



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE- UFRN

CENTRO DE TECNOLOGIA - CT

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA – CCET

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE

PETRÓLEO - PPGCEP



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESTUDO DA SEGREGAÇÃO GRAVITACIONAL NO PROCESSO
DE INJEÇÃO DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS
HETEROGÊNEOS**

Keila Regina Santana

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

Co-orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Natal / RN, Julho de 2009.

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

**ESTUDO DA SEGREGAÇÃO GRAVITACIONAL NO
PROCESSO DE INJEÇÃO DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS
HETEROGÊNEOS**

Keila Regina Santana

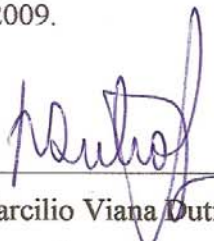
Natal/RN, Julho de 2009

Keila Regina Santana

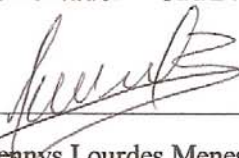
“Estudo da Segregação Gravitacional no Processo de Injeção de Vapor em Reservatórios Heterogêneos”

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

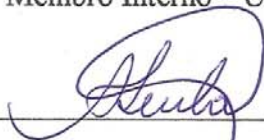
Aprovado em 31 de julho de 2009.



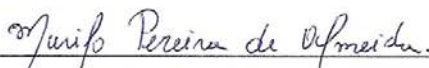
Prof. PhD Tarcilio Viana Dutra Junior
Orientador – UFRN



Prof. Drª Jennys Lourdes Meneses Barillas
Membro Interno – UFRN



Prof. Drª Ana Lúcia de Medeiros Lula da Mata
Membro Externo - UFRN



Prof. PhD Murilo Pereira de Almeida
Membro Externo – UFC

SANTANA, Keila Regina – Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Ph.D Tarcilio Viana Dutra Junior

Co-orientador: Prof.Dr. Wilson da Mata

RESUMO

Devido a complexidade dos reservatórios e as reservas significativamente grandes, a recuperação de óleos pesados tem se tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera. Os processos de recuperação térmica têm sido largamente empregados como um método estratégico para melhorar a recuperação de óleo pesado. Estes melhoram o escoamento de óleos através da redução da viscosidade, viabilizando a produção de petróleo em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. Entre os métodos térmicos, a injeção de vapor é o mais utilizado atualmente. Uma consequência inerente a este processo é a segregação gravitacional, dada pela diferença de densidades dos fluidos do reservatório e o injetado. Este fenômeno é fortemente influenciado pela presença de heterogeneidades. Como a maior parte dos estudos é realizada em reservatórios homogêneos, necessita-se de um estudo mais detalhado dos efeitos das heterogeneidades nos reservatórios durante a injeção de vapor, já que a maioria dos reservatórios de petróleo são heterogêneos. Este trabalho apresenta um estudo da influência da presença de heterogeneidades na segregação gravitacional durante o processo de injeção contínua de vapor. Os modelos estudados representam reservatórios heterogêneos com características similares às encontradas no Nordeste brasileiro. Para a realização das simulações, foi utilizado o simulador comercial STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do grupo CMG (Computer Modelling Group) – versão 2007.11. As heterogeneidades foram modeladas como camadas de baixa permeabilidade. Os resultados mostraram que a presença de barreiras de baixa permeabilidade pode melhorar a recuperação de óleo, além de reduzir os efeitos da segregação gravitacional, dependendo da localização da heterogeneidade. A presença dessas barreiras também permitiu o aumento da fração recuperada mesmo com a redução da vazão de injeção do vapor.

Palavras-chave: Injeção de vapor, Reservatórios Heterogêneos, Segregação Gravitacional.

ABSTRACT

Due to reservoirs complexity and significantly large reserves, heavy oil recovery has become one of the major oil industry challenges. Thus, thermal methods have been widely used as a strategic method to improve heavy oil recovery. These methods improve oil displacement through viscosity reduction, enabling oil production in fields which are not considered commercial by conventional recovery methods. Among the thermal processes, steam flooding is the most used today. One consequence in this process is gravity segregation, given by difference between reservoir and injected fluids density. This phenomenon may be influenced by the presence of reservoir heterogeneities. Since most of the studies are carried out in homogeneous reservoirs, more detailed studies of heterogeneities effects in the reservoirs during steam flooding are necessary, since most oil reservoirs are heterogeneous. This paper presents a study of reservoir heterogeneities and their influence in gravity segregation during steam flooding process. In this study some heterogeneous reservoirs with physical characteristics similar those found in the Brazilian Northeast Basin were analyzed. To carry out the simulations, it was used the commercial simulator STARS by CMG (Computer Modeling Group) - version 2007.11. Heterogeneities were modeled with lower permeability layers. Results showed that the presence of low permeability barriers can improve the oil recovery, and reduce the effects of gravity segregation, depending on the location of heterogeneities. The presence of these barriers have also increased the recovered fraction even with the reduction of injected steam rate.

Keywords: steam injection, gravity segregation, heterogeneous reservoir

Dedicatória

Este trabalho é dedicado aos meus pais João Santana e Maria Evangelista e a minha irmã Sheilla Christini. Que sempre estiveram do meu lado não só na realização deste trabalho, mas em todos os momentos da minha vida.

Agradecimentos

São tantos a quem reconhecer como alvos de agradecimentos, são tantos a quem dedicar o sabor ímpar da vitória. No universo de minha vida, pela presença constante agradeço:

A Deus, por permitir que esse momento tão importante acontecesse em minha vida.

Aos meus pais João Santana e Maria Evangelista por terem me legado a fibra do seu caráter, por todo amor, carinho e compreensão.

A minha irmã Sheilla Christini e meu cunhado Pablo Ricalli pela presença constante em minha vida e por todo incentivo.

A Geralda Santana, minha tia e amiga que sempre torceu pelo meu sucesso.

Aos amigos do LEAP: Alverne, Clóvis, Dayana, Elthon, Janusa, Henrique, Janaína, Kátia, Michel, Paulo, Tommy, Tiago, Ernesto, Yoletza, Juliana, Rayanna, Adriana e os funcionários Viviane e Severino por terem dividido os momentos difíceis e multiplicado os momentos bons.

A Marcos Allyson pelo companheirismo e por toda ajuda imprescindível para a realização deste trabalho.

A Antonio Robson por sua amizade e paciência nesses dois anos, um verdadeiro irmão cuja amizade tive a sorte de conquistar.

A Dayana pela amizade e por me ajudar sempre que precisei.

A Jennys Lourdes por ser minha orientadora extra oficial, além de uma amiga que me ajudou sempre que preciso.

Ao professor e orientador Tarcilio Viana pela confiança depositada em mim e por compartilhar seus conhecimentos e experiências essenciais para a realização deste trabalho.

Ao professor co-orientador Wilson da Mata por todo esforço e dedicação ao programa e a nós alunos.

Aos professores do PPGCEP pelos ensinamentos compartilhados.

A todos, credito os eventuais méritos que passo a receber.

ÍNDICE

Capítulo I

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

Capítulo II

2 Aspectos teóricos.....	6
2.1 Métodos de recuperação Avançada	6
2.1.1 Métodos Especiais de Recuperação Avançada.....	7
2.2 Métodos Térmicos	7
2.2.1 Injeção de Vapor.....	9
2.2.2 Aplicação	11
2.2.3 Vantagens	12
2.2.4 Desvantagens.....	13
2.3 Reservatórios Heterogêneos	13
2.3.1 Escalas de Heterogeneidades.....	14
2.4 Segregação gravitacional na injeção de vapor.....	17
2.4.1 Parâmetros que influenciam na segregação gravitacional.....	18
2.4.2 Grau de segregação.....	19
2.4.3 Números adimensionais.....	19
2.4.4 Segregação Gravitacional em Reservatórios Heterogêneos.....	20
2.5 Planejamento e Otimização de Experimentos	21
2.6 Produção Acumulada Líquida ($N_{p_{liq}}$).....	25

Capítulo III

3 Estado da arte	27
-------------------------------	-----------

Capítulo IV

4 Materiais e Métodos	32
4.1 Ferramenta computacional.....	32
4.2 Modelo Físico	32
4.2.1 Propriedades da rocha-reservatório	34
4.2.2 Características Operacionais do modelo base	35
4.3 Viscosidade do Óleo	35
4.4 Permeabilidades Relativas	36
4.5 Modelos Heterogêneos.....	37
4.6 Parâmetros analisados.....	42
4.7 Metodologia de Trabalho.....	45

Capítulo V

5 Resultados e Discussões.....	47
5.1 Modelos Base das configurações de heterogeneidades	47
5.2 Análise das configurações de heterogeneidades	50
5.2.1 Modelo 1 (Camadas horizontais de permeabilidades crescentes)	50
5.2.2 Modelo 2 (Camadas horizontais de permeabilidades decrescentes)	64
5.2.3 Modelo 3 (Camadas Opostas – Base).....	72
5.2.4 Modelo 4 (Camadas Opostas – Centro).....	80
5.2.5 Modelo 5 (Camadas Opostas – Topo)	88
5.2.6 Modelo 6 (Camadas Paralelas – Base)	96

5.2.7	Modelo 7 (Camadas Paralelas – Centro)	104
5.2.8	Modelo 8 (Camadas Paralelas – Topo)	112
5.2.9	Modelo 9 (Camadas aleatórias)	119

Capítulo VI

6	Conclusões e Recomendações	129
6.1	Recomendações.....	131
	Referências	133

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo II

Figura 2.1 Influência da Temperatura na Viscosidade (Modificado de Barillas, 2005)	9
Figura 2.2 Injeção Contínua de Vapor	11
Figura 2.3. Escalas de magnitude das Heterogeneidades em depósitos fluviais (Modificado de Weber, 1986).....	15

Capítulo IV

Figura 4.1. Modelo Base (Saturação de óleo)	33
Figura 4.2. Gráfico viscosidade <i>versus</i> temperatura (Modificado de Barillas, 2005).....	36
Figura 4.3. Gráfico permeabilidades relativas <i>versus</i> Saturação de água	36
Figura 4.4. Gráfico permeabilidades relativas <i>versus</i> Saturação de Líquido	37
Figura 4.5. Camadas Horizontais de Permeabilidades Crescentes (Modelo 1).....	38
Figura 4.6. Camadas Horizontais de Permeabilidades Decrescentes (Modelo 2).....	38
Figura 4.7. Camadas Opostas – Base (Modelo 3)	39
Figura 4.8. Camadas Opostas – Centro (Modelo 4)	39
Figura 4.9. Camadas Opostas – Topo (Modelo 5).....	40
Figura 4.10. Camadas Paralelas – Base (Modelo 6).....	40
Figura 4.11. Camadas Paralelas – Centro (Modelo 7).....	41
Figura 4.12. Camadas Paralelas – Topo (Modelo 8).....	41
Figura 4.13. Lentes aleatórias (Modelo 9).....	42
Figura 4.14. Esquemas de Injeção de vapor	45

Capítulo V

Figura 5.1. Vazão de Óleo dos modelos base das configurações de heterogeneidades	48
Figura 5.2. Fração Recuperada dos modelos base das configurações de Heterogeneidades.....	49
Figura 5.3. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação (Modelo 1) -7,5 anos	52
Figura 5.4. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação (Modelo 1) -15 anos	53

Figura 5.5. Efeito da interação do título do vapor e a vazão de injeção.....	54
Figura 5.6. Superfície de Resposta (7,5 e 15 anos) – (Título de 40%).....	55
Figura 5.7. Superfícies de Resposta – 7,5 e 15 anos (Título 60%).....	56
Figura 5.8. Superfície de Resposta – 7,5 e 15 anos (Título 80%).....	57
Figura 5.9. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 1).....	58
Figura 5.10. Produção acumulada de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 1).....	59
Figura 5.11. Fração Recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 1).....	59
Figura 5.12. Fração Recuperada <i>versus</i> VPI (Modelo 1).....	60
Figura 5.13. Curvas razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 1).....	61
Figura 5.14. Saturação de Gás – caso base (A) e o experimento 8 (B) - Modelo 1.....	61
Figura 5.15. Saturação de Óleo – Caso base (A) e o experimento 8 (B) - Modelo 1.....	62
Figura 5.16. Curvas de Np líquido <i>versus</i> VPI (Modelo 1).....	63
Figura 5.17. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 1).....	64
Figura 5.18. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 2).....	66
Figura 5.19. Produção de óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 2).....	67
Figura 5.20. Fração Recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 2).....	68
Figura 5.21. Fração Recuperada <i>versus</i> VPI (Modelo 2).....	68
Figura 5.22. Curvas razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 2).....	69
Figura 5.23. Saturação de gás- caso base (A) e o experimento 8 (B) - Modelo 2.....	70
Figura 5.24. Saturação de óleo – caso base (A) e o experimento 8 (B)- Modelo 2.....	70
Figura 5.25. Curvas de Np líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 2).....	71
Figura 5.26. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 2).....	72
Figura 5.27. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 3).....	74
Figura 5.28. Produção Acumulada <i>versus</i> tempo (Modelo 3).....	75
Figura 5.29. Fração Recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 3).....	76
Figura 5.30. Fração recuperada <i>versus</i> VPI (Modelo 3).....	76
Figura 5.31. Curvas de Razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 3).....	77
Figura 5.32. Saturação de gás – caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 3.....	78
Figura 5.33. Saturação de óleo – caso base (A) e experimento 8 (B) -Modelo 3.....	78
Figura 5.34. Curvas de Np líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 3).....	79
Figura 5.35. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 3).....	79
Figura 5.36. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 4).....	82

