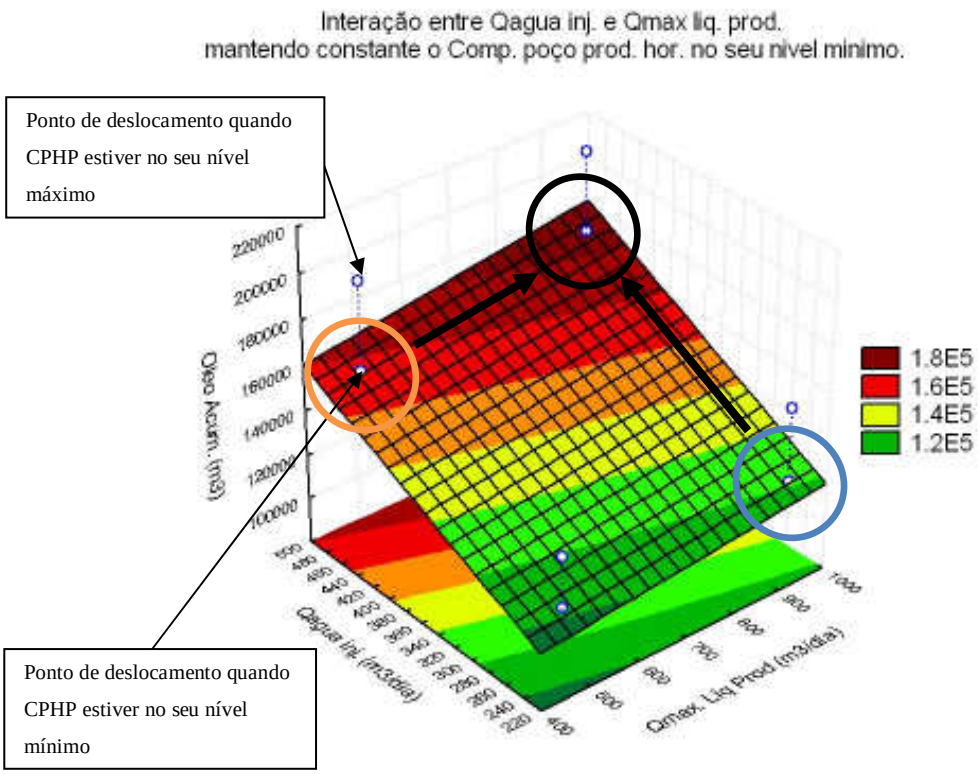


Figura 2.24 Superfícies de resposta geradas pelo programa estatístico

Os pontos brancos que se observam na Figura 2.24 e Figura 2.25 representam o deslocamento que sofreria a superfície de resposta quando se variam os níveis do comprimento do poço produtor horizontal.

2.6 Outros

A seguir são descritas algumas definições que foram usadas no presente trabalho

2.6.1 Calculo do valor presente liquido pela injeção de gás.

Para o calculo do valor presente liquido (VPL), só foi considerado o custo de compressão e injeção quando se injeta gás e o custo de tratamento e descarte da água produzida. Para isso, usou-se a Equação 2.8:

$$VPL = \sum_{i=0}^{n} \frac{((VO \times (1 - Fp))_i \times PO - MG_i \times PG - VA_i \times PA)}{(1 + tr)^i} \tag{2.8}$$

Onde,

VO_i: é o volume acumulado anual de óleo no ano *i*, em *bl std*;

Fp: é o fator de custo de produção, em fração;

PO: é o preço de um barril de óleo, em *US$/bl std*;

MG_i: é a massa acumulada anual de gás injetado no ano *i*, em toneladas, *ton*;

PG: é o custo de compressão e injeção de uma tonelada de gás, em US*$/ton*;

VA: é o volume acumulado anual de água produzida, em *bl* std;

PA: é custo de tratamento ou descarte de um barril de água produzida, *US$/bl std*;

tr: é a taxa interna de retorno e *n*, é o número de anos do projeto.

2.6.2 Volume poroso injetado

O volume poroso injetado (VPI) é definido como a relação entre o volume de gás injetado e o volume total de poros no reservatório. No presente trabalho usou-se a Equação 2.9:

$$VPI = \sum_{i=1}^{n} \frac{VGI_i}{VPR} \tag{2.9}$$

onde VGI_i, é o volume acumulado anual de gás injetado no ano *i*, em m^3 std; e VPR é o volume total de poros no reservatório, em m^3.

CAPÍTULO: III

Estado de Arte

3. Estado da Arte

3.1 Inícios do processo GAGD

D. N. Rao et al.,(2004) iniciaram um projeto com o objetivo de criar um novo processo de injeção de gás como método IOR. Para atingir o objetivo, o projeto foi dividido em três principais tarefas:

- Desenho e desenvolvimento de um modelo físico em escala de laboratório.
- Desenvolvimento da técnica *VIT (“Vanishing Interfacial Tension”)* para a determinação da miscibilidade.
- Determinação das características de deslocamento multifásico na rocha do reservatório.

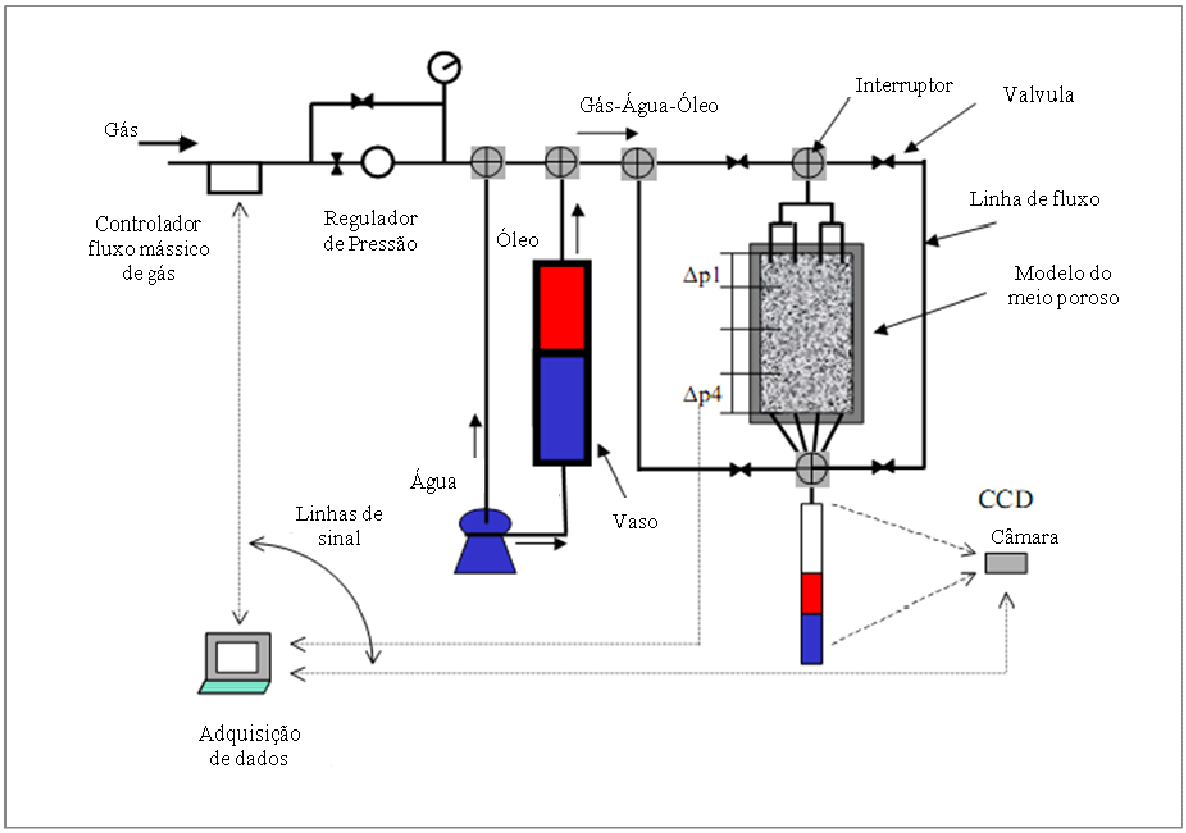


Figura 3.1 Esquema do aparelho de teste.

(Fonte: D. N. Rao, 2004)

Na primeira tarefa, um aparelho de teste (Figura 3-1), que consiste de um modelo visual *bead-pack*, um sistema de injeção de liquido e um sistema de analise de imagens, foram terminados e usados para a experimentação. Rodadas experimentais com decano e parafina

foram conduzidas no modelo *bead-pack*. Os resultados indicaram a necessidade de modificações no aparelho. Um modelo com tubos capilares foi considerado e formulado com o objetivo de entender a inter-relação das forças viscosas, interfaciais e gravidade e predizer o desempenho da drenagem gravitacional.

Na segunda tarefa, fizeram a determinação da miscibilidade entre dois líquidos com a nova técnica *VIT*. Esta técnica consiste na medição da tensão interfacial entre os fluidos à temperatura de reservatório variando a pressão. A PMM então é determinada pela extrapolação do gráfico pressão vs tensão interfacial para o valor da tensão igual a zero. A nova técnica foi comparada com o calculo da miscibilidade através da equação de estado (EDE). O estudo indicou que nem sempre a EDE poderia ser aconselhável para a determinação da miscibilidade e que a técnica *VIT* é aplicável para determinar a miscibilidade de sistemas líquidos ternários. Esta técnica foi testada também para sistemas óleo – gás.

Na ultima tarefa, foram feitos experimentos em testemunhos aplicando o processo WAG para determinar as características multifásicas de deslocamento no meio poroso. A experimentação sugeriu que com a injeção de salmoura saturada de CO_2 se obtém maiores fatores de recuperação que com salmoura normal.

A partir de este estudo, D.N. Rao propos o novo método chamando-o de GAGD (patenteado em 2006) para ser testado no aparelho da Figura 3.1. Posteriormente, outros pesquisadores começaram a desenvolver o processo através do mesmo modelo físico. Simulações sobre dito processo também foram realizadas.

3.2 Desenvolvimento do processo GAGD

M.M. Kulkarni et al., (2005) fizeram uma caracterização dos mecanismos multifásicos (segregação gravitacional, molhabilidade, coeficiente de dispersão, miscibilidade e saturação da água móvel) e dos parâmetros da dinâmica de fluidos (modo de injeção de gás, força viscosa, capilar e de gravidade, permeabilidade relativa e heterogeneidade do reservatório) dos projetos de segregação gravitacional usando analise dimensional para entender melhor o já proposto novo processo GAGD de D.N. Rao (2003). Além disso, os autores definiram um novo grupo adimensional chamado de *número de drenagem gravitacional*. Os resultados mostraram que o desempenho do processo GAGD e o regime de fluxo dos fluidos foram efetivamente caracterizados usando os números adimensionais tais como Número de Bond, Número Capilar, Número de Gravidade e Número de Drenagem Gravitacional.

Amit P. Sharma et al., (2005) fizeram as primeiras experimentações do processo GAGD no melhorado aparelho de teste, mostrado na Figura 3.1, com objetivo de discernir a influencia de alguns parâmetros adimensionais, tais como o número capilar, número de Bond e o número gravitacional, sobre o desempenho do processo GAGD. O modelo físico de 40 x 61 x 3 cm empacotado com vidro de conta foi usado para conduzir os experimentos visualmente (Figura 3.2). Estes experimentos foram desenhados para imitar os parâmetros adimensionais observados em alguns projetos de campo. Nos experimentos, o processo GAGD atingiu um fator de recuperação óleo de 80%. Além de que, se observaram altos fatores de recuperação, os autores relacionaram o tempo de duração do processo no modelo para durações em projetos de campo.

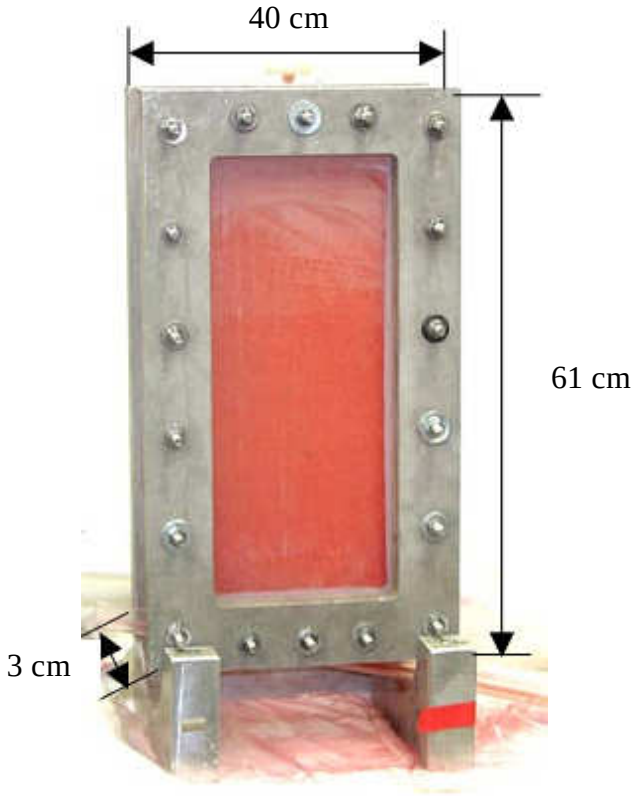


Figura 3.2 Modelo físico visual

(Fonte: Amit P. Sharma, 2005)

T.N. Mahmoud et al., (2006) usou um modelo visual físico, quase similar ao modelo da Figura 3.1, para estudar os mecanismos operacionais no processo GAGD. O modelo, que se mostra na Figura 3.3, foi desenhado para diferentes configurações dos poços injetores. Os

experimentos feitos no modelo provaram que o GAGD é um processo viável para a recuperação secundaria e terciária de óleo.

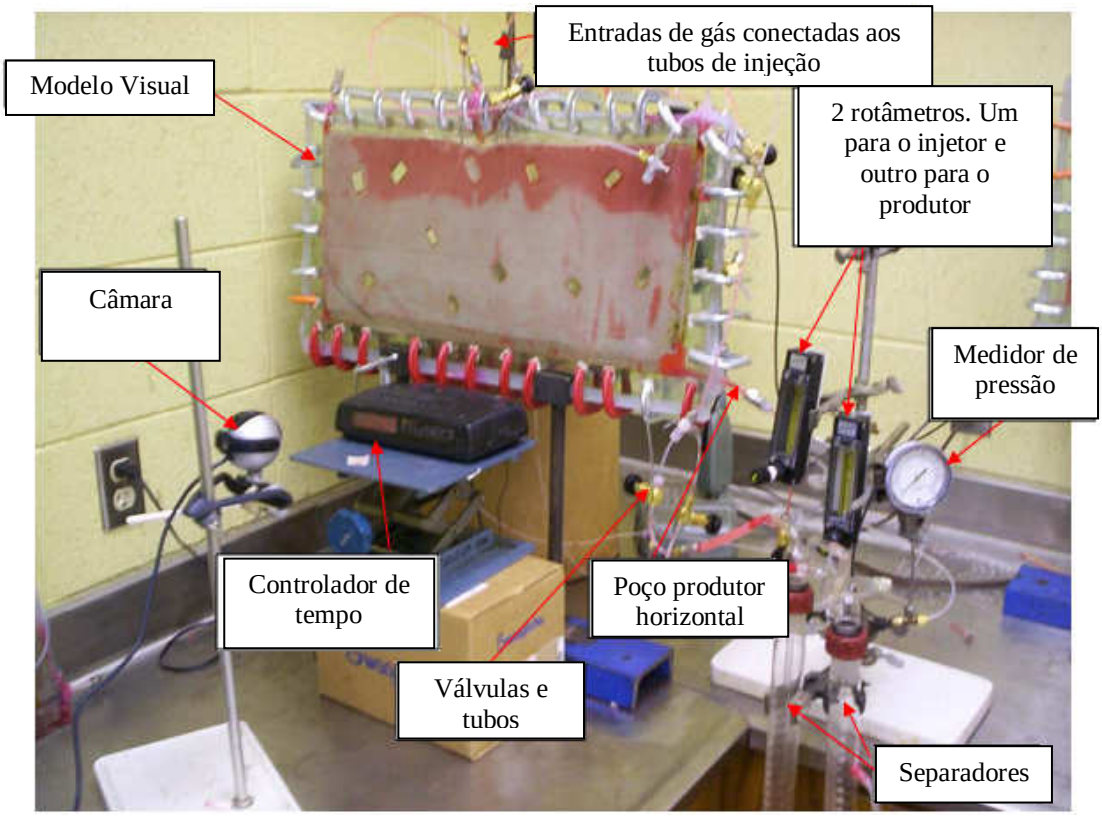


Figura 3.3 Aparelho experimental usado para o processo GAGD.

(Fonte: T.N. Mahmoud, 2006)

Os resultados deste trabalho apresentado por *T.N. Mahmoud et al* são detalhados na seção 3.2.1, porque o autor, através do aparelho experimental, descreve os possíveis efeitos tanto operacionais como de reservatório no novo processo GAGD, na qual alguns deles serviram de referência para o presente trabalho.

3.2.1 Resultados dos efeitos operacionais e reservatório no processo GAGD do trabalho de T.N. Mahmoud *et al*., 2006.

3.2.1.1 Desempenho visual do GAGD

Rao, D.N. (2004), inferiu que uma vez que começa a injeção de gás, uma capa deste mesmo de forma semicircular começa a aparecer centrada sobre o ponto de injeção e vai crescendo drenando o óleo para o poço produtor como se mostrou na Figura 2.22. Contudo, no aparelho experimental, à medida que o gás foi injetado no modelo visual, o óleo começou a drenar desde o topo até o fundo, mas através de uma frente de injeção quase horizontal

como se mostra na Figura 3.4. Identificaram que os três possíveis mecanismos responsáveis pelos elevados fatores de recuperação de óleo foram: Deslocamento tipo Darcy até o *breakthrough* do gás, drenagem gravitacional após o *breakthrough* e drenagem de películas de óleo nas regiões invadidas pelo gás de injeção.

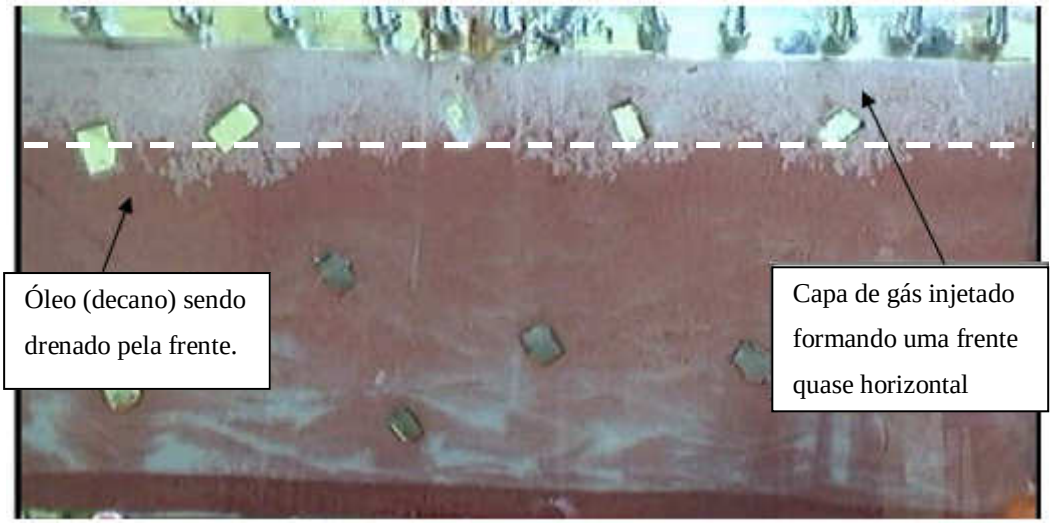


Figura 3.4 Formação da frente de gás no processo GAGD. Modelo visual.

3.2.1.2 Efeito da profundidade de injeção

Os autores para determinar o efeito da profundidade de injeção, injetaram o gás em quatro profundidades diferentes em relação ao topo do modelo visual: no topo do modelo, 2.5'', 5", e a 7.5" do topo.

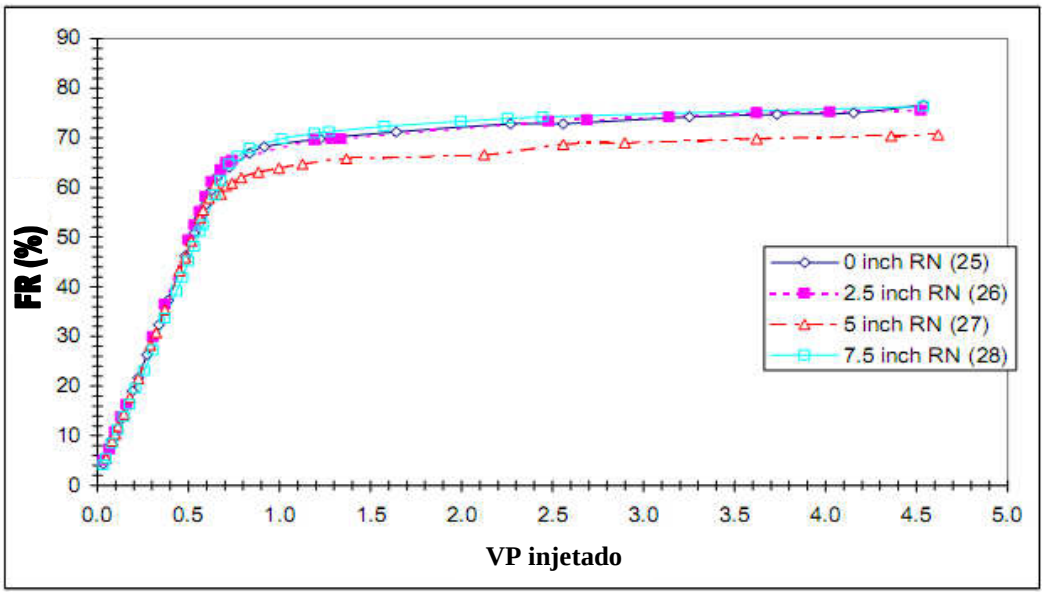


Figura 3.5 Efeito da variação da profundidade sobre o fator de recuperação

Observaram que este parâmetro não afeta o fator de recuperação consideravelmente (Figura 3.5) já que, para todas as profundidades, o gás sempre escoava para o topo do modelo para depois criar uma frente horizontal devido a que a força dominante foi a gravidade. Por exemplo, na Figura 3.6 observa-se que a injeção para 7.5'' a capa de gás se forma no topo do modelo visual. Acharam que, se a profundidade fosse maior, o gás chegaria mais rápido ao poço produtor. Mas, o tempo de chegada do gás foi governado pela capa de gás e não pela profundidade de injeção.

Figura 3.6 Fotografia do modelo visual da variação da profundidade de injeção.

(Fonte: T.N. Mahmoud, 2006)

3.2.1.3 Efeito da vazão de injeção

O autor menciona que este parâmetro é um dos fatores mais importantes que precisa ser otimizado para o sucesso do processo GAGD. Experimentaram com três vazões de injeção e observaram que maior a vazão de injeção, maior o fator de recuperação. A Figura 3.7 mostra o efeito da vazão de injeção sobre o fator de recuperação.

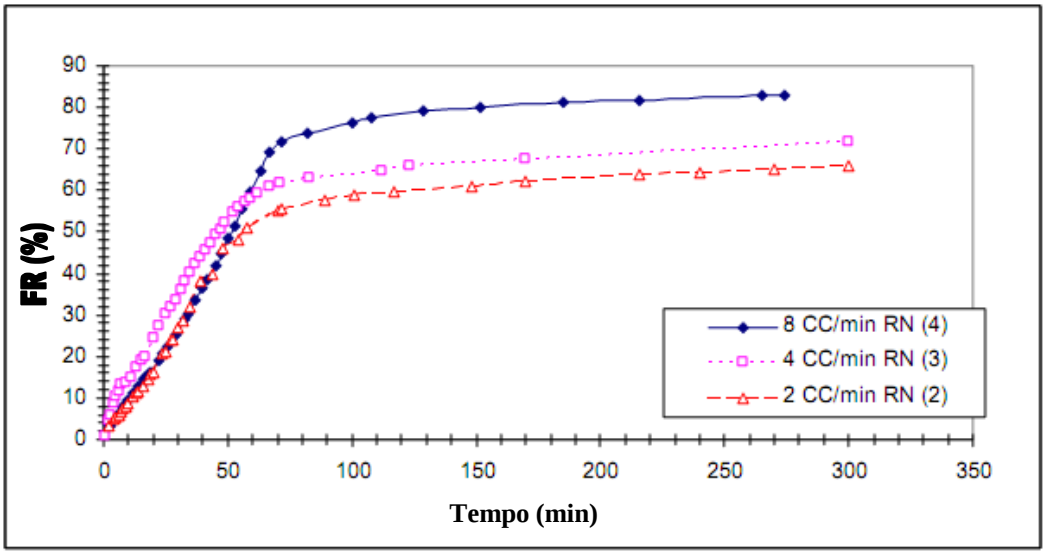


Figura 3.7 Efeito da vazão de injeção sobre o fator de recuperação.

(Fonte: T.N. Mahmoud, 2006)

O autor menciona que, se a vazão for alta demais, a força gravitacional perde força, sendo mais dominante a força viscosa. Contudo, vazões altas tendem a diminuir o tempo requerido para completar e fazer o processo mais atrativo economicamente.

3.2.1.4 Efeito da miscibilidade

Devido às limitações do modelo físico e à necessidade de altas pressões para atingir a miscibilidade, não foi possível simular as condições de miscibilidade do gás CO_2 no modelo. Contudo, os pesquisadores usaram dois líquidos miscíveis, nafta vermelha para representar o óleo e decano para representar o CO_2.

A experimentação provou que a eficiência de deslocamento é muito próxima dos 100%, como se tinha descrito na hipótese dos pesquisadores. Contudo, a eficiência de varrido foi menos que 100%. Alem disso, pareceu que a miscibilidade no modelo visual é bastante sensivel à vazão de injeção.

Embora os resultados fossem limitados quantitativamente, os dados obtidos foram úteis para entender o conceito de miscibilidade, já que, na Figura 3.8, pode-se observar que a maiores vazões de injeção miscível, menor é a recuperação no *breakthrough*, já que, maior a vazão de injeção, mais forte a força viscosa. Contudo, com altas vazões de injeção o óleo foi recuperado mais rápido e isto poderia ser atrativo economicamente. Os autores mencionaram que os resultados da Figura 3.8 são duvidosos após o ponto de *breakthough*.

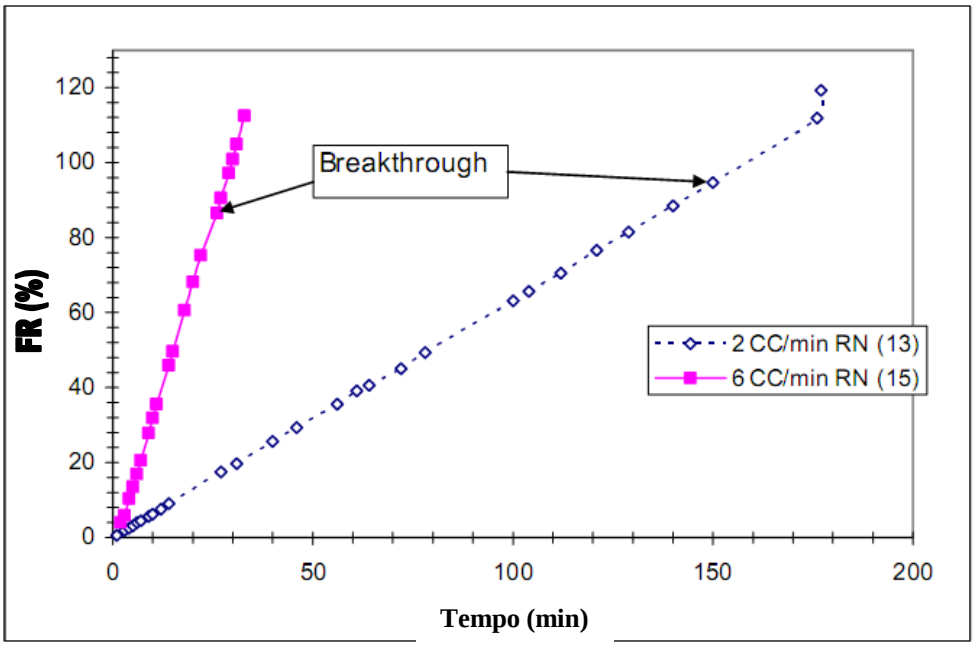


Figura 3.8 Variação da injeção miscível sobre o fator de recuperação.

3.2.1.5 Efeito da viscosidade do óleo

Neste parâmetro, os autores concluíram que maiores vazões de injeção imiscível pareceram ter uma influência positiva no processo para óleos de baixa viscosidade como se mostra na Figura 3.9.

3.2.1.6 Efeito da molhabilidade

Os autores analisaram o efeito de um sistema molhado por óleo e outro molhado por água no fator de recuperação. Observou-se que o fator de recuperação foi mais alto em sistemas molhados por óleo que por água. Eles explicaram que a vantagem em sistemas molhados por óleo é devido a que o óleo escoa melhor em forma de filmes sobre a matriz do reservatório que quando escoa pelos poros. A Figura 3.10 mostra a influencia da molhabilidade sobre o fator de recuperação.

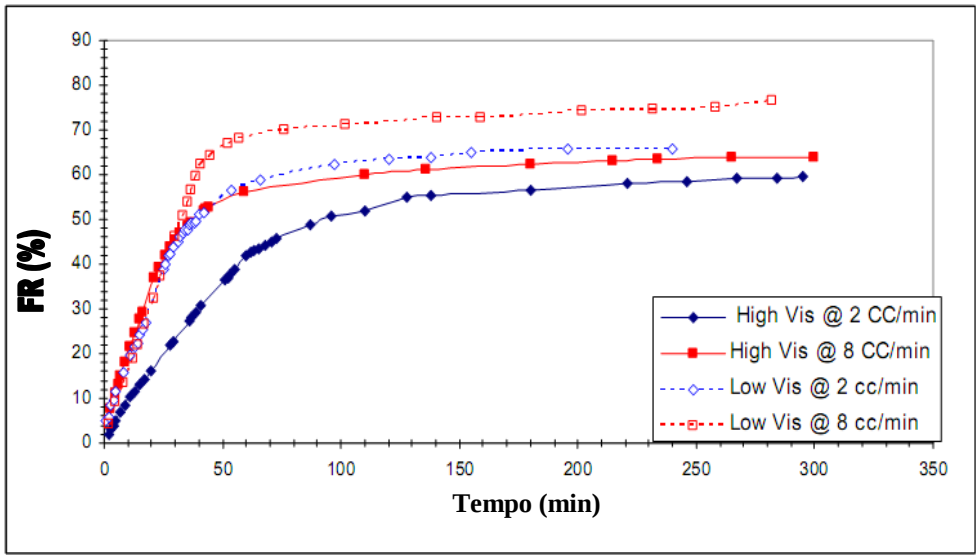


Figura 3.9 Efeito da viscosidade do óleo sobre o fator de recuperação variando a vazão de injeção imiscível.

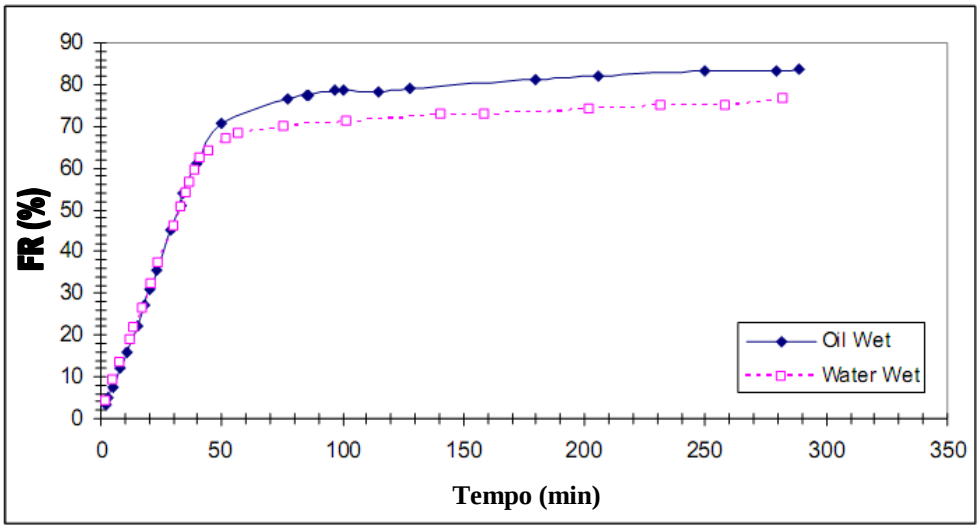


Figura 3.10 Efeito da molhabilidade da rocha sobre o fator de recuperação.

Alem destes parâmetros, os autores estudaram outros fatores como a fratura em reservatórios, aplicação da injeção do tipo *Toe to Heel*, etc.

P.S. Jadhawar et al., (2008) fez uma análise de vários parâmetros que governam o deslocamento no processo GAGD. Neste estudo, o processo GAGD foi analisado dando ênfase especial na pressão, relacionado com o Número de Gravidade e a saturação residual de óleo à água e ao gás. O estudo concluiu que pequenas mudanças na saturação de óleo residual à água e ao gás podem ter um alto impacto no desempenho do óleo recuperado no GAGD. A análise também indicou que a pressão, relacionada com o Número de Gravidade, é mais

apropriado para medir o processo em comparação com a vazão de gás injetado relacionado com o Número de Gravidade.

M. F. Oliveira (2008) fez um estudo paramétrico do processo VAPEX através do simulador STARS 2007.11 da CMG. Ele estudou e analisou a influencia de alguns parâmetros operacionais e de reservatório do processo tais como o espaçamento entre poços, a pressão de injeção, tipo do solvente, viscosidade do óleo, saturação residual de água e permeabilidade horizontal. Ele concluiu que a seleção quanto ao tipo de solvente (neste caso o butano) foi o parâmetro que mais influenciou significativamente o processo Vapex. Na seqüência, para maiores permeabilidades e óleos de baixa viscosidade proporcionaram maiores fatores de recuperação. O autor mencionou a importância da recuperação do solvente para a viabilidade econômica do processo, sendo neste caso o solvente propano que apresentou maiores índices de recuperação.

T. de A. Pinto (2009) fez também um estudo paramétrico do processo GAGD no simulador STARS 2007.11 da CMG com um modelo homogêneo de características similares aos campos de petróleo do nordeste brasileiro. Na Figura 3.11, mostra-se as dimensões do modelo usado pelo autor. São configurados dois poços injetores verticais e um poço produtor horizontal. Usaram-se dois tipos de óleo, um de 10 cp e o segundo de 100 cp. Os parâmetros analisados foram a viscosidade do óleo, a capa de gás, a localização do poço produtor, a vazão de injeção e a completação do poço injetor. O trabalho foi divido em dois casos: Casos A, que apresentam baixas vazões e Casos B, que apresentam altas vazões. Os resultados mostraram que, para os dois casos, em óleos de 10 cp, obtiveram-se maiores fatores de recuperação que em óleos de 100 cp. As análises também indicaram, para os dois casos, que quanto maior a vazão de injeção, maior o fator de recuperação e que a completação do poço injetor influenciou pouco no processo. Para o Caso A, maiores fatores de recuperação foram encontrados em reservatórios com capa de gás. Para o Caso B, as maiores recuperações foram em reservatórios sem capa de gás. Finalmente para o parâmetro da localização do poço produtor, foram encontrados maiores fatores de recuperação quando o produtor esta na parte inferior do reservatório para óleo de 10 cp; para óleos de 100 cp e com capa de gás, a melhor localização foi na parte central, e em reservatórios com óleo de 100 cp e sem capa de gás, a melhor localização foi na parte superior.

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

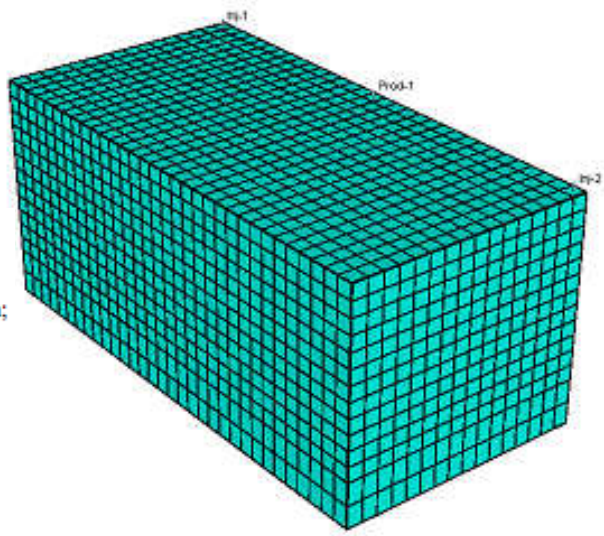


Figura 3.11 Dimensões e número de blocos do modelo base criado por T. de A. Pinto

3.3 Aplicação em campo do processo GAGD

Na referencia bibliografia PIPELINE (2009), a Universidade Estadual de Louisiana (LSU), criadora e desenvolvedora do processo GAGD, está executando o primeiro teste em campo. As empresas Nelson Oil&Gas de Alabama e Marlin Exploration de Louisiana estavam aprontando para implementar o processo GAGD no campo de Louisiana. O poço injetor (CO_2) vertical foi perfurado em Julho/2008 e o poço produtor horizontal foi iniciado a sua operação de perfuração em 13 de novembro do mesmo ano e estava sendo perfurado a 8.000 pés de profundidade. Espera-se que os primeiros resultados saiam em 2010.

Figura 3.12 Fotografia do poço injetor de CO2 no campo de Louisiana (Pipeline, 2009)

Figura 3.13 Fotografia do poço produtor horizontal no campo de Louisiana.

(Pipeline, 2009)

CAPÍTULO IV

Materiais e métodos

4. Materiais e métodos

Neste capitulo, serão abordados os materiais que foram usados para o presente estudo que são as ferramentas computacionais, o modelo físico do reservatório descrito com todas as suas propriedades e o modelo do fluido, tanto do óleo do reservatório como dos gases injetados.

4.1 Ferramenta computacional

4.1.1 Simulador GEM – CMG

Como o estudo do processo GAGD foi conduzido através da modelagem e simulação, a ferramenta computacional utilizada para tal fim, foi o simulador GEM ("*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*") da CMG ("*Computer Modelling Group")* – versão 2009.10.

O GEM é uma ferramenta essencial de engenharia para modelar reservatórios muito complexos com complicadas interações no comportamento de fases que impactam diretamente sobre os mecanismos dos métodos de recuperação.

As principais características do simulador GEM são que:

- É um simulador composicional baseado na equação de estado para modelar o fluxo de três fases, de fluidos multicomponentes.
- Pode modelar processos, miscíveis e imiscíveis, tais como a injeção de CO_2 e hidrocarbonetos, injeção cíclica de gás, processo WAG e vários outros.
- Modela qualquer tipo de reservatório, gás condensado ou óleo volátil, onde a importância da composição do fluido e as suas interações são essenciais para entender o processo de recuperação.

Todas estas características do simulador fazem que o processo GAGD seja corretamente modelado e simulado para o presente estudo.

O GEM para simular o processo em estudo precisa de um arquivo de entrada, no qual armazena os dados das características do modelo do reservatório, modelo do fluido e do poço. Esse arquivo de entrada foi criado na ferramenta computacional Builder, também da CMG.

4.1.2 Builder – CMG

O Builder, da CMG versão 2009.10, é uma ferramenta que é usada justamente para criar o arquivo de entrada, de extensão *.dat*, para os simuladores da CMG (IMEX, STARS e GEM).

Para nosso caso de estudo, na interface inicial do Builder, selecionou-se o simulador GEM, as unidades de campo, a porosidade simples e a data de inicio da simulação a partir de 01/01/2000.

Para criar o arquivo de entrada no Builder precisou-se da:

- Descrição do modelo do reservatório.
- Modelo do fluido (óleo e gás injetado).
- Propriedades rocha-fluido.
- Condições iniciais (pressão inicial do reservatório, profundidade das zonas de contato água - óleo, etc.).
- Descrição dos poços.

Todas estas características e seus dados usados para o presente estudo encontram-se detalhados na seção 4.2.

O simulador encontra-se instalado e disponível, com sua respectiva licença, nos computadores do Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo (LEAP) da UFRN.

4.1.3 WinProp – CMG

O WinProp, da CMG versão 2009.10, é uma ferramenta que usa as propriedades de equilíbrio multifásico da equação de estado para:

- Modelar fluidos;
- Agrupamento (*"Lumping"*) de componentes;
- Ajuste de dados de laboratório através da regressão;
- Simulação de processos de contato múltiplo;
- Construção do diagrama de fases;
- Simulação de experimentos de laboratório (Liberação diferencial, teste do separador óleo – gás, etc).

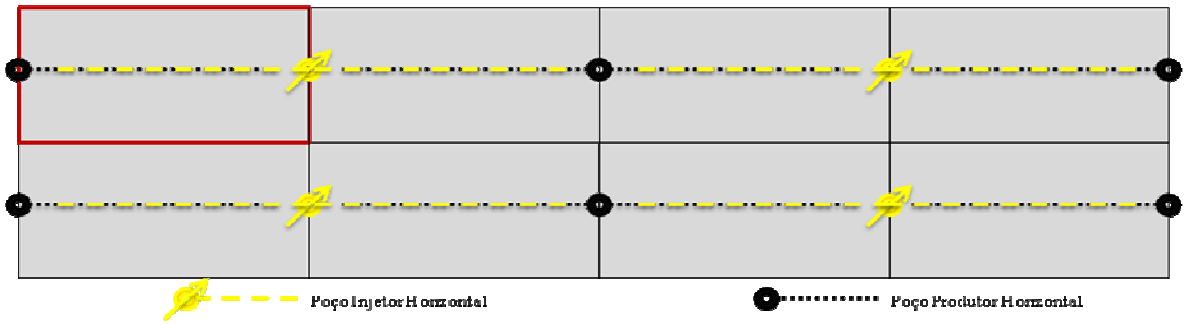
Com o WinProp, se pode avaliar o comportamento de fases dos sistemas gás – óleo no reservatório e gerar propriedades dos componentes de cada fase para o simulador composicional GEM, como também nos outros simuladores (IMEX e STARS).

O arquivo que o WinProp cria para o simulador GEM tem a extensão *.gem*. Este arquivo é carregado desde o propio Builder na seção de componentes.

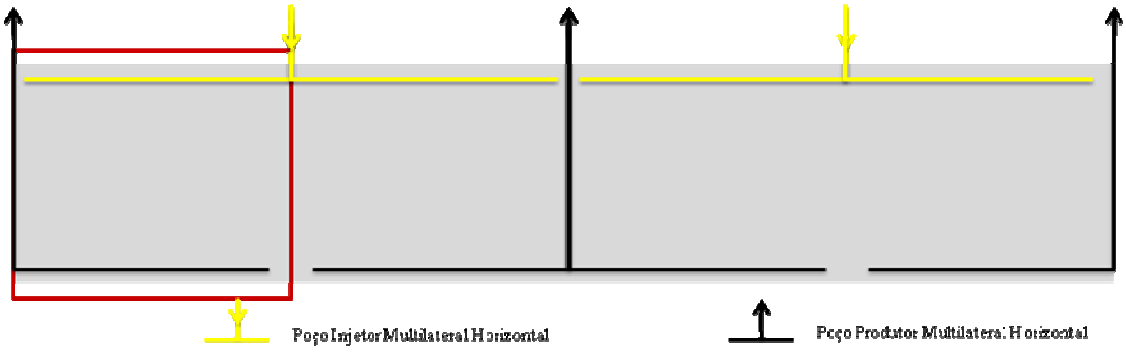
4.2 Modelagem do processo GAGD

4.2.1 Modelo físico do reservatório

O modelo físico estudado consiste de um modelo tridimensional com malha cartesiana (direções i, j, k). A malha de injeção escolhida para o processo GAGD foi a *"direct line drive"* (um poço injetor para cada poço produtor). Na Figura 4.1, mostra-se a proposta da configuração da malha de injeção no reservatório e como foi escolhido o modelo físico de estudo. Observa-se na seção horizontal do reservatório, a disposição dos poços injetores (cor amarelo) e dos poços produtores (cor preta) supondo que a área total do reservatório é retangular. Na seção vertical, observa-se que de um mesmo poço injetor se pode fazer uma completação multilateral no topo do reservatório. Pode ser considerada a opção de fazer a perfuração de dois poços injetores em separado. Do mesmo jeito pode acontecer com o poço produtor localizado na base do reservatório. A linha vermelha em ambas seções, representa o modelo físico do reservatório para o estudo do processo GAGD.



Seção horizontal do reservatório



Seção vertical do reservatório

Figura 4.1 Seções da malha de injeção do processo GAGD.

As dimensões e direções do modelo escolhido em 3D (três dimensões), criado já no Builder, ilustram-se na Figura 4.2.

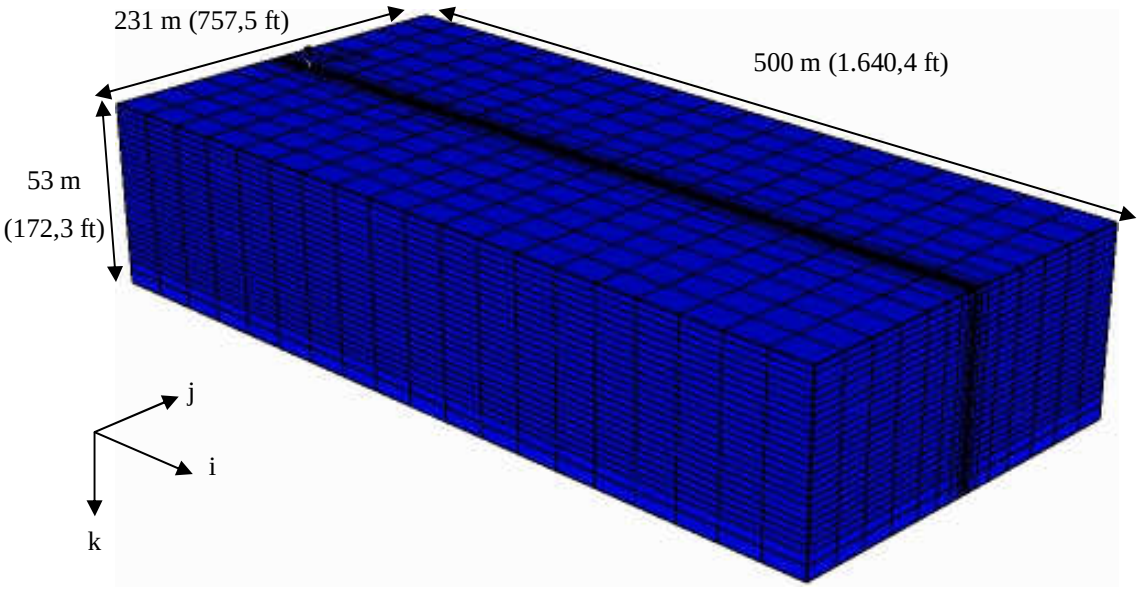


Figura 4.2 Dimensões e direções do modelo físico.

O refinamento do modelo tem as seguintes características:

- Tipo de Malha: Cartesiano;
- Número total de blocos: 19 x 19 x 25 = 9.025 blocos;
- Número de blocos na direção i = 19 blocos de 26.3 m (86,3 ft);
- Número de blocos na direção j = 19 blocos. Quatro blocos de 20 m, 15 m, 10 m, 5 m, 3 m, 2 m, 1 m (bloco central), 2 m, 3 m, 5 m, 10 m, 15 m e quatro blocos de 20 m;

- Número de blocos na direção k (sentido descendente) = 25 blocos. 23 blocos de 2 metros, um de 3 m e um de 4 m.

As características físicas do modelo de reservatório são:

- Porosidade: 21 %;
- Permeabilidade horizontal: 50 md;
- Permeabilidade vertical: 5 md;
- Profundidade base do reservatório: 2.697 m (8.849 ft);
- Compressibilidade da rocha: 7,25 x 10^{-7} 1/kPa (5 x 10^{-6} 1/psi);
- Temperatura: 104 °C (220 °F);
- Saturação de óleo inicial: 75 %;
- Saturação de água conata: 25%.

Na Figura 4.3, mostra-se o gradiente de pressão inicial do modelo do reservatório que varia em função da profundidade (camada k). A pressão na base do reservatório é de 28.369,9 kPa (4.114,7 psia). A pressão de fratura foi calculada considerando um gradiente de fratura de 0,7 psi/ft que multiplicado pela profundidade do reservatório (8.849 ft), obtém uma pressão de fratura de 42.708,2 kPa (6.194,3 psia). Esta pressão é importante para poder limitar a pressão de injeção do gás e evitar a fratura do reservatório.

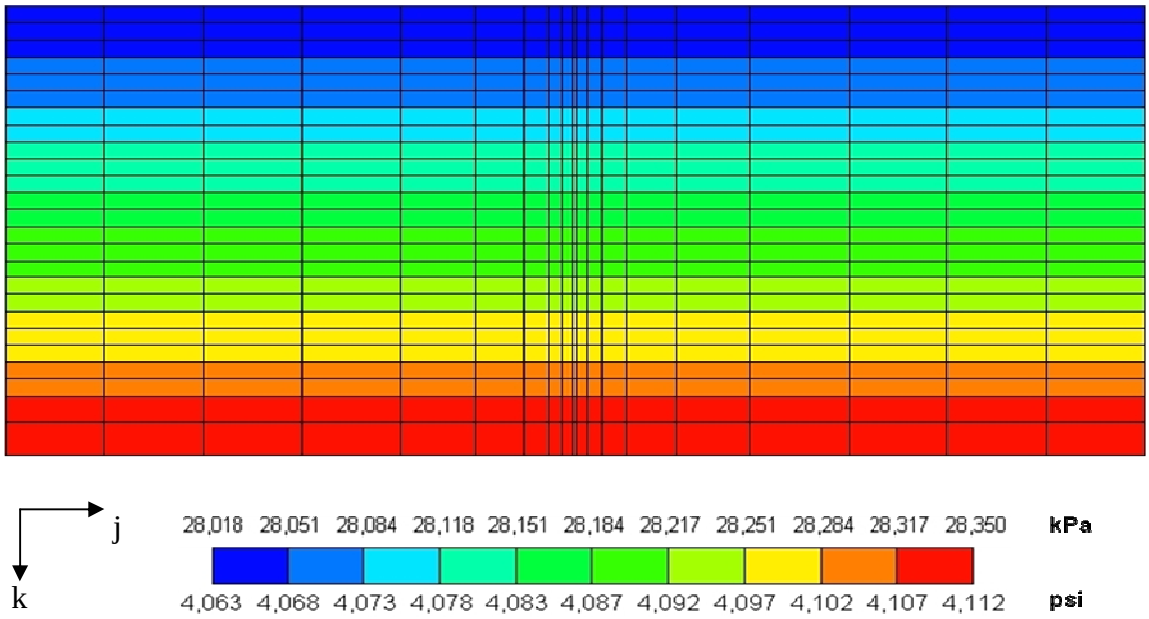


Figura 4.3 Pressão do reservatório nas camadas k.

Na Figura 4.4, mostra-se o perfil de saturação de óleo inicial no modelo do reservatório. A espessura da zona de óleo (cor laranja) é de 42 m (21 blocos de 2 m cada bloco), a zona de transição água-óleo é de 7 m e a zona de água é de 4 m. A zona de transição foi definida pelos dados de pressão capilar do sistema água-óleo. (Ver na seção 4.3.3)

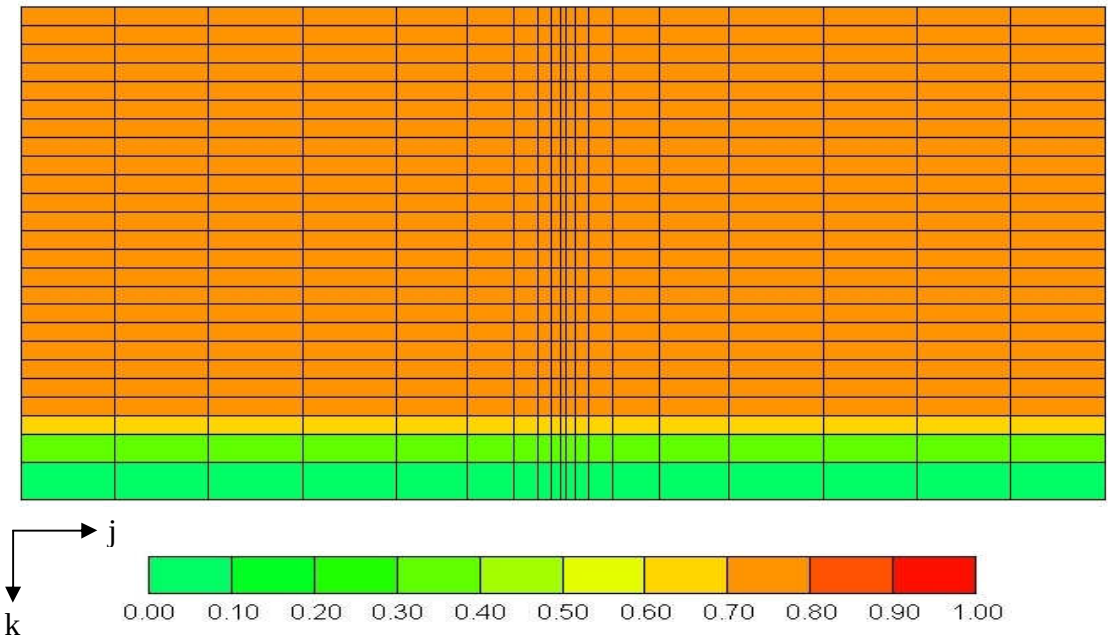


Figura 4.4 Saturação de óleo inicial nas camadas k

Os volumes iniciais das fases presentes no modelo de reservatório, calculados automaticamente pelo simulador, são:

- Volume original de óleo *in place* (VOOIP):
  - Na zona óleo: 590.602,8 m^3 std (3.714.780 bl std)
  - Condensado na zona gás: 0
  - Dissolvido na zona água: 0
  - Total VOOIP = 590.602,8 m^3 std (3.714.780 bl std)
- Volume original de gás *in place* (VOGIP):
  - Na zona gás: 0
  - Dissolvido na zona óleo: 84.908.358 m^3 std (3 Bft std)
  - Dissolvido na zona água: 0
  - Total VOGIP = 84.908.358 m^3 std (3 Bft std)
- Volume original de água *in place* (VOAIP): 428.055,82 m^3 std (2.692.390 bl std).

No presente estudo considerou-se a influencia de um aquífero de fundo no desempenho do processo GAGD. O aquífero foi criado no Builder que apresenta vários modelos de aquíferos numéricos. Foi escolhido o modelo de Carty-Tracy com a característica de que a água volte para o aqüífero quando estiver sob influencia de mais altas pressões de reservatório.

4.2.2 Modelo do fluido do reservatório

O modelo do fluido do reservatório foi criado a partir de um teste PVT obtido do livro de Danesh, A, (*"PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids")*. Na Tabela 4.1, mostra-se a composição do óleo que contém nove pseudo-componentes e as características da fração pesada C7+ e também a densidade e pressão de saturação do óleo. Pela densidade do óleo, pode-se dizer que o óleo é leve e de características similares ao óleo do campo Buracica da bacia do Reconcavo bahiano descrito por Lino (2005).

Tabela 4.1 Composição do óleo.

Pseudo-componente	% Molar
N2	0,16
CO2	0,91
C1	36,47
C2	9,67
C3	6,95
iC4-nC4	5,37
iC5-nC5	2,85
C6	4,33
C7+	33,29
Total	100

Características do C7+
Gravidade especifica: 0,8515
Peso Molecular: 218
Características do óleo
Densidade API do óleo a 15,5 °C: 35,1 °API
Pressão de saturação:18.165,62 kPa (2.634,7 psi)

Na Tabela 4.2, mostram-se os resultados experimentais da liberação diferencial do mesmo óleo que foram carregados no WinProp para criar o modelo do fluido.

Tabela 4.2 Dados PVT do teste de liberação diferencial do óleo leve.

Dados PVT - Liberação Diferencial						
Pressão (psi)	Fator Volume óleo Bo (bl r/bl s)	Fator Volume gás Bg (ft3 r/ft3 s)	Razão solubilidade gás-óleo (ft3 s/bl s)	Densidade óleo g/cc	Factor Z do gás	Gravidade especifica do gás
2.634,7	1,6	-	854	0,6562	-	-
2.364,7	1,554	0,00685	763	0,6655	0,846	0,825
2.114,7	1,515	0,00771	684	0,6731	0,851	0,818
1.864,7	1,479	0,00882	612	0,6808	0,859	0,797
1.614,7	1,445	0,01034	544	0,6889	0,872	0,791
1.364,7	1,412	0,01245	479	0,6969	0,887	0,794
1.114,7	1,382	0,01552	416	0,7044	0,903	0,809
864,7	1,351	0,02042	354	0,7121	0,922	0,831
614,7	1,32	0,02931	292	0,7198	0,941	0,881
364,7	1,283	0,05065	223	0,7291	0,965	0,988
173,7	1,244	0,10834	157	0,7382	0,984	1,213
14,7	1,075	-	0	0,7892	-	2,039

Na Tabela 4.3, mostram-se os resultados experimentais dos testes de viscosidade do óleo leve e gás contido nele, também carregados no WinProp.

Tabela 4.3 Dados da viscosidade do óleo e gás variando a pressão.

Pressão (psi)	Viscosidade óleo μo (cp)	Viscosidade gás μg (cp)
5014,7	1,01	-
4514,7	0,981	-
4014,7	0,948	-
3514,7	0,915	-
3014,7	0,882	-
2814,7	0,868	-
2634,7	0,856	-
2364,7	0,919	0,0196
2114,7	0,988	0,0183
1864,7	1,03	0,0173
1614,7	1,08	0,0164
1364,7	1,11	0,0156
1114,7	1,13	0,0149
864,7	1,14	0,0142
614,7	1,19	0,0134
364,7	1,22	0,0125
173,7	1,24	0,0116
14,7	1,29	-

Todos esses dados, já carregados, tem o objetivo de poder criar um modelo confiável e representativo do fluido do reservatório que possa ser usado para simular o processo GAGD. O modelo do fluido, para garantir o objetivo mencionado, precisa que os dados calculados pelo WinProp, das características do fluido, sejam ajustados aos dados das tabelas apresentadas que foram obtidos experimentalmente em laboratório. O ajuste é feito através da regressão dos parâmetros dos coeficientes de interação e do pseudo-componente mais pesado do fluido.

Fizeram-se os seguintes ajustes e cálculos adicionais no WinProp:

- Ajuste da pressão de saturação do óleo;
- Ajuste da densidade API do óleo;
- Ajuste dos dados da liberação diferencial da Tabela 4.2;
- Ajuste da viscosidade do óleo e gás da Tabela 4.3;
- Diagrama Pressão vs Temperatura;
- Calculo das pressões de miscibilidade entre o óleo do reservatório e gás injetado.

4.2.2.1 Ajuste da pressão de saturação

Inicialmente o WinProp calculou uma pressão de saturação de 19.276,12 kPa (2.795,77 psi). Fez-se a regressão do valor do coeficiente de interação entre os componentes hidrocarbonetos para ajustá-lo ao valor de pressão de saturação da Tabela 4.1.

4.2.2.2 Ajuste da densidade API do óleo

O ajuste da densidade do óleo foi feito a condições de superfície usando o dado da Tabela 4.1 e não com os dados a condições de reservatório da Tabela 4.2. Fez-se a regressão do parâmetro "*volume shift*" do pseudo-componente C7+ para ajustar diretamente a densidade API a 35,1 °API.

4.2.2.3 Ajuste dos dados da liberação diferencial

Neste caso, as regressões foram feitas também no parâmetro "*volume shift*" do C7+, porém nas condições do reservatório. Na Figura 4.5, mostra-se o gráfico da regressão da razão de solubilidade do gás no óleo (Rs) e o fator volume de formação de óleo (Bo). Observa-se que existe um leve desvio dos dados experimentais, dos dados calculados pelo WinProp, na razão de solubilidade gás-óleo acima da pressão de 1.114,7 psi. Este desvio poderia ser corrigido variando outros parâmetros, porem ocasionaria o desvio das outras propriedades do fluido. Então, procurou-se um equilíbrio no ajuste para todas as propriedades. Por exemplo, o

fator volume de formação de óleo ficou quase perfeitamente ajustado, ao tentar ajustar mais ainda a Rs, poderíamos ocasionar o desajuste do Bo. Da mesma forma acontece com o fator de compressibilidade do gás e fator volume de formação do gás, Figura 4.6, e a gravidade especifica do gás, Figura 4.7.

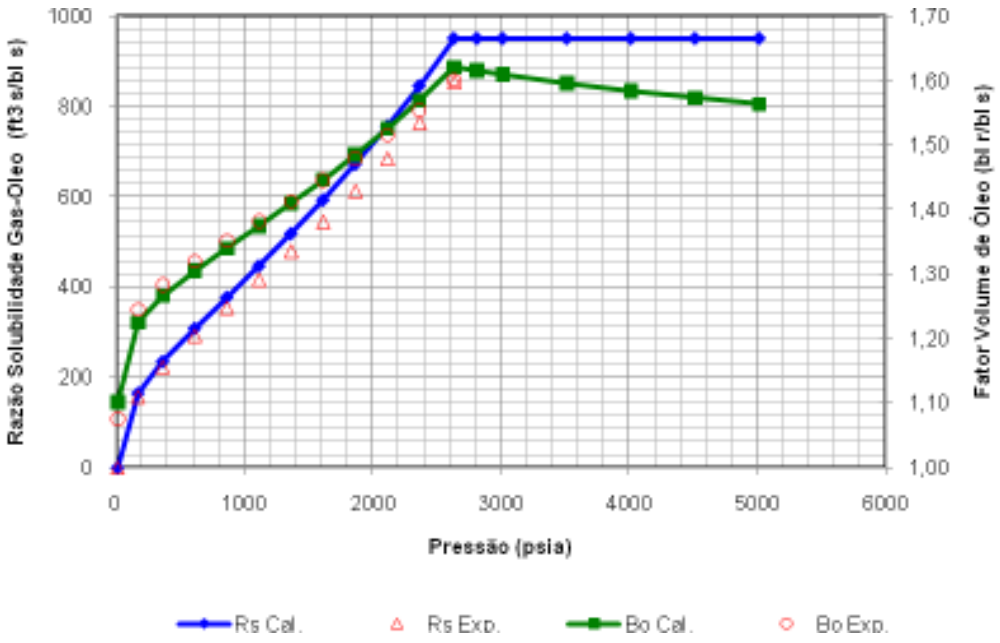


Figura 4.5 Gráfico da regressão da razão de solubilidade gás-óleo (Rs) e fator volume de óleo (Bo) vs pressão.

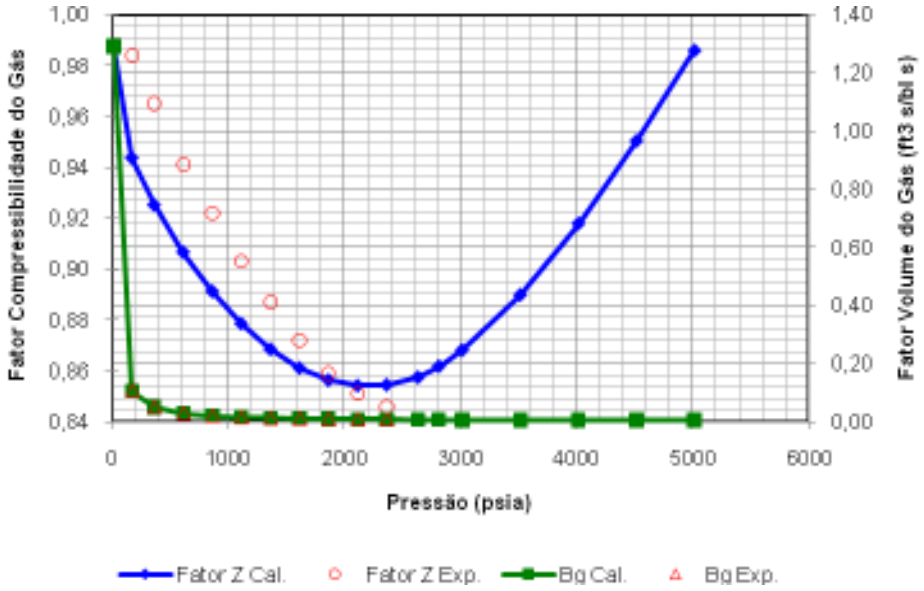


Figura 4.6 Gráfico da regressão do fator de compressibilidade do gás (Z) e fator volume do gás (Bg) vs pressão.

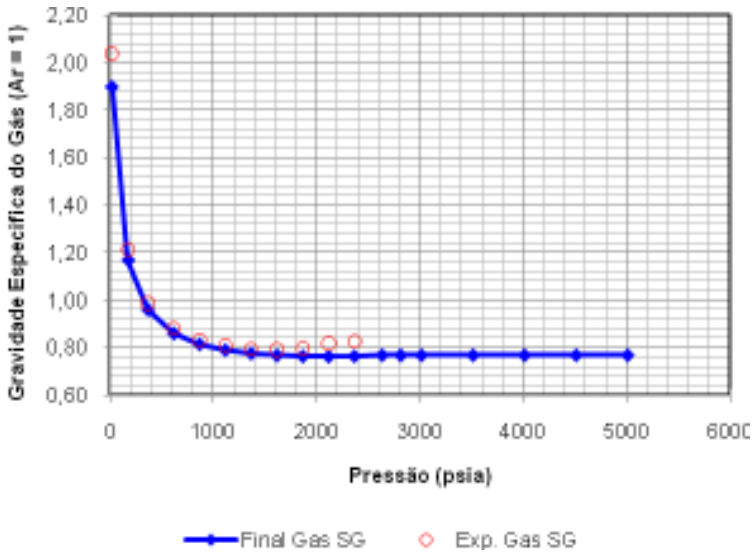


Figura 4.7 Gráfico da regressão da gravidade especifica do gás vs pressão

4.2.2.4 Ajuste da viscosidade do óleo e gás

O ajuste da viscosidade foi feito trocando a correlação de Jossi-Stiel-Thodos pela correlação de Pedersen modificado (1987). A regressão foi feita nos parâmetros dos

coeficientes polinomiais e o expoente da regra da mistura da correlação. Nas Figuras 4.8 e 4.9, mostram-se as regressões da viscosidade do óleo e gás respectivamente.

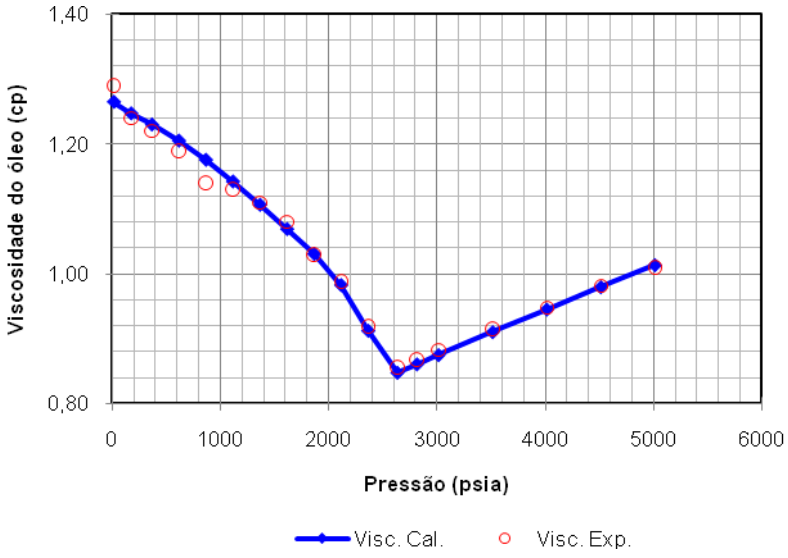


Figura 4.8 Gráfico da regressão da viscosidade do óleo.

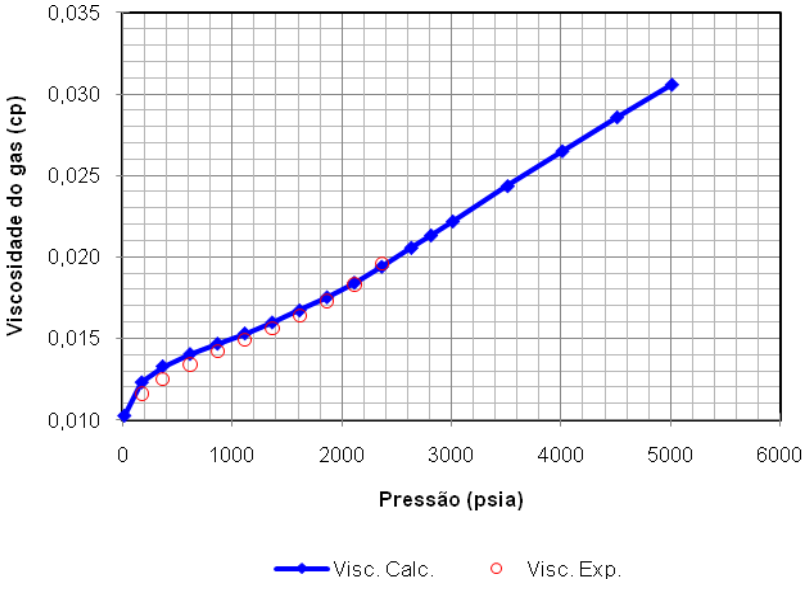


Figura 4.9 Gráfico da regressão da viscosidade do gás.

4.2.2.5 Diagrama Pressão Temperatura

O diagrama Pressão – Temperatura que o WinProp gerou, Figura 4.10, permite identificar o comportamento do óleo no reservatório e o tipo de reservatório. Pela classificação descrita na bibliografia, este diagrama caracteriza um reservatório de óleo de baixa contração, já que, estes apresentam diagramas de fase grandes que cobrem extensões amplas de pressão e temperatura; com baixo teor de C_3 a C_6 e alto teor de pesados; o ponto crítico está frequentemente situado abaixo do cricondenbar; a temperatura do reservatório é sempre menor que do ponto crítico; o fator volume de formação de óleo está ao redor de 1,5 blr/bls, a porcentagem molar do C7+ é maior que 30% e a gravidade especifica do óleo no tanque é maior que 0,85 (35°API) (Gallegos, R. C., 2006). Comparando estas características da bibliografia com os dados do óleo e o diagrama gerado, o reservatório contém óleo de baixa contração.

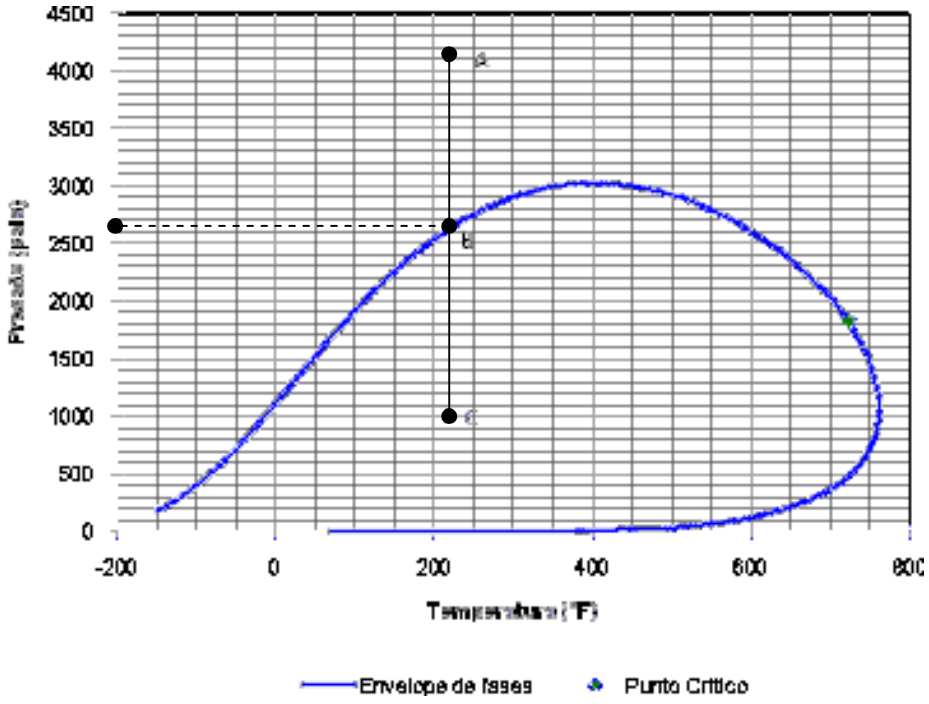


Figura 4.10 Diagrama Pressão vs Temperatura do óleo.