Figura 5.37. Produção Acumulada de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 4)	83
Figura 5.38. Fração Recuperada de óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 4)	84
Figura 5.39. Fração recuperada de óleo <i>versus</i> VPI (Modelo 4)	84
Figura 5.40. Curvas da razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 4)	85
Figura 5.41. Saturação de Gás – caso base (A) e experimento 8- Modelo 4	86
Figura 5.42. Saturação de Óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 4	86
Figura 5.43. Curvas de Np líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 4)	87
Figura 5.44. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 4)	88
Figura 5.45. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 5)	90
Figura 5.46. Produção Acumulada de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 5)	91
Figura 5.47. Fração recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 5)	92
Figura 5.48. Fração recuperada <i>versus</i> VPI (Modelo 5)	92
Figura 5.49. Curvas razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 5)	93
Figura 5.50. Saturação de gás – Caso base (A) e experimento 8 (B)- Modelo 5	94
Figura 5.51. Saturação de óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 5	94
Figura 5.52. Curvas de Np líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 5)	95
Figura 5.53. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 5)	95
Figura 5.54. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 6)	98
Figura 5.55. Produção Acumulada de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 6)	99
Figura 5.56. Fração recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 6)	100
Figura 5.57. Fração Recuperada de óleo <i>versus</i> VPI (Modelo 6)	100
Figura 5.58. Curvas razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 6)	101
Figura 5.59. Saturação de gás – Caso base (A) e experimento 8 (B)- Modelo 6	101
Figura 5.60. Saturação de óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 6	102
Figura 5.61. Curvas Np líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 6)	103
Figura 5.62. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 6)	103
Figura 5.63. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 7)	106
Figura 5.64. Produção Acumulada <i>versus</i> tempo (Modelo 7)	107
Figura 5.65. Fração Recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 7)	108
Figura 5.66. Fração Recuperada <i>versus</i> VPI (Modelo 7)	108
Figura 5.67. Curvas razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 7)	109
Figura 5.68. Saturação de gás – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 7	110

Figura 5.69. Saturação de óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 7.....	110
Figura 5.70. Curvas de Np Líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 7).....	111
Figura 5.71. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 7).....	111
Figura 5.72. Vazão de óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 8).....	114
Figura 5.73. Produção acumulada de óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 8)	115
Figura 5.74. Fração Recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 8).....	116
Figura 5.75. Fração recuperada de óleo <i>versus</i> VPI (Modelo 8).....	116
Figura 5.76. Curvas da razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 8)	117
Figura 5.77. Saturação de Gás – Caso Base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 8.....	117
Figura 5.78. Saturação de Óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 8.....	118
Figura 5.79. Curvas de Np Líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 8).....	118
Figura 5.80. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 8).....	119
Figura 5.81. Vazão de Óleo <i>versus</i> tempo (Modelo 9).....	121
Figura 5.82. Produção acumulada <i>versus</i> tempo (Modelo 9).....	122
Figura 5.83. Fração recuperada <i>versus</i> tempo (Modelo 9).....	123
Figura 5.84. Fração recuperada <i>versus</i> VPI (Modelo 9).....	123
Figura 5.85. Curvas da razão óleo-vapor <i>versus</i> tempo (Modelo 9)	124
Figura 5.86. Saturação de Gás – Caso Base (A) e experimento 8 (B) -Modelo 9.....	125
Figura 5.87. Saturação de Óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) -Modelo 9	125
Figura 5.88. Curvas de Np Líquido <i>versus</i> tempo (Modelo 9).....	126
Figura 5.89. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 8).....	127

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo II

Tabela 2.1. Planejamento 2 ² do efeito do tipo de catalisador e da temperatura no rendimento de uma reação.....	22
--	----

Capítulo IV

Tabela 4.1. Propriedades do Reservatório.....	34
Tabela 4.2. Propriedades da rocha.....	35
Tabela 4.3. Configurações Operacionais do modelo base.....	35
Tabela 4.4. Intervalo de análise dos parâmetros operacionais.....	43
Tabela 4.5. Níveis de Intervalos de Completação para cada modelo.....	44

Capítulo V

Tabela 5.1. Configurações Operacionais do modelo base.....	47
Tabela 5.2. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 1).....	51
Tabela 5.3. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 2).....	65
Tabela 5.4. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 3).....	73
Tabela 5.5. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 4).....	81
Tabela 5.6. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 5).....	89
Tabela 5.7. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 6).....	97

Tabela 5.8. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 7)	105
Tabela 5.9. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 8)	113
Tabela 5.10. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 9)	120

Nomenclaturas e abreviações

API - American Petroleum Institute	
°API - Grau API do óleo	
CMG - Computer Modelling Group	
E – Grau de segregação	
FR - Fator de Recuperação	(%)
H – Altura do reservatório	m
L - Comprimento do reservatório	m
LHR – Razão comprimento-altura	Adimensional
LEAP - Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo	
M - Razão de mobilidades	
N _p - Produção acumulada total de óleo	m ³
N _p liq – Produção acumulada líquida	m ³
P - Pressão	KPa
Q – Vazão de injeção	m ³ std/dia
(Rbt) gravity - Recuperação no breakthrough em 3D	%
(Rbt) nogravity – Recuperação no breakthrough em 2D	%
ROV – Razão Óleo Vapor	m ³ std óleo/m ³ std vapor
SI - saturação de líquido	%
S _o - Saturação de óleo	%
S _{oi} - Saturação inicial de óleo	%
S _{or} - Saturação de óleo residual	%
S _w - Saturação de água	%
S _{wc} - Saturação de água conata	%
SPE – “ <i>Society of Petroleum Engineers</i> ”	
STARS – “ <i>Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator</i> ”	
t - Tempo de projeto	anos
T - Temperatura do fluido	°C
VGR – Razão Viscosidade-Gravidade	Adimensional
VPI – Volume Poroso Injetado	Adimensional

VOIP - Volume de Óleo in Place m³
RSM – “*Response Surface Methodology*”

Letras gregas

K_h – Permeabilidade horizontal	mD
k_o - Permeabilidade efetiva ao óleo	mD
k_{rg} - Permeabilidade relativa ao gás	
K_{ro} – Permeabilidade relativa ao óleo	
k_{rog} - Permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-gás	
k_{row} - Permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-água	
k_{rw} - Permeabilidade relativa à água	
k_s - Permeabilidade do meio poroso na direção s do fluxo	mD
k_w - Permeabilidade efetiva à água	mD
K_v – Permeabilidade vertical	mD
γ - Peso específico do fluido	dyn/cm ³
γ_o - Densidade do óleo	g/cm ³ ou Kg/litro
μ - Viscosidade do fluido	cP
μ_g - Viscosidade do gás	cP
μ_o - Viscosidade do óleo	cP
μ_w - Viscosidade da água	cP
λ - Mobilidade de um fluido	mD/cP
λ_o - Mobilidade do óleo	mD/cP
λ_w - Mobilidade da água	mD/cP
$\Delta\rho$ – Diferença de densidade	g/cm ³
\varnothing – Porosidade	%

CAPÍTULO I:
Introdução Geral

1 Introdução geral

Em virtude da complexidade dos reservatórios e das reservas significativamente grandes, a recuperação de óleos pesados tem se tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera, já que dos reservatórios de petróleo é possível recuperar apenas uma fração do óleo, ficando grande parte retida no reservatório.

Os processos de recuperação térmica têm sido largamente empregados como um método estratégico na recuperação de óleo pesado, pois melhoram o escoamento de óleos através da redução da viscosidade, viabilizando a produção de petróleo em campos considerados inviáveis comercialmente pelos métodos convencionais de recuperação. Este método tem como princípio o aumento da temperatura do reservatório através da utilização de uma fonte de calor, a qual é fornecida através da injeção de um fluido cuja temperatura é maior do que a encontrada no reservatório.

Entre os métodos térmicos, a injeção de vapor é o mais utilizado atualmente e, em geral apresenta bons resultados. Uma consequência inerente a este processo é a segregação gravitacional, dada pela diferença de densidades dos fluidos do reservatório e o injetado.

Sabe-se que a maior parte dos estudos é realizada em reservatórios homogêneos, logo, necessita-se de uma análise mais detalhada dos efeitos das heterogeneidades nos reservatórios durante a injeção de vapor, visto que a maioria dos reservatórios de petróleo encontrados são heterogêneos e como foi observado em trabalhos anteriores, a presença de heterogeneidades afeta o comportamento da segregação gravitacional durante a injeção de vapor, que afeta a propagação do vapor.

A simulação numérica de reservatórios de óleo tem atraído grande interesse devido ao contínuo avanço tecnológico e desenvolvimento de *softwares* específicos, permitindo assim, análises mais rápidas e confiáveis das estratégias de produção nos campos de petróleo.

Os modelos computacionais usados na simulação de reservatórios de petróleo têm se tornado cada vez mais complexos, a fim de se tentar reproduzir com mais precisão as características geológicas e a interação entre o meio poroso e os fluidos nele presentes, já que descontinuidades provocadas por falhas ou barreiras de permeabilidade são muito comuns em reservatórios de petróleo e estas influenciam na segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor.

Este trabalho tem como objetivo estudar os parâmetros operacionais que influenciam a segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos, analisando algumas configurações de heterogeneidades, próximas às encontradas em reservatórios de petróleo reais. Além de otimizar os parâmetros operacionais, a fim de reduzir a segregação gravitacional nesse tipo de reservatório, aumentando assim o Fator de Recuperação.

Para cumprir o objetivo foi necessário:

- Realizar um estudo de sensibilidade dos parâmetros operacionais;
- Otimizar o processo para cada configuração de heterogeneidade proposta;
- Analisar a viabilidade econômica do processo para cada tipo de reservatório através da produção líquida acumulada.

Este trabalho de dissertação é composto de seis capítulos e as referências bibliográficas. No Capítulo II, Aspectos Teóricos, são apresentadas teorias que envolvem a realização deste trabalho.

O Capítulo III apresenta o Estado da Arte relacionado à Segregação Gravitacional e Reservatórios Heterogêneos.

A Modelagem do Processo é descrita no Capítulo IV, onde é exibido o refinamento utilizado na malha, as propriedades da rocha-reservatório, dos fluidos e operacionais e as configurações de heterogeneidades, além da metodologia utilizada.

O Capítulo V apresenta os resultados obtidos e suas discussões, a partir do que foi obtido na simulação e da viabilidade econômica do processo através de N_p líquido.

No capítulo VI são apresentadas as conclusões mais importantes obtidas neste trabalho e recomendações para trabalhos futuros.

Na seção final são apresentadas as Referências Bibliográficas, com os principais artigos, dissertações, teses e livros que fundamentaram o trabalho.

CAPÍTULO II:
Aspectos Teóricos

2 Aspectos teóricos

Neste capítulo estão apresentados alguns conceitos essenciais para a compreensão do trabalho, entre eles os métodos de recuperação avançada, em especial os métodos térmicos. Além disso, são apresentadas algumas características dos reservatórios heterogêneos e dos efeitos da segregação gravitacional neste tipo de reservatório.

2.1 Métodos de recuperação Avançada

Nos processos de recuperação de petróleo, as baixas recuperações resultantes da utilização de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser devidas, basicamente, a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. O desenvolvimento de metodologias avançadas que possibilitam uma maior extração deste óleo residual permite aumentar a rentabilidade dos campos petrolíferos e estender sua vida útil.

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais, da seguinte maneira:

Convencionais

- Injeção de Água
- Injeção de Gás

Especiais

- *Térmicos*: Injeção de Vapor, Combustão *in Situ*, Aquecimento Eletromagnético.
- *Químicos*: Injeção de Polímeros, Injeção de Tensoativos, Injeção de Solução Alcalina.
- *Miscíveis*: Injeção de CO₂, Injeção de Gás Natural, Injeção de Nitrogênio.
- *Outros Métodos*: Microbiológicos.

2.1.1 Métodos Especiais de Recuperação Avançada

O método especial de recuperação é empregado para atuar nas situações onde o processo convencional não obteve, ou não teria êxito caso fosse empregado. As baixas recuperações resultantes de um método convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Esses métodos especiais de recuperação surgem da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório, e é utilizado quando já não é recomendável a recuperação por métodos convencionais. Estes processos envolvem um agente externo que pode ajudar a diminuir a viscosidade do óleo, a melhorar o fluxo no meio poroso, a diminuir a tensão interfacial entre os fluidos, aumentando a mobilidade do óleo que vai ser produzido (Thomas et al, 2001).

Em reservatórios com óleos pesados ou extrapesados que são muito viscosos, não é muito conveniente a utilização de métodos convencionais de recuperação, já que a alta viscosidade do óleo pode dificultar o movimento do óleo no meio poroso, deixando passar só o fluido injetado, resultando em baixas eficiências de varrido.

O método a ser utilizado vai depender das características do reservatório, da rocha, do fluido e do retorno monetário do reservatório, uma vez que os custos dos fluidos a serem injetados, bem como os custos operacionais são geralmente altos para a maioria dos métodos especiais de recuperação secundária. Por isso, um estudo geológico detalhado e de engenharia a respeito do reservatório candidato à aplicação do método deve ser feito para determinar a sua viabilidade técnica e econômica.

2.2 Métodos Térmicos

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos. O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a recuperação do petróleo. À medida que outros efeitos

igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente.

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido do reservatório. Em um deles, a injeção de fluidos aquecidos, o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação, utilizando-se um fluido. No outro, a combustão *in Situ*, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente.

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido. Têm-se, portanto, dois tipos de processos, a Injeção de Vapor e a Injeção de Água Quente.

Na combustão *in situ* se inicia por meio de uma injeção de ar aquecido, uma reação de oxidação do óleo que gera calor e intensifica a oxidação num processo crescente até se chegar a uma temperatura chamada “ponto de ignição”, a partir do qual está estabelecida a combustão. Desse ponto em diante, injetando-se ar frio, o processo tem continuidade. O calor gerado desencadeia processos que resultam no aumento do fator de recuperação.

Os métodos de recuperação térmica de óleo são, na maioria das vezes, bem sucedidos já que a viscosidade é diminuída em grande proporção. Isso faz com que ocorra o aumento da eficiência de varrido e a expansão e destilação do óleo, e extração do solvente, o que aumenta a eficiência de deslocamento.

Quanto à influência do aquecimento sobre a viscosidade (Figura 2.1), observa-se que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início dos aumentos de temperatura. Depois de atingir certo valor se ganha pouco na redução da viscosidade. Além disso, nota-se que as maiores reduções de viscosidade são experimentadas em óleos de °API mais baixo (e geralmente mais viscosos) do que em óleos de alto °API (Rosa et al, 2005).