Observando a Figura 4.10, pode- se ter uma idéia do comportamento do óleo quando a pressão muda. As condições iniciais do reservatório (P = 4.114,7 psia e T = 220 °F), ponto A, observa-se que o óleo encontra-se subsaturado (sem gás livre). O ponto B representa a pressão

de saturação (2.634,7 psia) onde o gás em solução no óleo começa a ser liberado. O ponto C é a pressão mínima de fundo de poço, na qual no reservatório coexistem óleo e gás.

4.2.2.6 Calculo das pressões de miscibilidade

O WinProp tem a opção de calcular a pressão de miscibilidade de múltiplo contato e de primeiro contato, gerar o diagrama ternário e dizer o mecanismo pelo qual acontece a miscibilidade entre o óleo do reservatório e o gás injetado. Com esses dados, se consegue saber qualitativamente e quantitativamente a pressão necessária para atingir a miscibilidade no modelo físico do processo a ser estudado. Os gases escolhidos para a injeção no estudo do processo GAGD foram o CO_2 e gás natural rico a 23%. Na Tabela 4.4, mostram-se as composições respectivas dos gases de injeção.

Tabela 4.4 Composição molar dos gases de injeção.

Pseudo-componente	Gás C02 % molar	Gás HC* % molar
C1	0	77
C3	0	20
C6	0	3
C02	100	0
Total	100	100

* Fonte:Killough, 1987

4.2.2.6.1 Gás Hidrocarboneto

Usando o gás hidrocarboneto, o WinProp calculou que:

- A miscibilidade de múltiplo contato foi atingida a 32.504 kPa (4.714,3 psia);
- A miscibilidade de primeiro contato foi atingida a 35.011,6 kPa (5.078 psia);
- O mecanismo de miscibilidade foi feito por condensação.

Na Figura 4.11, observa-se no diagrama pseudo-ternário gerado pelo WinProp, que nas condições iniciais do reservatório, o gás injetado, representado pelo asterisco de cor café , e o óleo do reservatório, representado pela cruz de cor rosa, são imiscíveis, já que em equilíbrio eles ficam sempre na região de duas fases formadas entre a curva de bolha (linha de cor celeste) e curva de orvalho (linha de cor verde). Na Figura 4.12, observa-se o mesmo diagrama, porem à pressão de miscibilidade de múltiplo contato e na Figura 4.13 à pressão de miscibilidade de primeiro contato. Observa-se nas três figuras a mudança da região de duas fases variando a pressão do reservatório a temperatura constante da mesma.

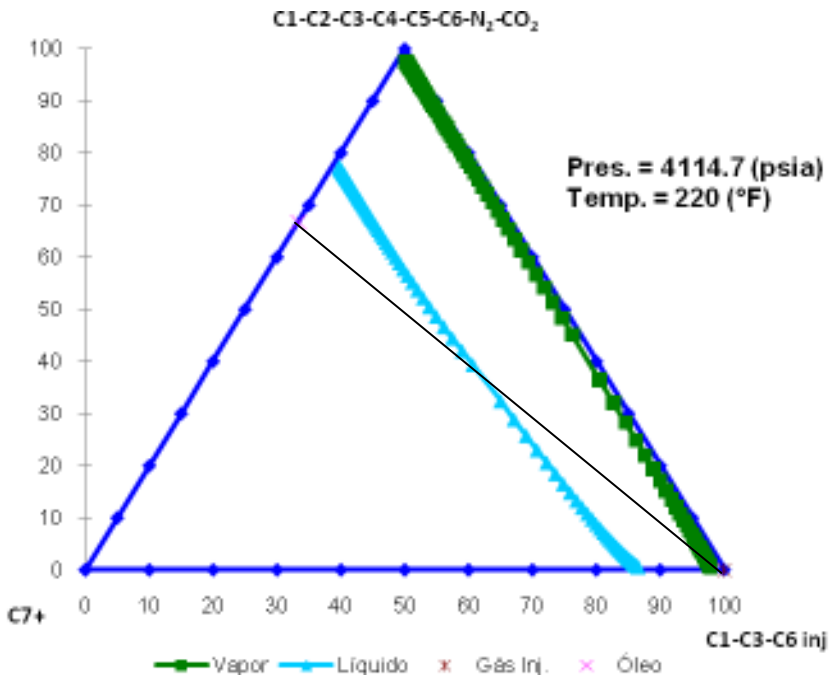


Figura 4.11 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás injetado às condições iniciais do reservatório.

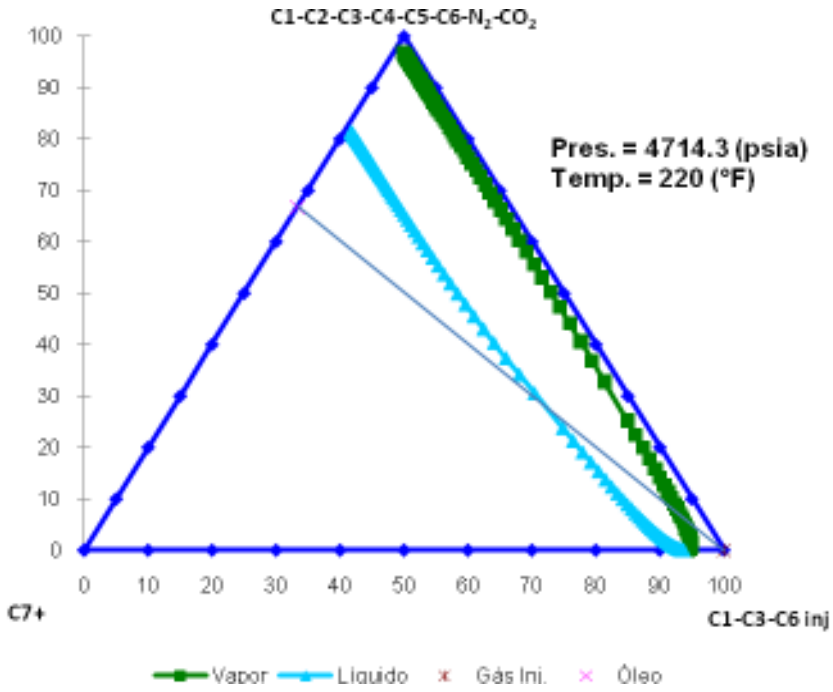


Figura 4.12 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás injetado na pressão miscível de múltiplo contato.

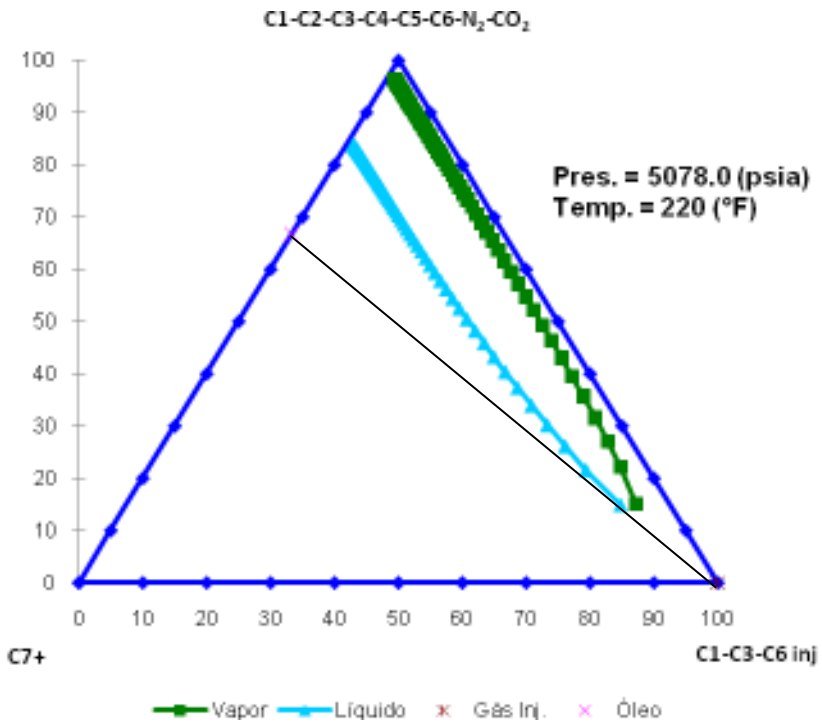


Figura 4.13 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás injetado na pressão miscível de primeiro contato.

4.2.2.6.2 Gás CO_2

Usando o CO_2, o WinProp calculou que:

- A pressão de miscibilidade de múltiplo contato foi atingida a 34.068,4 kPa (4.941,2 psia);
- A pressão de miscibilidade de primeiro contato foi atingida a 54.853,3 kPa (7.955,8 psia);
- O mecanismo de miscibilidade foi feito por vaporização.

No Figura 4.14, observa-se que no diagrama pseudo-ternário o CO_2 e o óleo do reservatório são também imiscíveis nas condições do reservatório. Na figura 4.15 e 4.16, mostra-se qualitativamente a pressão de miscibilidade de múltiplo contato e primeiro contato respectivamente.

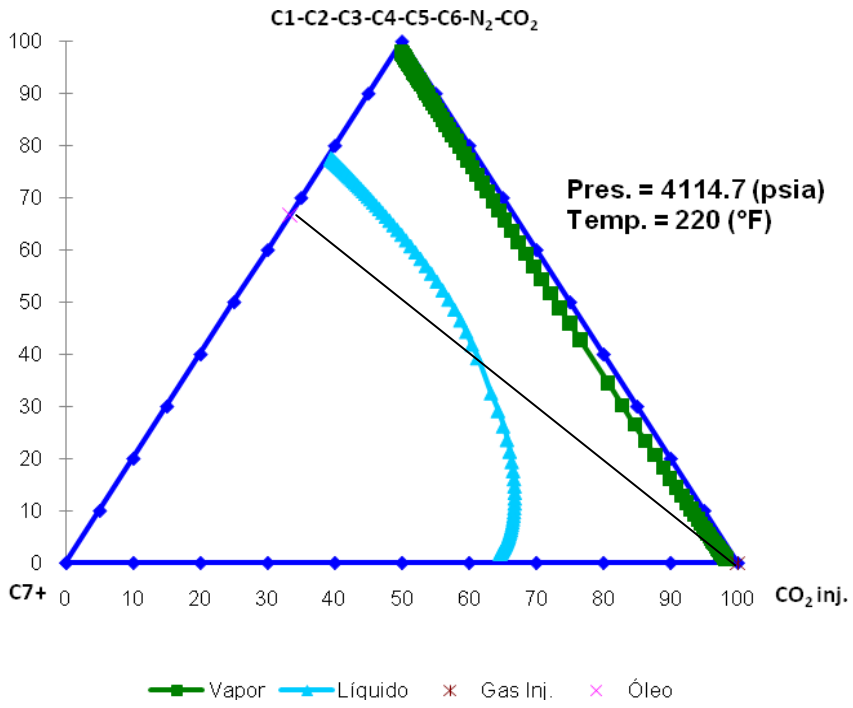


Figura 4.14 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás CO_2 injetado às condições inicias do reservatório.

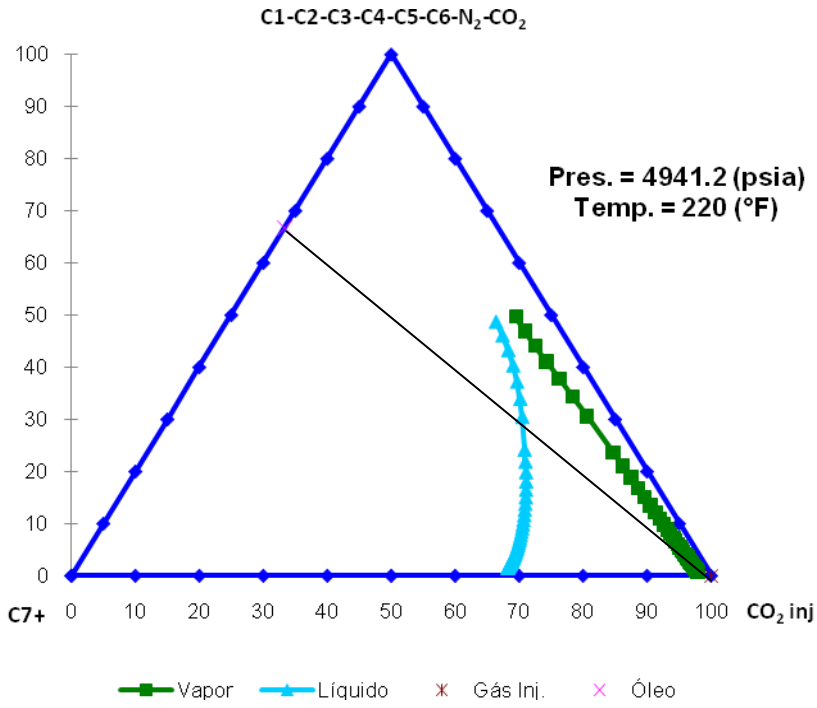


Figura 4.15 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás CO_2 injetado na pressão miscível de múltiplo contato.

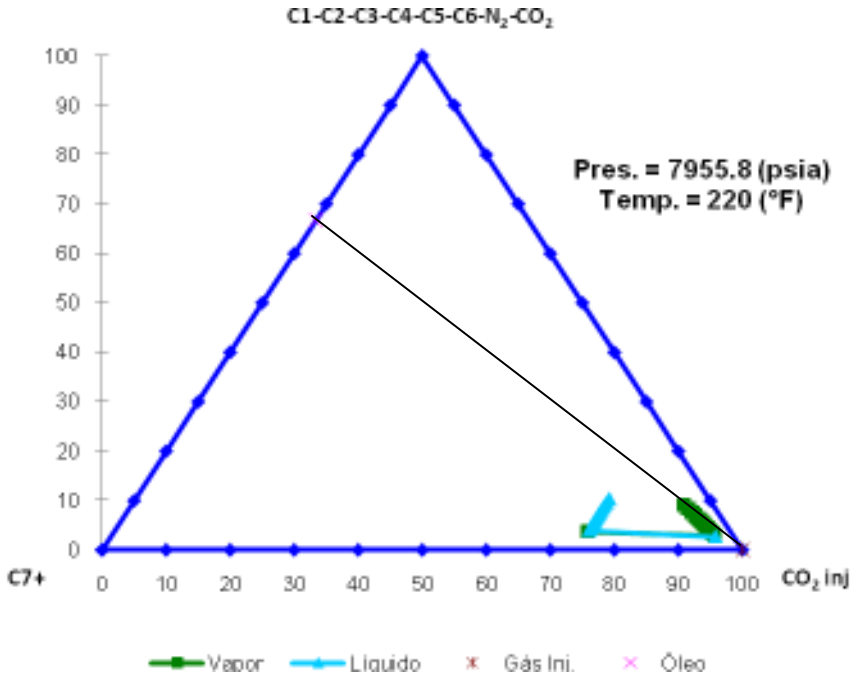


Figura 4.16 Diagrama pseudo-ternário do óleo do reservatório e gás CO_2 injetado na pressão miscível de primeiro contato.

4.2.3 Características rocha-fluido

Os dados das curvas de permeabilidades relativas, que foram usados no modelo de estudo, foram tirados do trabalho de J.E Killough, 1987. Escolheu-se este trabalho porque o autor fez uma avaliação com vários simuladores em injeção de gás miscível.

Na Tabela 4.5, Figura 4.17 e Figura 4.18, mostram-se os dados da permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema água óleo e as curvas das mesmas respectivamente. Na Tabela 4.6, Figura 4.19 e Figura 4.20, mostram-se os dados da permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema líquido-gás e as curvas das mesmas respectivamente.

Tabela 4.5 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água – óleo.

Sw	krw	krow	Pcow
0,25	0	0,6769	3
0,3778	0,018	0,4153	2
0,4667	0,0607	0,2178	1,5
0,5556	0,1438	0,0835	1
0,6444	0,2809	0,0123	0,5
0,7	0,4089	0	0,05
0,7333	0,4855	0	0,01
0,8	0,7709	0	0

Tabela 4.6 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema líquido - gás.

Sl	krg	krog	Pcog
0,2889	0,56	0	8
0,35	0,39	0	4
0,3778	0,35	0,011	3
0,4667	0,2	0,037	0,8
0,5556	0,1	0,0878	0,03
0,6444	0,05	0,1715	0,01
0,7333	0,03	0,2963	0,001
0,8	0	0,6769	0

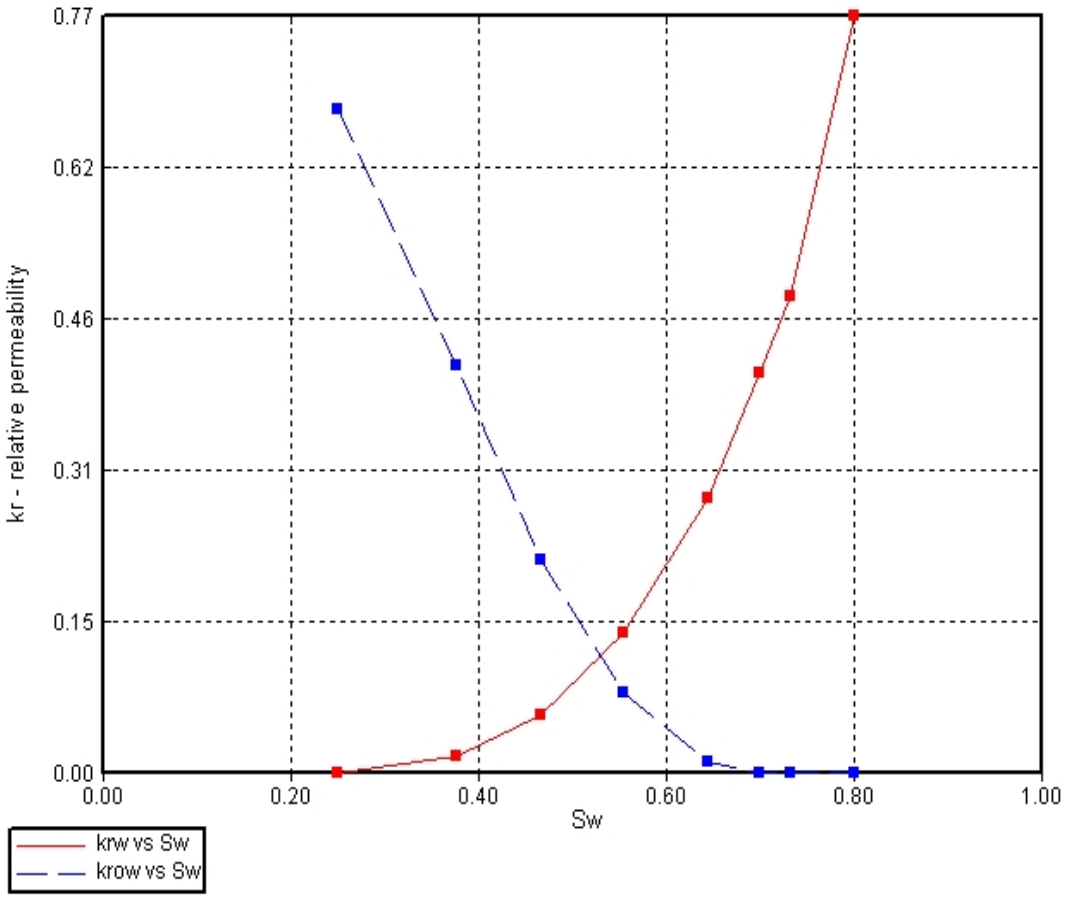


Figura 4.17 Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* saturação de água.

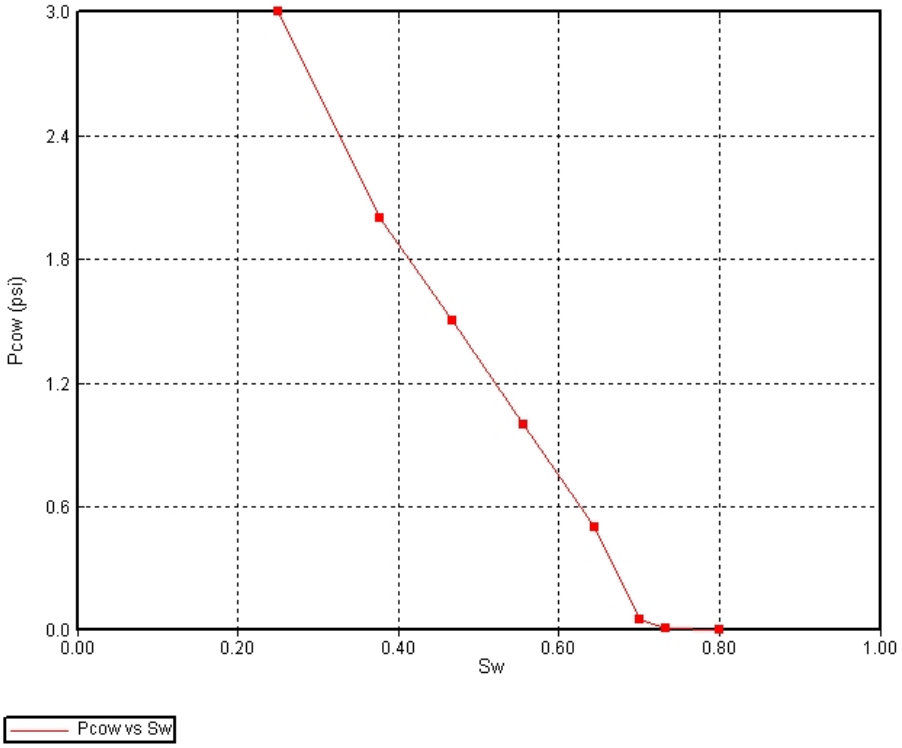


Figura 4.18 Curva de pressão capilar água – óleo versus saturação de água.

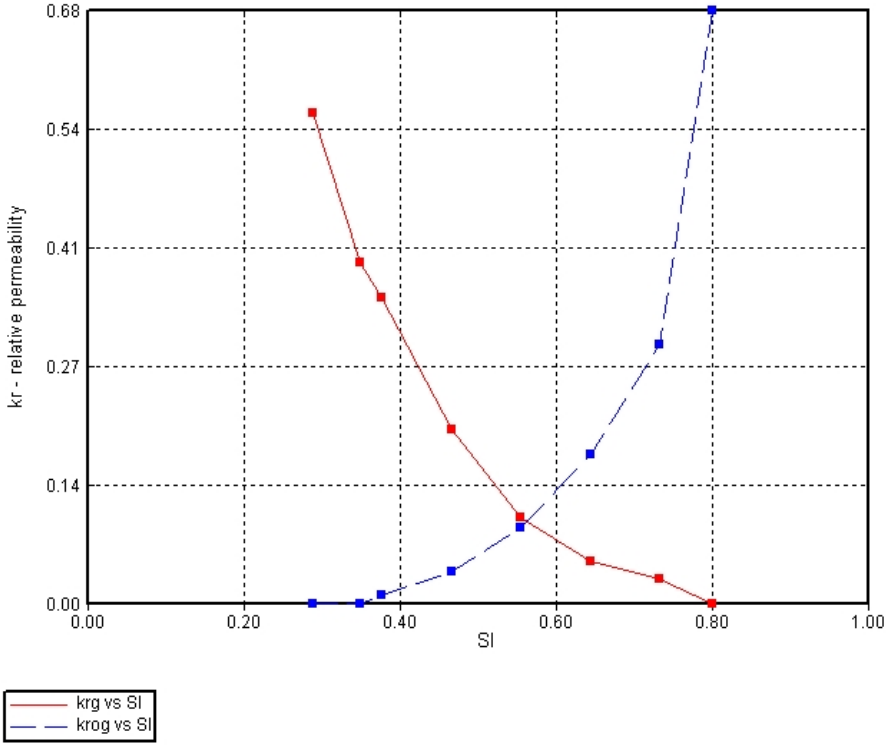


Figura 4.19 Curvas de permeabilidade relativa ao liquido e ao gás *versus* saturação de água.

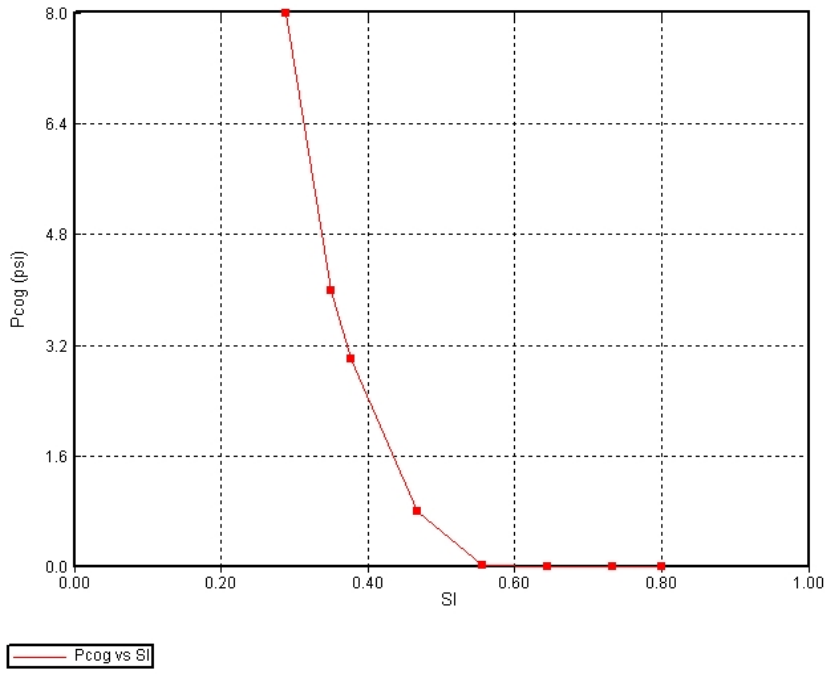


Figura 4.20 Curva de pressão capilar gás-óleo versus saturação de água.

4.2.4 Características do poço produtor e injetor

Na Figura 4.21, mostra-se a completação do poço produtor e injetor no perfil de saturação inicial de óleo para o case base de estudo do processo GAGD. Observa-se que o comprimento horizontal, na direção i, dos dois poços é de 447 m. O diâmetro dos poços é de 11,43 cm (4 ½ plg). O poço produtor está localizado a 10 m da base do reservatório e quase acima da zona de contato água-óleo. O poço injetor está localizado a 3 m do topo do reservatório. A pressão mínima de fundo do poço produtor foi fixada em 10.342 kPa (1.500 psia)

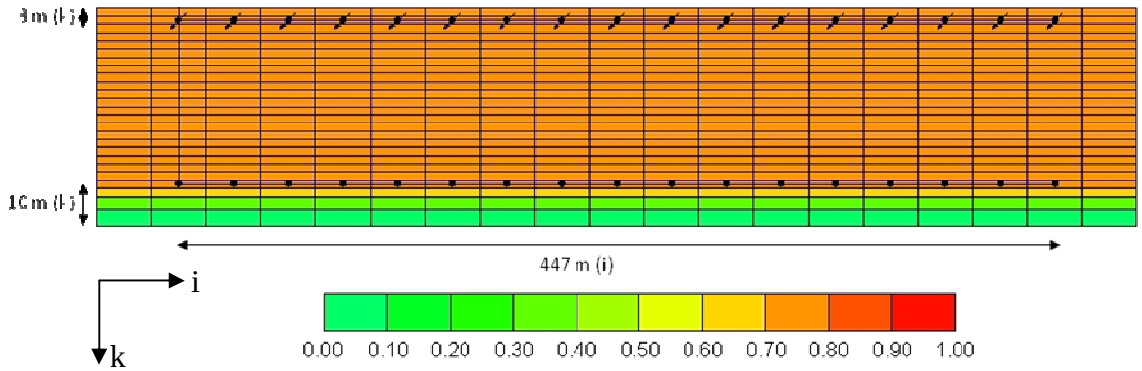


Figura 4.21 Completação do poço produtor e injetor no perfil de saturação inicial de óleo. Caso Base.

4.3 Correção do fator de recuperação de óleo.

Para os casos simulados, nos quais foi injetado o gás natural, os valores do fator de recuperação de óleo, que o simulador apresentava, tiveram que ser corrigidos. Isto é, a produção de óleo correspondia à somatória dos componentes líquidos do óleo do reservatório mais os componentes líquidos do gás injetado. Fisicamente isto é correto, mas para poder saber só o volume produzido de óleo do reservatório, fez-se um balanço de massa para subtrair as frações líquidas do gás injetado do volume total de óleo produzido.

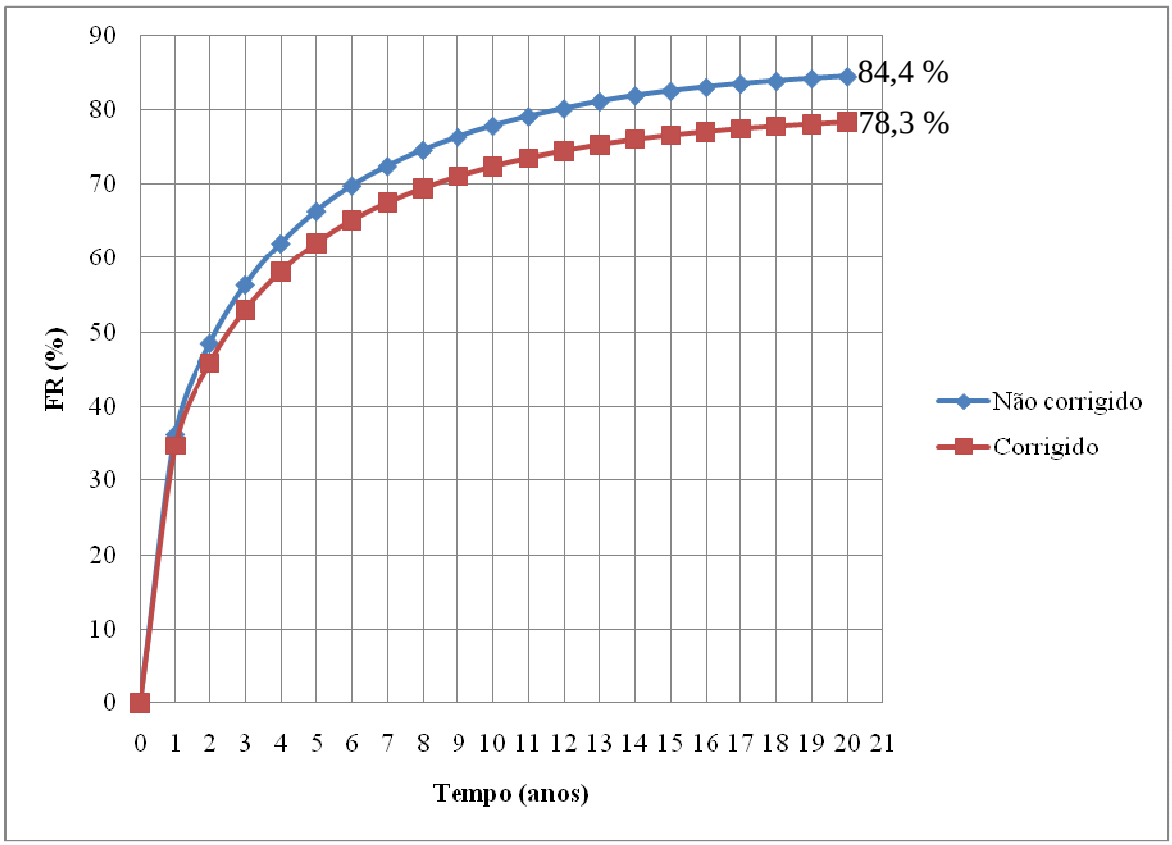


Figura 4.22 Gráfico da correção do fator de recuperação de óleo com injeção de gás natural.

Na Figura 4.22 mostra-se o resultado da correção feita de um caso qualquer escolhido. Observa-se que a curva azul, que representaria o volume total de óleo produzido pelo poço produtor, atingiu um FR de 84,4%. A curva vermelha, que representaria o volume de óleo do reservatório produzido, atingiu um FR de 78,3%. O diferencial destes dois fatores (aproximadamente 6%) representaria a fração liquida (óleo) proveniente do gás injetado. Para a análise econômica foram usados os valores não corrigidos.

4.4 Metodologia de trabalho

A metodologia de trabalho é apresentada no diagrama de fluxo da Figura 4.23.

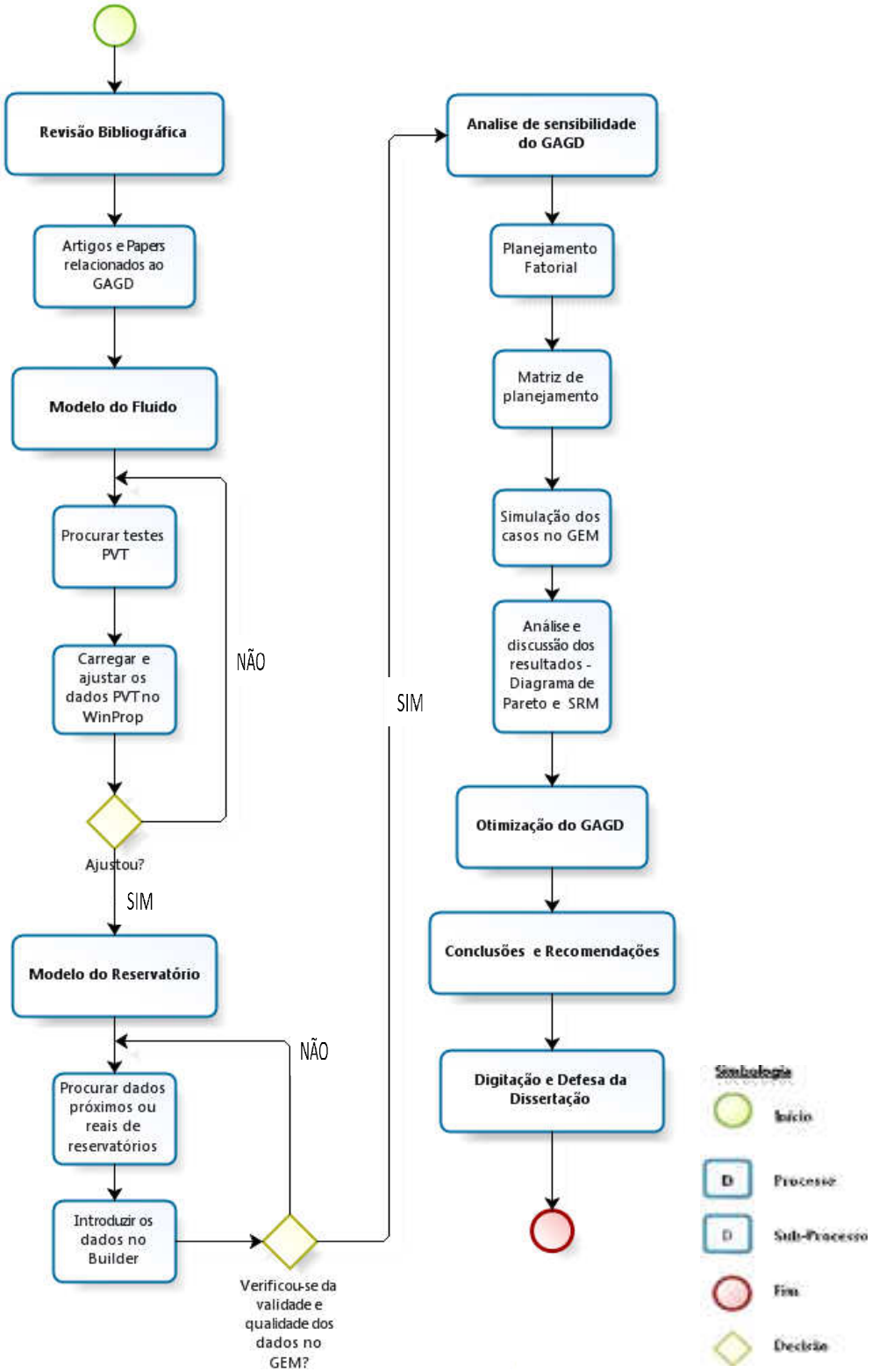


Figura 4.23 Fluxograma da metodologia de trabalho.

CAPÍTULO V

Resultados e Discussões

5. Resultados e discussões

Neste capítulo serão apresentados os resultados e discussões referentes às influências, significâncias, análise paramétrica, análise econômica e otimização dos parâmetros operacionais e de reservatório no fator de recuperação de óleo na aplicação do processo GAGD.

5.1 Análise comparativa do modelo base GAGD com o mesmo modelo, mas sem injeção de gás.

Realizaram-se simulações da produção de óleo do modelo base GAGD para compará-lo com o mesmo modelo, porém sem injeção de gás para simular a produção por recuperação primária, ou seja, energia natural. As características do modelo base são mostradas na Tabela 5.1. A configuração dos poços é mostrada na Figura 4.21. No modelo não foi considerada a presença de aquífero e o tempo de simulação foi de 20 anos.

Tabela 5.1 Características do modelo base com e sem injeção de gás.

Porosidade (%)	21
Permeabilidade horizontal (md)	50
Permeabilidade vertical (md)	5
Profundidade base do reservatório (m)	2.697 (8.849 ft)
Espessura do reservatorio (m)	53
Pressão do reservatorio (kPa)	28.369,9 (4.114,7 psia)
Compressibilidade da rocha (1/kPa)	7.25 x 10-7 (5 x 10-6 1/psi)
Temperatura (°C)	104 (220 °F)
Saturação de óleo inicial (%)	75
Saturação de água conata (%)	25
Vazão de Gas Injetado (ft3/dia)	5.000.000 (141.584 m3/dia)
Tipo de Gas Injetado	CO2

Na Figura 5.1 se mostra o gráfico comparativo dos modelos em função do fator de recuperação de óleo (FR). Observa-se que o modelo com injeção de gás (modelo base GAGD) após 20 anos tem um acréscimo de quase 37 % no FR em relação ao modelo sem injeção de gás (recuperação primaria). Esse acréscimo pode ser entendido fisicamente através da Figura 5.2.e Figura 5.3.

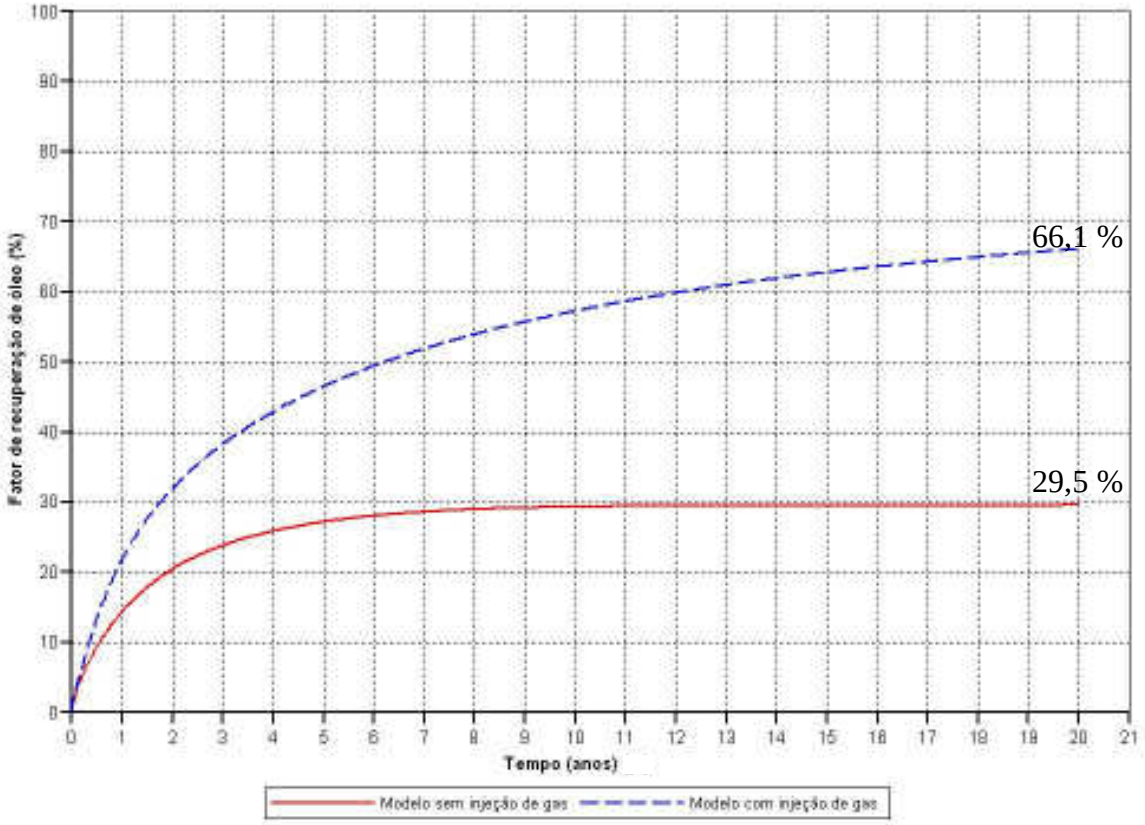


Figura 5.1 Gráfico comparativo do fator de recuperação de óleo do modelo sem injeção de gás e do modelo com injeção de gás.

Na Figura 5.2 observa-se que existe um leve acréscimo na pressão média do reservatório do modelo com injeção de gás sobre a pressão média do modelo sem injeção de gás. Isto é devido a que, o volume de gás injetado ocupa os espaços do poro à medida que se vai produzindo o óleo e evitando que a queda de pressão seja tão rápida como aconteceu com o modelo sem injeção de gás. Observa-se também que no inicio da produção o volume constante de gás injetado não é suficiente para manter a pressão constante, mas a partir do terceiro mês do primeiro ano, a pressão começa a se manter constante pelo gás injetado. Porém, quase no sexto mês do mesmo ano de produção, a pressão começa novamente a sofrer uma queda. Observou-se que esta nova queda é devida á erupção do gás injetado no poço produtor (Figura 5.4).

As composições dos dois gases usados neste estudo são encontradas na Tabela 4.4 da pagina 73.

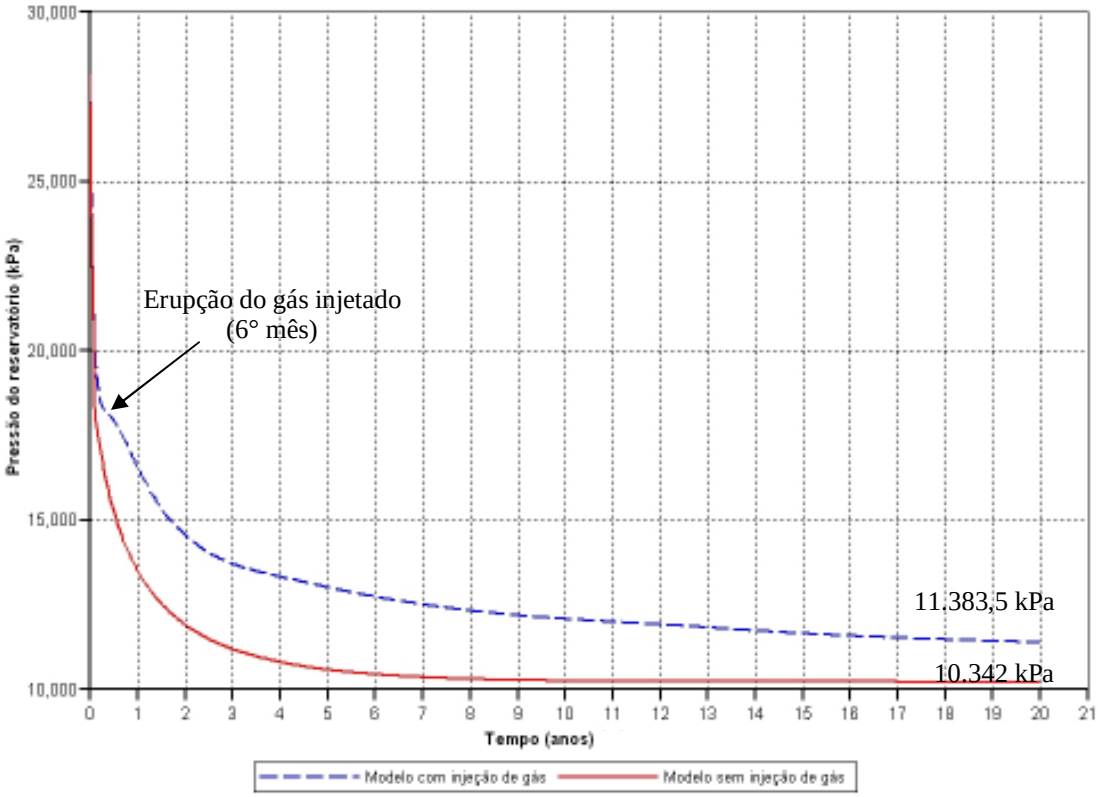


Figura 5.2 Gráfico comparativo da pressão do reservatório entre o modelo sem injeção de gás e o modelo com injeção de gás.

Na Figura 5.3 mostra-se a vazão de óleo dos dois modelos nas condições de superfície. Observa-se que o comportamento das curvas de vazão é similar às curvas de pressão média do reservatório. Pois da mesma forma, no modelo com injeção de gás, a vazão se mantém constante entre o terceiro e sexto mês do inicio da produção até que acontece a erupção do gás (Figura 5.4) e a vazão declina novamente, porém mantendo sempre um acréscimo de produção em relação ao modelo sem injeção de gás.

Na Figura 5.4 mostra-se a vazão mássica produzida no poço produtor do CO_2 injetado. Observa-se que a chegada do CO_2 injetado no poço produtor acontece no sexto mês do primeiro ano de produção, o que provocou a queda da pressão e vazão de óleo observada na Figura 5.2 e Figura 5.3.

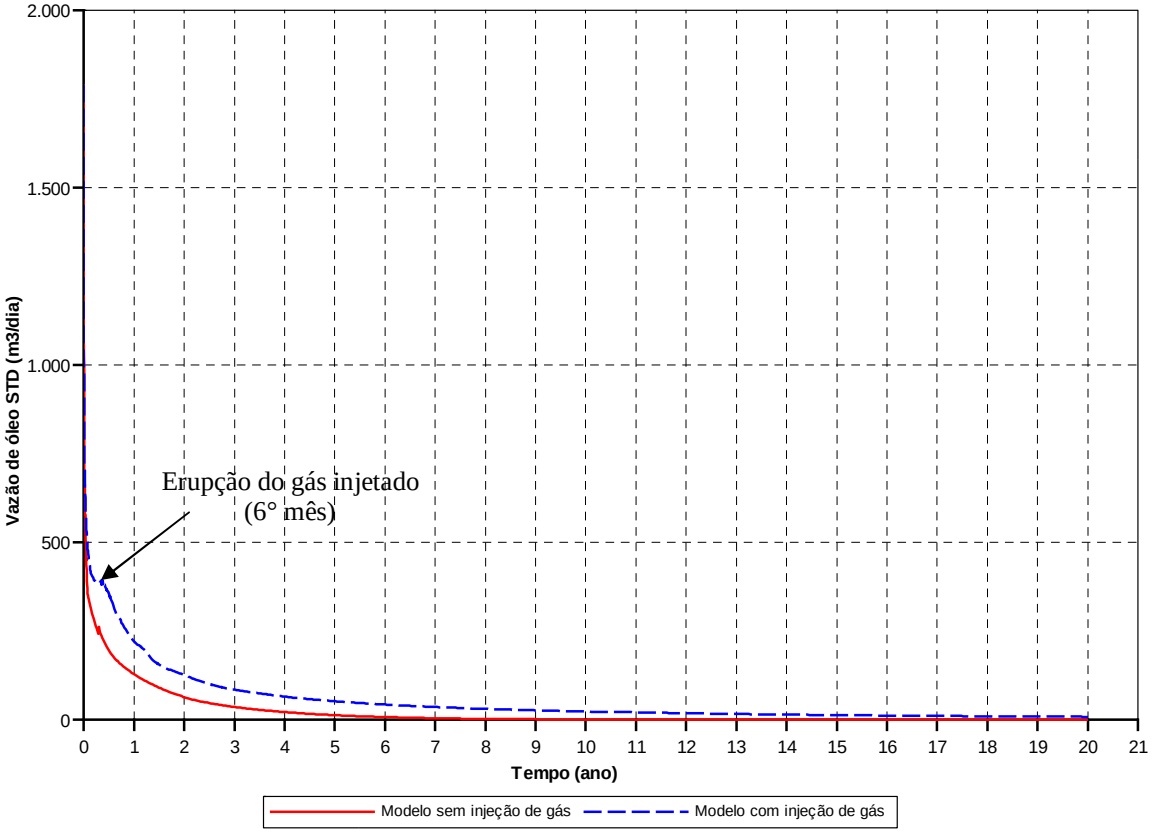


Figura 5.3 Gráfico comparativo da vazão de óleo entre o modelo sem injeção de gás e o modelo com injeção de gás.

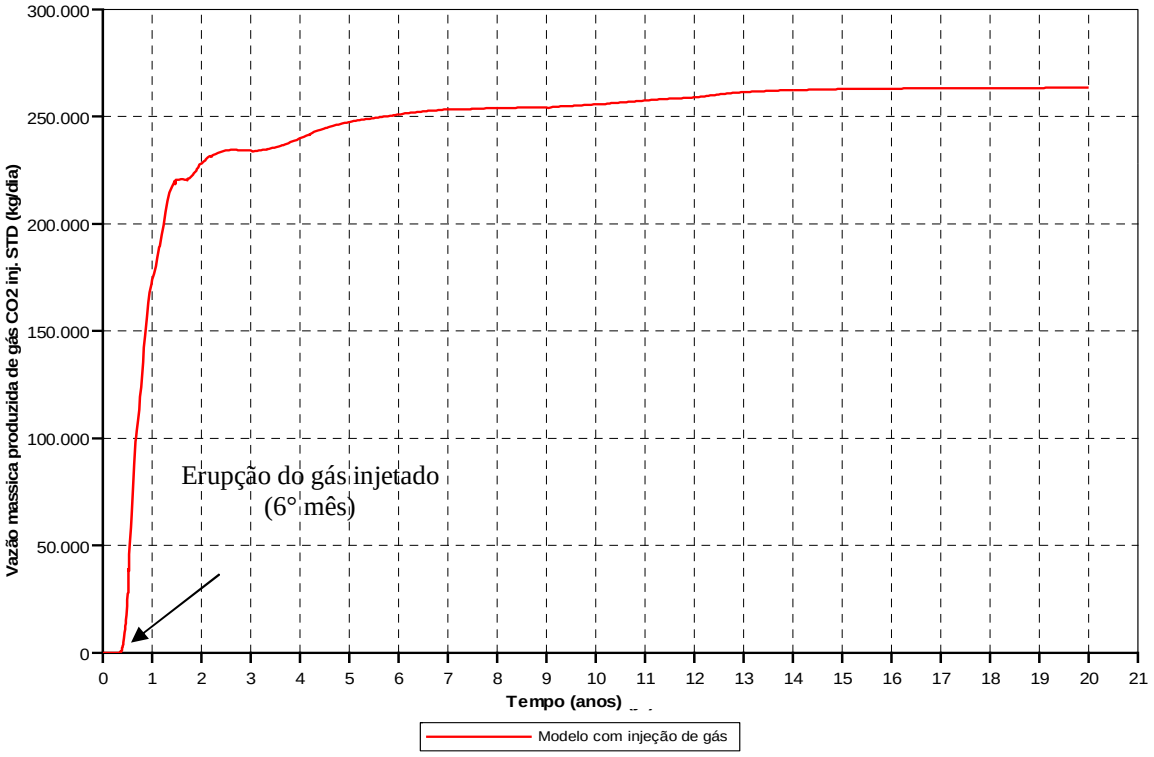


Figura 5.4 Gráfico da vazão mássica no poço produtor de CO_2 injetado.

Finalmente, verificou-se se houve miscibilidade no modelo com injeção de gás. A pressão de miscibilidade de múltiplo contato é de 34.068,4 kPa (4.941,2 psia) e de primeiro contato, 54.853,3 kPa (7.955,8 psia). Os detalhes de como foram calculadas estas pressões, ver secção 4.2.2.6, pagina 73. Na Figura 5.5 mostra-se o gráfico da curva de pressão do poço injetor e do reservatório. Observa-se que as duas curvas têm o mesmo comportamento e que a pressão do injetor é um pouco maior que a pressão média do reservatório. Porém, observa-se que a pressão máxima atingida no fundo do poço injetor é de 28.985,7 kPa (4.204 psia) e por tanto não houve miscibilidade entre o CO_2 injetado e o óleo do reservatório.

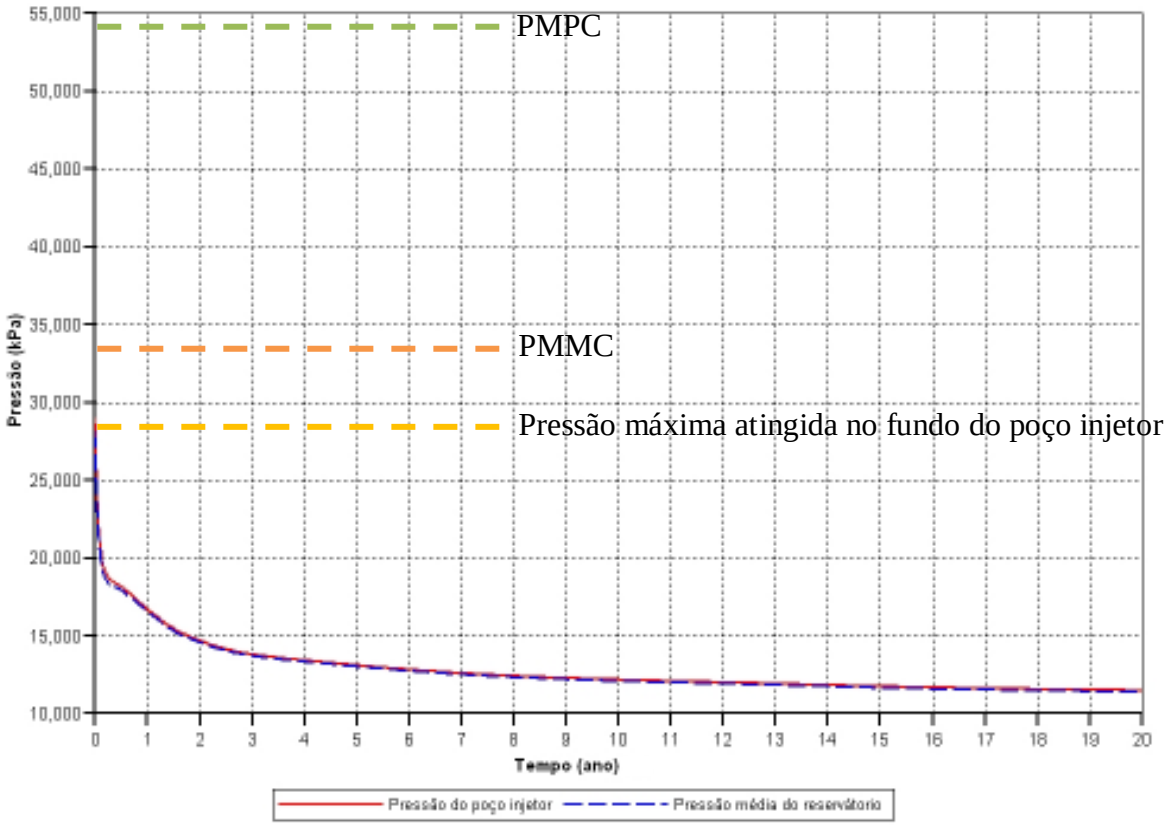


Figura 5.5 Gráfico da curva de pressão do poço injetor e média do reservatório.

5.2 Análises de sensibilidade dos parâmetros do modelo GAGD

Uma vez verificado que o modelo base GAGD apresentou melhor desempenho do que modelo sem injeção de gás, fez-se seqüência ao planejamento experimental explicado na seção 2.5 para estudar a sensibilidade dos parâmetros no desempenho do processo GAGD no modelo proposto.

Os parâmetros que foram escolhidos para observar a influência no processo GAGD são apresentados na Tabela 5.2. Os quatro primeiros parâmetros são os chamados parâmetros operacionais, e são aqueles em que o operador ou engenheiro de campo pode controlá-los. Enquanto, o ultimo parâmetro, aquífero, é o chamado parâmetro de reservatório e não pode ser controlado. Na Figura 5.6 mostra-se a distância entre poço injetor - topo do reservatório e distância entre poço produtor – base do reservatório no modelo do reservatório. Em termos qualitativos, o valor mínimo do parâmetro distância poço produtor – base do reservatório (10 m.) se localiza quase acima do nível de contato água-óleo e o valor mínimo do parâmetro distância poço injetor - topo do reservatório (3 m.) se localiza perto do topo do reservatório.

Tabela 5.2 Parâmetros escolhidos com seus respectivos níveis para o estudo do processo GAGD.

Parâmetro	**Nivel**		
Nome (unidade)	**Valor mínimo (-1)**	**Valor intemediário 0**	**Valor máximo (+1)**
Distância entre poço injetor-topo do reservatório (m)	3	11	19
Distância entre poço produtor-base do reservatório (m)	10	18	26
Vazão de gás injetado (10^6 ft^3std/dia)	5	15	25
Tipo de gás injetado	CO2	-	Gas natural
Aquífero	Não	-	Sim

Então, como se observa na Tabela 5.2, decidiu-se variar em três níveis os três primeiros parâmetros, e dois níveis os dois últimos parâmetros (tipo de gás injetado e aqüífero). Portanto, o planejamento fatorial será combinado para obter o número total de casos de simulação, ou seja, 3^3 x 2^2, totalizando108 casos de simulação.

Depois de simulados os 108 casos, a significância linear (L) e quadrática (Q) dos parâmetros como também a interação entre eles, sobre o fator de recuperação (FR), foram determinados com o diagrama de Pareto para 5 anos (Figura 5.7), 10 anos (Figura 5.8) e 20 anos (Figura 5.9) de produção. O nível de confiança foi de 95 % (p=0,05).

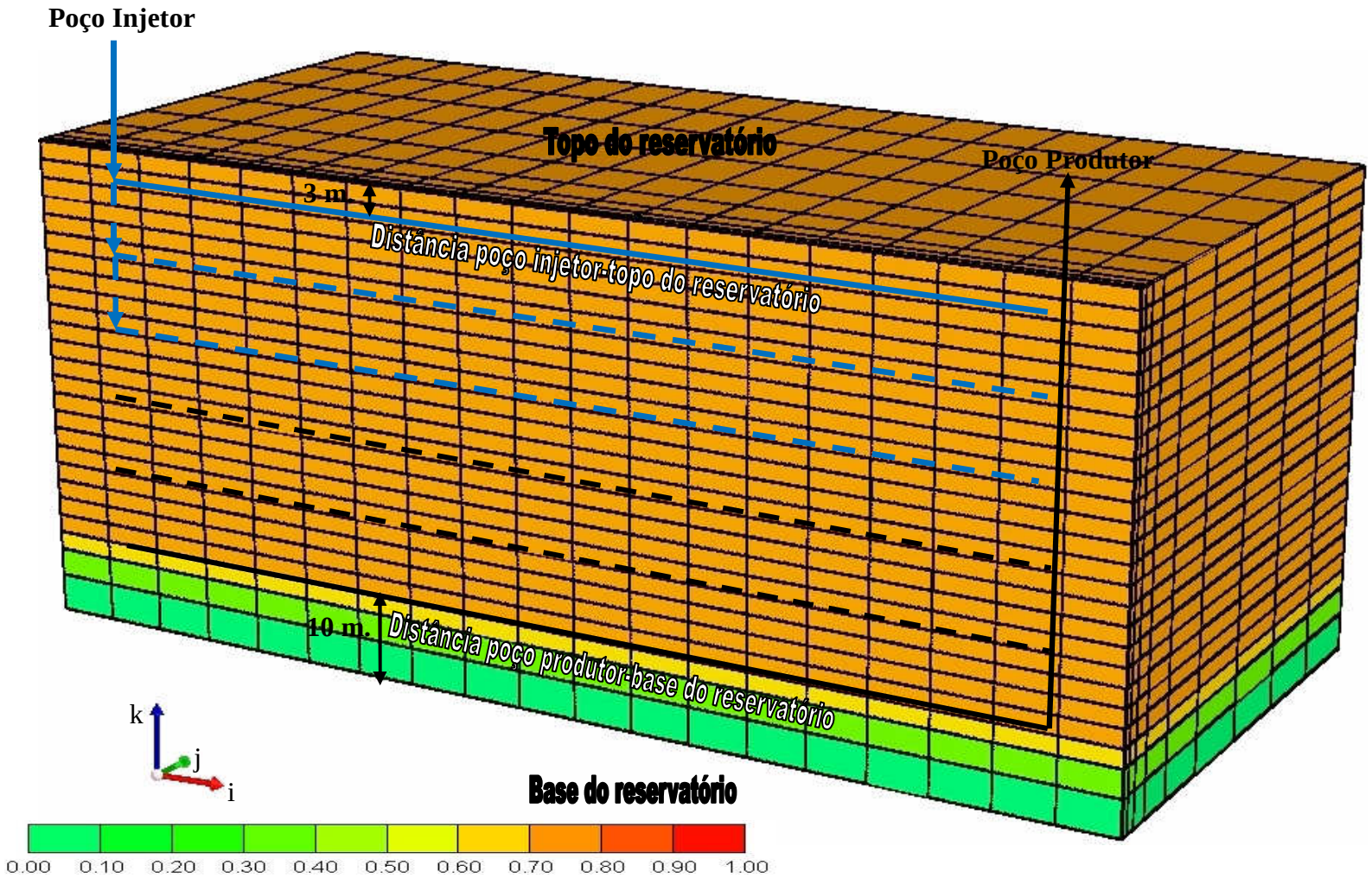


Figura 5.6 Corte transversal do modelo do reservatório – Perfil de saturação de óleo

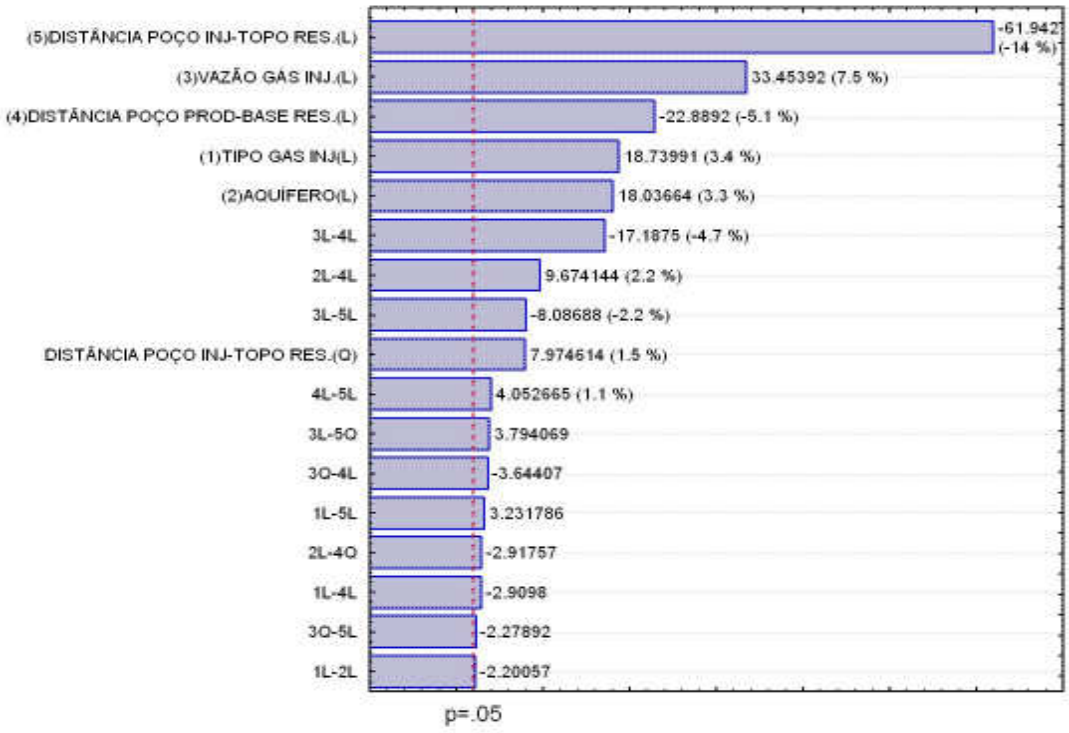


Figura 5.7 Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação após 5 anos.

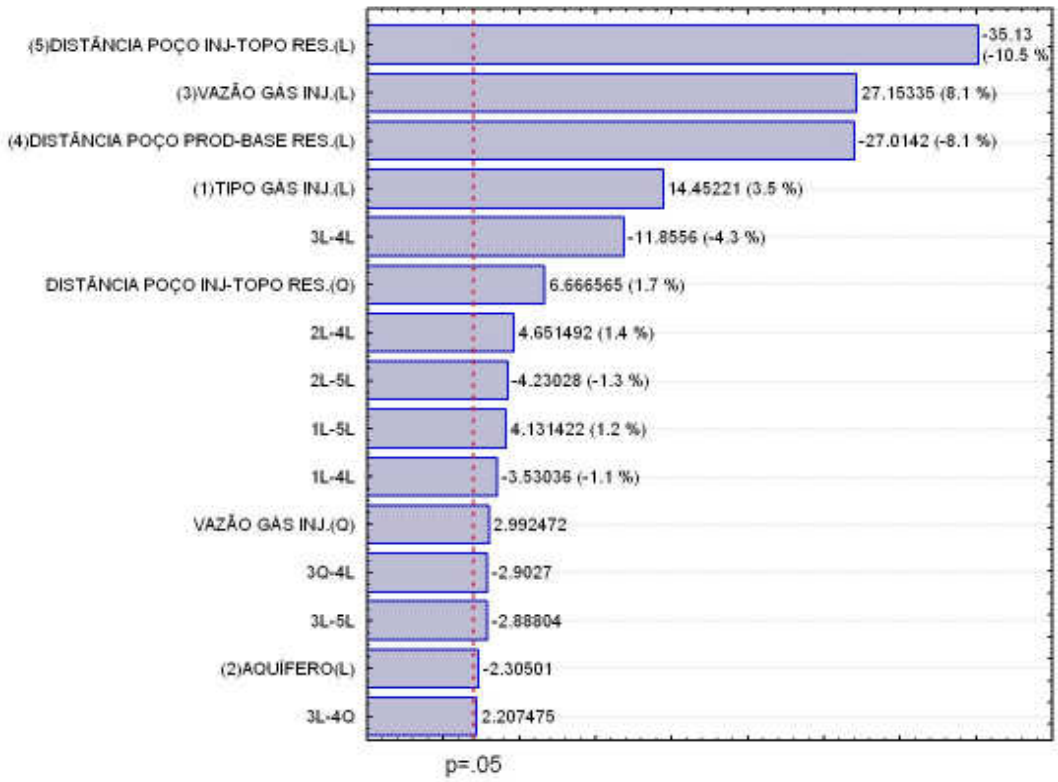


Figura 5.8 Diagrama de Pareto – Fator de recuperação após 10 anos.

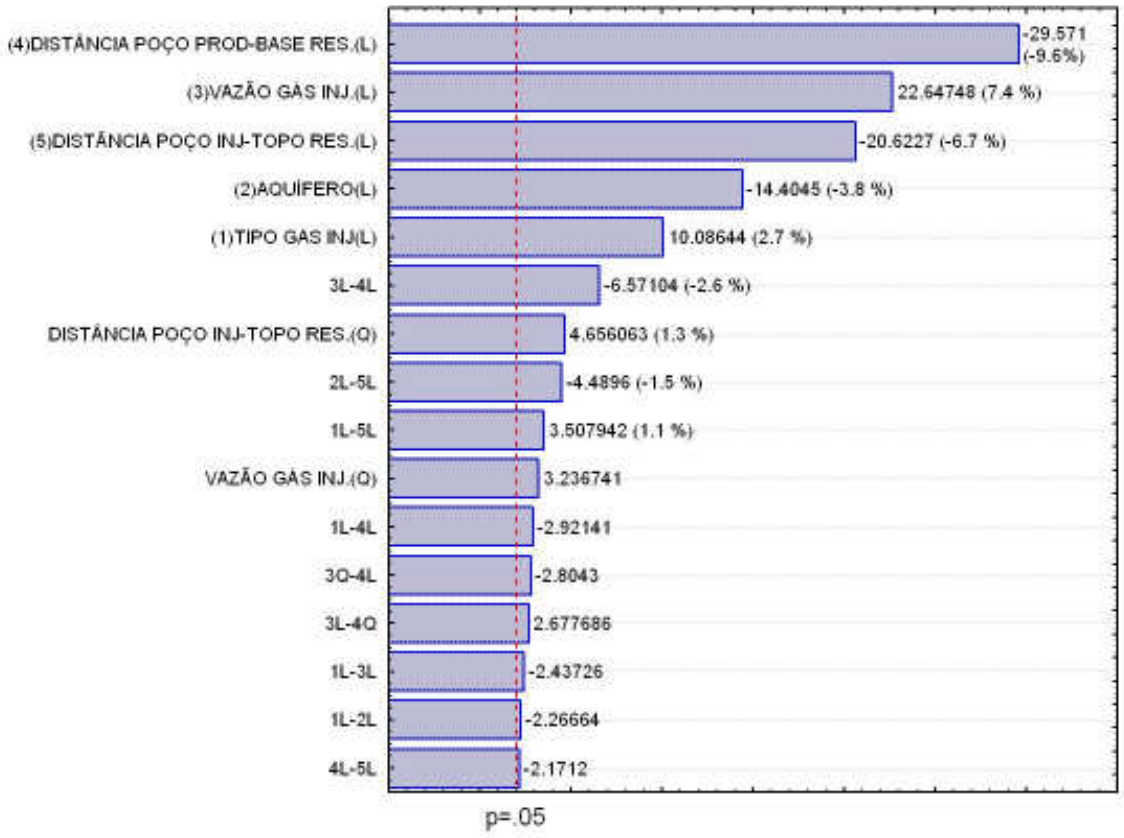


Figura 5.9 Diagrama de Pareto – Fator de recuperação após 20 anos.

Para 5, 10 e 20 anos de produção observa-se que nos cinco parâmetros principais são *estatisticamente* significativos. Em relação à influência deles no FR, observa-se que:

- O parâmetro, distância poço injetor-topo reservatório, tem uma influência negativa no FR para os três períodos de produção quando este passa a estar localizado de 3 a 19 metros do topo. Para um período de 5 anos, a influência negativa deste parâmetro é de 14 % sobre o FR, porem à medida que os períodos aumentam a influencia negativa diminui como acontece para um período de 20 anos onde a influencia negativa é de 6,7 %.
- O parâmetro, distância poço produtor-base reservatório, tem uma influência negativa no FR para os três períodos de produção quando este passa a estar localizado de 10 a 26 metros da base. Observa-se que com este parâmetro acontece o contrario do primeiro descrito anteriormente; já que à medida que o período de produção aumenta, a influência negativa, deste parâmetro sobre o FR, também teve um acréscimo de 5,1 % a 9,6 %.