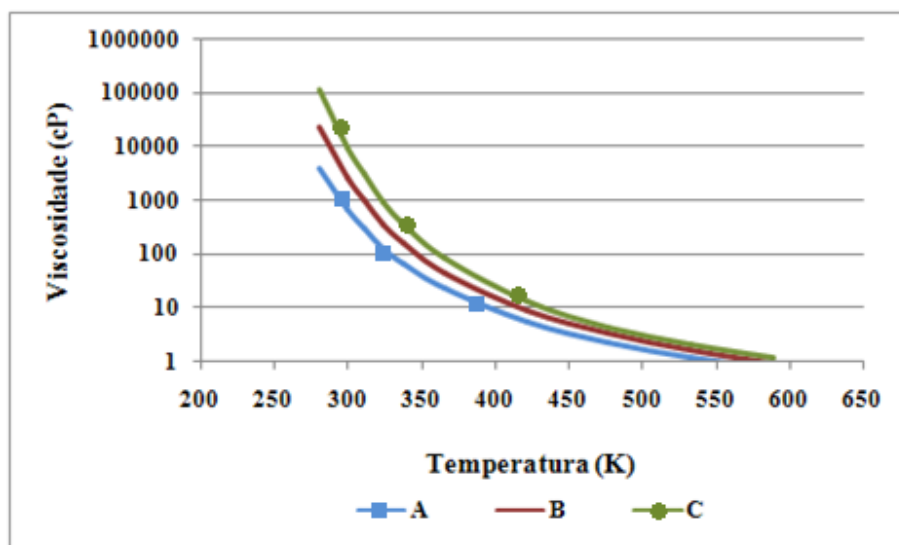


Figura 2.1 Influência da Temperatura na Viscosidade (Modificado de Barillas, 2005)

2.2.1 Injeção de Vapor

A injeção de vapor é um método complexo de deslocamento de óleo que envolve simultaneamente transporte de calor e massa.

Os mecanismos de fluxo de vapor estão intimamente relacionados com efeitos térmicos e temperatura da rocha reservatório e propriedades do fluido. As principais características do reservatório aquecido pela injeção de vapor são:

- Aumento da temperatura da rocha reservatório e do fluido por condução e convecção.
- Redução das viscosidades do óleo e da água.
- Aumento do volume do fluido e da rocha, além da redução de suas densidades.
- Vaporização das frações leves do óleo bruto
- Redução das forças interfaciais

Outro mecanismo básico inerente à injeção de vapor é a expansão do óleo do reservatório, a qual adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório. Além do que no deslocamento por vapor de um óleo volátil, a alta temperatura, as frações mais leves do óleo residual podem ser

vaporizadas. Essas frações se condensam quando em contato com a formação mais fria, formando um solvente à frente do vapor.

2.2.1.1 Injeção cíclica de vapor

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

A estimulação cíclica consiste em três etapas distintas: injetar certa quantidade de vapor em um poço por um determinado período de tempo, depois da injeção o poço permanece fechado por alguns dias, para depois produzir óleo. No início o óleo é produzido em vazões altas e depois estas vazões começam a diminuir rapidamente. O ciclo pode ser repetido depois de um período de tempo enquanto for economicamente rentável. Este processo tem sido bem sucedido devido ao retorno rápido durante o período de produção do poço.

2.2.1.2 Injeção contínua de vapor

Na injeção contínua de vapor o mesmo é injetado continuamente em um ou mais poços, chamados de poços injetores, e o óleo é deslocado para os poços próprios para produção. Como esse processo requer poços injetores e produtores, uma maior área do reservatório é abrangida, obtendo assim, altas recuperações de óleo, maiores que as obtidas na injeção cíclica de vapor.

Neste método, uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório, como mostra a Figura 2.2. A redução da saturação de óleo é máxima nesta zona por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura.



Figura 2.2 Injeção Contínua de Vapor

A quantidade de calor recebida e retida pela formação determina a resposta ao processo de injeção de vapor. O crescimento rápido e continuado da zona de vapor, resultando em alta vazão de deslocamento do óleo, requer que um mínimo de calor seja perdido através das linhas de superfície, nos poços de injeção e para as formações adjacentes. As perdas de calor nesse caso são uma função da temperatura de injeção, das características do reservatório e do equipamento utilizado (Rosa et al, 2005).

2.2.2 Aplicação

As características que favorecem a injeção contínua de vapor são as seguintes:

- Óleos viscosos entre 10 e 20°API são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. Óleos voláteis de alto °API podem ser considerados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente.
- Reservatórios com menos de 900 m de profundidade minimizam as perdas de calor. Também o calor latente é maior a pressões mais baixas. Portanto, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor injetado em reservatórios rasos, de baixa pressão, do que em zonas mais profundas a altas pressões.

- Permeabilidade maior ou igual a 500 mD auxilia o fluxo de óleos viscosos. A permeabilidade em projetos de injeção de vapor é muito importante porque a resposta depende da vazão de injeção.
- Uma saturação de óleo próxima de 0,15 m³ de óleo/m³ de rocha aumenta as chances de sucesso econômico.
- Espessuras de arenito excedendo 9 m a 15 m geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

2.2.3 Vantagens

As vantagens da injeção contínua de vapor são:

- Trata-se de um método comprovado na prática para produzir óleos viscosos de baixo °API.
- Em muitos casos nenhum outro método pode ser exequível para reforçar a recuperação primária ou secundária.
- Danifica menos os poços que a combustão *in Situ*.
- Fornecem maiores vazões de injeção de calor do que os outros métodos térmicos, logo o calor é aplicado rapidamente ao reservatório.
- A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor à proporção que o óleo flui.
- A água quente pode ser usada para transportar calor com variações mínimas nos equipamentos em relação à injeção de água convencional.

2.2.4 Desvantagens

As desvantagens da injeção de vapor são:

- As perdas de calor gerado na superfície a alto custo são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação, logo o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade.
- O pessoal do campo deve estar familiarizado com a operação do gerador para manter a eficiência, já que operações a altas temperaturas acarretam riscos de segurança adicionais.
- A falha na cimentação, em poços de completação convencional é freqüente sob operações térmicas. Os poços novos devem ser completados e equipados para operar a altas temperaturas.
- A produção de areia é comum em projetos térmicos.
- A formação de emulsão é possível com alguns óleos durante a injeção de vapor.
- *Fingers* de vapor podem acontecer na parte superior da formação que está sendo contatada (Rosa et al, 2005).

2.3 Reservatórios Heterogêneos

A heterogeneidade é definida como uma mudança em um ou mais dos seguintes parâmetros: granulometria, composição mineralógica (dos grãos e da matriz), cimentos, permeabilidade, estruturas sedimentares (primárias ou secundárias), estruturas biogênicas, geometria externa, padrão de empilhamento, descontinuidades internas e conectividades.

Em geral, as rochas reservatório raramente são homogêneas e variações de permeabilidade ocorrem na variedade de comprimento de escala. Com o avanço da tecnologia, muitas rochas que se pensava ser homogêneas, tem mostrado variações de permeabilidade.

A maior parte dos estudos utiliza equações para representar a vazão em um meio poroso baseadas na hipótese de que a permeabilidade possui um valor uniforme em todo o sistema. Na maioria das rochas porosas, no entanto, há variação da permeabilidade com a posição considerada. O sistema poroso pode então, de maneira aproximada, ser considerado com se fosse formado de leitos, blocos ou anéis concêntricos de permeabilidades distintas, a depender da situação específica. Com essas hipóteses, que pelo menos se aproximam mais da realidade do que a consideração de um valor uniforme, pode ser calculado um valor médio para a permeabilidade do sistema.

A permeabilidade de um meio poroso pode ser determinada através de ensaios de laboratório com amostras extraídas da formação ou por meio de testes de pressão realizados nos poços.

2.3.1 Escalas de Heterogeneidades

As heterogeneidades de reservatórios são controladas em grande parte pelo processo sedimentológico, e posteriormente pelos processos diagenéticos e tectônicos que se sucedem, estando relacionadas também com a escala de observação. Haldorsen e Lake (1984) analisaram as propriedades internas de reservatórios que envolvem a continuidade de folhelhos, a porosidade e permeabilidade, definindo quatro escalas de heterogeneidades:

1. Escala microscópica- a escala individual de poros e gargantas (μ m).
2. Escala macroscópica- a escala de amostras da petrofísica (cm).
3. Escala megascópica- a escala de blocos numa malha para simulação de fluxo (200 a 400m).
4. Escala gigascópica- a escala de todo reservatório ou formação ($>10^3$ m)

O que torna um reservatório heterogêneo na escala megascópica é a distribuição espacial dos corpos reservatórios, das camadas selantes e a presença de falhas. Na escala macroscópica, as heterogeneidades do reservatório são atribuídas às propriedades da rocha como porosidade e permeabilidade, ambas variando segundo os eixos x, y e z, isto torna um reservatório heterogêneo em várias escalas. As heterogeneidades estão relacionadas ao sistema deposicional do

reservatório e são decorrentes da sua arquitetura. Portanto, a modelagem da arquitetura dos reservatórios está relacionada aos processos sedimentares que o originaram (Poletto, 1996).

Weber (1986) também classifica as heterogeneidades dos reservatórios segundo 4 escalas de magnitude (Figura 2.3).

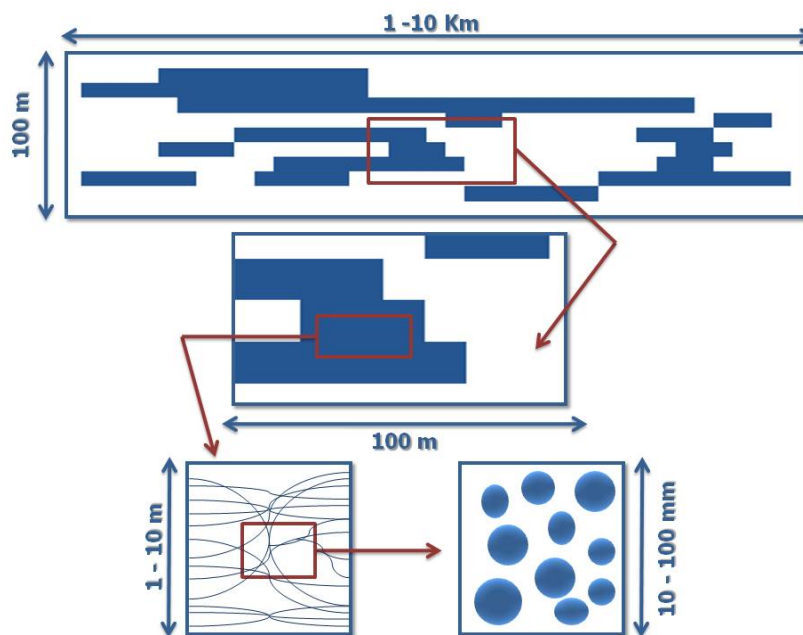


Figura 2.3. Escalas de magnitude das Heterogeneidades em depósitos fluviais (Modificado de Weber, 1986)

- 1) **Heterogeneidade do tipo a:** determinam a conectividade e a continuidade dos reservatórios, que são os fatores responsáveis pela quantidade de hidrocarbonetos drenados. É a escala de campo que define os projetos de exploração. Sua ordem de grandeza é de 1 a 10 km.
- 2) **Heterogeneidade do tipo b:** são os limites entre as unidades genéticas, que tem efeito significativo no Fator de Recuperação de hidrocarbonetos. São os corpos estocásticos de folhelhos entre canais fluviais. E na escala de reservatório sua ordem de grandeza vai de 10 a 100 m.
- 3) **Heterogeneidade do tipo c:** são devidas às variações na granulometria dos sedimentos, como as marcas de onda no topo de uma sucessão de estratos que irá causar variações na permeabilidade vertical (K_v). Esta é a escala de testemunhos, da ordem de 1 a 10 m.

4) Heterogeneidades do tipo d: são mais importantes na fase de exploração avançada. Nesta etapa, são estudados os efeitos da pressão capilar no Fator de Recuperação de hidrocarbonetos, ou a sua quantidade de óleo residual atrás da zona varrida pela injeção de água. É a escala da mina petrográfica, com dimensões de 1 a 10 mm.

Na exploração e na produção de petróleo, os dados disponíveis são mais numerosos na direção vertical que na direção horizontal. Então, as informações referentes à variabilidade horizontal das heterogeneidades dos tipos a, b e c, podem ser obtidas em afloramentos análogos, enquanto que as do tipo d provem dos poços perfurados.

A determinação detalhada da geometria e dimensões do reservatório é essencial para o desenvolvimento de um campo de petróleo. Esses fatores são importantes na estimativa do volume de hidrocarbonetos, na avaliação do significado econômico de um determinado prospecto e no planejamento de um programa de estimulação da produção. Estas informações são importantes desde o estágio exploratório até os estágios mais avançados da exploração. Em reservatórios fluviais, qualquer subdivisão que possa ser rastreada por poucos quilômetros, certamente é produto de agentes alocíclicos como mudança no nível do mar, na tectônica, etc (Poletto, 1996).

Para uma maior compreensão da heterogeneidade e geometria dos reservatórios petrolíferos é necessário o reconhecimento da sua arquitetura deposicional. As heterogeneidades deposicionais, de diferentes escalas, influenciam no comportamento do fluxo de fluidos em rochas reservatório e podem ter grande impacto na recuperação avançada de hidrocarbonetos. O reconhecimento da dimensão, geometria e orientação dos corpos sedimentares em macro e mega escala, são considerados críticos no desenvolvimento e produção de óleo e gás em campos petrolíferos. Pesquisas voltadas para o reconhecimento da geometria e das heterogeneidades de reservatórios, e aplicações decorrentes, têm possibilitado a otimização da produção, tanto por uma melhor quantificação do volume original, quanto pelo aumento do Fator de Recuperação.

Neste sentido, o estudo de afloramentos análogos, vem sendo, desde o final da década de 80, uma das principais ferramentas empregadas para o reconhecimento das heterogeneidades dos campos de petróleo, contribuindo para a construção de modelos tridimensionais mais realísticos,

dos reservatórios, suprindo principalmente a deficiência de informações nos espaços interpoços (Menezes, 2004).