- O parâmetro, vazão de gás injetado, tem uma influência positiva no FR quando este passa a injetar de 5 a 25 milhões de ft3 std/dia. Observa-se que para o décimo ano de produção a influência positiva é de 8.1 %, mas no vigésimo ano, a influência desce para 7.4. Isto poderia significar que a partir do décimo ano de produção, continuar injetando 25 milhões de ft3 std/dia não ajudaria muito a incrementar mais o fator de recuperação.
- O parâmetro tipo de gás injetado tem uma influência positiva no FR quando se injeta um gás natural em vez de CO_2. Observa-se que no quinto e décimo ano de produção a influência positiva é de 3,5 % e para o vigésimo 2,7 %. Isto poderia significar que o gás natural teria maior afinidade com o óleo do reservatório para este último ser recuperado. Na seção 5.4 se mostra a influência do desempenho deste parâmetro no GAGD.
- O parâmetro aquífero apresenta uma variação de influência interessante sobre o FR. No quinto ano de produção, este parâmetro tem uma influência positiva em 3,3 % quando existe a presença de aquífero. Porém, no décimo ano de produção, a presença de aquífero no reservatório passa a ter uma influência negativa não muito significativa (menos do 1 % do FR) e este vai se acrescentando até atingir uma influencia negativa de 3,8 % no FR, ou seja, que para períodos curtos de produção a presença de aquífero seria favorável para a produção, mas para períodos longos a presença do aquífero seria desfavorável. Isto será verificado na seção 5.4.

Podem-se observar também nos diagramas de Pareto, algumas significâncias produto das interações entre dois parâmetros, como também a significância quadrática (Q) de alguns parâmetros.

Fez-se uso das superfícies de resposta, entre dois parâmetros qualquer, com o objetivo de identificar a máxima e mínima resposta sobre o fator de recuperação e escolher os melhores cenários do processo.

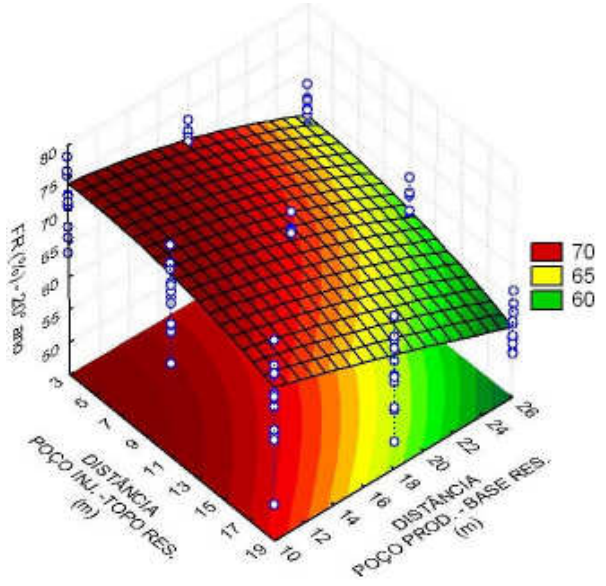


Figura 5.10 Superfícies de Resposta – Distância poço injetor-topo reservatório. *versus* Distância poço produtor-base reservatório.

Na figura 5.10 observa-se que, para o 20° ano de produção, a máxima resposta (região vermelha) aconteceu para menores distâncias tanto do poço injetor-topo reservatório quanto do poço produtor-base reservatório e a mínima resposta (região verde) aconteceu para maiores distâncias. Embora, observou-se que para uma distância poço injetor-topo reservatório de 11 m., obteve-se também uma boa resposta. Estes valores não mudaram durante os 20 anos de produção.

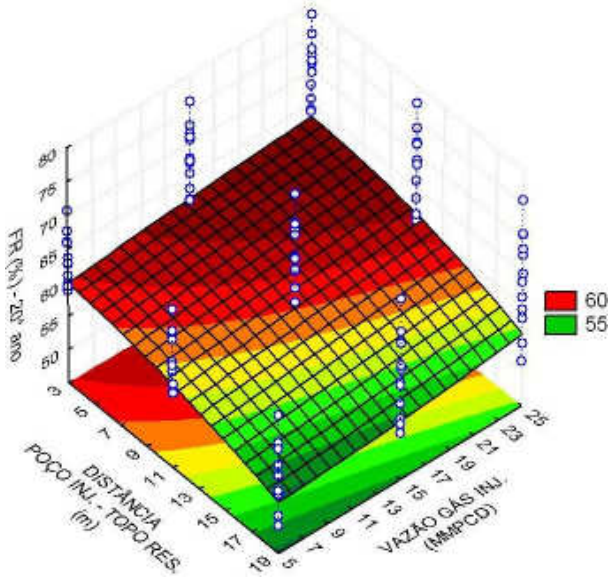


Figura 5.11 Superfícies de Resposta – Distância do poço injetor-topo reservatório *versus* Vazão de gás injetado.

Na Figura 5.11 observa-se que para os 20 anos de produção, a máxima resposta, entre a distância poço injetor-topo reservatório e a vazão de gás injetado, aconteceu para a menor distância e maior vazão respectivamente. A mínima resposta se obteve para maior distancia e menor vazão. Estes valores não mudaram durante os 20 anos de produção.

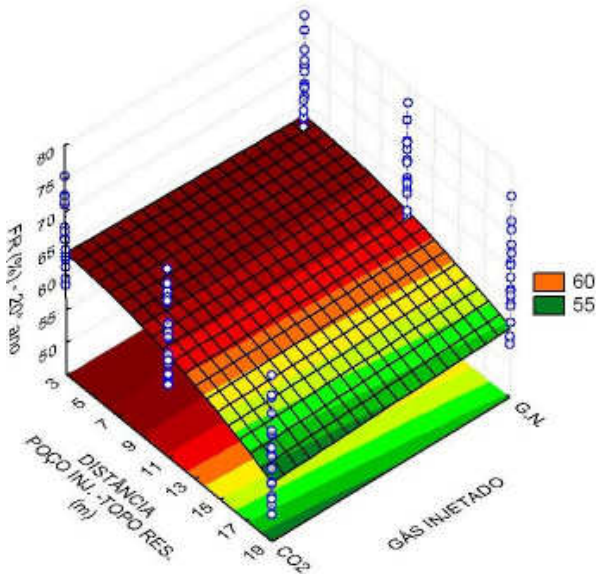


Figura 5.12 Superfícies de Resposta – Distância do poço injetor-topo reservatório *versus* Tipo gás injetado.

Na Figura 5.12 observa-se que para os 20 anos de produção, a máxima resposta, entre a distância poço injetor-topo reservatório e o tipo de gás injetado, aconteceu para a menor distância e não foi sensível ao tipo de gás injetado. A mínima resposta se obteve para maior distância e também não foi sensível ao tipo de gás de injetado.

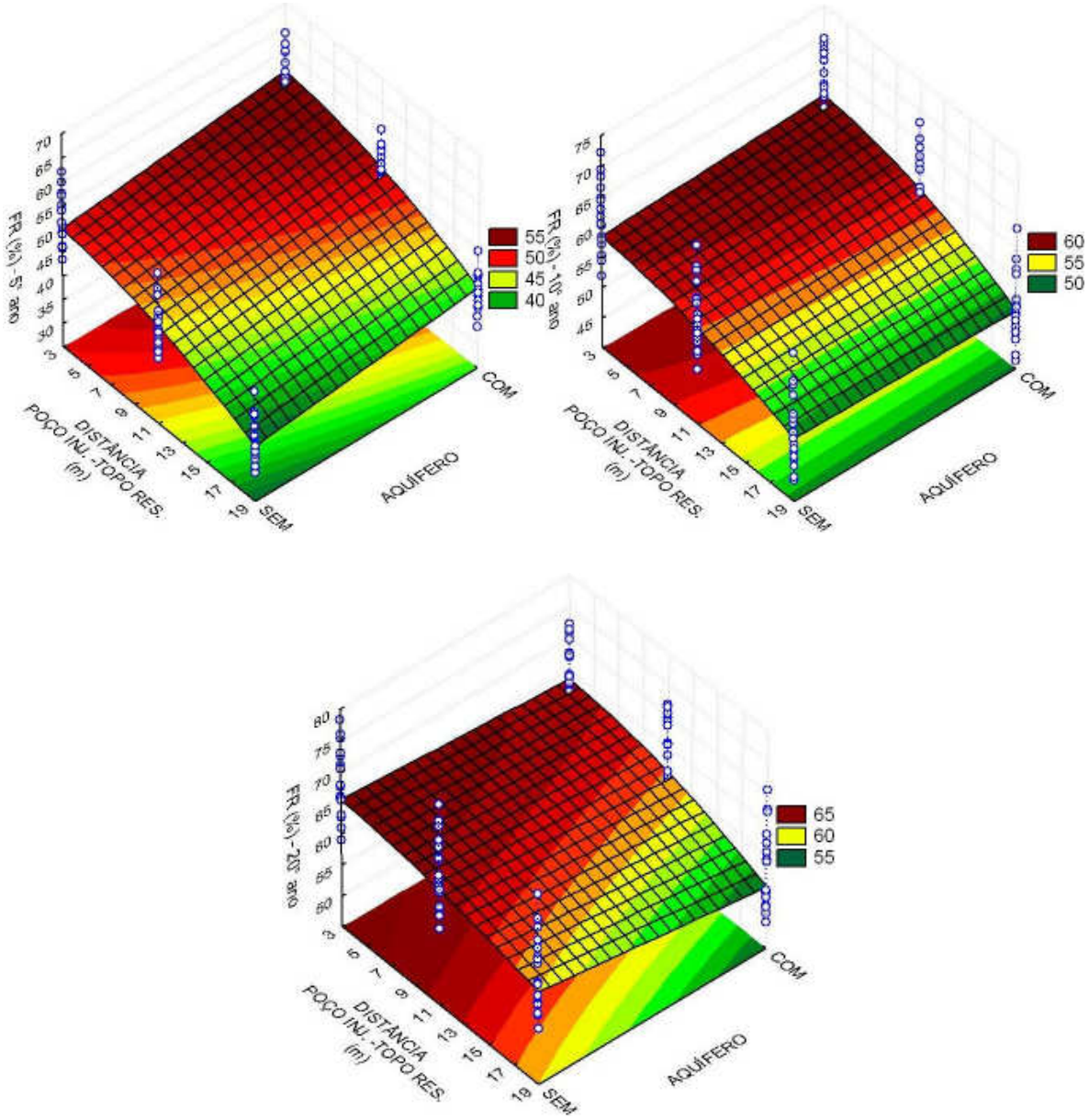


Figura 5.13 Superfícies de Resposta – Distância do poço injetor-topo reservatório *versus* Aquífero.

Na Figura 5.13 observam-se as superfícies de resposta do 5°, 10° e 20° ano de produção entre a distância poço injetor-topo reservatório e aquífero. No primeiro período, a máxima resposta obteve-se para menores distâncias e com presença de aquífero; no segundo período, a melhor resposta se obteve também para menores distâncias e com presença de aquífero; para o terceiro período, também para menores distâncias, mas sem a presença de aquífero encontrou-se a máxima resposta no FR.

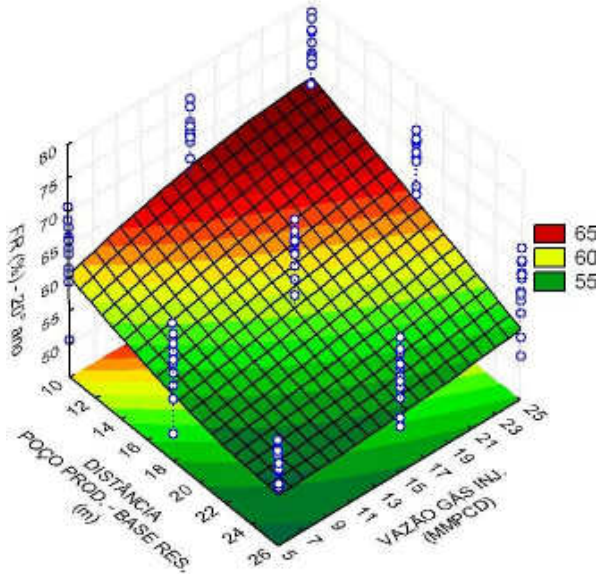


Figura 5.14 Superfície de resposta. – Distância do poço produtor-base reservatório *versus* Vazão de gás injetado.

Na Figura 5.14 observa-se que para os 20 anos de produção, a máxima resposta, entre a distância poço produtor-base reservatório e a vazão gás injetado, aconteceu para menores distâncias e maiores vazões respectivamente. Estes valores não mudaram durante os 20 anos de produção.

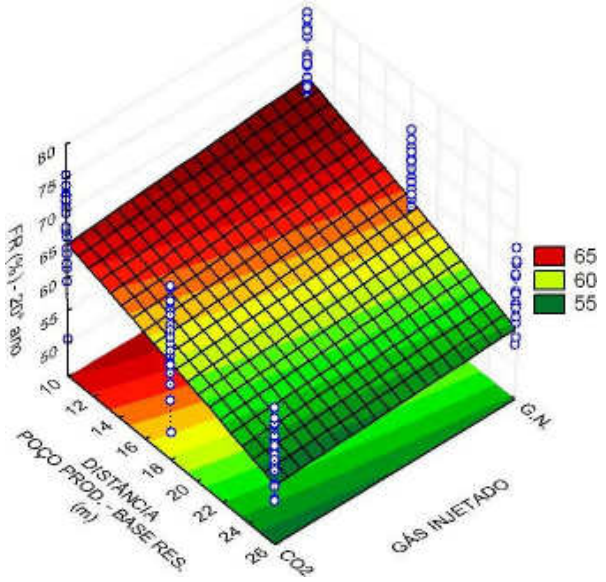


Figura 5.15 Superfície de resposta. – Distância do poço produtor-base reservatório *versus* Tipo de gás injetado.

Na Figura 5.15 observa-se que para os 20 anos de produção, a máxima resposta, entre a distância poço produtor-base reservatório e o tipo de gás injetado, aconteceu para menores distâncias e com injeção de gás natural (G.N.) respectivamente.

Feitas as análises das superfícies de resposta pode-se dizer que os maiores fatores de recuperação se obtiveram para:

- Menores distâncias entre poço injetor – topo reservatório;
- Menores distâncias entre poço produtor – base reservatório;
- Maiores vazões de gás de injeção.

Os parâmetros tipo de gás injetado e aquífero apresentaram uma conclusão imprecisa nas superfícies de resposta sem poder determinar exatamente em que nível acontece a máxima resposta sobre o FR. Para ter uma conclusão mais precisa destes parâmetros, na próxima seção foi feito um estudo mais detalhado.

5.3 Escolha dos melhores cenários

Na procura dos melhores cenários do processo GAGD para obter o maior fator de recuperação de óleo possível e otimizar o processo, os casos simulados (108 casos) serão divididos nos seguintes grupos:

- Casos sem aquífero:
    - Com injeção de gás natural;
    - Com injeção de CO_2.
- Casos com aquífero:
    - Com injeção de gás natural;
    - Com injeção de CO_2.

A decisão de manter constante o parâmetro aquífero se deve ao fato de ser um parâmetro de reservatório, que como já foi mencionado, a presença ou não dele no sistema do reservatório é uma incerteza. Sobre o tipo de gás injetado, manteve-se constante para diferenciar e estudar o desempenho de cada gás no processo.

As tabelas foram ordenadas em forma decrescente, com relação a fator de recuperação (FR) de óleo para o 20° ano de produção.

5.3.1 Casos sem aquífero

5.3.1.1 Com injeção de gás natural

Na Tabela 5.3 mostram-se os casos simulados sem aquífero e com injeção de gás natural.

Tabela 5.3 Casos sem aquífero e injeção de gás natural.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6(ft^3 std/dia)	Distância Poço Prod-Base Res. (m)	Distância Poço Inj-Topo Res. (m)	FR (%) 5° ano	FR (%) 10° ano	FR (%) 20° ano
73	25	10	3	62,1	72,4	78,3
74	25	10	11	57,0	69,7	77,4
64	15	10	3	57,6	68,3	76,0
75	25	10	19	48,5	64,7	75,7
65	15	10	11	52,5	65,5	74,8
76	25	18	3	57,1	66,5	73,1
66	15	10	19	44,1	60,0	71,9
77	25	18	11	52,3	63,7	71,7
55	5	10	3	50,7	61,7	70,6
67	15	18	3	53,9	63,1	70,4
68	15	18	11	49,0	60,1	68,7
56	5	10	11	45,2	58,3	68,6
78	25	18	19	43,6	57,7	68,4
79	25	26	3	51,4	60,5	67,8
80	25	26	11	46,6	57,5	66,0
58	5	18	3	49,4	58,5	65,9
57	5	10	19	38,8	53,8	65,6
70	15	26	3	48,9	57,9	65,4
69	15	18	19	41,0	54,5	65,3
59	5	18	11	44,9	55,7	64,2
71	15	26	11	44,4	55,2	63,7
60	5	18	19	38,9	51,5	61,5
81	25	26	19	36,9	50,6	61,3
61	5	26	3	46,2	54,5	61,0
62	5	26	11	42,3	52,1	59,5
72	15	26	19	35,7	48,8	59,4
63	5	26	19	35,7	47,5	56,5

Observa-se que o caso 73 apresentou o maior FR (78,3 %). A configuração deste caso apresenta uma vazão de gás de $25x10^6$ ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 10 m. da base do reservatório e o poço injetor a 3 m. do topo do reservatório. Entretanto, observa-se que o caso 64, com a mesma configuração, tanto do poço injetor quando do poço produtor, mas com uma vazão de $15x10^6$ ft^3std/dia atingiu um FR de 76 %. Então, os melhores cenários para este

grupo seriam o Caso 64 e o Caso 73, já que o primeiro obteve, com uma menor vazão, uma FR quase igual ao segundo.

O pior cenário foi o Caso 63, com uma vazão de $5x10^6$ ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 26 m. da base do reservatório e o poço injetor a 19 m. do topo, o FR foi de 56,6 %.

5.3.1.2 Com injeção de CO_2

Na Tabela 5.4 se mostram os casos simulados sem aquífero e com injeção de CO_2 com relação ao fator de recuperação.

Tabela 5.4 Casos sem aquífero e injeção de CO_2.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6(ft^3 std/dia)	Distância Poço Prod-Base Res. (m)	Distância Poço Inj-Topo Res. (m)	FR (%) 5° ano	FR (%) 10° ano	FR (%) 20° ano
19	25	10	3	59,8	69,5	75,4
20	25	10	11	53,7	66,2	73,8
10	15	10	3	54,4	64,9	72,5
22	25	18	3	55,2	64,4	71,1
11	15	10	11	47,7	61,0	70,5
21	25	10	19	43,2	59,4	70,5
23	25	18	11	48,9	60,7	68,9
13	15	18	3	51,0	60,4	67,6
12	15	10	19	38,7	54,5	67,0
1	5	10	3	46,5	57,2	66,0
25	25	26	3	49,2	58,5	65,7
14	15	18	11	44,9	56,4	65,5
24	25	18	19	38,8	53,0	64,7
2	5	10	11	40,7	53,8	64,3
26	25	26	11	43,0	54,5	63,3
16	15	26	3	46,0	55,4	63,1
4	5	18	3	46,0	55,1	62,7
15	15	18	19	36,1	49,7	61,5
3	5	10	19	34,0	48,5	61,4
17	15	26	11	40,3	51,6	60,9
5	5	18	11	41,0	52,0	60,8
7	5	26	3	43,5	52,0	59,0
6	5	18	19	34,9	47,2	58,3
27	25	26	19	32,4	46,0	58,0
8	5	26	11	38,9	49,2	57,4
18	15	26	19	31,1	44,1	56,2
9	5	26	19	32,0	43,6	54,1

Observa-se que o Caso 19 apresentou o maior FR (75,4 %). A configuração deste caso apresenta uma vazão de gás de 25x10^6 ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 10 m. da base do reservatório e o poço injetor a 3 m. do topo do reservatório. Entretanto, outro bom cenário seria o caso 10, que também com a mesma configuração, tanto do poço injetor quando do poço produtor, mas com uma vazão de 15 x10^6 ft^3std/dia, atingiu um FR de 72,5 %.

O pior cenário para este grupo foi o Caso 9, com uma vazão de 5x10^6 ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 26 m. da base do reservatório e o poço injetor a 19 m. do topo do reservatório, recuperou 54,1 % de óleo.

5.3.2 Casos com aquífero

5.3.2.1 Com injeção de gás natural

Tabela 5.5 Casos com aquífero e injeção de gás natural.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6 (ft^3 std/dia)	Distância Poço Prod-Base Res. (m)	Distância Poço Inj-Topo Res. (m)	FR (%) 5° ano	FR (%) 10° ano	FR (%) 20° ano
100	25	10	3	63,7	69,6	71,40
101	25	10	11	59,4	68,1	71,38
91	15	10	3	59,9	67,8	70,8
102	25	10	19	49,8	63,2	70,6
92	15	10	11	54,8	65,4	70,3
103	25	18	3	61,4	67,2	69,8
104	25	18	11	56,3	64,1	68,4
82	5	10	3	52,5	61,6	67,5
94	15	18	3	57,4	63,9	67,3
93	15	10	19	44,8	58,1	67,1
83	5	10	11	46,4	57,5	65,5
95	15	18	11	52,1	60,4	65,2
106	25	26	3	55,6	60,5	63,8
105	25	18	19	45,1	55,7	63,4
85	5	18	3	51,1	57,9	62,8
97	15	26	3	53,3	58,2	61,3
107	25	26	11	50,8	56,7	61,0
84	5	10	19	37,9	49,3	60,6
86	5	18	11	46,2	54,3	60,3
88	5	26	3	51,0	56,0	59,4
96	15	18	19	41,5	51,6	59,0
98	15	26	11	48,9	55,0	58,8
89	5	26	11	47,2	53,2	57,4
108	25	26	19	41,0	47,9	54,4
87	5	18	19	38,4	46,0	54,3
90	5	26	19	44,5	50,2	54,3
99	15	26	19	41,6	48,8	53,2

Na Tabela 5.5 se mostram os casos simulados com aquífero e com injeção de gás natural com relação ao fator de recuperação.

Observa-se que o Caso 100 apresentou o maior FR (71,4 %). A configuração deste caso apresenta uma vazão de gás de $25x10^6$ ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 10 m. da base do reservatório e o poço injetor a 3 m. do topo do reservatório. Outro bom cenário seria o Caso 91, que também com a mesma configuração, tanto do poço injetor quando do poço produtor, mas com uma vazão menor, atingiu um FR de 70,8 %.

O pior cenário para este grupo foi o caso 99 que, com uma vazão de $15x10^6$ ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 26 m. da base do reservatório e o poço injetor a 19 m. do topo do reservatório, atingiu 53,2 % no FR.

5.3.2.2 Com injeção de CO_2

Na Tabela 5.6 se mostram os casos simulados com aquífero e com injeção de CO_2 com relação ao fator de recuperação.

Observa-se que o Caso 46 apresentou o maior FR (72,2 %). A configuração deste caso apresenta uma vazão de gás de $25x10^6$ ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 10 m. da base do reservatório e o poço injetor a 3 m. do topo do reservatório. O segundo melhor cenário seria o Caso 37, que também com a mesma configuração, tanto do poço injetor quando do poço produtor, mas com uma vazão de $15x10^6$ ft^3std/dia, atingiu um FR de 71,4 %.

O pior cenário para este grupo foi o caso 33 que, com uma vazão de $5x10^6$ ft^3std/dia, localizando o poço produtor a 18 m. da base do reservatório e o poço injetor a 19 m. do topo do reservatório, recuperou 49,1 % de óleo.

Tabela 5.6 Casos com aquífero e injeção de CO_2.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6(ft^3 std/dia)	Distância Poço Prod-Base Res. (m)	Distância Poço Inj-Topo Res. (m)	FR (%) 5° ano	FR (%) 10° ano	FR (%) 20° ano
46	25	10	3	61,5	68,8	72,2
47	25	10	11	55,4	65,4	71,7
49	25	18	3	59,8	67,1	71,4
37	15	10	3	57,4	66,0	71,4
38	15	10	11	50,5	61,4	69,6
50	25	18	11	53,5	62,6	69,0
48	25	10	19	44,6	56,4	67,5
40	15	18	3	55,1	62,1	67,0
52	25	26	3	54,4	60,0	64,1
28	5	10	3	48,3	56,5	63,6
41	15	18	11	48,4	56,9	63,5
39	15	10	19	40,3	50,5	62,0
43	15	26	3	51,7	57,2	61,5
53	25	26	11	48,6	54,8	60,0
31	5	18	3	48,2	54,4	59,8
29	5	10	11	41,5	50,7	59,4
51	25	18	19	41,5	50,3	59,4
34	5	26	3	49,2	54,5	58,7
44	15	26	11	46,3	53,0	57,8
32	5	18	11	42,5	50,0	56,4
35	5	26	11	44,9	50,9	56,2
42	15	18	19	38,0	46,2	54,0
36	5	26	19	42,8	49,0	53,9
45	15	26	19	39,3	46,9	51,9
54	25	26	19	38,0	44,8	51,6
30	5	10	19	33,8	41,3	50,6
33	5	18	19	36,0	42,1	49,1

Na Tabela 5.7 se mostra o resumo dos melhores cenários, escolhidos anteriormente, de cada grupo.

Observa-se que os oito modelos tiveram em comum o valor da distância do poço produtor (10 m.) e do poço injetor (3 m.). Isto confirma o que foi descrito na análise de sensibilidade feita na seção 5.2 (pagina 98), que as melhores regiões de resposta, em relação ao FR, estavam para os menores valores de distância dos poços mencionados. Um estudo físico destes parâmetros, no desempenho do GAGD, foi feito na seção 5.4.

Tabela 5.7 Resumo dos melhores cenários.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6(ft^3 std/dia)	Distância Poço Prod-Base Res. (m)	Distância Poço Inj-Topo Res. (m)	FR (%)		
				5° ano	10° ano	20° ano
Sem aquifero - GN						
64	15	10	3	57,6	68,3	76
73	25	10	3	62,1	72,4	78,3
Sem aquifero - CO2						
10	15	10	3	54,4	64,9	72,5
19	25	10	3	59,8	69,5	75,4
Com aquifero - GN						
91	15	10	3	59,9	67,8	70,8
100	25	10	3	63,7	69,6	71,4
Com aquifero - CO2						
37	15	10	3	57,4	66	71,4
46	25	10	3	61,5	68,8	72,2

Em relação à vazão de gás injetado, observa-se que os maiores FR se deram com uma vazão de $25x10^6$ ft^3std/dia. Isto também confirma o descrito na analise de sensibilidade sobre a influência positiva deste valor no FR. Porém, na escolha dos melhores cenários, houve casos que com $15x10^6$ ft^3std/dia os FR foram muito próximos dos cenários de $25x10^6$ ft^3std/dia. Isto fez com que, alguns casos de 15 $x10^6$ ft^3std/dia sejam considerados também como melhores cenários já que, se a menores vazões se pode recuperar óleo quase igual que com maiores vazões, a vazão de injeção seria otimizada em relação à quantidade de volume de gás injetado, por conseguinte, levaria a reduzir os custos de injeção. Isto será verificado através de uma análise econômica na seção 5.5.

Em relação ao tipo de gás injetado, na análise de sensibilidade, o gás natural tinha uma influência positiva na melhor recuperação de óleo. Como se observa na Tabela 5.7, sem a presença de aquífero, o gás natural teve melhor desempenho que o CO_2 em termos do fator de recuperação. Contudo, em presença de aquífero, foi o CO_2 quem teve um leve melhor FR sobre o gás natural no vigésimo ano do projeto, porém no quinto e décimo ano, o gás natural recuperou mais que o CO_2. Este fenômeno físico do tipo será explicado na próxima seção.

Em relação ao aquífero, observa-se que até o quinto ano de projeto, a presença deste parâmetro, o FR, seja qual for o tipo de gás, foi melhor que quando não esteve presente. Porém, a partir do quinto ano, o FR é maior sem a presença do aqüífero, com exceção no décimo ano do Caso 10. Isto também coincide na análise de sensibilidade, na qual a presença do aqüífero nos primeiros cinco anos influenciava positivamente no FR e depois se tornava negativo. Este fenômeno será estudado mais detalhadamente na próxima seção.

5.4 Estudo do desempenho físico dos parâmetros do processo GAGD.

Para entender fisicamente como influencia cada parâmetro no desempenho do processo GAGD, nesta seção será feito um estudo detalhado dos mesmos nos casos escolhidos como melhores cenários. (Tabela 5.7)

5.4.1 Distância entre o poço produtor e injetor

Para analisar a questão da distância do poço produtor e injetor, fez-se uma comparativa do segundo melhor cenário do grupo sem aqüífero e CO_2, Caso 10, com um modelo do mesmo grupo, Caso 18, que como se observa na Tabela 5.8, os dois casos mantém os mesmos valores nos parâmetros: vazão de gás injetado, tipo de gás injetado (CO_2) e sem aquífero. Contudo, só os parâmetros distância poço produtor-base reservatório e distância poço injetor-topo reservatório diferem um de outro, sendo o Caso 18 o pior cenário que se apresentou nessas condições.

Tabela 5.8 Configuração dos casos 10 e 18 - Sem aquífero e injeção de CO_2.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6 (ft^3std/dia)	Distância Poço Prod-Base Res. (m)	Distância Poço Inj-Topo Res. (m)	FR (%) 5° ano	FR (%) 10° ano	FR (%) 20° ano
10	15	10	3	54,4	64,9	72,5
18	15	26	19	31,1	44,1	56,2

Na Figura 5.16 mostra-se o desempenho simulado do processo GAGD dos casos mencionados através de um corte transversal do modelo do reservatório. Observa-se para cada caso a locação dos poços. As locações dos poços do Caso 10 encontram-se mais afastados entre sim que do Caso 18. Iniciada a produção, observa-se no Caso 18 que a chegada do CO_2 no poço produtor ocorreu no quinto dia, entretanto, para o Caso 10 ocorreu no quinto mês de produção. Para o quinto ano de produção, o CO_2, no Caso 10, segue criando uma frente no topo do reservatório que se vai expandindo lateralmente pela segregação gravitacional, por conseguinte, deslocando mais óleo do reservatório. Porém, no Caso 18, o CO_2 ainda não conseguiu criar uma frente estável devido à proximidade dos poços injetor e produtor que não deixa o gás atingir o topo do reservatório rapidamente. Após os 20 anos de produção, observa-se que no Caso 10, o CO_2 conseguiu varrer quase todo o óleo do reservatório, logrando uma alta eficiência de varrido e deixando a saturação de óleo residual igual à saturação irredutível (10 %). Embora, verificou-se que nos flancos do reservatório a saturação de óleo residual ficou entre 16 e 22 % devido a que nessas zonas

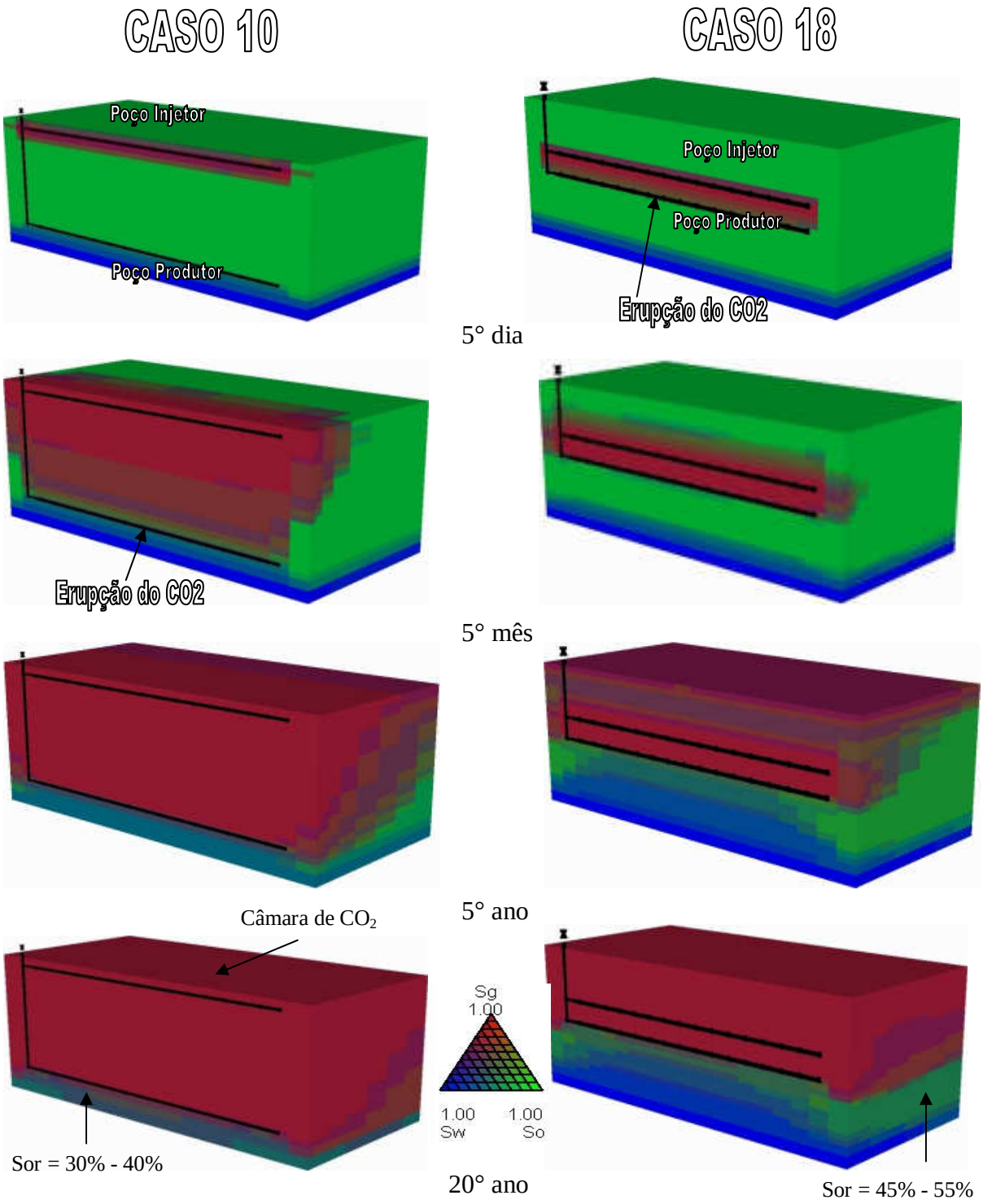


Figura 5.16 Comparação da saturação óleo – gás – água do caso 10 e 18

o CO_2 demora a chegar e a frente vai deslocando o óleo mais lentamente. Observou-se também neste caso que, em baixo do poço produtor a saturação de óleo residual ficou entre 30 e 40 % devido a que à medida que a frente de CO_2 vai deslocando o óleo, parte deste se acumula na base do reservatório já que, o óleo dos flancos do reservatório afastado do poço produtor não é produzido apesar de ser deslocado pela frente, porém a medida que o óleo é

deslocado até a base do reservatório, o nível de óleo vai atingindo o poço produtor. Para o Caso 18, no período dos 20 anos, grandes quantidades de óleo ficaram acumuladas em baixo do poço produtor. Isto explica a baixa recuperação deste caso em comparação com o Caso 10.

Na Figura 5.17 e Figura 5.18 e Figura 5.19, pode-se observar as curvas da vazão de óleo e pressão de fundo do poço injetor. Verificam-se simultaneamente nos três gráficos, que para o Caso 10 a pressão de fundo do poço após uma queda inicial, consegue-se manter constante até que ocorre a erupção do CO_2 no poço produtor. Nesse instante onde a pressão é mantida constante, a vazão de óleo sofre um acréscimo produto do banco de óleo deslocado pelo CO_2, porém, o interessante é que, após a queda da pressão pela erupção do CO_2, a vazão segue em acréscimo até um curto período de tempo, isto devido à chegada de mais bancos de óleo provenientes da expansão lateral da frente de CO_2. Para o caso 18, verifica-se que a vazão e pressão de fundo do poço injetor declinam rapidamente pelo fato da erupção do CO_2 acontecer muito rápido pela proximidade entre o poço injetor e produtor.

Esta comparação mostrou que quando mais afastados ficar o poço produtor do injetor, a erupção do gás acontece mais devagar, possibilitando maiores vazões de óleo. Nos dois casos, não se atingiu a pressão mínima de miscibilidade do CO_2 (34068,4 kPa).

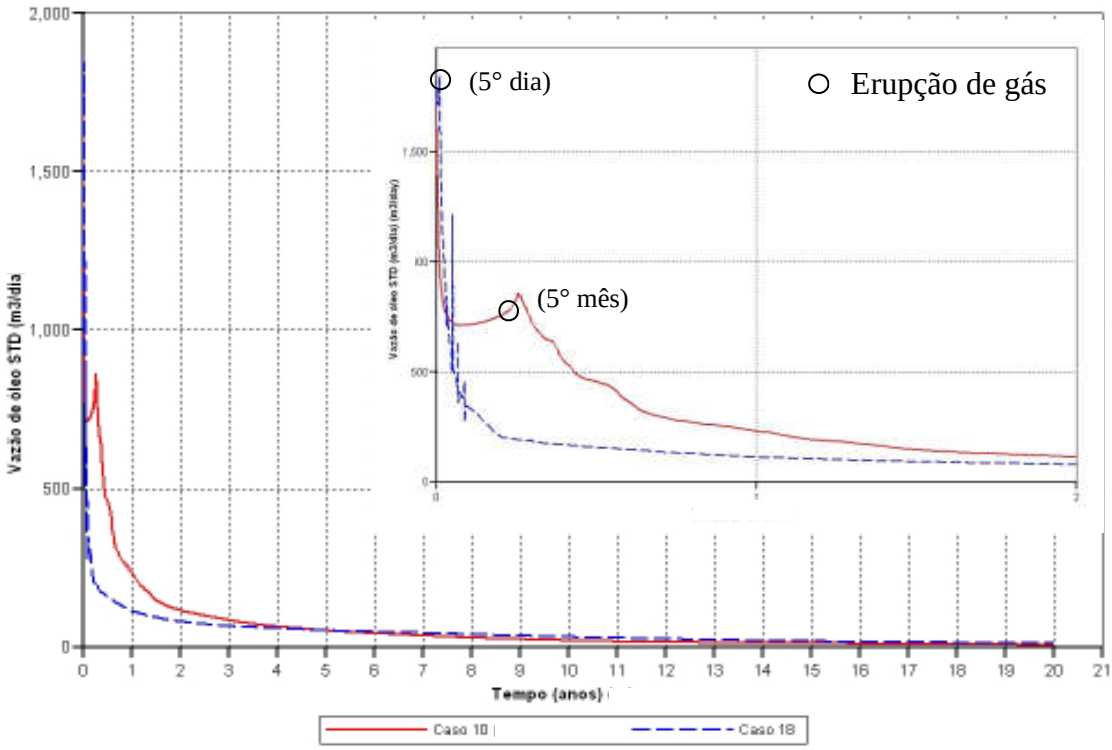


Figura 5.17 Vazão de óleo às condições standard *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 18.

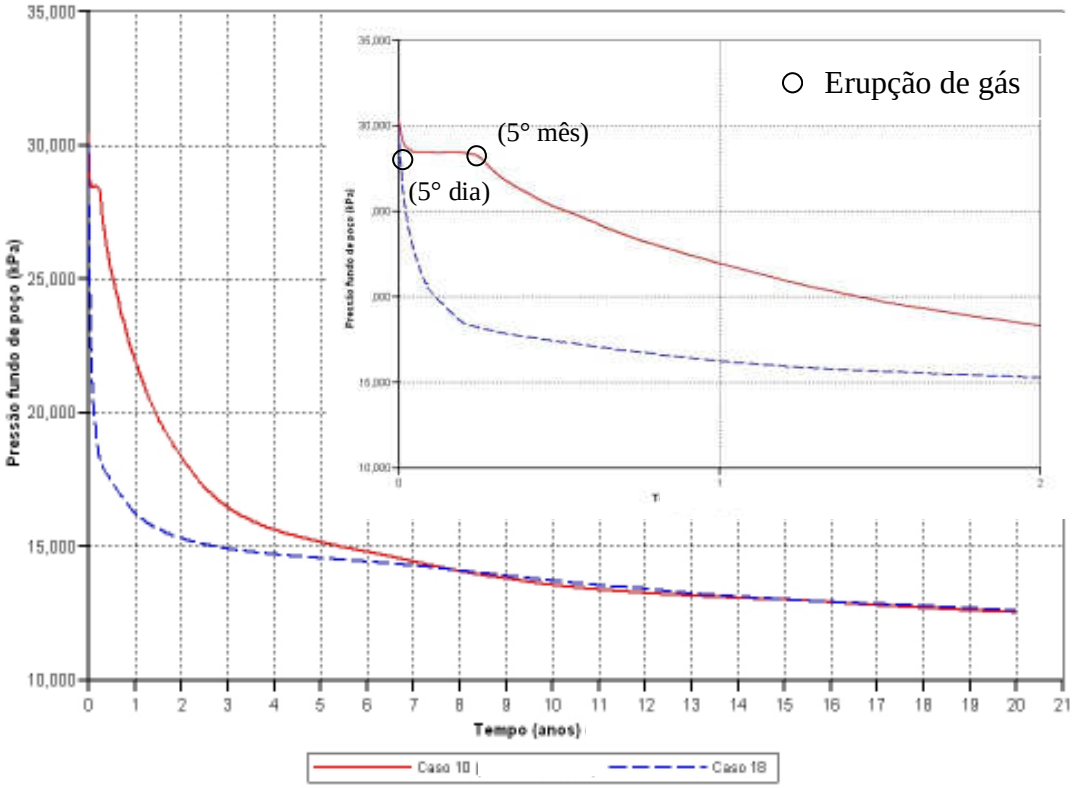


Figura 5.18 Pressão de fundo do poço injetor *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 18.

5.4.2 Vazão de gás injetado

Como foi observado nos melhores cenários, houve duas vazões, $15x10^6$ ft^3std/dia e $25x10^6$ ft^3std/dia, que tiveram um bom desempenho sobre o FR. Nesta seção, se fez uma comparativa entres as duas vazões de injeção para entender o fenômeno físico da mesma e como afetam no desempenho do GAGD. Para isto, escolheram-se os dois melhores cenários do grupo sem aquífero, o Caso 19 e o Caso 10, como se mostra na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 Configuração dos casos 10 e 18 - Sem aquífero e injeção de CO_2.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6 (ft3/dia)	Distância Poço Prod-Base Res. (m)	Distância Poço Inj-Topo Res. (m)	FR (%) 5° ano	FR (%) 10° ano	FR (%) 20° ano
19	25	10	3	59,8	69,5	75,4
10	15	10	3	54,4	64,9	72,5

Na Figura 5.19 e Figura 5.20 mostram-se as curvas da vazão de óleo produzida e da pressão média do reservatório destes casos. Observa-se, para o Caso 19, que o pico da vazão de óleo é maior que do Caso 10 nos primeiros meses do projeto. Isto é devido a que produto da alta vazão do primeiro em relação do segundo caso, a pressão média do reservatório teve

um acréscimo (até 34.427,1 kPa) criando um maior diferencial de pressão que fez com que o CO_2 desloque o óleo mais rapidamente e, por tanto, o acréscimo na vazão de óleo foi maior no Caso 19. Neste caso também, verificou-se que a pressão média do reservatório atingiu por certo período de produção (mais de um mês) a pressão mínima de miscibilidade (PMM) (pressão de múltiplo contato do CO_2 a 34.068,4 kPa) o que poderia explicar também, o fato da vazão de óleo ser maior que do Caso 10 onde neste, a miscibilidade não foi atingida. Observa-se também que após o declínio nas curvas de vazão de óleo, duas vezes a curva da vazão do Caso 10 é maior que do Caso 19, isso é devido a que bancos de óleo seguem chegando pela expansão da frente de CO_2.

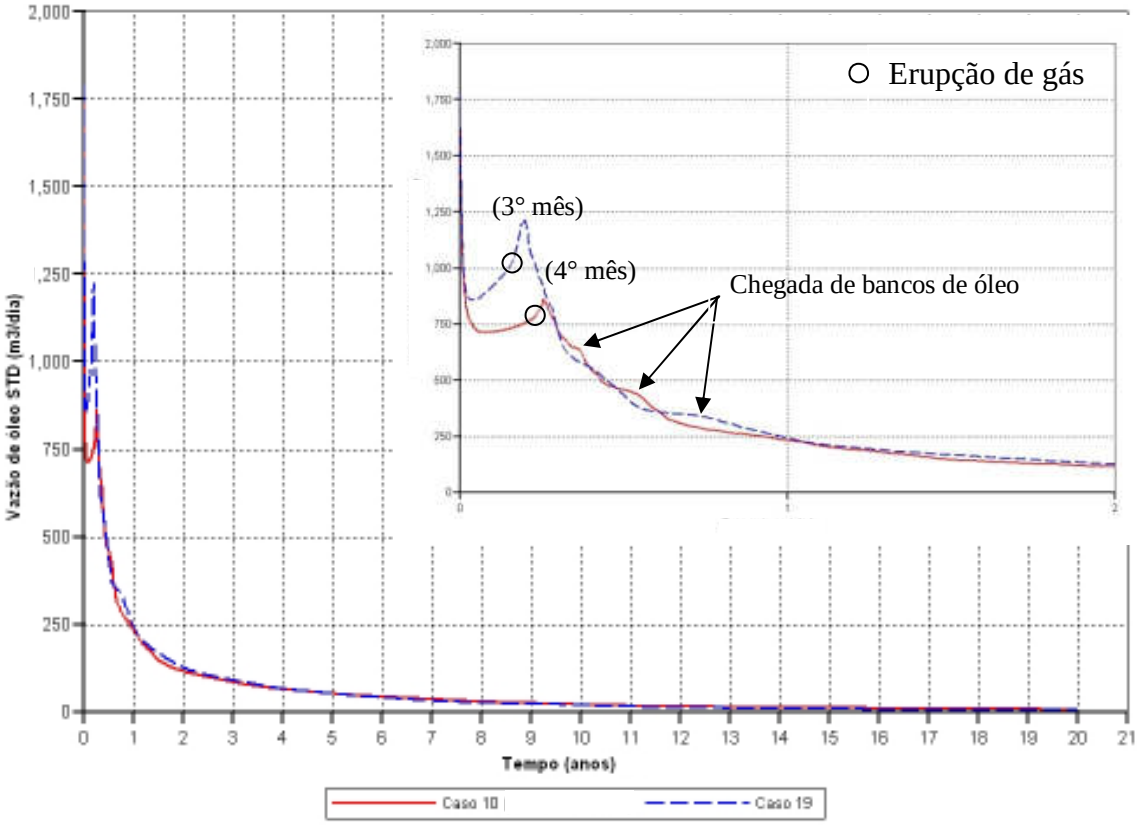


Figura 5.19 Vazão de óleo às condições standard *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 19.

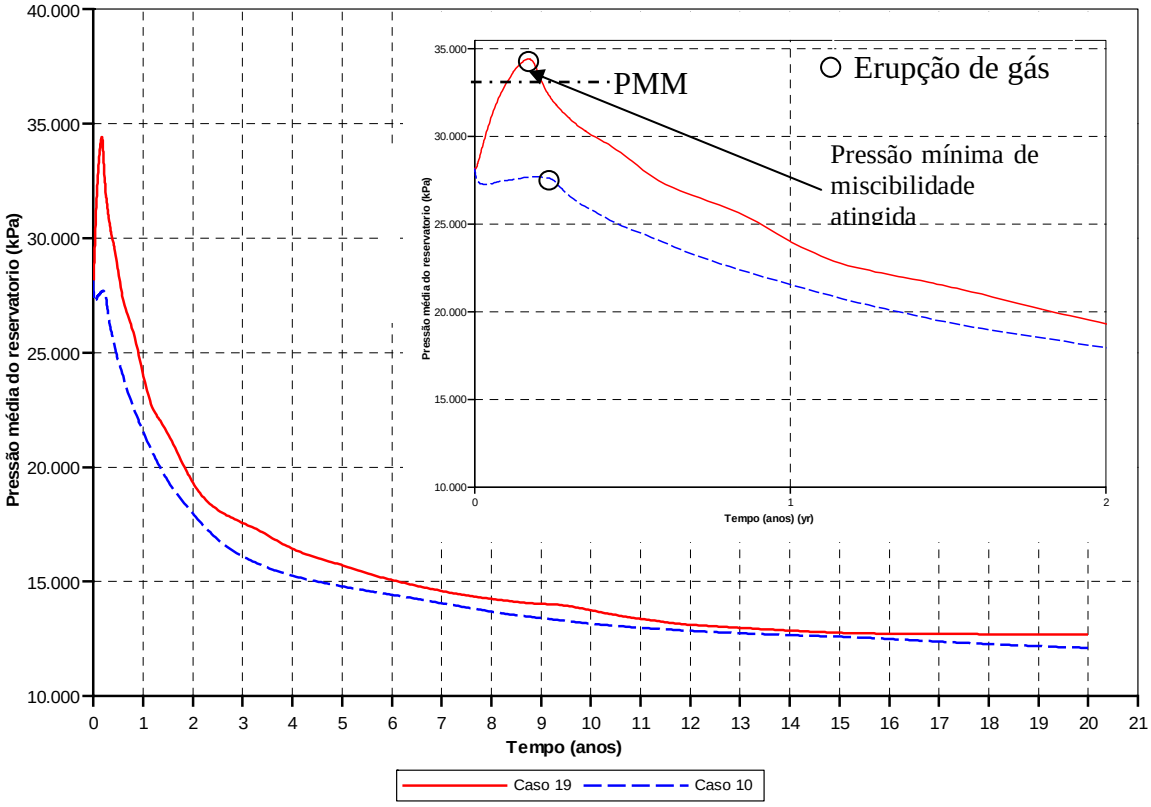


Figura 5.20 Pressão de fundo do poço injetor *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 19.

Verificou-se que a erupção do gás aconteceu mais cedo no Caso 19 devido a que, maior a vazão de gás injetado, maior a velocidade do CO_2 injetado em percorrer o meio poroso como se observa na Figura 5.21 onde se mostra o perfil de saturação do CO_2. Observa-se que a frente de CO_2 do Caso 19 deslocou-se mais rápido que a frente do Caso 10 no terceiro mês de produção. Observa-se também que a frente do Caso 19 tem uma forma quase semicircular enquanto que do Caso 10, a frente é quase horizontal. Isso é devido à viscosidade do CO_2 ser maior no Caso 19 que do Caso 10, como se observa na Figura 5.22, já que, a pressão de injeção é maior no primeiro pela alta vazão de gás injetado. Então, maior a vazão de gás injetado, maior a força viscosa, sendo esta força mais predominante que a força gravitacional antes da erupção do CO_2 acontecer. E se a vazão for menor, a força viscosa não é tão predominante sobre a força gravitacional, fazendo que a frente do CO_2 se desloque de forma mais horizontal.

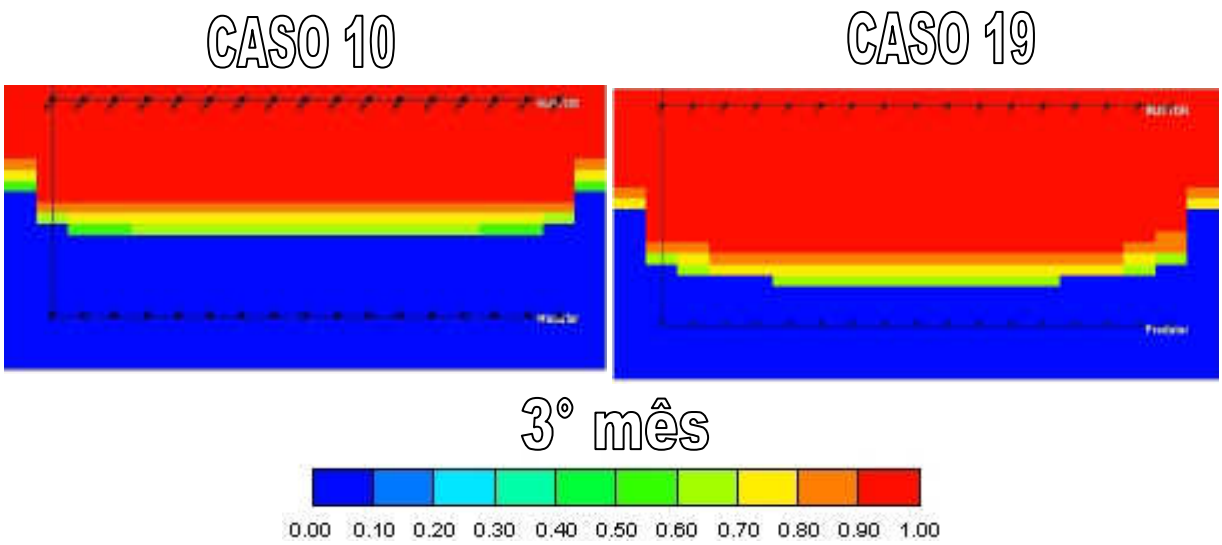


Figura 5.21 Perfil de saturação do CO_2 inj. – Seção transversal do Caso 10 e Caso 19

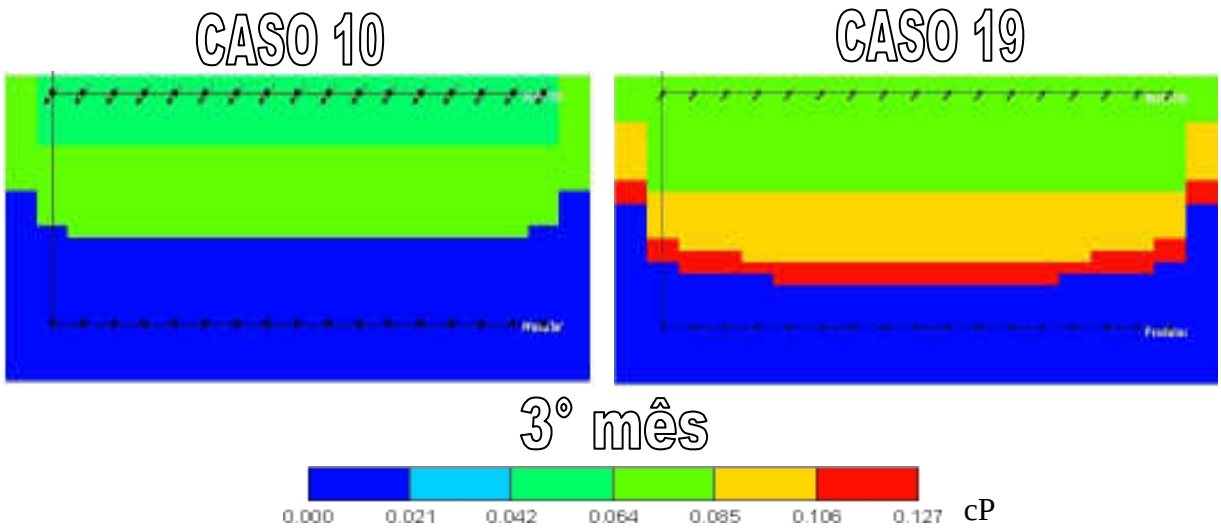


Figura 5.22 Perfil da viscosidade do CO_2 inj. – Seção transversal do Caso 10 e Caso 19

Esta comparação mostrou que maiores vazões:

- Produzem um acréscimo significativo na pressão média do reservatório até a erupção do gás;
- Deslocam mais rapidamente o óleo do reservatório, elevando a vazão de produção;
- Podem atingir a pressão de miscibilidade e, por conseguinte deslocar mais óleo do reservatório;
- Fazem que a erupção de gás aconteça mais rapidamente;

- A força viscosa predomine sobre a força gravitacional até a erupção do gás.

Na seção 5.5, foi feita uma análise econômica para determinar qual das duas vazões produz o melhor beneficio econômico no projeto.

5.4.3 Tipo de gás injetado

Em relação ao tipo de gás, foi dito que, sem a presença de aquífero, o gás natural teve melhor desempenho que o CO_2 em termos do FR. Contudo, em presença de aquífero, foi o CO_2 quem teve um leve melhor FR sobre o gás natural no vigésimo ano do projeto, porém no quinto e décimo ano, o gás natural recuperou mais que o CO_2.

Para estudar o desempenho físico deste parâmetro no GAGD, foram escolhidos os melhores cenários de $25x10^6$ ft^3std/dia para o grupo sem aquífero e de $15x10^6$ ft^3std/dia para o grupo com aqüífero (Tabela 5.10).

Tabela 5.10 Cenários escolhidos para o estudo do tipo de gás injetado.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6 (ft^3std/dia)	Gás Injetado	FR (%)		
			5° ano	10° ano	20° ano
Sem aquifero					
73	25	GN	62,1	72,4	78,3
19	25	CO2	59,8	69,5	75,4
Com aquifero					
91	15	GN	59,9	67,8	70,8
37	15	CO2	57,4	66	71,4

5.4.3.1 Desempenho do tipo de gás injetado sem aquífero

Para o grupo sem aquifero, na Figura 5.23 mostra-se o comportamento da pressão média do reservatório do Caso 73 e Caso 19. Observa-se que a injeção de GN (Caso 73) produz um acréscimo na pressão do reservatório nos primeiros meses do projeto. A pressão máxima que conseguiu elevar o GN foi de 37515,3 kPa (5.441,1 psi) no segundo mês antes da erupção. Esta pressão foi suficiente para atingir a pressão mínima de miscibilidade (PMM) que é de 32.504 kPa (4.714,3 psi), então, houve miscibilidade. No caso com injeção de CO_2, a pressão do reservatório teve um acréscimo até o terceiro mês, atingindo uma pressão máxima de 34427,1 kPa (4993,2 psi) antes da erupção do mesmo gás e também como no anterior caso houve miscibilidade já que a PMM do CO_2 com o óleo é de 34.068,4 kPa (4.941,2 psi). Observa-se que a miscibilidade teve curta duração já que após da erupção a pressão do reservatório declina até ser menor que a PMM. Contudo, como explicar o fato que ao injetar

GN, a pressão do reservatório teve um acréscimo maior que ao injetar CO_2, se a vazão de injeção nas condições de superfície foi a mesma para ambas? A resposta foi encontrada na vazão de injeção, porém nas condições do reservatório (RES).

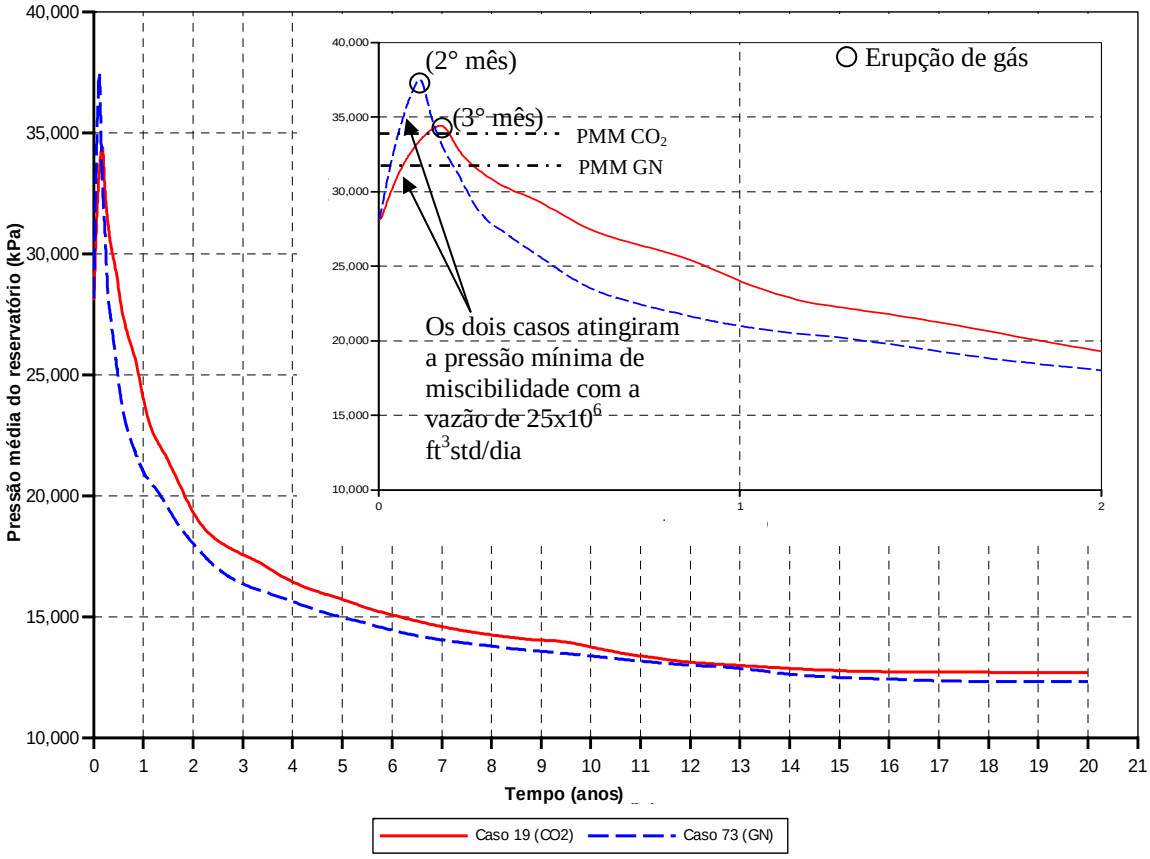


Figura 5.23 Gráfico Pressão média do reservatório *versus* Tempo – Caso 73 e Caso 19.

Se bem nas condições de superfície, a vazão de injeção, para os dois gases, foi de $25x10^6$ ft^3std/dia, observa-se que a vazão do GN nas condições do reservatório foi maior que a vazão do CO_2 (Figura 5.24), ou seja, o GN ocupou maior volume no reservatório e, portanto maior o acréscimo na pressão que com CO_2. Observou-se também que o aumento na pressão do reservatório nos dois casos, foi devido a que o volume de gás que está sendo injetado foi maior que o volume de liquido (óleo+água) que está sendo produzido nas condições do reservatório antes que aconteceu a erupção (Figura 5.25).

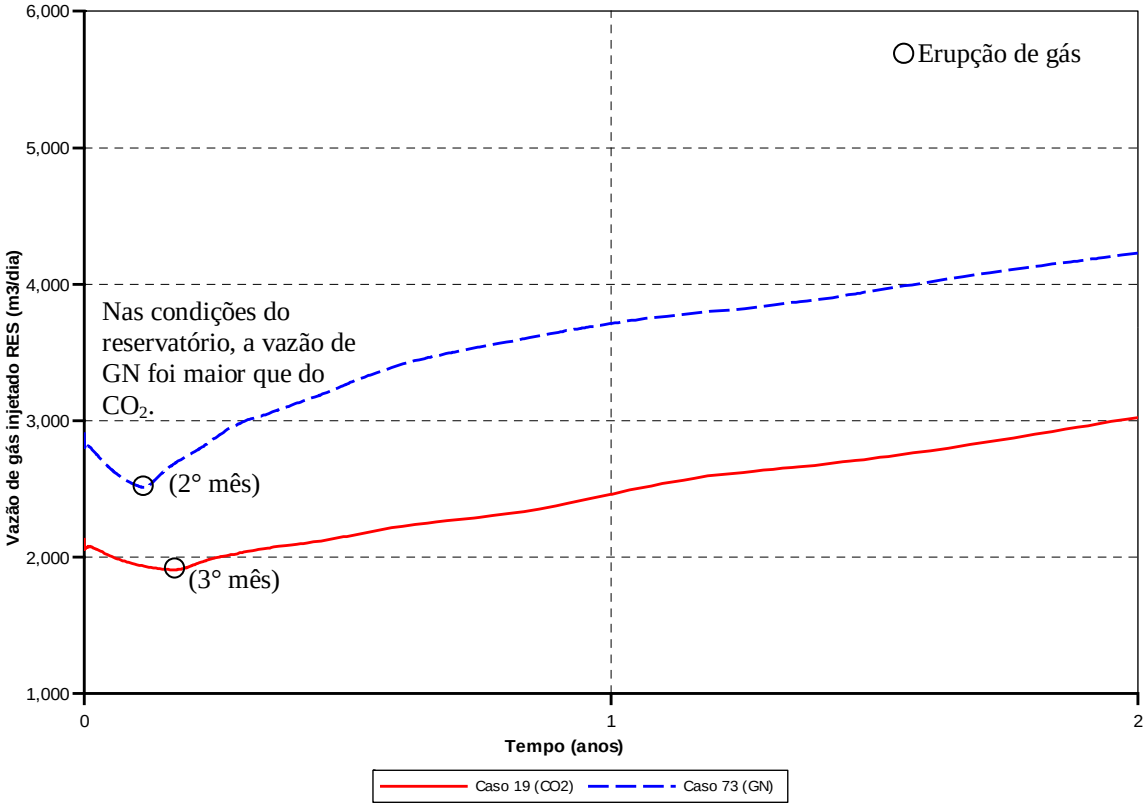


Figura 5.24 Gráfico Vazão de gás injetado RES *versus* Tempo – Caso 73 e Caso 19.

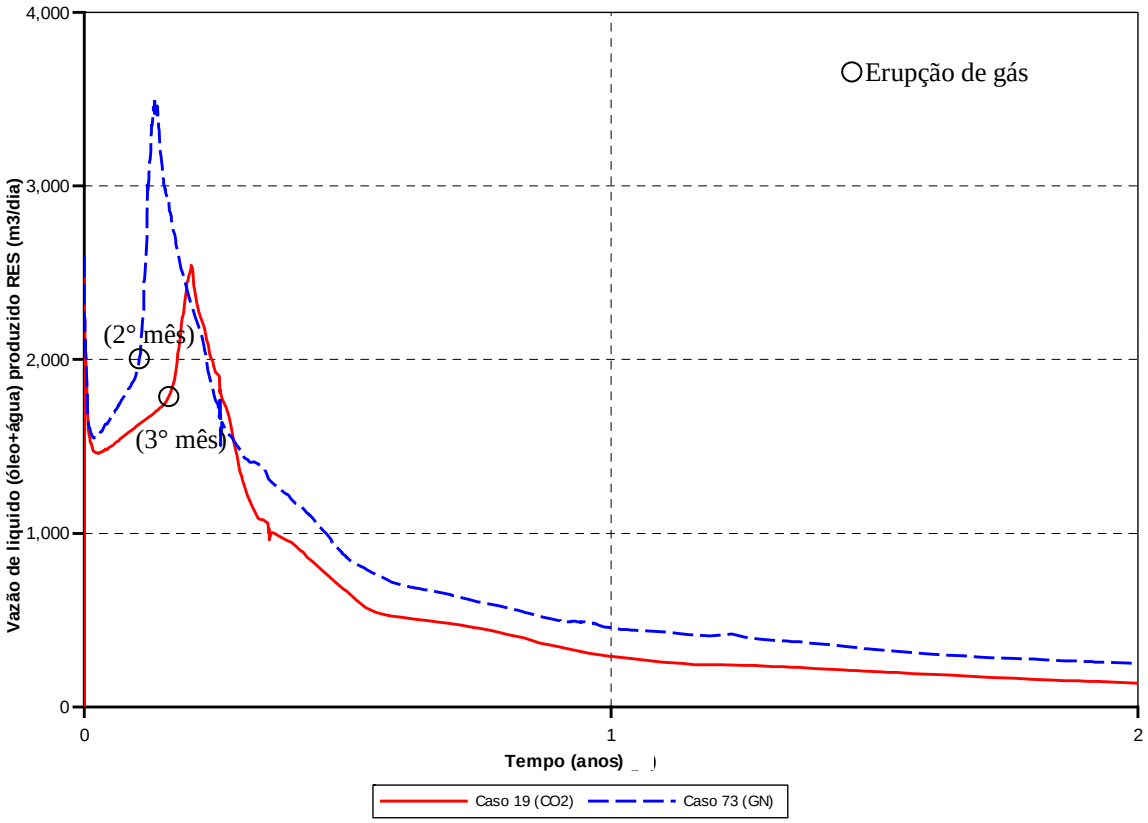


Figura 5.25 Gráfico Vazão de óleo STD *versus* Tempo – Caso 73 e Caso 19.

Sobre a miscibilidade dos gases injetados com o óleo do reservatório, observou-se na Figura 5.23 que este fenômeno teve curta duração e que na maior parte, o processo é imiscível. Porém, observou-se que na imiscibilidade, formou-se uma zona solúvel entre os ditos fluidos. Este fenômeno foi observado através do equilíbrio de fases. Como sabemos a essência do equilíbrio de fases é determinar quantitativamente as variáveis que possam descrever o equilíbrio de duas fases multicomponentes. Estas variáveis podem ser a pressão, temperatura, composição de cada fase, etc. Então, o simulador através da termodinâmica, permitiu ver a composição de cada componente e fase.

Na Figura 5.26 mostra-se a saturação de cada componente do gás injetado na fase gás do Caso 73 e Caso 19 para o décimo terceiro dia do primeiro mês do projeto (tempo em que não se atingiu ainda a pressão mínima de miscibilidade). Observa-se que no Caso 73, a frente de GN (0,77 de fração molar gasosa de C_1) deslocou óleo mais rapidamente na direção do poço produtor, enquanto que a frente de CO_2 (1 de fração molar gasosa) do Caso 19, demorou um poço mais em deslocar o óleo.

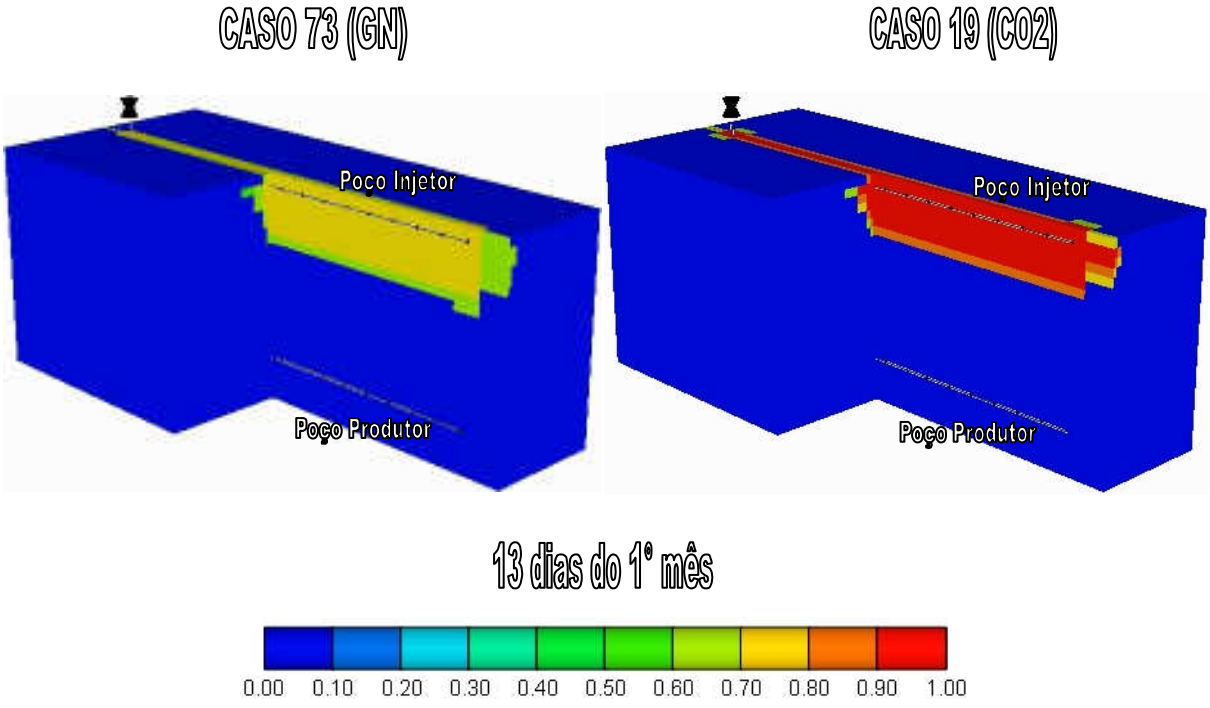


Figura 5.26 Perfil de saturação de gás. Caso 73 e Caso 19.