No final da década de 80 e início dos anos 90, os estudos de afloramentos análogos eram restritos a cortes verticais, com enfoque principal para a reconstrução da arquitetura deposicional, por meio do mapeamento detalhado de fácies, em duas dimensões, em afloramentos com grande continuidade (Miall e Tyler, 1991)

Em face à dificuldade em realizar novas descobertas significativas de campos de petróleo e a existência de grande quantidade de campos maduros, a indústria de petróleo tem direcionado esforços para maior compreensão das heterogeneidades dos reservatórios, de forma a aumentar o fator de recuperação dos campos de petróleo. Neste contexto o estudo de caracterização deposicional quantitativa, em afloramentos análogos, tem contribuído significativamente para uma maior compreensão das heterogeneidades e geometrias dos reservatórios petrolíferos.

2.4 Segregação gravitacional na injeção de vapor

A segregação gravitacional pode reduzir bastante a eficiência de varrido vertical. Esta acontece uma vez que a alta permeabilidade relativa dos fluidos leves os conduz para o topo do reservatório, resultando em uma grande quantidade de óleo da parcela abaixo do reservatório não deslocada.

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

2.4.1 Parâmetros que influenciam na segregação gravitacional

Alguns dos parâmetros da rocha-reservatório e operacionais que afetam a segregação gravitacional em reservatórios no processo de injeção de vapor, dada pela diferença de densidades dos fluidos injetado e do reservatório.

2.4.1.1 Parâmetros da rocha-reservatório

Dentre os parâmetros da rocha-reservatório, que têm relação direta com o efeito da segregação gravitacional estão: a diferença de densidade dos fluidos injetado e de reservatório, as permeabilidades absoluta e relativa ao gás (Krg), a razão de mobilidade e a viscosidade do óleo.

Em relação à espessura do reservatório, esta influencia na perda de calor, de modo que, quanto mais espesso o reservatório, menor a perda de calor. Alguns autores afirmam que independente da espessura, a segregação é a mesma.

Para reservatórios heterogêneos, ou seja, com camadas de permeabilidades variadas, pode ser criada a chamada zona de vapor secundária que são formações de outras zonas de vapor devido a camadas de baixa permeabilidade no reservatório, impedindo que a segregação ocorra imediatamente.

2.4.1.2 Parâmetros operacionais

- **Vazão:** A segregação gravitacional diminui com o aumento da vazão.
- **Qualidade do vapor:** A qualidade do vapor afeta na segregação, pois nem sempre é necessário injetar um vapor superaquecido, às vezes pode ser eficiente injetar um vapor de qualidade menor, mais economicamente viável, apresentando melhores resultados.
- **Intervalo de completção:** O intervalo de completção influencia na segregação gravitacional logo, é necessário encontrar um intervalo ótimo para minimizar seu efeito.

2.4.2 Grau de segregação

Spivak (1974) criou um número adimensional (E) para medir o grau de segregação. A equação mostra que o grau de segregação está relacionado com a recuperação de óleo na chegada do gás no poço produtor “breakthrough”, esta compara os resultados em 2D e 3D. O grau de segregação é quantitativamente descrito pela equação.

$$E = \frac{(R_{bt})_{sem\ efeitos\ gravitacionais} - (R_{bt})_{com\ efeitos\ gravitacionais}}{(R_{bt})_{sem\ efeitos\ gravitacionais}} \quad (2.1)$$

Onde:

(Rbt) sem efeitos gravitacionais – Recuperação de óleo no “breakthrough” em 2D.

(Rbt) com efeitos gravitacionais – Recuperação no “breakthrough” em 3D.

2.4.3 Números adimensionais

Stone (1982) agrupou alguns parâmetros da rocha reservatório e operacionais para analisar a recuperação de óleo em função desses dois grupos adimensionais. Foi considerado um reservatório no regime de fluxo permanente, fluxo gás-líquido horizontal num meio poroso homogêneo. Ele concluiu que a recuperação de óleo é função da razão viscosidade-gravidade (VGR), sendo diretamente proporcionais, porém esta é insensível à razão comprimento-altura se a VGR é constante.

Seus parâmetros criados foram, razão viscosidade-gravidade (VGR) e razão comprimento altura (LHR), como é mostrado a seguir:

- Razão viscosidade-gravidade (VGR)

$$VGR = \frac{q_t}{\Delta\rho K_v a \left(\frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} \right)} \quad (2.2)$$

Onde:

q_i = vazão de injeção

$\Delta\rho$ = diferença de densidade entre o fluido deslocado e o injetado

K_v = Permeabilidade Vertical

a = área requerida para a completa segregação

$\frac{K_{rw}}{\mu_w}$ = mobilidade da água

$\frac{K_{rg}}{\mu_g}$ = mobilidade do gás

- Razão Comprimento-altura (LHR)

$$\text{LHR} = \frac{L}{H} \quad (2.3)$$

Onde:

L = Comprimento do reservatório

H = Altura do reservatório

2.4.4 Segregação Gravitacional em Reservatórios Heterogêneos

A mobilidade desfavorável devido às heterogeneidades dos poros pode causar o aprisionamento do óleo. Além disso, com baixas taxas de deslocamento, as forças gravitacionais que segregam o fluido menos denso do mais denso, pode dominar as outras forças, podendo levar à segregação gravitacional do óleo pela injeção do fluido, e reduzir a eficiência de varrido. Porém, Stone (1982) concluiu que barreiras de fluxo vertical, tal como zonas de baixa permeabilidade podem reduzir os efeitos da segregação gravitacional, visto que estas melhoram a eficiência de varrido vertical e conseqüentemente aumentam a recuperação do óleo, isso depende também da distribuição de saturação inicial, pressão capilar, permeabilidade horizontal e permeabilidades relativas ao gás e a água.

A importância e os efeitos das heterogeneidades no estudo do desempenho dos processos de injeção de vapor em sistemas altamente estratificados têm sido reconhecidos. Os tempos de chegada de vapor no poço produtor, a eficiência de aquecimento e o desempenho do projeto são afetados pela ocorrência e distribuição de grandes heterogeneidades horizontais e verticais nos reservatórios. Além disso, a localização e o tamanho relativo das barreiras de permeabilidade e/ou variações de permeabilidade também interferem no processo.

2.5 Planejamento e Otimização de Experimentos

Normalmente a estatística é lembrada quando se têm grande quantidade de informações. A atividade estatística mais importante não é a análise dos dados e sim os planejamentos dos experimentos em que esses dados devem ser obtidos, por isso, um bom planejamento consiste em planejar experimentos de forma tal que ele seja capaz de fornecer a informação que se está procurando (Barros Neto, et al. 2003).

No planejamento de qualquer experimento, o primeiro passo que deve ser feito é a escolha dos fatores e as respostas de interesse no estudo. Os fatores normalmente podem ser as variáveis que podem ser controladas ou atributos de incertezas de um sistema, os quais podem ser qualitativos ou quantitativos. As respostas são as variáveis de saída do sistema, nas quais se tem interesse e que poderão ser afetadas por modificações devido à mudança nos fatores. Da mesma forma, estas respostas podem ser qualitativas ou quantitativas.

Um planejamento fatorial completo considera as possíveis combinações que se podem obter entre os diferentes fatores que serão analisados. Por exemplo, se os fatores são: temperatura e concentração de HCL, o número de experimentos pode ser 4, realizando uma análise linear em dois níveis: mínimo (-1) e máximo (+1), mas quando se acrescenta outra variável, como um tipo de catalisador, as possíveis combinações entre os níveis mínimo e máximo das variáveis pode aumentar até 8, e a cada nova variável, o número de simulações ou experimentos dobram ($2^2=4$, $2^3=8$, $2^4=16$, ... , 2^k). Se as variáveis são muitas, podem ser utilizados planejamentos fatoriais fracionados que permitem fazer uma triagem para conhecer as principais variáveis que afetam o processo. Admitindo-se a existência de dois fatores, um com quatro níveis e outro com três níveis, são necessários $4 \times 3 = 12$ ensaios diferentes e o planejamento será chamado de “fatorial 4

x 3". Em geral se houver n_1 níveis do fator 1, n_2 níveis do fator 2, ..., n_k níveis do fator k, o planejamento será um fatorial $n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$. Isso não significa necessariamente que serão realizados apenas $n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$ experimentos, já que esse número é a quantidade mínima de ensaios exigidos para um planejamento fatorial completo. Caso seja necessário estimar o erro experimental, podem ser necessários ensaios repetidos, o que aumentaria o número de experimentos. O planejamento mais simples é aquele em que todos os fatores são estudados em apenas dois níveis, podendo ser chamado de planejamento fatorial 2^k .

Por exemplo, a Tabela 2.1 mostra um planejamento fatorial 2^2 para estudar o efeito da temperatura e do tipo de catalisador sobre o rendimento da reação (Barros Neto et al. 2003).

Tabela 2.1. Planejamento 2^2 do efeito do tipo de catalisador e da temperatura no rendimento de uma reação

Experimento	Temperatura (°C)	Catalisador	Rendimento médio (%)
1	40	A	59
2	60	A	90
3	40	B	54
4	60	B	68

Segundo esta Tabela, quando se utiliza o catalisador "A" às temperaturas de 40 °C e 60 °C, os rendimentos médios dos experimentos são de 59% e 90% respectivamente. Mostrando um incremento de 31% apenas mudando a temperatura do experimento. Por sua vez, o uso do catalisador "B" apresentou para as mesmas condições, uma variação de 14%, onde os rendimentos médios foram de 54% e 68%, respectivamente. Os resultados mostram que o aumento de temperatura tem maior efeito no rendimento do que a mudança do catalisador, podendo então ser considerado o efeito principal do processo. Mas os resultados também mostram que o rendimento do catalisador depende da temperatura. Observa-se que a 40 °C (experimentos 1 e 3) a mudança do catalisador promove diminuição do rendimento da reação em 5% e a 60 °C (experimentos 2 e 4) a redução do rendimento é de 22%. Então, pode-se considerar que estas variáveis dependem mutuamente, interagindo e esta interação pode ser calculada.

O principal efeito (neste caso, a temperatura) é por definição a média dos efeitos da temperatura nos dois níveis do catalisador. Usando a letra T para representar esse efeito e sendo \bar{y}_i a resposta média observada no i -ésimo experimento, se pode escrever segundo a equação (2.4):

$$T = \frac{(\bar{y}_2 - \bar{y}_1) + (\bar{y}_4 - \bar{y}_3)}{2} \quad (2.4)$$

$$T = \frac{(90 - 59) + (68 - 54)}{2} = 22,5\%$$

Este valor de 22,5% mostra que o rendimento da reação sobe em média 22,5% quando a temperatura passa do seu nível inferior para o nível superior. Contudo, esta conclusão não está completa, já que anteriormente se observou que o catalisador e a temperatura interagem, sendo então também necessário realizar uma interpretação em conjunto incluindo o efeito do catalisador.

Nos planejamentos de dois níveis, os níveis superiores e inferiores podem ser identificados com os sinais “+” e “-”, respectivamente. Com esta nova notação, pode ser observada na Tabela 2.1 que os experimento 2 e 4 estão no nível máximo “+” e os ensaios 1 e 3 no nível mínimo “-”. Esta atribuição também pode ser realizada em termos qualitativos como é o caso do catalisador, e neste exemplo o catalisador “B” está correspondendo ao nível máximo e não afetam os resultados. Então, a equação (2.4) pode ser escrita como uma diferença entre duas médias nos níveis máximos e mínimos:

$$T = \frac{(\bar{y}_2 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_3)}{2} \quad (2.4)$$

$$T = \bar{y}_+ - \bar{y}_- \quad (2.5)$$

A equação (2.5) é válida para o cálculo de qualquer efeito principal de um planejamento experimental de dois níveis.

Para o cálculo do efeito do catalisador será utilizada a equação (2.6):

$$C = \bar{y}_+ - \bar{y}_- = \frac{(\bar{y}_3 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_2)}{2} \quad (2.6)$$

$$C = -13,5\%$$

Pode ser observado que o efeito do catalisador é negativo o que significa que quando se troca o catalisador do “A” pelo catalisador “B”, o rendimento da reação cai em 13,5% em média. Se a escolha dos níveis do catalisador tivesse sido ao contrário (catalisador “A” nível máximo “+” e catalisador “B” nível mínimo “-”), a resposta seria um incremento de 13,5% ao mudar de catalisador. Mas na prática a conclusão é a mesma, o rendimento do catalisador “B” é menor 13,5% em média em relação ao catalisador “A”.

Se não existisse interação, o efeito da temperatura deveria ser o mesmo em ambos catalisadores, mas já se observou que não é assim, por isso existe a necessidade de avaliar a interação entre os dois fatores. O efeito da temperatura é +31% com o catalisador “A” e cai para +14% para o catalisador “B”. Como na ausência de interação, estes parâmetros deveriam ser idênticos, sendo possível tomar a diferença entre eles como uma medida da interação entre os fatores T e C . Na realidade, por uma questão de consistência com a definição entre os dois fatores. Usando $T \times C$ (função T multiplicada pela função C) para representar a interação dos efeitos, sendo possível escrever:

$$T \times C = \frac{(\bar{y}_4 - \bar{y}_3)}{2} - \frac{(\bar{y}_2 - \bar{y}_1)}{2} = \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_2 + \bar{y}_3)}{2} \quad (2.7)$$

$$T \times C = TC = \frac{14 - 31}{2} = -8,5\%$$

As equações 2.4, 2.6 e 2.7 mostram que para calcular qualquer efeito se usam todas as respostas observadas. Cada efeito é a diferença de duas médias, metade das observações contribui para uma das médias e a média restante aparece na outra média. Esta característica é importante nos planejamentos fatoriais de dois níveis (Barros Neto et. al, 2003).

Para analisar os parâmetros ou fatores envolvidos no processo, também foi utilizada metodologia de superfícies de respostas que é uma técnica de otimização baseada em planejamentos fatoriais a qual é utilizada em diferentes aplicações na modelagem de processos industriais e também na pesquisa acadêmica.

2.6 Produção Acumulada Líquida ($N_{p_{liq}}$)

Consiste na produção acumulada descontando os custos do volume de fluido injetado. Esta descreve o perfil economicamente viável para um método de recuperação e é obtida pela seguinte equação:

$$N_{p_{liq}} = N_p - (V_{inj} \times ROV_{limite}) \quad (2.8)$$

Onde:

$N_{p_{liq}}$: Produção acumulada líquida (m^3 STD)

N_p : produção acumulada de óleo (m^3 STD)

V_{inj} : Volume de vapor injetado (ton)

ROV_{limite} : Razão óleo-vapor limite

Uma idéia da economicidade do projeto também pode ser dada através da razão óleo/vapor, ou ROV, que reflete a razão entre o volume de óleo produzido e o volume de vapor injetado, esta exprime o custo de geração do vapor. Em geral, adota-se como referência o volume de 0,10 m^3 de óleo para cada tonelada de vapor injetado como sendo o limite econômico, o que corresponde a uma razão óleo-vapor limite (ROV_{lim}) de 0,10 m^3/ton , valor normalmente utilizado na indústria. (Queiroz, 2005).

CAPÍTULO III:

Estado da Arte

3 Estado da arte

A importância e os efeitos das heterogeneidades no estudo do desempenho de processos de injeção de vapor em sistemas altamente estratificados têm sido bastante reconhecidos, visto que a maioria dos reservatórios de petróleo são heterogêneos. Logo, necessita-se de um estudo mais detalhado dos efeitos das heterogeneidades nos reservatórios durante a injeção de vapor, já que a presença destas afeta o comportamento da segregação gravitacional durante a injeção de vapor, esta reduz bastante a eficiência de varrido vertical, resultando em operações economicamente inviáveis em alguns campos.

Em 1957 *Craig*, F.F. et al. realizaram um trabalho experimental para estudar os efeitos da segregação gravitacional durante o fluxo de água, gás e solvente. Eles concluíram que a segregação de fluidos devido aos efeitos da gravidade, poderia resultar em recuperação de óleo 20% menor do que a esperada e que o desempenho pode, em alguns casos ser influenciado por um maior grau de heterogeneidade do que por efeitos gravitacionais.

Continuando o estudo da segregação gravitacional, em 1974, *Spivak*, A. estudou os efeitos que influenciam a segregação gravitacional, a magnitude dos efeitos para os fluxos de água e gás e comparou os cálculos do desempenho de reservatórios com e sem efeitos gravitacionais. Ele observou que em geral, a distribuição aleatória de heterogeneidade tende a reduzir os efeitos da segregação gravitacional e que os parâmetros controláveis que afetam a mesma são: taxas (injeção e produção), intervalo de completação, viscosidade e a densidade do fluido injetado.

Em 1977, *Wu*, C.H. realizou uma síntese dos mecanismos de injeção de vapor baseada em dados de laboratório e de campo, onde foram apresentadas discussões qualitativas e quantitativas para os principais mecanismos de fluxo de vapor (redução da viscosidade e variação da permeabilidade; e expansão térmica e segregação gravitacional). A interação destes mecanismos é responsável pela alta eficiência de deslocamento de vapor, aumentando a taxa de produção de óleo.

Um estudo dos fatores dominantes que controlam a segregação gravitacional foi realizado por *Stone H.L.* em 1982, com o objetivo de determinar as propriedades do reservatório, dos fluidos e as condições operacionais que determinam a eficiência do varrido vertical no processo WAG. Seus resultados mostraram que os principais parâmetros que afetam a razão viscosidade-gravidade são a taxa de injeção e o espaçamento entre poços e que as heterogeneidades do reservatório apresentam um significativo papel na recuperação de óleo.

Em 1985, *Neuman, C.H.* apresentou equações que representam o processo de injeção de vapor assumindo que este sobe rapidamente para uma região impermeável. Estas mostram: a taxa de aumento das medidas de espessura e da área da zona de vapor, o volume deslocado por esta, o aquecimento abaixo do reservatório, a redução da taxa de injeção que sustentará o vapor depois de uma área ter sido aquecida por sua temperatura e, por último, o óleo adicional deslocado depois que a injeção é interrompida. Ele concluiu que as equações expressam os efeitos da segregação gravitacional no comportamento da injeção de vapor e permitem estimar o crescimento da zona do fluido injetado, o óleo deslocado e as conseqüências da redução da injeção. O estudo da espessura e extensão areal da zona de vapor depende das propriedades térmicas do reservatório, que raramente são conhecidas exatamente e são influenciadas pelas camadas de baixa permeabilidade que interrompem o varrido assumido.

No ano seguinte *Genrich, J.F.* apresentou um modelo analítico para estimar a recuperação final em fluxos de gás e água em reservatórios heterogêneos. O modelo foi usado para investigar o desempenho do fluxo miscível como uma função do espaçamento entre poços, propriedades da rocha e dos fluidos e descrição de laboratório. Ele concluiu que a presença de barreiras com pobre comunicação vertical pode, dependendo da localização, melhorar significativamente a recuperação de óleo.

Fassihi R.M. em 1988 utilizou um simulador numérico para realizar testes de redução da taxa injeção durante o processo de injeção de vapor a fim de estudar os efeitos de parâmetros como: permeabilidade não uniforme, estratificação, zonas impermeáveis, fluxo de gás não condensável e vaporização do óleo nas respostas das pressões. Ele concluiu que reservatórios heterogêneos tendem a prolongar o período de transição entre o comportamento infinito e o

estado pseudo-permanente, visto que diversas heterogeneidades podem mascarar este estado e tornar a análise impossível de ser realizada.

Em 1990, *Yu. J.P* e *Yang J.R.* desenvolveram um modelo de reservatório composto que considera a variação de viscosidade dos fluidos, este modelo pode ser aplicado a injeção de água, injeção de vapor e processos miscíveis para estudar as condições de reservatórios heterogêneos. Este novo teste de pressão, a partir do modelo estudado, forneceu uma maior definição lateral dos parâmetros de reservatório e limites de campo em reservatórios heterogêneos. De acordo com os resultados, quando heterogeneidades do reservatório de diferentes formações foram mais precisamente definidas, então a estimulação de fraturas e o espaçamento do poço foram planejados de uma forma mais precisa.

Kumar, M. em 1992 realizou um estudo para se obter as propriedades heterogêneas e determinar o efeito dessas, na recuperação de óleo. Seus resultados mostraram que as recuperações de óleo diferem de 15-25% quando heterogeneidades, em pequena escala são incluídas comparadas com quando propriedades uniformes são usadas. As diferenças entre as recuperações obtidas por interpolação e por simulação condicional foram menores (geralmente menos de 10%).

Em 1997, *Gharbi, R.B.* investigou os efeitos das heterogeneidades no desempenho de processos de recuperação de óleo com poços horizontais usando um simulador de fluxo por diferenças finitas. O estudo mostrou que o desempenho dos processos de recuperação de óleo nesse caso é fortemente afetado pela variação da permeabilidade e a localização espacial da heterogeneidade no reservatório.

Em 2006, *Barillas, J.L.M.* et al. idealizaram um modelo para analisar o efeito das barreiras de permeabilidade na produção acumulada de óleo durante o processo SAGD. Eles concluíram que as barreiras entre os poços produtor e injetor afetam a recuperação e que a presença de uma barreira posicionada próxima do poço injetor aumenta a recuperação de óleo quando o vapor é otimizado, além de que a permeabilidade vertical afeta a recuperação de óleo.

No ano seguinte *Chen Q.* et al. apresentaram um estudo numérico do papel da heterogeneidade de reservatórios na eficiência do processo SAGD, onde para isso foram fixadas duas regiões de fluxo: perto do poço (NWR) e acima do poço (AWR). Eles concluíram que a AWR afeta a expansão (vertical e horizontal) da câmara de vapor e que o desempenho do SAGD é afetado negativamente apenas quando o AWR contém barreira longa e contínua.

Um estudo da segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos foi realizado por *Rodrigues, M.A.F.* (2008) variando a localização na zona de óleo de uma barreira contínua de permeabilidade de mesma espessura (na base, no centro e no topo). Ele concluiu que utilizando as configurações operacionais adotadas no modelo homogêneo, a presença de uma camada de baixa permeabilidade na base do reservatório foi benéfica para reduzir a segregação gravitacional, aumentando o Fator de Recuperação. E que um aumento da vazão de injeção não resulta num maior Fator de Recuperação, apenas para o caso que apresenta heterogeneidade no centro da zona de óleo.

CAPÍTULO IV:

Materiais e métodos

4 Materiais e Métodos

Neste capítulo são apresentados os dados referentes à simulação de reservatórios e características dos fluidos, da rocha-reservatório e operacionais utilizados, além da metodologia de análise.

4.1 Ferramenta computacional

O processo foi realizado através do simulador comercial, STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) – versão 2007, um simulador numérico trifásico de múltiplos componentes da CMG (*Computer Modelling Group*) desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo.

As simulações nesse programa têm como dados de entrada a configuração da malha e o modelo físico, que consistem nas características do meio (propriedades físicas da rocha-reservatório); propriedades dos fluidos e condições de contorno (descrição das fronteiras do reservatório); processo de recuperação (método, quantidade, orientação, distribuição e atribuições dos poços) e condições iniciais. Como resultado, obtém-se a partir da iteração desses fatores, por exemplo, a produção e vazão de óleo e água em cada poço produtor, além de outros dados.

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

4.2 Modelo Físico

O modelo físico adotado consiste em um modelo retangular tridimensional, de malha cartesiana. A Figura 4.1 apresenta o reservatório em 3D, mostrando o refinamento utilizado e as dimensões do reservatório.

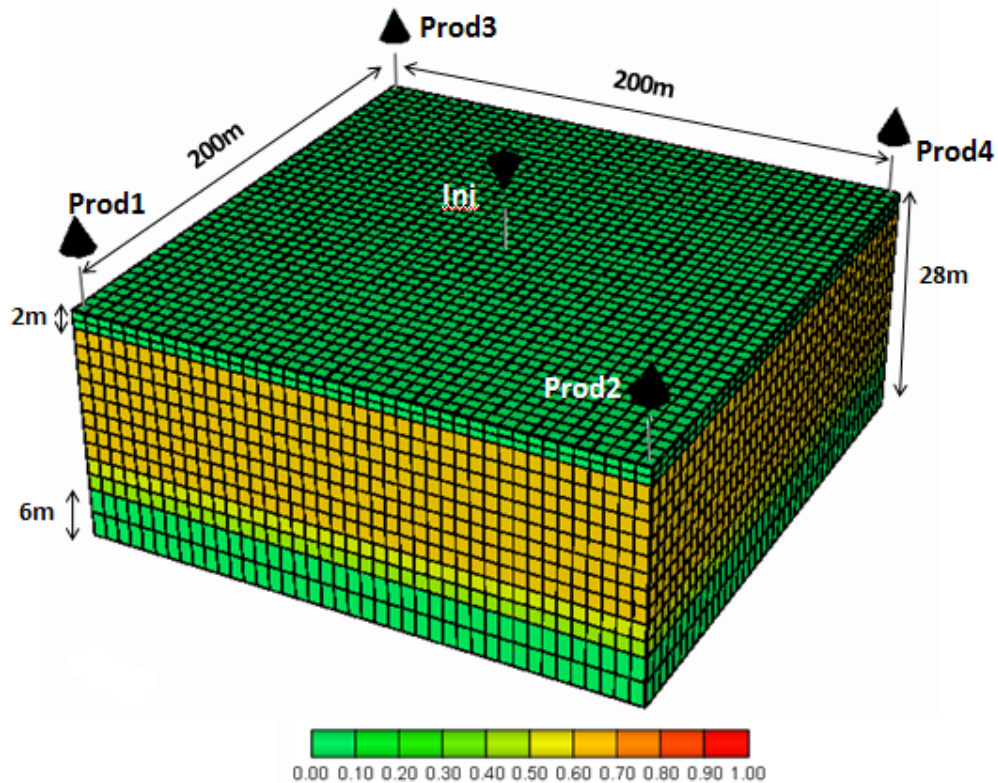


Figura 4.1. Modelo Base (Saturação de óleo)

Considera-se que não existe fluxo de fluidos através dos limites do reservatório e são feitas as seguintes considerações:

- Só existem as fases água, óleo e gás;
- A fase óleo é composta pelos componentes óleo e gás;
- A fase água é composta só por água;
- A fase gás pode conter gás e água;
- Não existem reações químicas;
- Não existem sólidos nos fluidos a serem considerados;

- Não existe perda de calor para as partes adjacentes do reservatório.

Foi feito um refinamento no topo a fim de analisar a propagação do gás no topo do reservatório. O reservatório estudado apresenta uma capa de gás de 2 m e uma zona de água de 6 m. As características adotadas na simulação foram:

- Injeção em malha: *Five spot* invertido
- Número de Blocos: 23534 blocos
- Comprimento=Largura: 41 blocos de 4,878 m cada
- Espessura: 2 camadas de 1m; 10 camadas de 2 m; 2 camadas de 3m

4.2.1 Propriedades da rocha-reservatório

Os valores das propriedades do reservatório estão apresentados na Tabela 4.1 e as propriedades da rocha na Tabela 4.2, respectivamente.

Tabela 4.1. Propriedades do Reservatório

Propriedade	Valor
Profundidade do reservatório (m)	200
Comprimento (m)	200
Largura (m)	200
Espessura (m)	28
Temperatura inicial (°C)	37,8
Saturação de água irreduzível	0,36
Volume de óleo original – volume “ <i>in place</i> ” (m ³ std)	119.570
Espessura da capa de gás (m)	2
Espessura da zona de água (m)	6

Tabela 4.2. Propriedades da rocha

Propriedade	Valor
Permeabilidade Horizontal (mD)	1000
Permeabilidade Vertical (mD)	100
Porosidade (%)	24
Condutividade Térmica da Rocha (J/m.s.°C)	1,73
Condutividade Térmica da Água (J/m.s.°C)	0,61
Condutividade Térmica do Óleo (J/m.s.°C)	0,13
Condutividade Térmica do Gás (J/m.s.°C)	0,04

4.2.2 Características Operacionais do modelo base

A Tabela 4.3 apresenta as configurações operacionais adotadas no caso base de todas as configurações de heterogeneidades propostas.

Tabela 4.3. Configurações Operacionais do modelo base

Configuração operacional	Valor
Distância entre poços	140 m
Temperatura de injeção	277°C
Vazão de Injeção	75 t/dia
Título do Vapor	50%
Pressão máxima no poço injetor	7.198 kPa
Pressão mínima nos poços produtores	196,5 kPa
Intervalo de completação	Camadas 4:10
Tempo de projeto	15 anos

4.3 Viscosidade do Óleo

A curva de viscosidade do óleo utilizada para o modelo base foi a de 1000 cP a 37,8°C. A Figura 4.2 apresenta o gráfico da curva de viscosidade em função da temperatura.