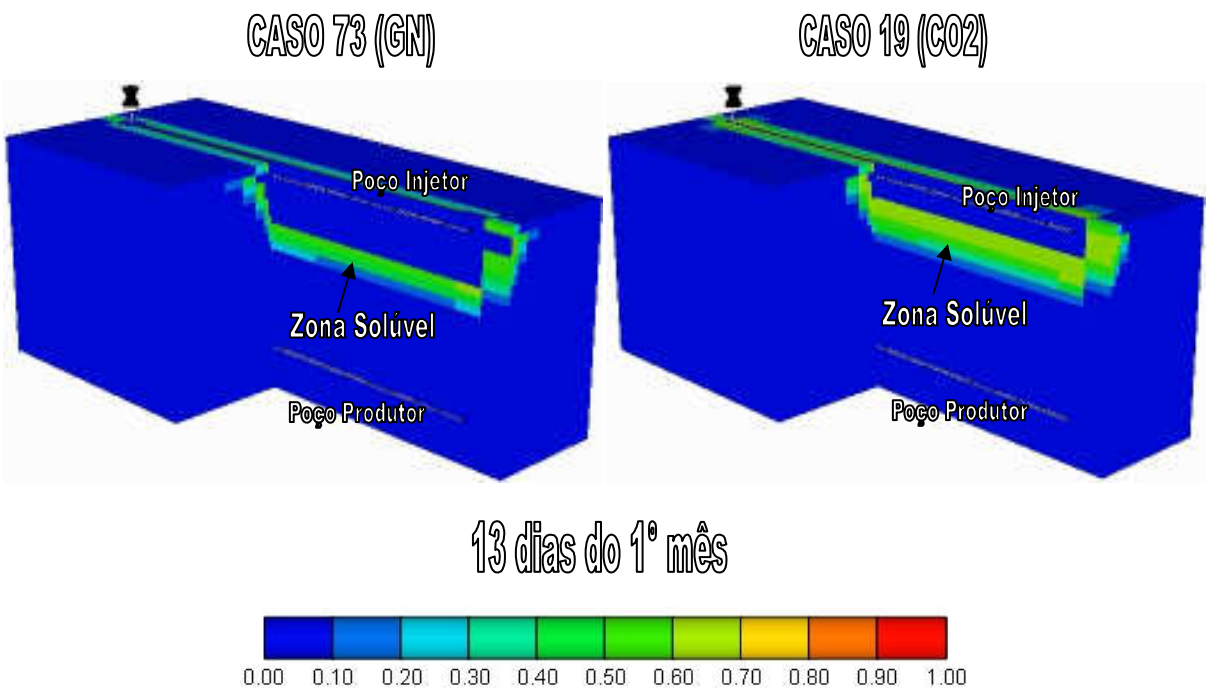


Figura 5.27 Perfil da fração molar dos componentes injetados na fase óleo. Caso 64 e Caso 10.

Na Figura 5.27, mostra-se a zona solúvel representada pela fração molar dos componentes injetados na fase óleo. Para o Caso 73, o perfil pertence à fração molar de C_1 injetado na fase óleo e para o Caso 19, a fração molar de CO_2 injetado também na fase óleo. Observa-se que o volume da zona solúvel, onde acontece o intercâmbio de massa da fase gás para a fase liquida, do Caso 73 é menor que do Caso 10. Isto poderia ser devido a que na zona solúvel, maior quantidade dos componentes do GN na fase liquida existe que dos componentes do óleo na mesma fase em relação ao CO_2. Isto foi confirmado fazendo uma análise destas duas zonas solúveis em função da composição molar de todos os componentes (Tabela 5.11).

Então, observa-se na Tabela 5.11, que o GN teve maior solubilidade no óleo do reservatório nuns 82,61% em comparação com os 65,56 % do CO_2. Observa-se também que a fração de óleo do reservatório que existe na zona solúvel é menor do primeiro (17,39%) que do segundo (34,44 %). Ou seja, que o GN ao ter maior solubilidade no óleo, aumenta o volume total de hidrocarboneto liquido no meio poroso, e por tanto explica o acréscimo na pressão do reservatório maior que o CO_2, provocando maior vazão e velocidade de deslocamento do óleo do reservatório.

Um fato interessante que se observou com o tipo de gás através da Tabela 5.11, foi que o GN deslocou maiores frações de C_{7+} que o CO_2, porém este ultima deslocou maiores frações de componentes intermediários (C_2 a C_6).

Tabela 5.11 Características da zona solúvel do Caso 73 e Caso 19. Fração molar, Pressão e Temperatura do reservatório.

Componente	Caso 73*	Caso 19**
C1	0,03920	0,00113
C2	0,01160	0,00055
C3	0,00897	0,00061
iC4-nC4	0,00740	0,00067
iC5-nC5	0,00418	0,00051
C6	0,00685	0,00145
C7+	0,09460	0,33950
CO2	0,00102	0,00000
N2	0,00015	0,00000
Fração total de óleo do reservatório na zona solúvel.(T1)	**0,17398**	**0,34443**
C1 inj	0,59920	0,00000
C3 inj	0,19120	0,00000
C6 inj	0,03570	0,00000
CO2 inj	0,00000	0,65560
Fração total de gás inj. na fase óleo na zona solúvel.(T2)	**0,82610**	**0,65560**
Fração total da zona solúvel (T1 + T2)	1,00	1,00
Pressão Res. (kPa)	31789,3	29913,2
Temperatura Res. (° C)	104	104

* Obtido do bloco 10, 9, 8

** Obtido do bloco 10, 9, 5

Então, observa-se na Tabela 5.11, que o GN teve maior solubilidade no óleo do reservatório nuns 87,94% em comparação com os 63,56 % do CO_2. Observa-se também que a fração de óleo do reservatório que existe na zona solúvel é menor do primeiro (11,91%) que do segundo (36,43 %). Note que a vazão maior de óleo com GN poder ser explicada pela maior saturação de liquido, más a pressão é diferente.

Um fato interessante que se observou com o tipo de gás através da Tabela 5.11, foi que o GN deslocou maiores frações de C_{7+} que o CO_2, porém este ultima deslocou maiores frações de componentes intermediários (C_3 a C_6) e leves (C_1 e C_2).

5.4.3.2 Desempenho do tipo de gás injetado com aquífero.

Para o grupo com aquífero, na Figura 5.28 mostra-se o comportamento da pressão media do reservatório do Caso 91 e Caso 37. Observa-se que as pressões máximas do reservatório para ambos casos, ao contrario do grupo anterior, não atingem as pressões mínimas de miscibilidade apesar da presença de aqüífero e pela menor vazão de injeção.

Se observamos novamente os fatores de recuperação do Caso 91 e Caso 37 da Tabela 5.10, para o quinto e décimo ano de projeto o Caso 91 (injeção de GN) obteve melhor desempenho no fator de recuperação que o Caso 37 (injeção de CO_2), devido a que no inicio o GN deslocou rapidamente maiores volumes de óleo do reservatório que o CO_2, isto se observa na Figura 5.29, onde a vazão de óleo do Caso 91 nos primeiros meses do projeto é maior que do Caso 37, como já foi dito no anterior caso, isto acontece pelo fato do GN ter maior solubilidade no óleo. Porém, como o GN desloca mais rapidamente o óleo do meio poroso e a erupção do primeiro acontece rapidamente, a pressão começa a cair e a água do aquífero começa a invadir o reservatório, como se observa na Figura 5.30, onde o volume de água do aquífero no reservatório do Caso 91 é maior que do Caso 37. Então, isto faz com que mais água seja produzida e não deixando que mais volume de óleo atinja o poço produtor, como se observa na Figura 5.31, onde a razão de água - óleo produzido a partir do décimo ano tem um acréscimo maior no Caso 91 em comparação com o Caso 37.

Os picos que aparecem nas duas curvas são devido a problemas de convergência que teve o simulador.

Então, se pode resumir que a injeção de GN se desempenha melhor em reservatórios sem presença de aquífero, e que a injeção de CO_2 seria indicada para quando se tiver aquífero presente para evitar maior produção de água. Contudo, a injeção de GN hoje em dia não é muito praticada pelo fato da sua demanda e preço no mercado energético no qual, o CO_2 tem maior vantagem por ser um gás não combustível.

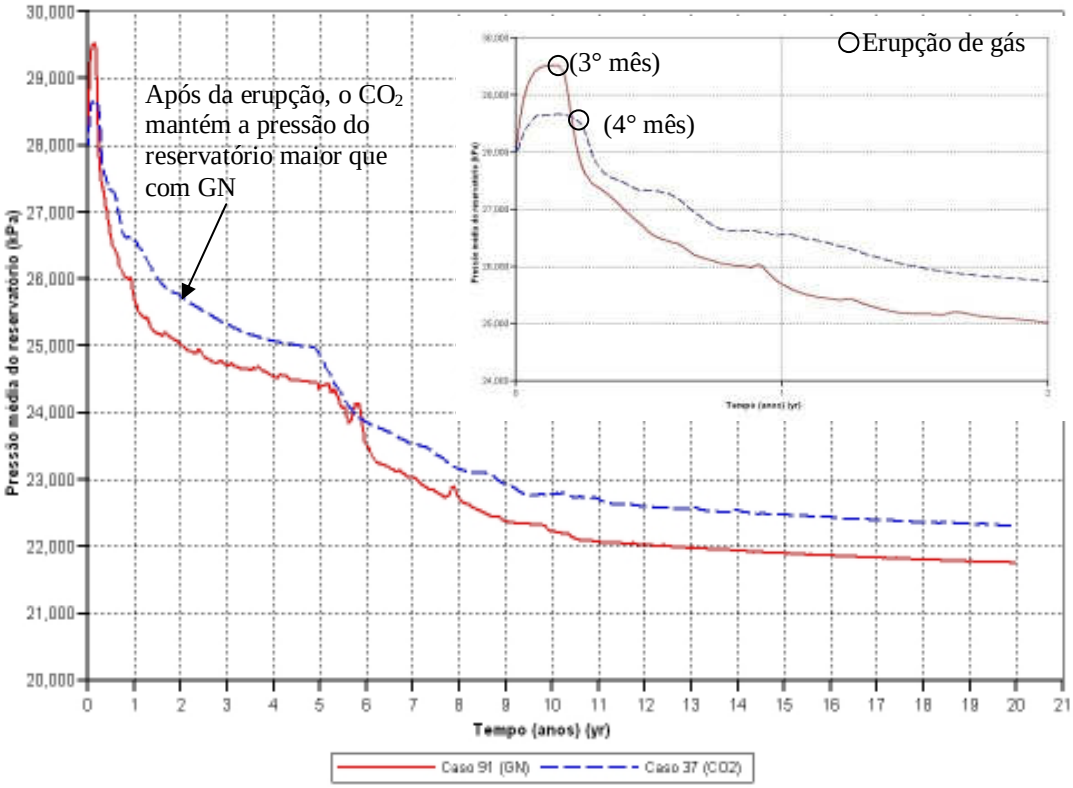


Figura 5.28 Gráfico Pressão média do reservatório *versus* Tempo – Caso 91 e Caso 37.

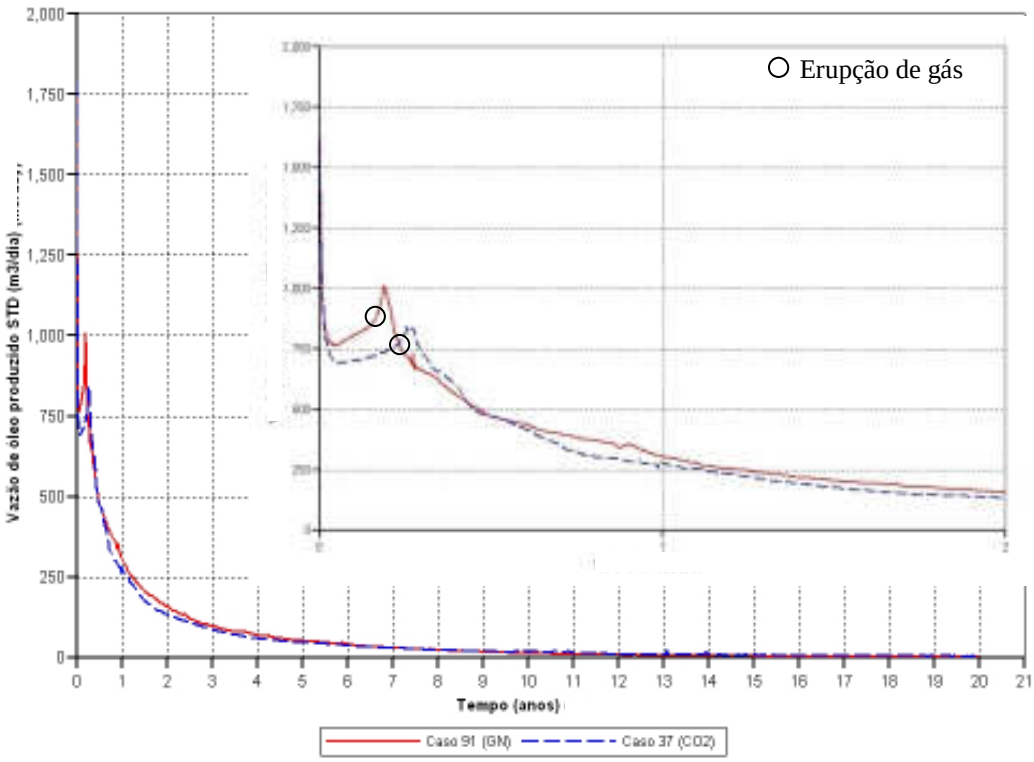


Figura 5.29 Gráfico Vazão de óleo STD *versus* Tempo – Caso 91 e Caso 37.

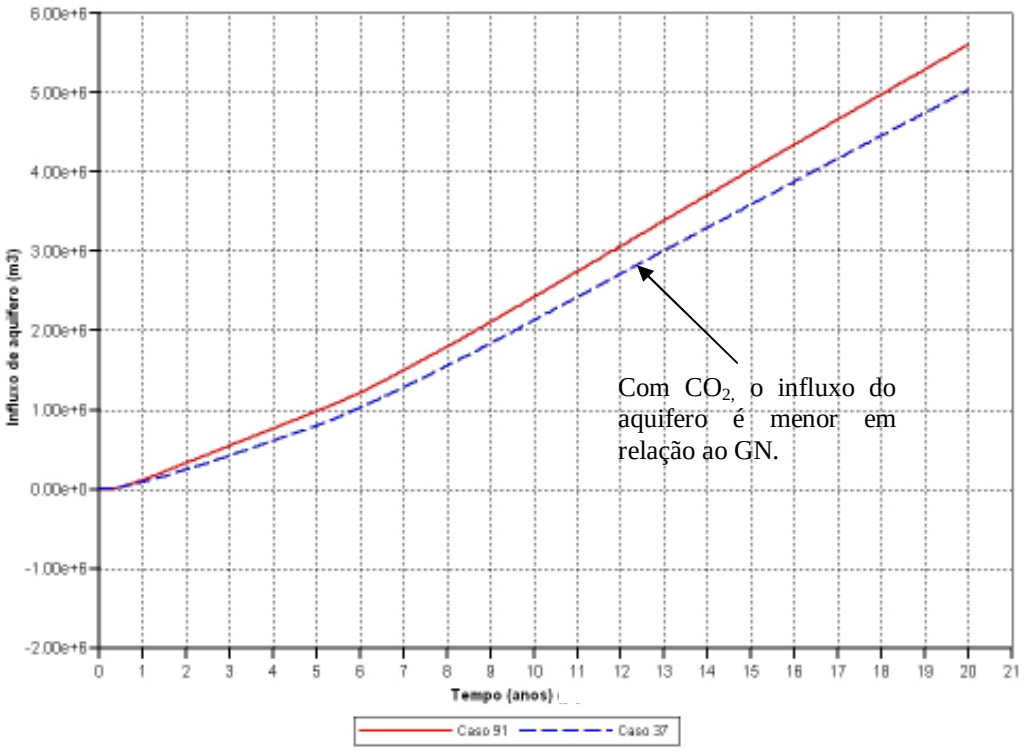


Figura 5.30 Gráfico do volume de água de aqüífero no reservatório.

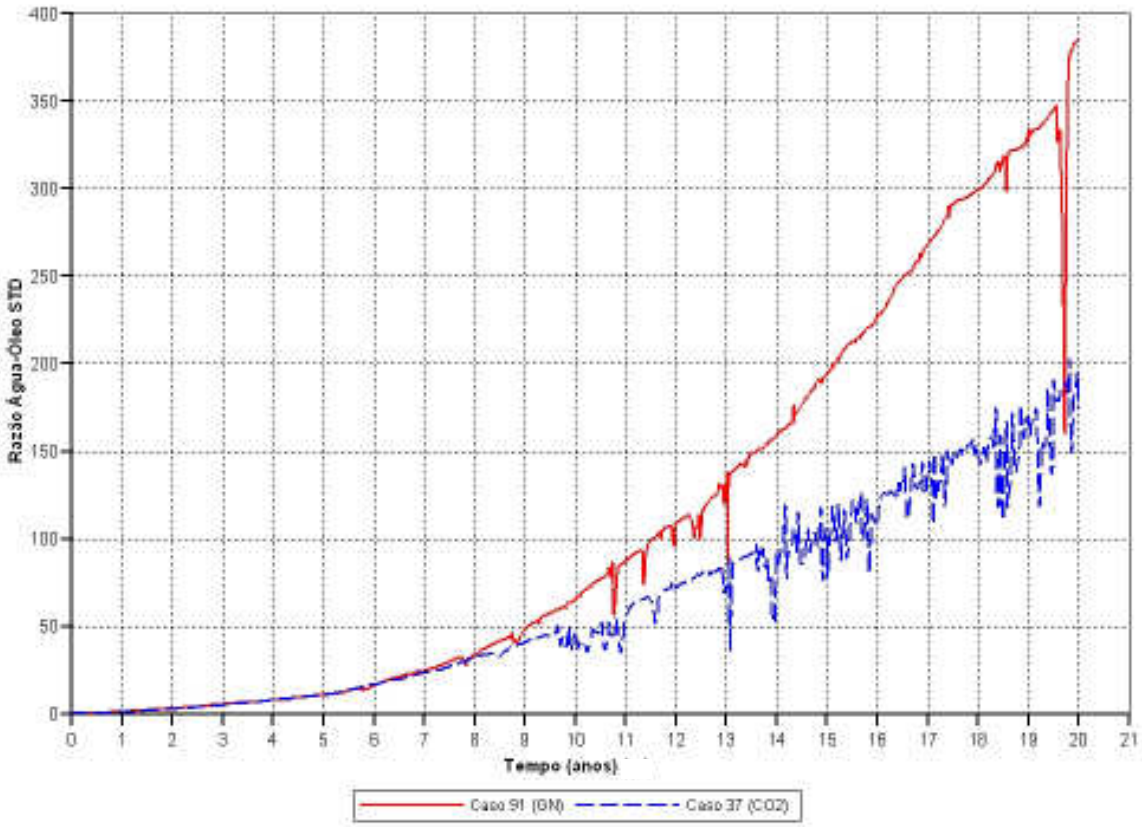


Figura 5.31 Gráfico Razão de água - óleo produzido. Caso 91 e Caso 37

5.4.4 Aquífero

Em relação ao aquífero, foi dito anteriormente dos melhores cenários que até o quinto ano do projeto, a presença deste parâmetro e seja qual for o tipo de gás, o FR foi melhor que quando não esteve presente. Porém, a partir do quinto ano, o FR é maior sem a presença do aquífero, com exceção no décimo ano do Caso 10. Isto coincidiu com a análise de sensibilidade, na qual a presença do aquífero nos primeiros cinco anos influenciava positivamente no FR e depois se tornava negativo.

Então, para explicar o fenômeno físico deste parâmetro no processo GAGD, escolheram-se dos melhores cenários, o Caso 10 e o Caso37, que injetam $15x10^6$ ft^3std/dia de CO_2, como se mostra na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 Configuração dos Caso 10 e 37.

Caso	Vazão Gás Inj. 10^6 (ft^3std/dia)	Gás Injetado	FR (%)		
			5° ano	10° ano	20° ano
Sem aquifero					
10	15	CO2	54,4	64,9	72,5
Com aquifero					
37	15	CO2	57,4	66	71,4

Para explicar o por que inicialmente a presença de aquifero é favorável no fator de recuperação e desfavorável no final do projeto, na Figura 5.32, mostra-se a pressão média do reservatório e observa-se que a presença de aquífero (Caso 37) eleva a pressão por um curto período de tempo e depois começa a declinar quando acontece a erupção do gás, mas este declínio não é tão brusco, já que a água proveniente do aquífero começa a invadir o reservatório chegando a estabilizar a pressão do reservatório. Então, esse aumento inicial de pressão faz com que o CO_2 desloque óleo rapidamente provocando um acréscimo na vazão de óleo no Caso 37, como se observa na Figura 5.33 onde, só a partir do sexto mês do projeto até o terceiro ano, a vazão de óleo desse caso é um pouco maior que a vazão do Caso 10.

A pesar de que o aquífero evita a queda de pressão, uma maior vazão de óleo do Caso 37 não foi esperada pelo fato de que, a produção de água no poço produtor começa logo, porém em menor vazão até que apos a erupção do gás, a água proveniente do aqüífero começa a invadir o reservatório, como se observa na Figura 5.34. Observa-se que após da erupção o influxo aumenta consideravelmente. Isto é, quando a pressão começa declinar pela erupção de

gás, o influxo do aqüífero começa a invadir o reservatório. Ou seja, existe uma pressão mínima do reservatório, acima da qual não existe o influxo de aqüífero.

Após a erupção de gás, o influxo de água proveniente do aquífero atinge rapidamente o poço produtor e evitando assim a produção de óleo, como se observa na Figura 5.35, onde a razão água - óleo, após a erupção de gás, tem um acréscimo significativo. Isto explica o fato de que a partir do décimo ano, o aquífero é desfavorável no processo GAGD apesar de ajudar na pressão de reservatório já que, por exemplo, no décimo ano, por 1 m^3 de óleo produzido se produz 50 m^3 de água até chegar a 275 m^3 de água no vigésimo ano.

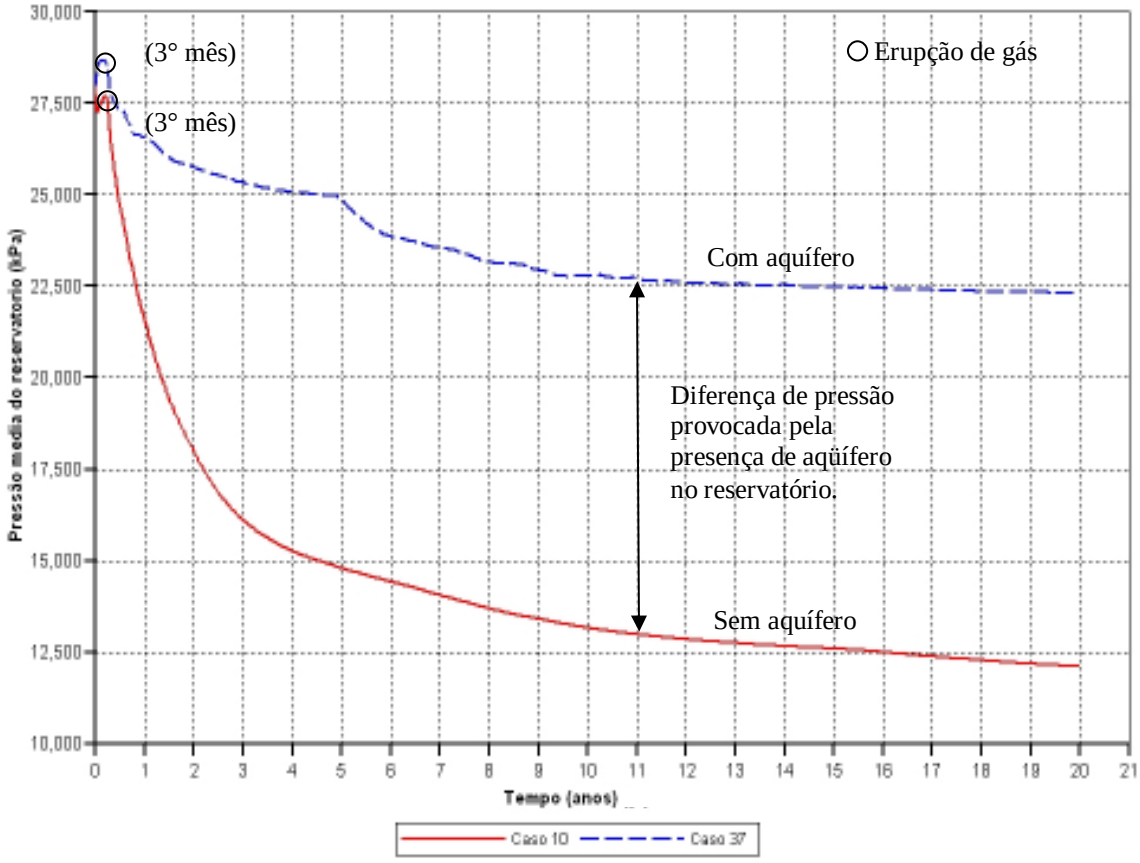


Figura 5.32 Gráfico Pressão média do reservatório *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 37

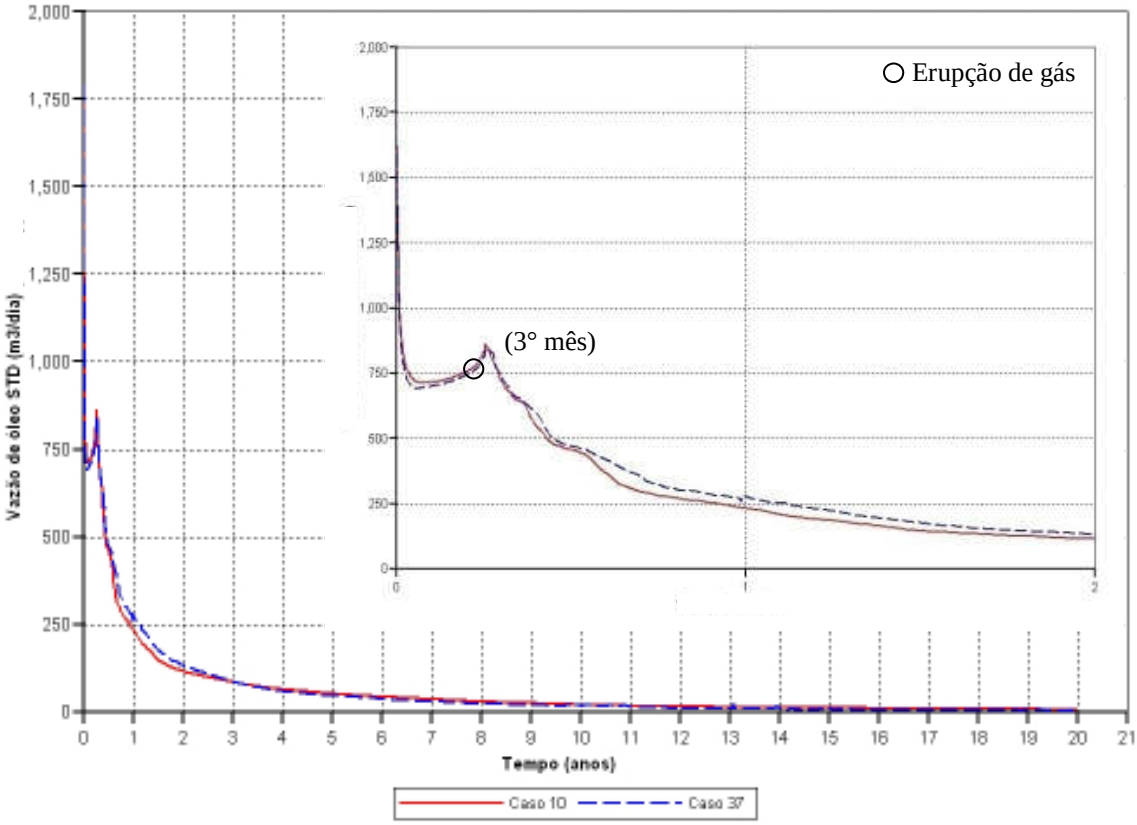


Figura 5.33 Gráfico Vazão de óleo STD *versus* Tempo – Caso 10 e Caso 37.

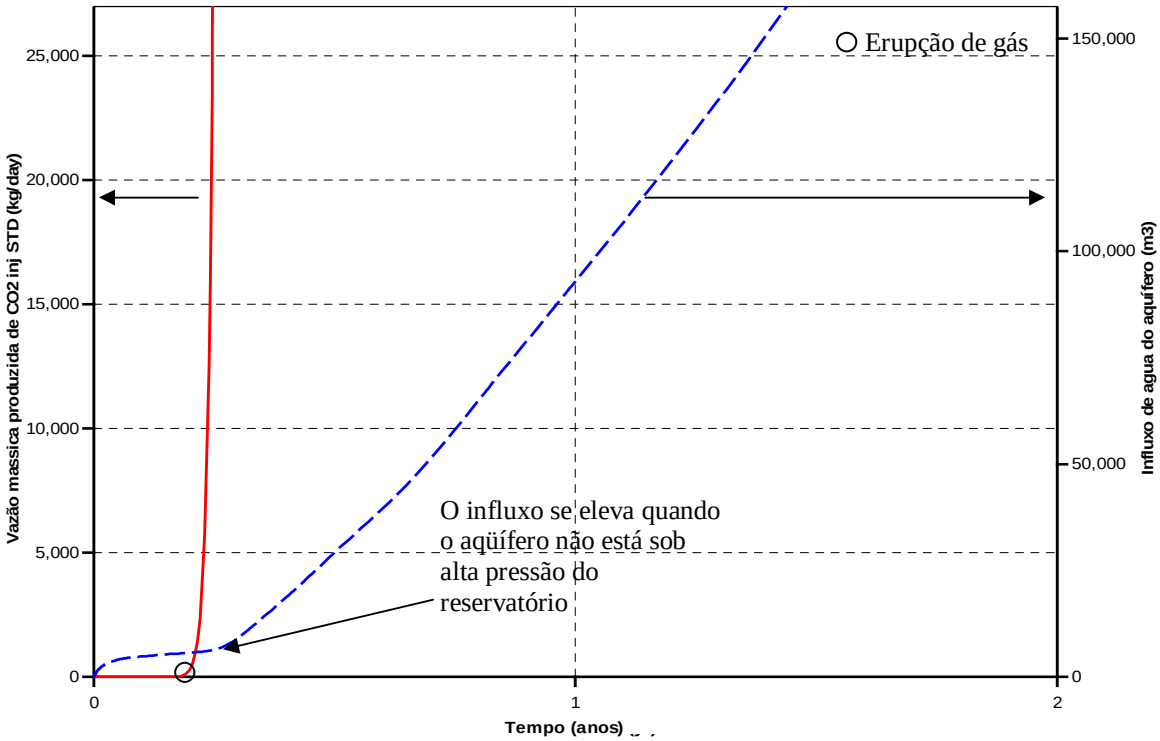


Figura 5.34 Gráfico Vazão mássica produzida de CO_2 inj. STD e Influxo de aqüífero *versus* Tempo – Caso 37.

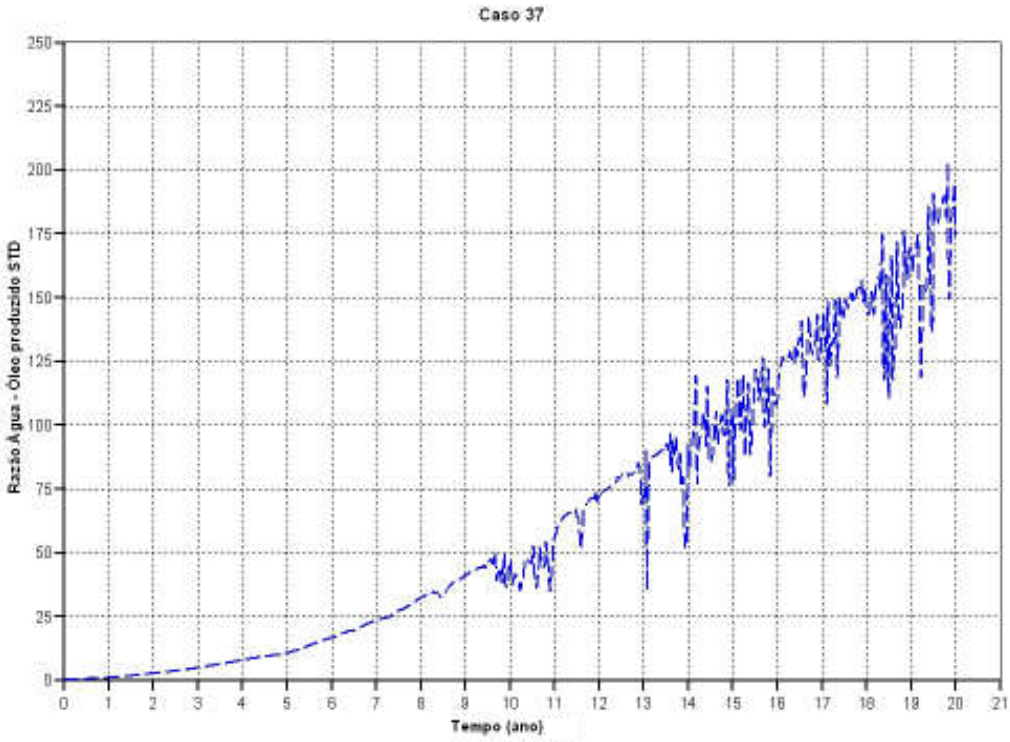


Figura 5.35 Gráfico razão água – óleo produzido STD *versus* Tempo – Caso 37

Na Figura 5.36, mostra-se a comparação do perfil ternário para observar o desempenho das fases gás – óleo – água no processo GAGD do Caso 37 e Caso 10. A saturação na fase gás no perfil é representada pela cor magenta, a fase óleo é representado pela variação da cor verde e a fase água pela variação da cor azul.

Observa-se que no quarto mês do projeto, o CO_2 atinge o poço produtor nos dois casos. No terceiro ano do projeto, observa-se para o Caso 37, que o nível da água começa a subir verticalmente pelas laterais do reservatório e pelo centro é produzido através do poço produtor. Com o tempo, o nível da água nas laterais do poço e retido pelo gás injetado, porém entre estas duas fases se encontra óleo deslocado por ambas fases e que fica retido entre elas sem poder ser produzida.