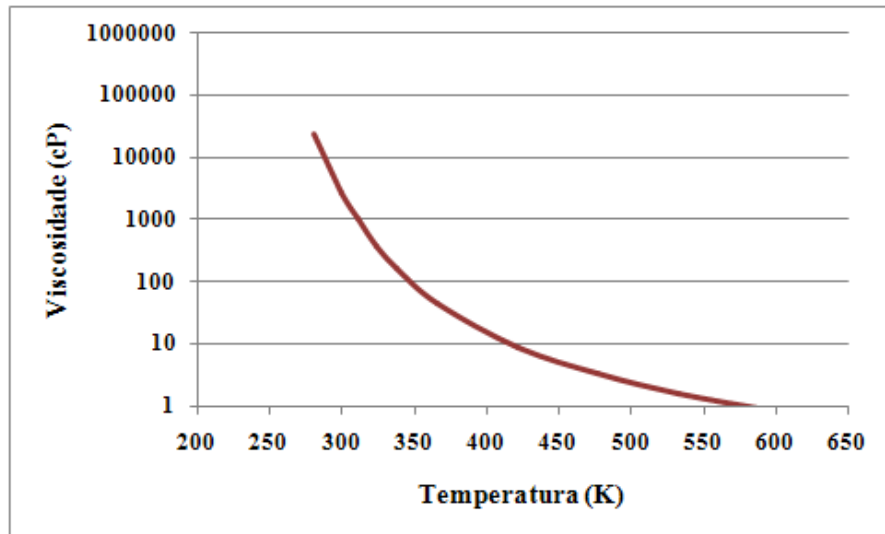


Figura 4.2. Gráfico viscosidade *versus* temperatura (Modificado de Barillas, 2005)

4.4 Permeabilidades Relativas

A Figura 4.3 mostra as curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo-água e a Figura 4.4 para o sistema óleo-gás, utilizadas como dados de entrada no simulador.

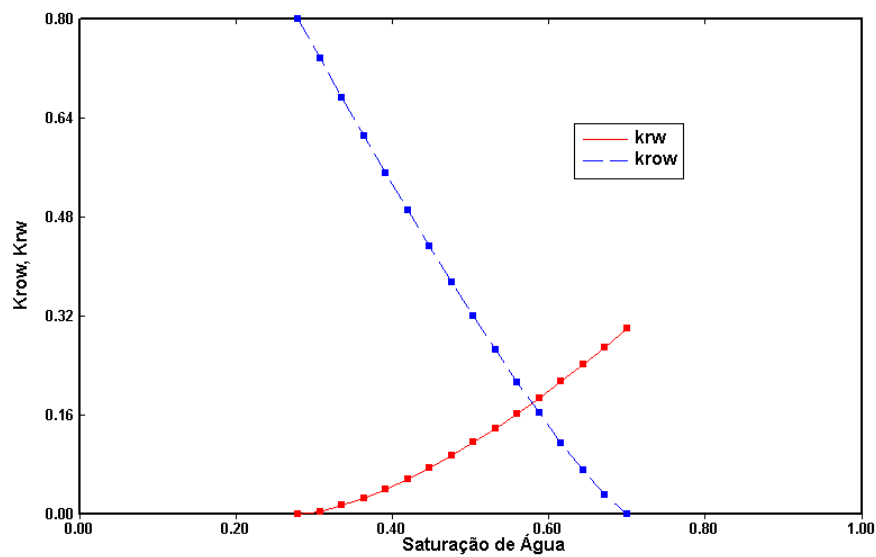


Figura 4.3. Gráfico permeabilidades relativas *versus* Saturação de água

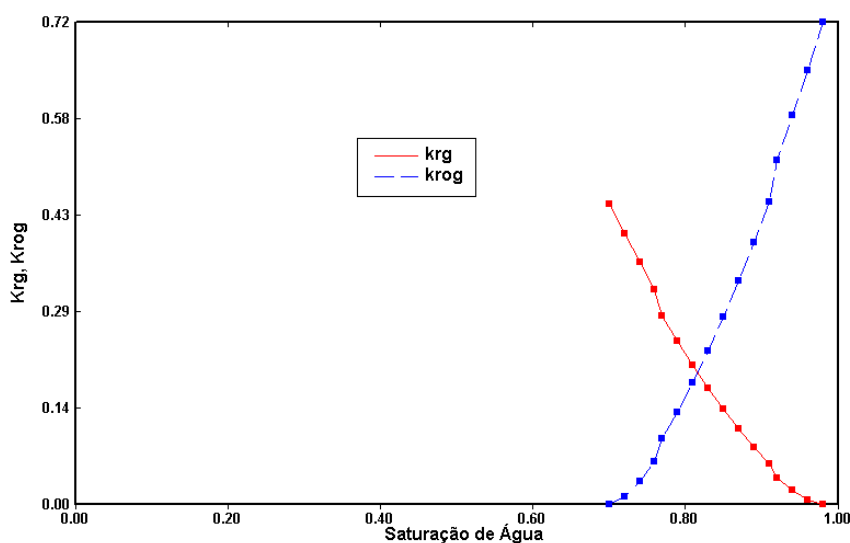


Figura 4.4. Gráfico permeabilidades relativas *versus* Saturação de Líquido

4.5 Modelos Heterogêneos

As Figuras de 4.5 a 4.13 apresentam a localização das heterogeneidades (camadas de baixa permeabilidade) dos modelos estudados, todos com o mesmo volume de óleo *in place*. Estas barreiras foram posicionadas apenas na zona de óleo, de forma que não entra em contato com a zona de água e com a capa de gás e apresentam a mesma espessura (4 m). Os modelos estudados foram os seguintes:

- Camadas horizontais contínuas de permeabilidades crescentes (50 mD, 250 mD e 500 mD, respectivamente), intercaladas num modelo de permeabilidade 1000 mD (Figura 4.5)
- Camadas horizontais contínuas de permeabilidades decrescentes (550 mD, 300 mD e 100 mD, respectivamente), inseridas num modelo de permeabilidade 1000 mD (Figura 4.6)
- Barreiras de baixa permeabilidade (10 mD) opostas na base, no centro e no topo (Figuras 4.7, 4.8 e 4.9, respectivamente)
- Barreiras de baixa permeabilidade (10 mD) paralelas na base, no centro e no topo (Figuras 4.10, 4.11 e 4.12, respectivamente)
- Lentes aleatórias (Figura 4.13)

As barreiras opostas e paralelas têm as mesmas dimensões de 78 m x 78m x 4m e as camadas posicionadas aleatoriamente ocupam aproximadamente 14% do reservatório.

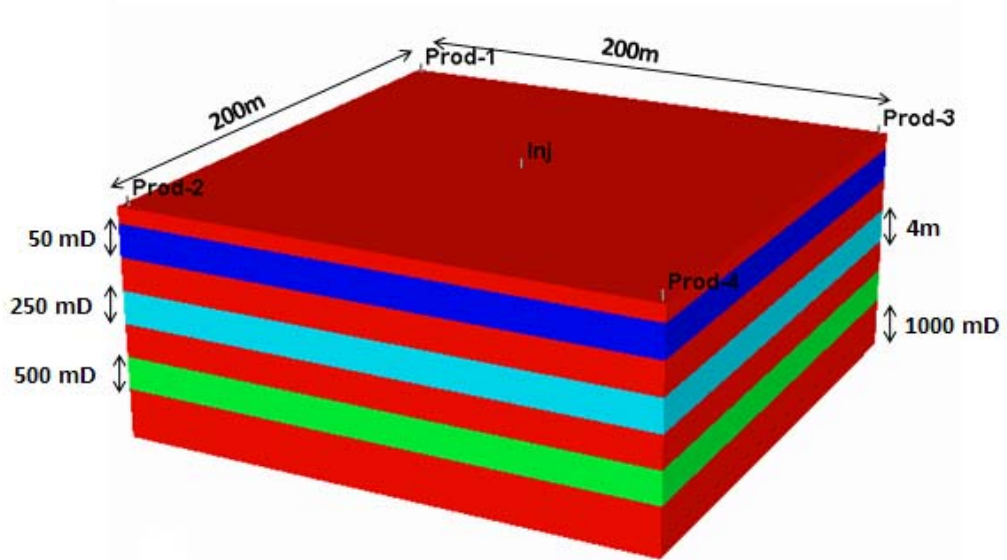


Figura 4.5. Camadas Horizontais de Permeabilidades Crescentes (Modelo 1)

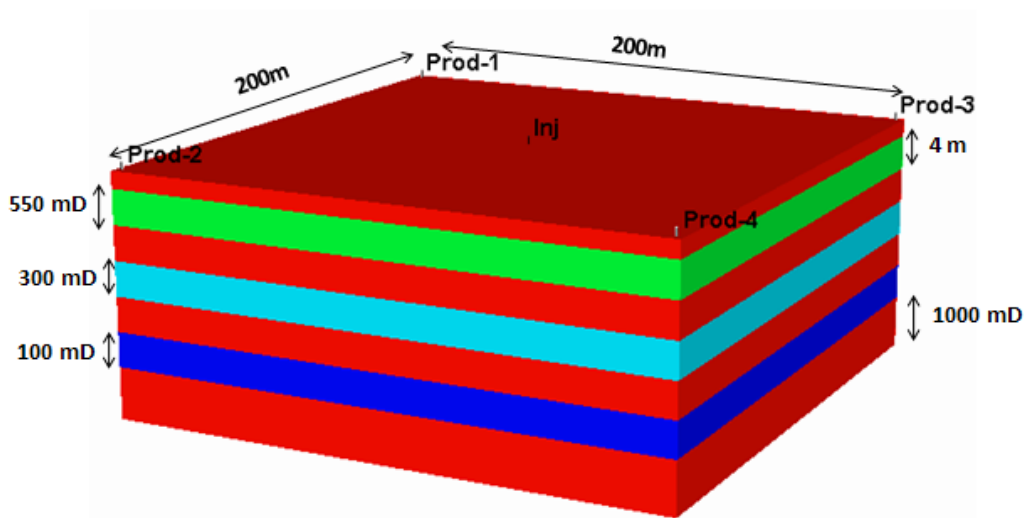


Figura 4.6. Camadas Horizontais de Permeabilidades Decrescentes (Modelo 2)

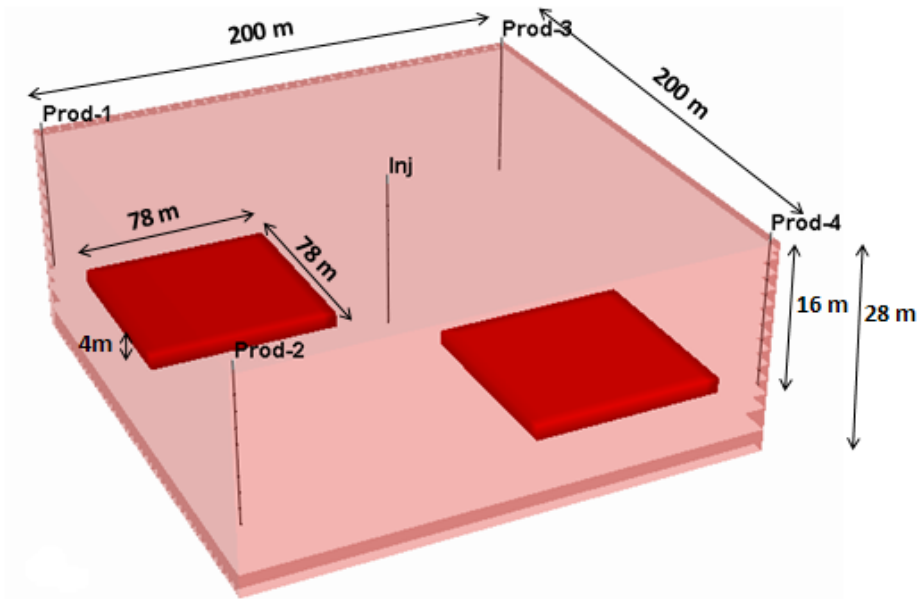


Figura 4.7. Camadas Opostas – Base (Modelo 3)

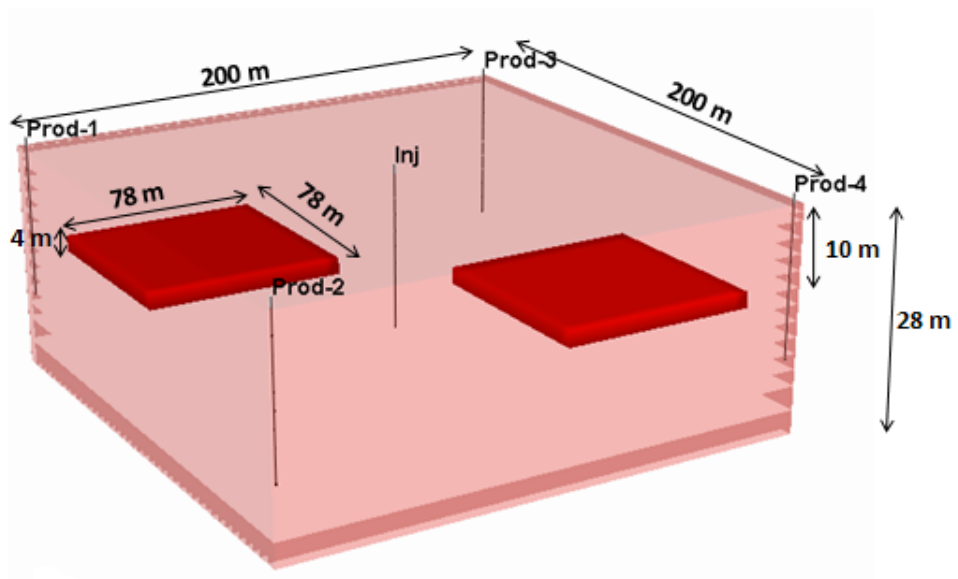


Figura 4.8. Camadas Opostas – Centro (Modelo 4)

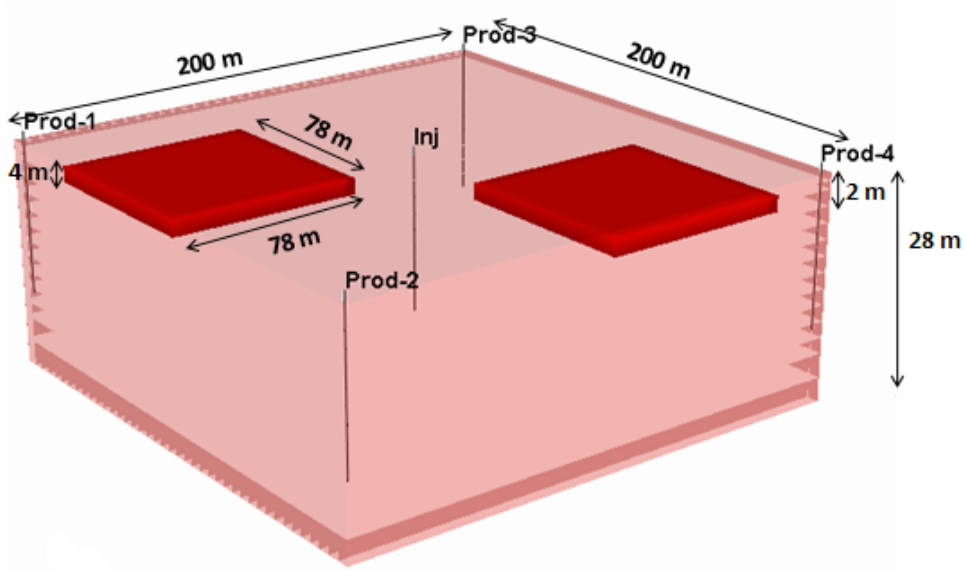


Figura 4.9. Camadas Opostas – Topo (Modelo 5)

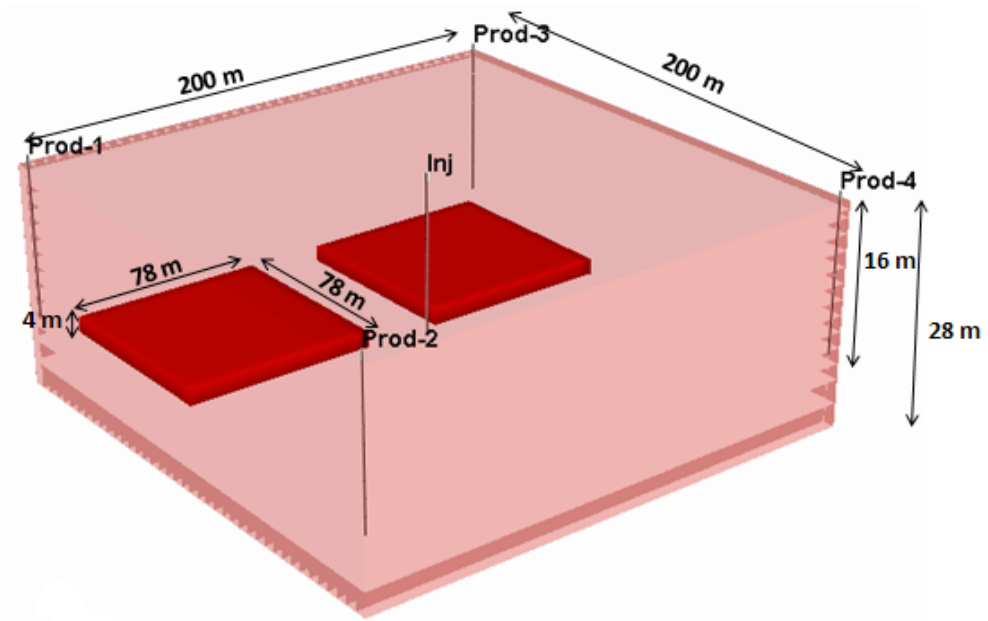


Figura 4.10. Camadas Paralelas – Base (Modelo 6)

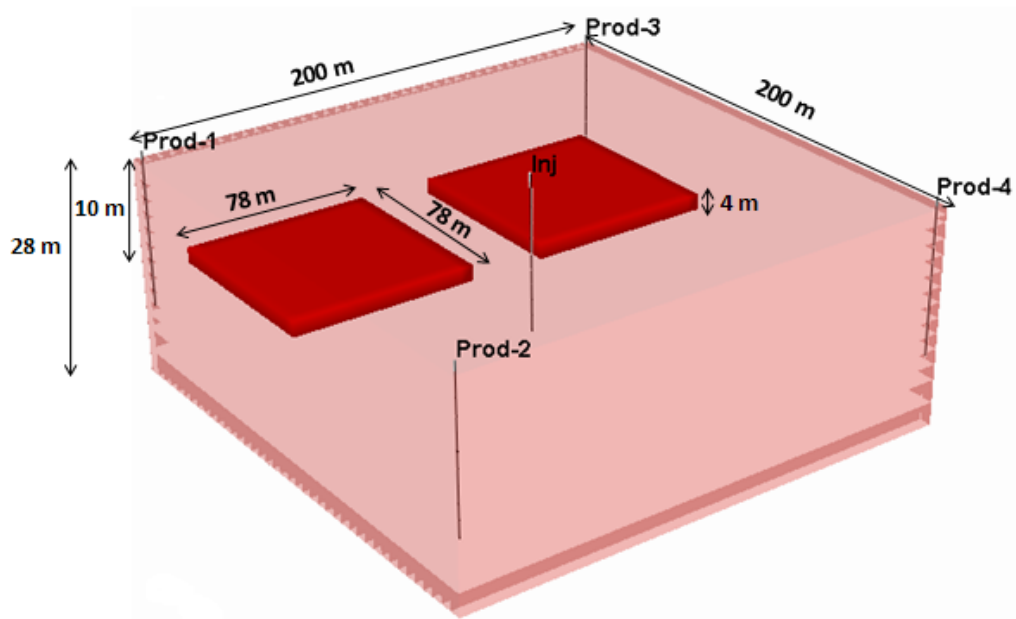


Figura 4.11. Camadas Paralelas – Centro (Modelo 7)

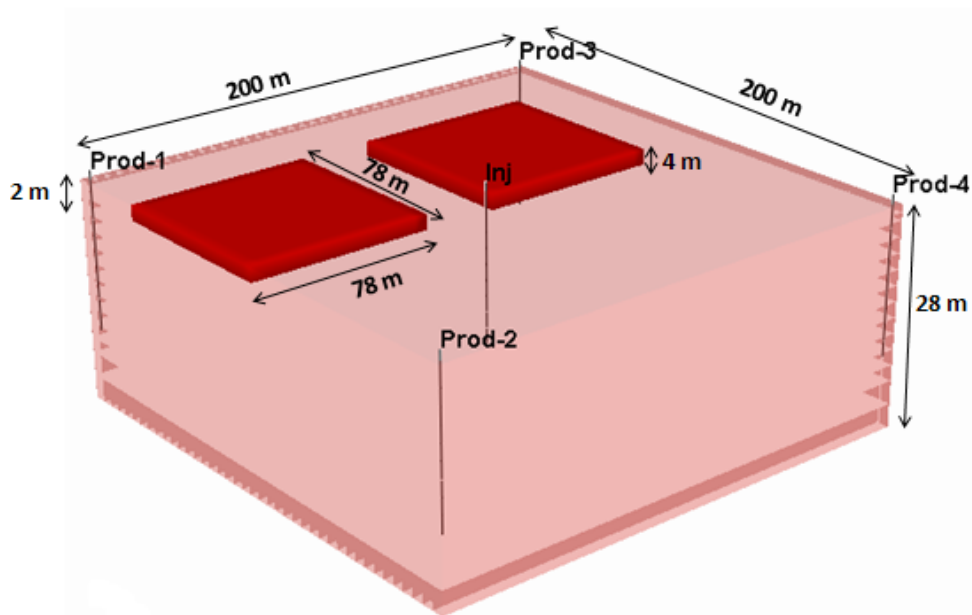


Figura 4.12. Camadas Paralelas – Topo (Modelo 8)

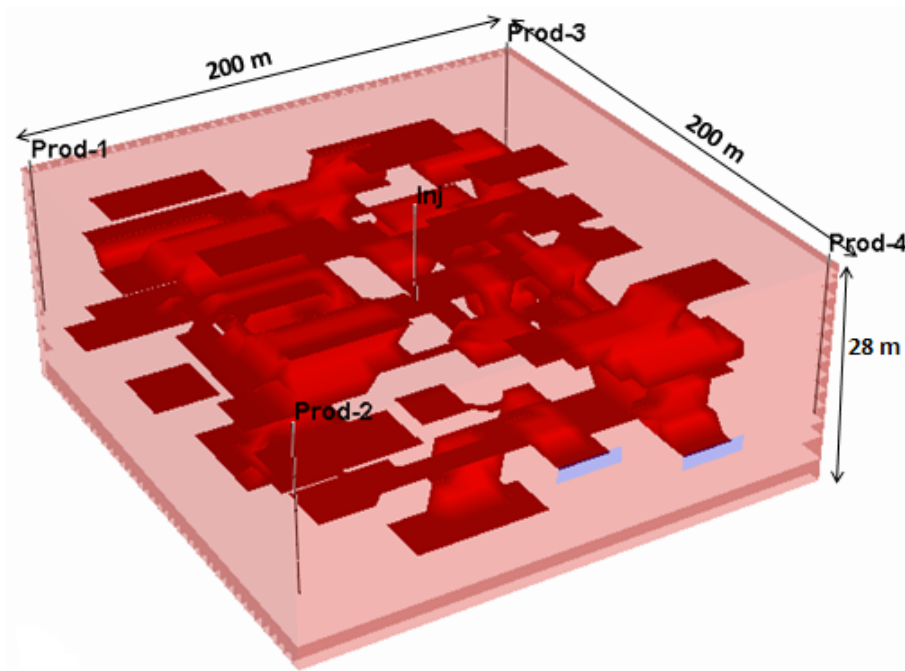


Figura 4.13. Lentes aleatórias (Modelo 9)

4.6 Parâmetros analisados

Para cada modelo foi verificada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais (vazão de injeção de fluidos, qualidade do vapor e intervalo de completação) sobre a produção acumulada de óleo e o Fator de Recuperação.

Para analisar as respostas de interesse com base nas diferentes interações entre os parâmetros operacionais escolhidos, foi realizado um planejamento fatorial de três níveis - mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1).

Os níveis de vazão analisados foram escolhidos baseados na fração de óleo recuperada e no tempo de chegada do banco de óleo. Como não houve grandes variações entre os modelos, foram assumidos os mesmos valores para todas as configurações estudadas.

A escolha do intervalo de completção foi estudada individualmente para cada modelo de heterogeneidade. Foram realizadas simulações com várias possibilidades de completção, e escolhidos 3 níveis (mínimo, intermediário e máximo) de acordo com a fração de óleo recuperada.

A Tabela 4.4 apresenta os parâmetros analisados com seus respectivos níveis. Os níveis dos intervalos de completção (A, B e C) estão mostrados na Tabela 4.5, estas variam de acordo com o modelo estudado.

Tabela 4.4. Intervalo de análise dos parâmetros operacionais

Parâmetro	Valor Mínimo (-1)	Valor Intermediário (0)	Valor Máximo (+1)
Vazão de Injeção- t/dia	50	100	150
Título do Vapor (%)	40	60	80
Intervalo de Completção	A	B	C

Tabela 4.5. Níveis de Intervalos de Completação para cada modelo

Modelo	Valor Mínimo - A (-1)	Valor Intermediário - B (0)	Valor Máximo - C (+1)
Modelo 1	Centro-Centro	Base-Base	Base-Completo
Modelo 2	Centro-Base	Centro-Centro	Topo-Topo
Modelo 3	Base-Centro	Topo-Topo	Completo-Completo
Modelo 4	Base-Topo	Topo-Base	Completo-Completo
Modelo 5	Base-Centro	Base-Base	Topo-Completo
Modelo 6	Centro-Centro	Topo-Topo	Topo-Completo
Modelo 7	Base-Topo	Topo-Base	Completo-Completo
Modelo 8	Base-Centro	Base-Base	Topo-Completo
Modelo 9	Base-Centro	Completo-Topo	Topo-Completo

A palavra correspondente à direita, significa o intervalo completado na zona de óleo do poço injetor. E a da esquerda, o intervalo do poço produtor. A nomenclatura abaixo exhibe o significado das definições:

- Base – Injetar/ produzir na base da zona de óleo;
- Topo – Injetar/ produzir no topo da zona de óleo;
- Centro- Injetar/ produzir no centro da zona de óleo;
- Completo – Injetar/ produzir em todo intervalo da zona de óleo.

A Figura 4.14 apresenta os esquemas de injeção utilizados, estes valem tanto para os poços produtores quanto para os injetores.