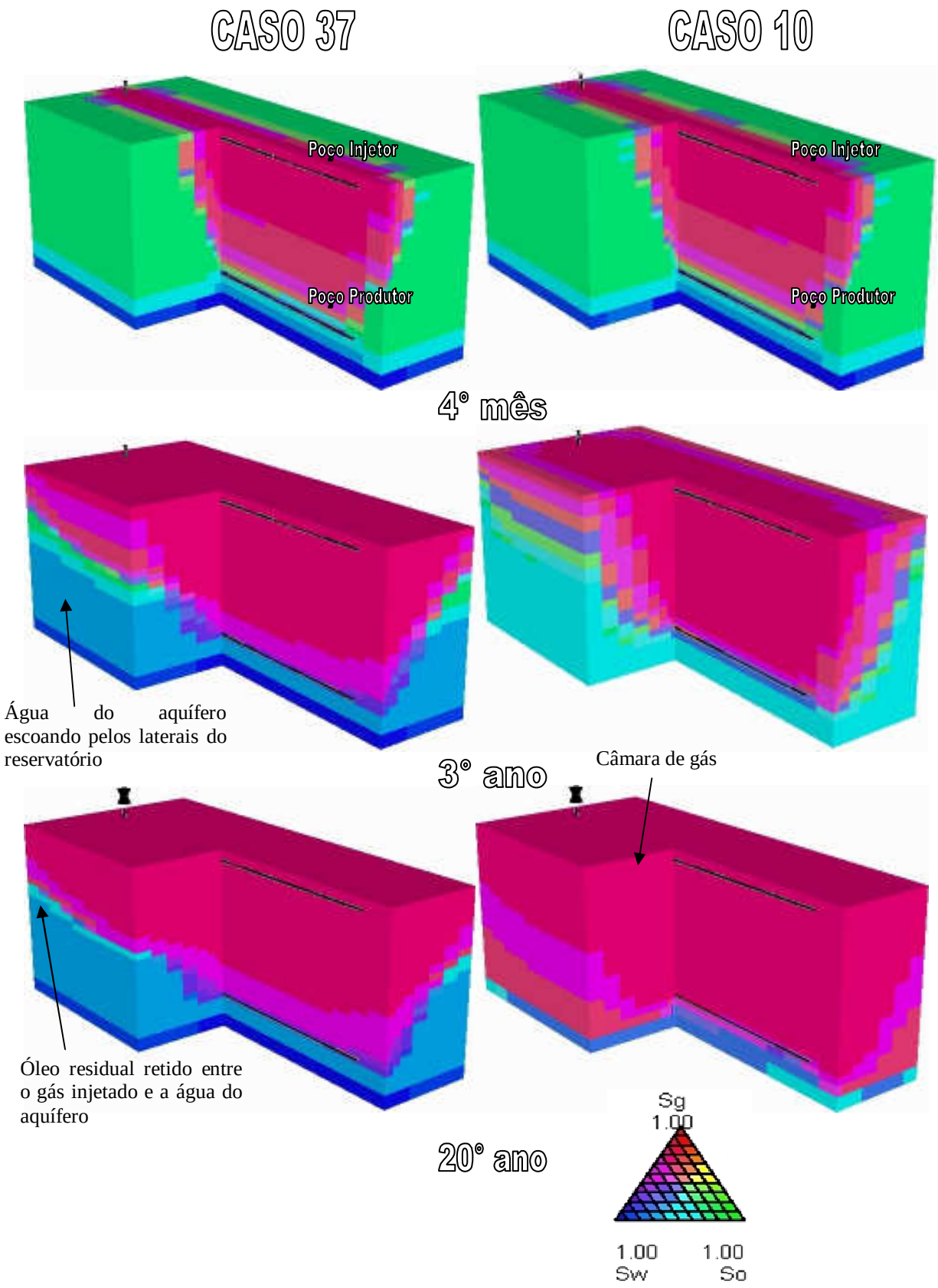


Figura 5.36 Comparação do Caso 37 e Caso 10 – Perfil ternário (água – óleo – gás).

5.5 Análise econômica em relação à vazão de injeção

Na anterior seção foi analisada como a vazão de gás injetado influencia fisicamente no processo, porém na escolha dos melhores cenários, houve casos que com uma injeção de $15x10^6$ ft^3std/dia os FR foram muito próximos dos cenários de $25x10^6$ ft^3std/dia. Por isto a necessidade de um estudo que mostre o melhor custo-benefício do processo GAGD em termos econômicos.

Para a análise econômica, usou-se o calculo do valor presente liquido (VPL) (Equação 2.8, página 45). Considerou-se uma taxa interna de retorno (t.i.r.) de 8 %, um custo de 12 dólares americanos (US$) a tonelada de qualquer gás comprimido e injetado (Gaspar et al., 2005 e Gozalpour, 2005), um custo de 3 dólares americanos o tratamento ou descarte do barril de água produzida (Cutice e Dalrymple, 2004), e para considerar o custo de produção, usou-se um fator de produção (Fp) de 15%. Para o preço do petróleo considerou-se inicialmente um valor de 35 dólares americanos (US$) o barril. Não foram considerados os custos de captura, transporte e tratamento do gás de injeção, nem capital inicial investido. A análise foi realizada para todos os cenários escolhidos da Tabela 5.7 (página 104). Foi considerado o volume total de óleo produzido, ou seja, considerando o volume líquido produzido do gás injetado, porém o FR usado foi o corrigido, como se explicou na Seção 4.3 (página 81).

Na Figura 5.37 se mostra o VPL dos cenários para o reservatório sem aqüífero. Independente da vazão de injeção, observa-se que ao injetar GN se obteve o maior VPL e FR em relação ao CO_2. Agora se fixamos o tipo de gás, observa-se que com uma vazão de $25x10^6$ ft^3std/dia e injetando GN (25 MMPCD-GN) se obteve o menor VPL e FR em relação à vazão de $15x10^6$ ft^3std/dia (15 MMPCD-GN), porém com o primeiro, o máximo VPL foi atingido em menor tempo de operação, ou seja, no sexto ano. Contudo, no mesmo período com o cenário de menor vazão (15 MMPCD-GN), observa-se que apesar do FR ter sido menor, o VPL foi maior. Além disso, o volume poroso injetado (VPI) foi também menor. Observe-se também que este cenário desde o sexto ano até o décimo primeiro, obteve um acréscimo pouco significativo no VPL, o que seria recomendável terminar o processo no sexto ano. Em conclusão, este cenário apresentaria o melhor beneficio econômico no processo GAGD.

Em conclusão, o fato de ter obtido maiores FR com maiores vazões, economicamente não provocou o melhor beneficio.

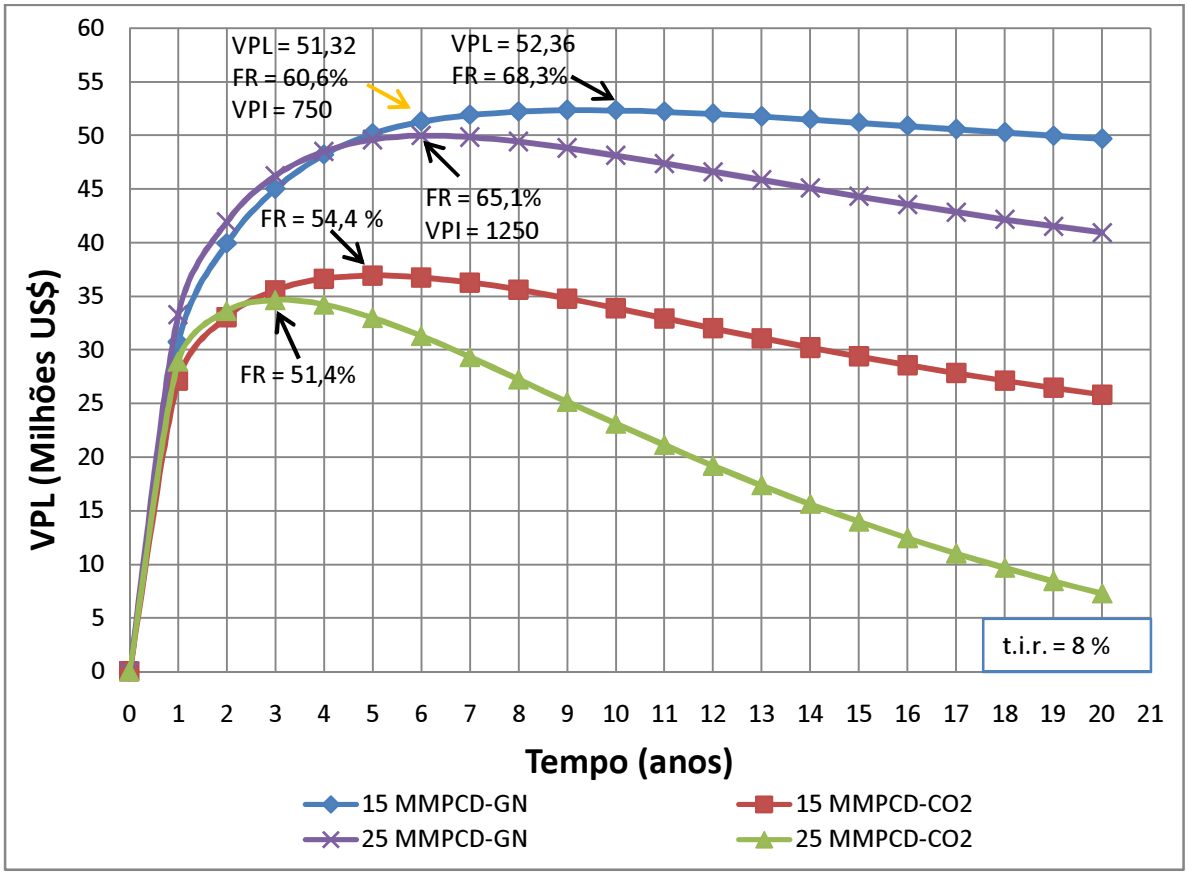


Figura 5.37 Valor presente liquido *versus* Tempo. Reservatório sem aquífero

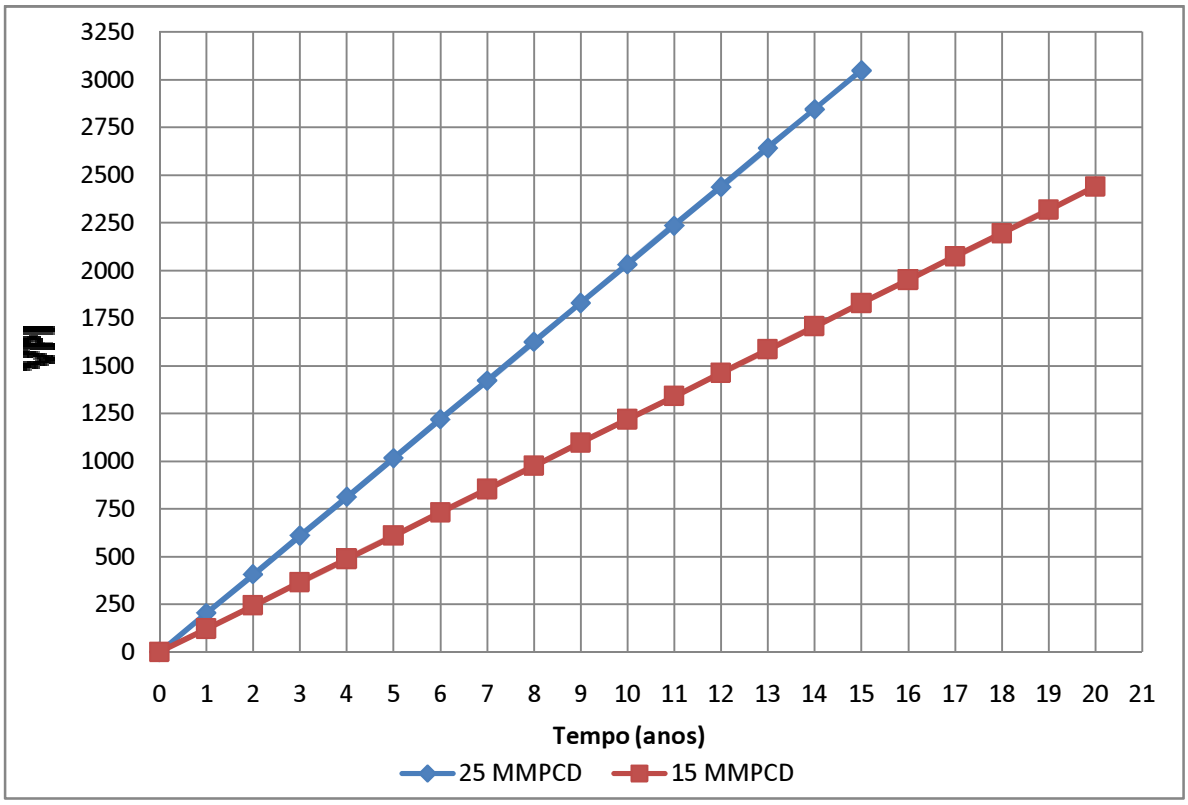


Figura 5.38 Gráfico do volume poroso injetado em função do tempo.

Os valores do VPI foram tirados através da Figura 5.38 que permite obter o VPI, das duas vazões de injeção analisadas, em função do tempo.

Na Figura 5.39 se mostra o VPL dos cenários para o reservatório com aquífero. Independente da vazão de injeção, observa-se que ao injetar GN se obteve maior VPL e FR em relação ao CO_2. Agora se fixamos o tipo de gás, observa-se que com uma vazão de $15x10^6$ ft^3std/dia e injetando GN (15 MMPCD-GN) se obteve menor VPL e FR em relação à vazão de $25x10^6$ ft^3std/dia (25 MMPCD-GN). Coincidentemente, o máximo VPL foi atingido para ambos cenários no mesmo tempo de operação, porém o cenário de menor vazão precisou de um menor VPI. Contudo, o cenário de 25 MMPCD-GN apresentaria o melhor beneficio econômico.

Em conclusão, maiores vazões de injeção são requeridas neste tipo de reservatório para aumentar a pressão do reservatório com a finalidade de evitar a maior produção de água proveniente do aqüífero e assim poder reduzir os custos de tratamento e descarte de água.

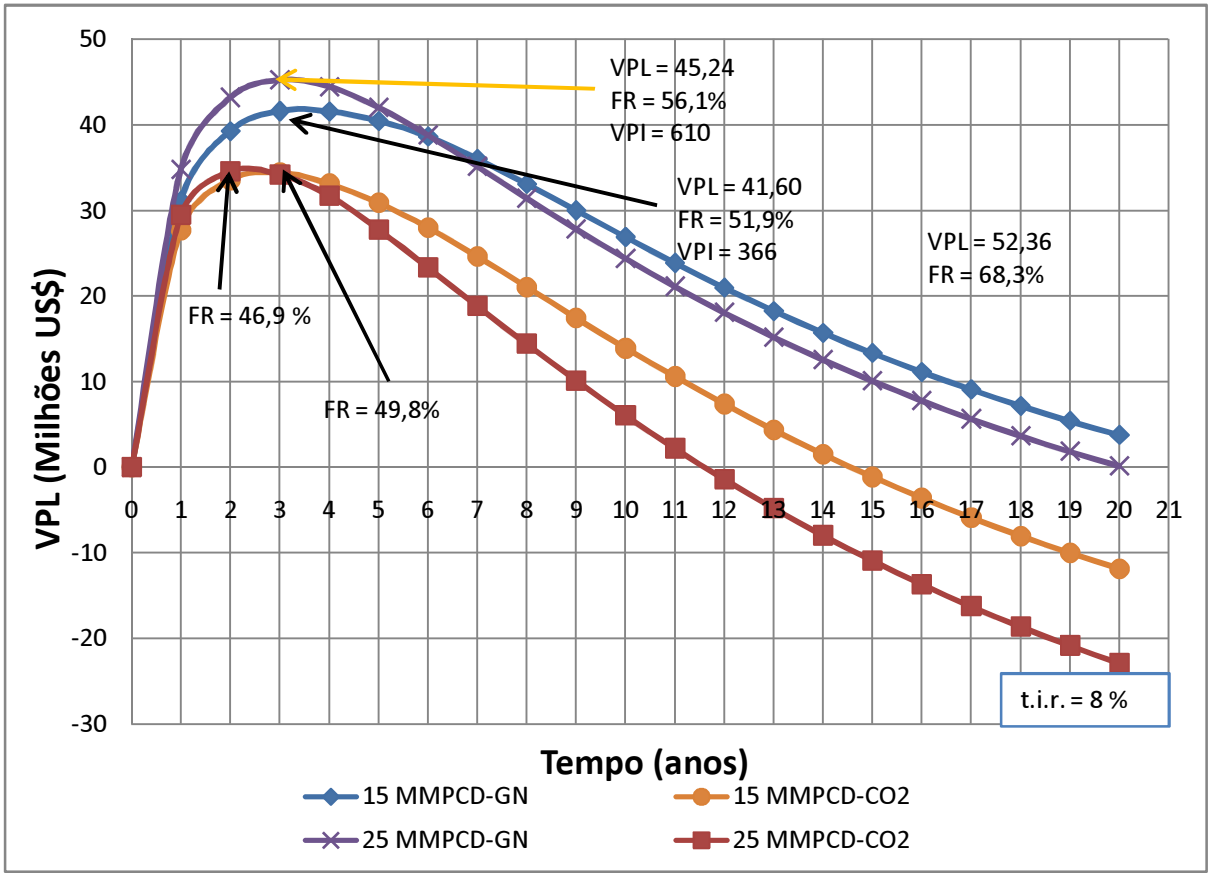


Figura 5.39 Valor presente líquido *versus* Tempo. Reservatório com aquífero.

Comparando as duas ultimas figuras, observa-se que a presença do aquífero no reservatório provocou menores VPL em relação ao caso sem aqüífero, já que no primeiro os custos de tratamento ou descarte de água aumentam consideravelmente.

5.5.1 Efeito da variação do fator de produção (Fp) no VPL.

Nesta seção foi analisado o efeito que provocou no VPL, a variação do fator de produção (Fp) nos melhores modelos apresentados na anterior seção. Para cada caso, variou-se o Fp em quatro níveis: 0, 0,15, 0,25 e 0,5.

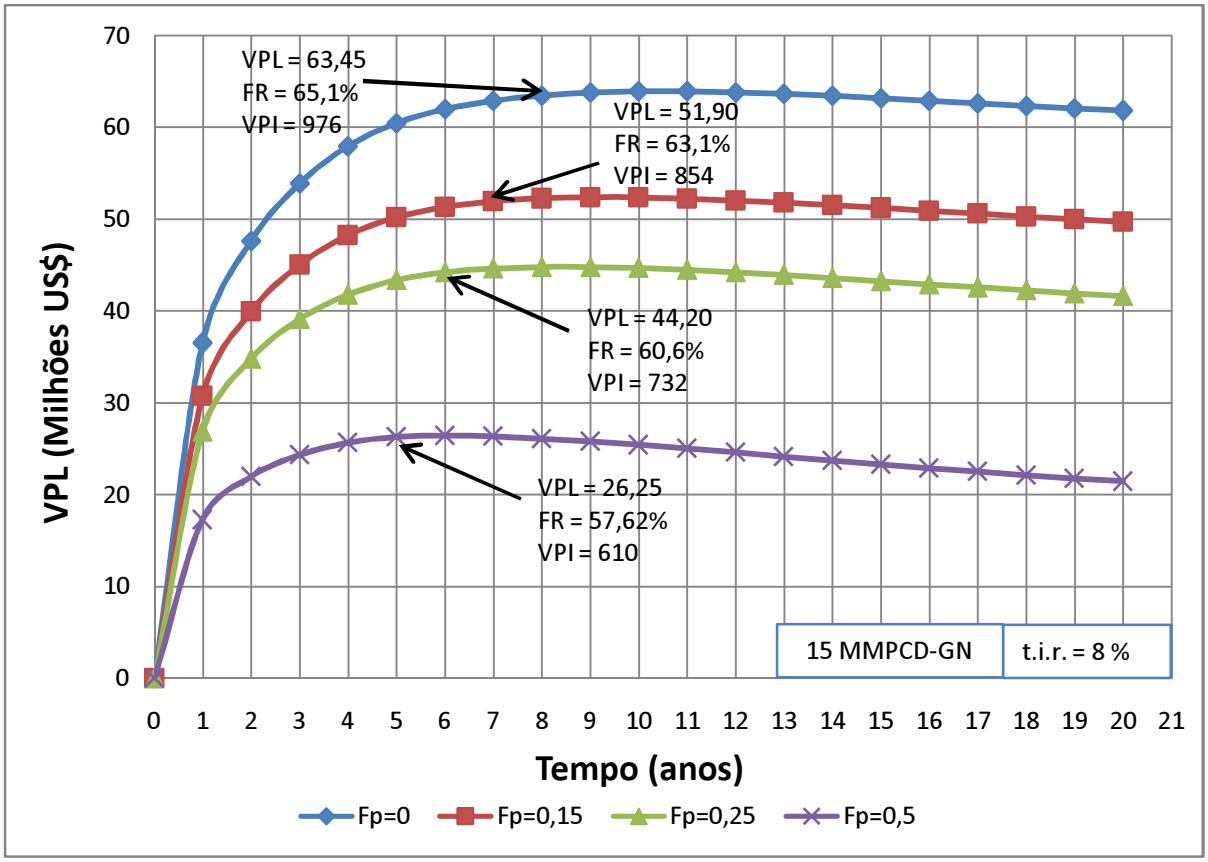


Figura 5.40 Gráfico da variação do Fp do melhor modelo em reservatório sem aquífero.

Na Figura 5.40 se mostra o efeito da variação do melhor modelo apresentado para o reservatório sem aqüífero (15 MMPCD-GN). Observa-se que quando o Fp foi mínimo, se obteve o melhor VPL, recuperou-se mais óleo, precisou-se de maior VPI e em maior tempo de operação. Porém, quando o Fp aumentou, o melhor VPL e o FR decresceram, precisando de menor VPI e tempo de operação.

Na Figura 5.41 se mostra o efeito da variação do melhor modelo apresentado para o reservatório com aqüífero (25 MMPCD-GN). Observa-se também que quando o Fp aumentou, o VPI teve um decréscimo significativo.

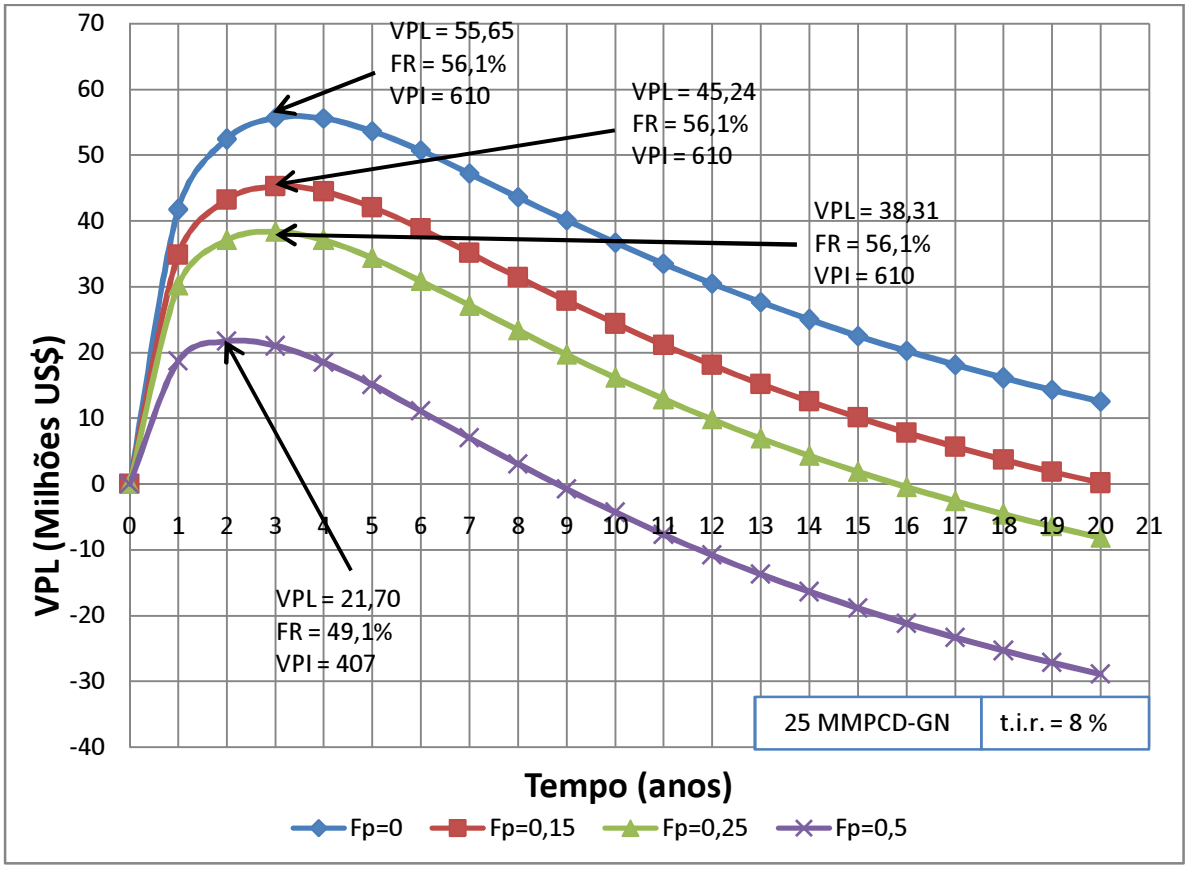


Figura 5.41 Gráfico da variação do Fp do melhor modelo em reservatório com aquífero.

Em conclusão, o VPL é sensível à variação do Fp e, que dependendo do valor deste, poderia determinar o limite econômico de qualquer projeto GAGD.

CAPÍTULO VI

Conclusões e Recomendações

6. Conclusões e Recomendações

Neste capitulo são apresentados as conclusões deste trabalho e as recomendações para futuros trabalhos.

6.1 Conclusões

- Em geral o processo GAGD demonstrou ter um grande potencial para a recuperação de óleo acima dos 70 % para as características do modelo de reservatório e fluido apresentados neste trabalho.

- Todos os parâmetros estudados, distância entre poço produtor-base do reservatório, distância entre poço injetor-topo do reservatório, vazão de injeção, tipo de gás injetado e aqüífero, foram significativos sobre o fator de recuperação de óleo, sendo o parâmetro, distância poço produtor-base de reservatório, como o mais significativo e o parâmetro, tipo de gás injetado como o de menor significância para os 20 anos de projeto.

- Os maiores fatores de recuperação para o modelo de reservatório sem aquífero se obtiveram no caso onde se injetou gás natural a 25 MMPCD, localizando o poço produtor a 10 m. da base reservatório e localizando o poço injetor a 3 m. do topo do reservatório. Em quanto que, para o modelo de reservatório com aqüífero, foi injetando CO_2 a 25 MMPCD e também localizando o poço produtor a 10 m. da base reservatório e localizando o poço injetor a 3 m. do topo do reservatório.

- Na escolha dos melhores cenários do processo GAGD, encontrou-se que, injetando uma vazão de gás a 15 MMPCD obtiveram-se fatores de recuperação muito próximos dos modelos que apresentaram os maiores fatores de recuperação onde foi injetado 25 MMPCD.

- Em relação à localização do poço produtor, verificou-se que quanto mais perto fique do nível de contato água-óleo e mais longe do poço injetor, maiores volumes de óleo serão recuperados. Em presença de aqüífero, este parâmetro é afetado pela produção elevada de água.

- Em relação à localização do poço injetor, verificou-se que quanto mais perto fique do topo do reservatório e mais longe do poço produtor, o tempo de erupção de gás é maior sendo favorável para a recuperação de óleo.

- Em relação ao tipo de gás injetado, sem a presença de aquífero, o gás natural teve melhor desempenho que o CO_2 em termos do fator de recuperação. Porém, em presença de aquífero, foi o CO_2 quem teve um melhor desempenho sobre o gás natural. Observou-se que injetando CO_2 a produção de água é reduzida por manter a pressão um pouco maior que injetando gás natural.

- Em relação ao aquífero, verificou-se que o desempenho do processo GAGD sem a presença dele, seja qual for o tipo de gás, foi melhor que quando estiver presente. O influxo do aquífero depende da pressão do reservatório, sob altas pressões não existe invasão de água, mas a medida que declina a pressão, o influxo se eleva gradualmente.

- Verificou-se que antes de acontecer à erupção do gás injetado, ocorre a recuperação dos maiores volumes de óleo. Verificou-se também que o tempo de erupção é mais longo quando o poço injetor ficar mais longe do poço produtor, porém mais curto, quando a vazão de gás injetado for maior.

- A vazão de gás injetado apresentou-se como o parâmetro principal para a otimização do processo GAGD. Verificou-se que a maiores vazões de injeção (25 MMPCD), maior o acréscimo na pressão do reservatório, provocando maiores vazões de óleo. Verificou-se também que maior vazão, a viscosidade do gás aumenta e então a produção de óleo é dominada pela força viscosa e não pela gravitacional. Após a erupção do gás injetado, a força gravitacional parece ser mais dominante sobre a força viscosa.

- Verificou-se que a miscibilidade foi atingida em alguns casos com vazões de $25x10^6$ ft^3std/dia, porém este fenômeno tem curta duração e termina após um tempo acontecer a erupção do gás injetado, momento em que a pressão do reservatório é menor que a pressão de miscibilidade.

- Na imiscibilidade, fenômeno que aconteceu no maior tempo do processo, verificou-se a formação de uma zona solúvel no qual, o gás natural teve maior solubilidade no óleo que o CO_2. O gás natural extraiu mais componentes pesados e o CO_2 extraiu mais componentes leves.

- Na análise econômica dos melhores cenários, para reservatório sem aqüífero, a injeção de $15x10^6$ ft^3std/dia de gás natural se apresentou como o modelo que obteve o melhor beneficio econômico (VPL) no cenário estudado. Para reservatório com aqüífero, a injeção de $25x10^6$ ft^3std/dia de gás natural se apresentou como o melhor modelo.

6.2 Recomendações

- Investigar a sensibilidade do método com as propriedades de reservatório, como fraturamento, molhabilidade, espessura, tipo de rocha e a permeabilidade vertical.

- Fazer testes com diferentes viscosidades de óleo de características parecidas aos campos de Brasil.

- Estudar o efeito do processo com outros tipos de gás, como nitrogênio, metano e combinações de vários gases para observar a influência no FR.

- Testar o processo localizando o poço injetor de forma cruzada ao poço injetor.

- Investigar o efeito do cumprimento dos poços horizontais produtor e injetor.

- Considerar o coeficiente de dispersão do gás injetado no óleo do reservatório.

- Combinar o processo GAGD com o processo SAGD para a recuperação de óleo pesado.

- Averiguar o efeito com aqüífero lateral.

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.

CARDWELL, W. T.; PARSONS, R. L. Gravity Drainage Theory, Trans. AIME 179, 1948.

CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E. H.; SKAUGE, A. Review of the WAG field experience, SPE 71203. Março, 1998.

CLARK, N. J. et al.; Miscible Drive – Its theory and application. *Journal of Petroleum Technology*, v.10, n. 6, p. 11-20, 1958.

CURTICE, R. J., DALRYMPLE, E. D. Just the cost of doing business? More money is spent on processing water than all other major oilfield services combined. Outubro, 2004. Disponível em <http://findarticles.com/p/articles/mi_m3159/is_10_225/ai_n27800666/>. Acesso em 12 de dezembro 2009.

DANESH, A. *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids*. Amsterdam: Elsevier, 1998.

DONALDSON, E.C., CHILINGARIAN, G.V., YEN, T.F. Enhanced oil recovery, II. Processes and operations. Amsterdam: Elsevier, 1989. c. 6.

GALLEGOS, R.C. *Ingenieria de reservorios*. La Paz: Grafsol, 2006. c. 3, p. 72-73.

GASPAR, A.T.F.S., LIMA, G.A.C., SUSLICK, S.B. Capture and storage in mature oil reservoir : Physical description, EOR and economic valuation of a case of a Brazilian mature field. SPE 94181, 2005.

GOZALPOUR, F. CO_2 injection for IOR and storage: Oportunities and challenges for the north sea, Jun. 2005. <http://ior.senergyltd.com/issue10/research-development/universities/heriot-watt/>. Acesso em: 16 Novembro 2009.

GREEN, D. W.; WILLHITE G. P. *Enhanced oil recovery*. Texas: SPE Textbook series, Volume 6, 1998.

HAGOORT, J. Oil Recovery by Gravity Drainage, SPE 7424, SPE Journal, Junho, 1980.

HOLM, L. W. Miscibility and miscible displacement. *Journal of Petroleum Technology*, v.38, n. 8, p. 817-818, 1986.

JADHAWAR, P. S., SARMA H.K. Scaling and sensitivity analysis of gas-oil gravity drainage EOR, SPE 115065-MS. 2008

JUTTNER, I. Oil Displacement in miscible condition, *Faculty of Mining Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb*, v. 9, p. 63-66, 1997.

KILLOUGH, J.E., ARCO oil & gas, KOSSACK, C.A. Fifth comparative solution project: Evaluation of miscible floods simulators. SPE 16000. 1987.

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.

LATIL, M. *Enhanced oil recovery.* Paris: Technip, 1980.

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.

LINO, U. de R.A. Case history of breaking a paradigm: Improvement of an immiscible gas-injection project in Buracica field by water injection at the gas/oil contact. SPE 94978. 2005.

MAHMOUD, T. N. N. *Demonstration and performance characterization of the gas-assisted gravity drainage (GAGD) process using a visual model* . 2006. 133f. Thesis (Master of Science in Petroleum Engineering) – The Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering. Louisiana. USA.

MATHIASSEN, O. M. *CO_2 as injection gas for EOR and estimation of the potencial on the Norwegian continental shelf*. Part I of II, 2003. 96f. Thesis – Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Stavanger.

MEHDIZADEH, A. et al.; Miscible Flooding. In: DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F. *Enhanced oil recovery II, processes and operations*. Amsterdam: Elsevier, 1985. p. 107-126.

MUSKAT, M. *Physical principals of oil production*, McGraw-Hill Book Company, New York, 1949.

NGHIEM, L., COLLINS, D.A, SHARMA, R., CMG. Seventh SPE comparative solution project: Modelling of horizontal wells in reservoir simulation. SPE 21221, 1991.

NOVOSAD, Z., COSTAIN, T.G. Mechanisms of miscibility development in hydrocarbon gasdrives: New interpretation. SPE 16717-PA, 1989.

OLIVEIRA, M.F. *Estudo paramétrico do processo de extração com solvente (VAPEX) como método de recuperação de óleo pesado*. 2008. 118f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Grado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

PAITAKHTI OSKOUIE, S.J.; TABATABAEI NEZHAD, S.A. Mechanisms of oil recovery by non-hydrocarbon gas injection, *Chemical Engineering Faculty of Sahand University*, 2005. Disponível em: <http://www.ripi.ir/congress13/mechanism.pdf>. Acesso em: 05 julho 2009.

PEDRERA, B.; BERTIN, H.; HAMON, G.; AUGUSTIN, A. Wettability Effect on Oil Relative Permeability During a Gravity Drainage. SPE 77542. Abril, 2002.

PINTO, T. de A. *Estudo paramétrico da recuperação de óleo no processo de drenagem gravitacional com injeção de CO_2*. 2009. 133f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Grado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

PIPELINE: GAGD status. 2008. Disponível em: <http://www.pete.lsu.edu/pipeline2008.pdf >. Acesso em: 10 Julho 2009.

PRIDE, S.R., FLEKKOY, E.G., AURSJO, O. Mechanisms of seismic EOR. *World Oil*. Jun 2009.

RAO, D. N. Development and optimization of gas assisted gravity drainage (GAGD) process for improved light oil recovery, *Annual technical progress report*, Out 2003.

RAO, D. N. The concept, characterization, concerns and consequences of contact angles in solid-liquid-liquid systems, In: THIRD INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON CONTACT ANGLE, WETETTABILITY, Rhode Island, Mai 20-23, 2002

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.

RAO, D.N., ROUGUE, B., LA, Patent Department Taylor, Porter, Brooks & Phillips. **Gas-assisted gravity drainage (GAGD) process for improved oil recovery.** C.I. E21B 43/18 US 2006/0289157 A1. 28 dic 2006.

RICHARDSON, J. G.; BLACKWELL, R. J. Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior. SPE 2928, Journal of Petroleum Technology, Setembro 1971.

RODRIGUES, F. Tecnologias otimizam recuperação, *TN Petroleo*, n 62, Eventos – Rio Oil & Gas 2008 (parte 2) p.86-89, 2008. Disponível em <http://www.tnpetroleo.com.br/revista/anterior/edicao/62>. Acesso em 20 março 2009.

SANDREA, I., SANDREA, R. Global oil reserves – Recovery factors leave vast target for EOR technologies, *Oil & Gas Journal*, 2007

SHARMA, P. A. *Physical model experiments of the gas-assisted gravity drainage process*. 2005. 87f. Thesis (Master of Science in Petroleum Engineering) – The Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering. Louisiana. USA.

SPE: GAGD process works with nature to improve light oil recovery. JPT online, Dic 2006. Disponível em <http://www.spe.org/jpt/2006/12/gagd-process-works-with-nature-to-improve-light-oil-recovery/>. Acesso em: 10 fevereiro 2009.

STALKUP, J.; FRED, I.; ARCO. Status of miscible displacement. *Journal of Petroleum Technology*, v. 35, n. 4, p. 815-826, 1983.

TABER, J.J., MARTIN, F.D., SERIGHT, R.S. Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects, *SPE Reservoir engineering*, 1997.

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.

THOMAS, S. Enhanced oil recovery – An overview. *Oil & Gas Science and Technology*, v.63, n.1, p.9-19, 2008.

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