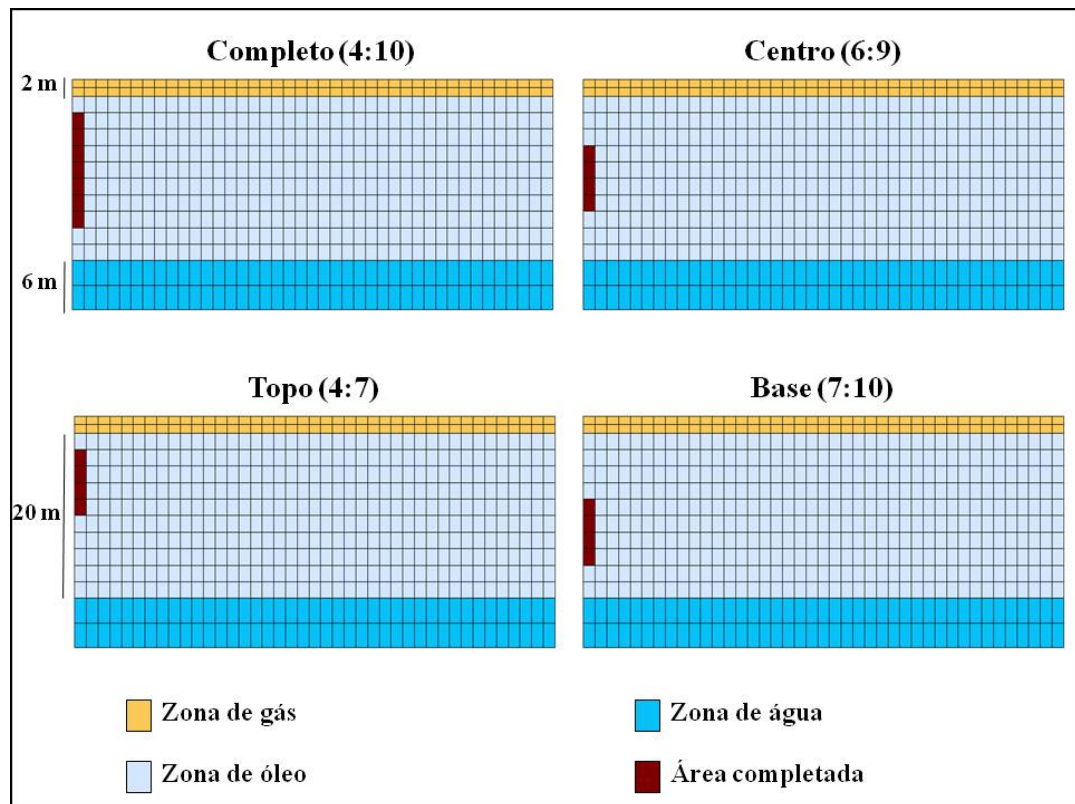


Figura 4.14. Esquemas de Injeção de vapor

4.7 . Metodologia de Trabalho

A análise consistiu nas seguintes etapas:

- Construção dos modelos heterogêneos;
- Estudo da influência dos parâmetros operacionais (vazão de injeção, intervalo de completção e título do vapor);
- Otimização do processo para cada configuração de heterogeneidade proposta;
- Análise da viabilidade econômica do processo através das curvas de produção líquida acumulada (N_p Líquido) para todas as configurações de heterogeneidade estudadas. Essa produção líquida é definida como a produção de óleo menos 10% do volume de vapor injetado.

CAPÍTULO V:

Resultados e Discussões

5 Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados e discussões referentes à influência dos parâmetros operacionais que contribuem para uma maior ou menor segregação gravitacional, a fim de reduzir o fenômeno, buscando um aumento na produção de óleo.

Estudou-se a influência de camadas de baixa permeabilidade em algumas posições no reservatório onde se percebeu que, em alguns casos, a presença de uma heterogeneidade no reservatório pode ser benéfica em relação ao Fator de Recuperação.

5.1 Modelos Base das configurações de heterogeneidades

A Figura 5.1 apresenta uma comparação do modelo homogêneo e todos os modelos de heterogeneidades estudadas com as configurações do modelo base (Tabela 5.1), através das curvas de vazão de óleo em função do tempo.

Tabela 5.1. Configurações Operacionais do modelo base

Configuração operacional	Valor
Vazão de Injeção	75 t/dia
Título do Vapor	50%
Intervalo de completação	Completo-completo

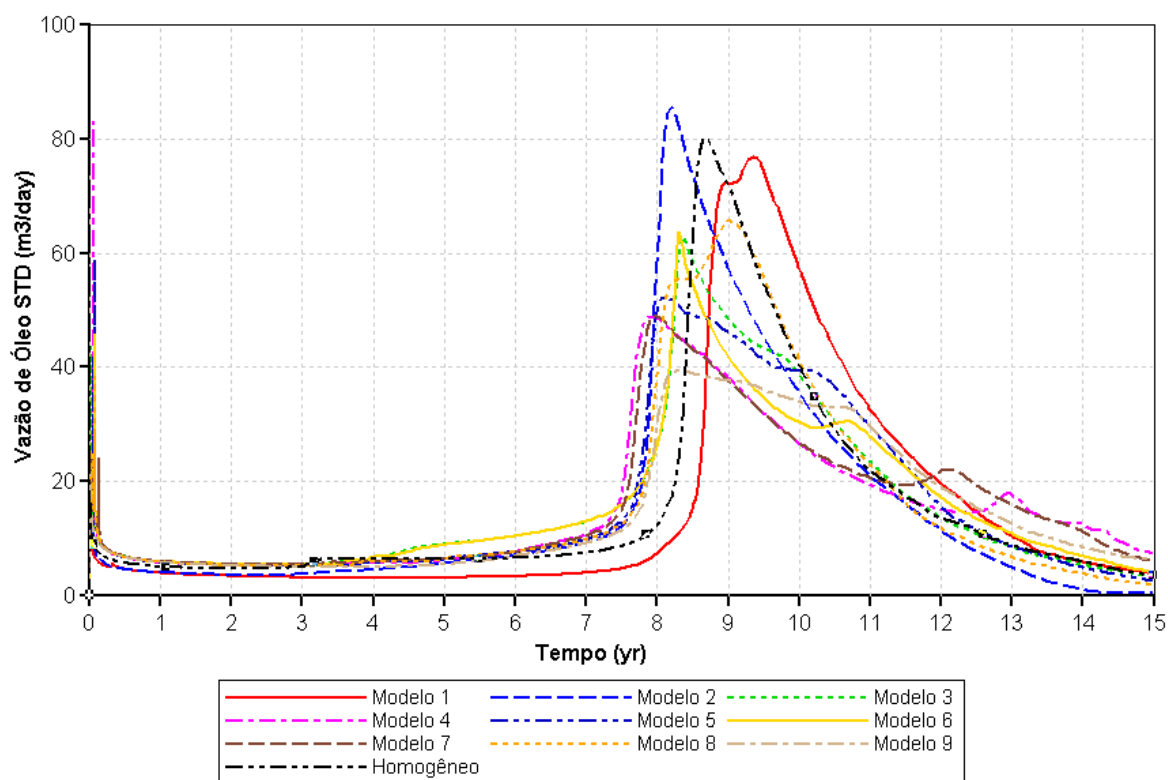


Figura 5.1. Vazão de Óleo dos modelos base das configurações de heterogeneidades

Observa-se na Figura 5.1 que as configurações de heterogeneidades analisadas apresentam comportamentos semelhantes, com uma demora de aproximadamente 8 anos na chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores. Percebe-se que o modelo 1 (camadas horizontais crescentes) apresenta um maior atraso na chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores e que o modelo 4 (camadas opostas no centro do reservatório) antecipa a chegada do banco de óleo quando comparado com as outras configurações de heterogeneidades propostas.

A Figura 5.2 apresenta as curvas de fração recuperada de óleo versus tempo para os modelos base de todas as configurações de heterogeneidades propostas.

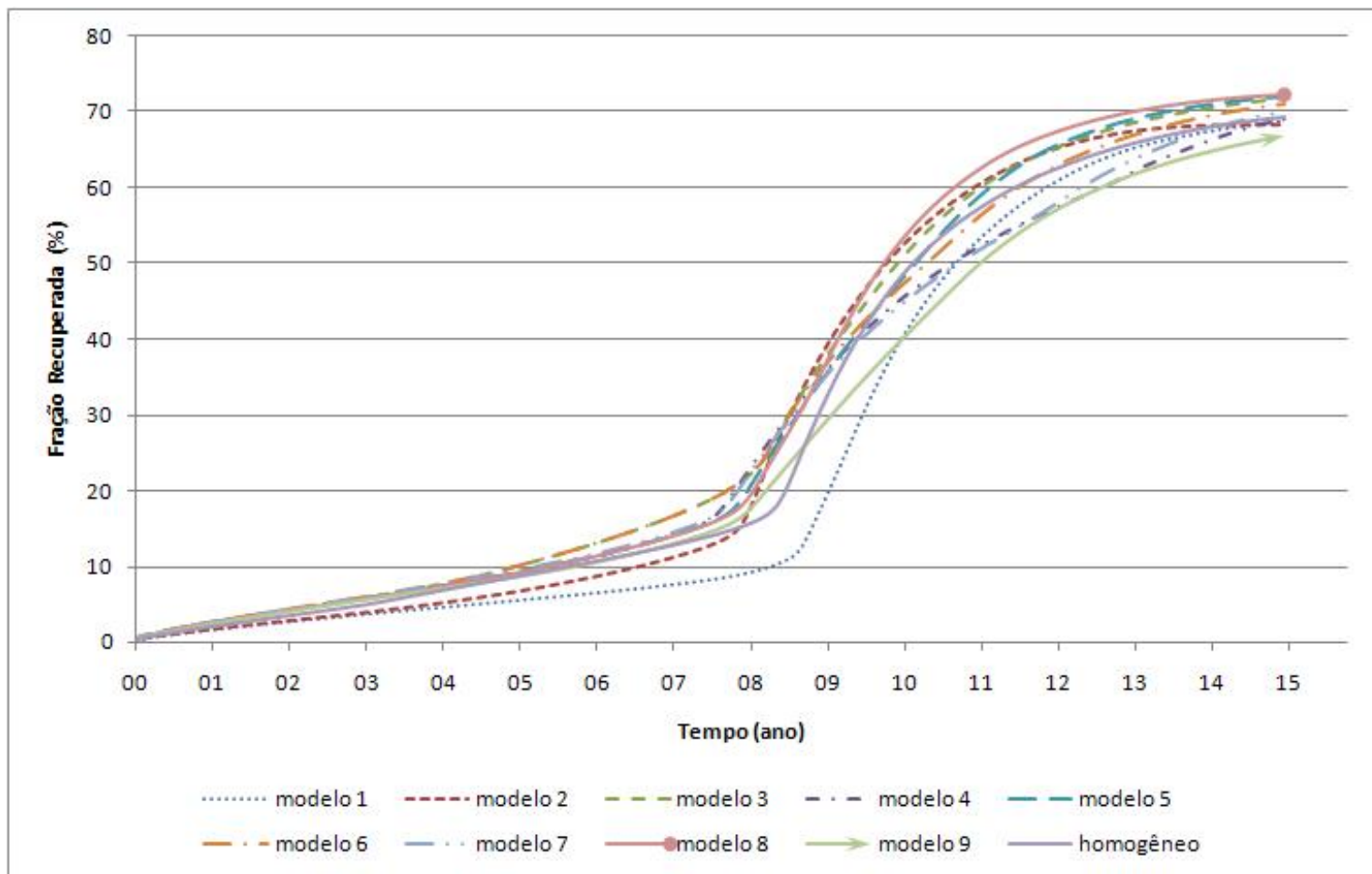


Figura 5.2. Fração Recuperada dos modelos base das configurações de Heterogeneidades

Observa-se que o modelo 8 (camadas paralelas no topo do reservatório) obteve uma maior fração recuperada final de óleo e que o modelo 9 (camadas aleatórias) apresentou a menor fração recuperada final, quando comparado com os outros modelos analisados. Percebe-se ainda, que o modelo homogêneo apresentou um comportamento intermediário aos modelos com a presença de barreiras de permeabilidade.

5.2 Análise das configurações de heterogeneidades

Foi realizado um estudo individual para cada configuração proposta, onde se fez uma análise do efeito dos parâmetros operacionais (vazão de injeção, título do vapor e intervalo de completação) no Fator de Recuperação, buscando as melhores configurações que minimizem o efeito da segregação gravitacional e conseqüentemente aumente a produção de óleo.

Foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais através de um planejamento fatorial em três níveis segundo a Tabela 4.4 mostrada na seção de Materiais e Métodos.

5.2.1 Modelo 1 (Camadas horizontais de permeabilidades crescentes)

A Tabela 5.2 mostra os resultados encontrados para a produção acumulada, volume poroso injetado (VPI) e para a fração recuperada de óleo final de todos os experimentos. Nesta Tabela também são apresentadas as condições operacionais modificadas no modelo. Esta foi organizada em ordem decrescente da fração recuperada em 15 anos de projeto.

Tabela 5.2. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 1)

Exp	Qinj (t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m³Std)	FR -15 anos (%)	VPI (15 anos)
8	100	Base-Completo	40	79976	66,89	2,74
25	50	Base-Completo	80	77366,5	64,70	1,37
17	100	Base-Completo	60	76426,1	63,92	2,74
5	100	Base-Base	40	76188,1	63,72	2,74
2	100	Centro-Centro	40	75126,5	62,83	2,74
9	150	Base-Completo	40	73226,7	61,24	4,11
26	100	Base-Completo	80	72448	60,59	2,74
14	100	Base-Base	60	72065,6	60,27	2,74
11	100	Centro-Centro	60	70763,4	59,18	2,74
6	150	Base-Base	40	68982,3	57,69	4,11
23	100	Base-Base	80	67842,1	56,74	2,74
3	150	Centro-Centro	40	67773,5	56,68	4,11
18	150	Base-Completo	60	67800	56,70	4,11
16	50	Base-Completo	60	67596,6	56,53	1,37
19	50	Centro-Centro	80	66850,3	55,91	1,37
20	100	Centro-Centro	80	66368,4	55,51	2,74
15	150	Base-Base	60	63417,7	53,04	4,11
27	150	Base-Completo	80	62628,8	52,38	4,11
12	150	Centro-Centro	60	61712,8	51,61	4,11
22	50	Base-Base	80	60379,8	50,50	1,37
24	150	Base-Base	80	57850,4	48,38	4,11
21	150	Centro-Centro	80	55801	46,67	4,11
10	50	Centro-Centro	60	47703,8	39,90	1,37
13	50	Base-Base	60	33546,3	28,06	1,37
7	50	Base-Completo	40	33295,8	27,85	1,37
4	50	Base-Base	40	17644,8	14,76	1,37
1	50	Centro-Centro	40	16046,7	13,42	1,37

De acordo com a Tabela 5.2, observa-se que a configuração operacional que apresenta uma maior fração recuperada de óleo é: vazão de injeção de 100 t/dia, intervalo de completção injetando-se na base do reservatório e produzindo em toda zona de óleo e o título do vapor de 40%.

Realizou-se um estudo através dos gráficos de Pareto (Figura 5.3 e 5.4) para se observar a sensibilidade do Fator de Recuperação em relação aos parâmetros operacionais analisados.

Um valor positivo ao lado da barra indica que, quanto maior o parâmetro, maior o Fator de Recuperação. Por outro lado, um valor negativo indica que com um aumento do parâmetro, ocorre uma diminuição do Fator de Recuperação.

Os efeitos cujos retângulos estiverem à direita da linha divisória ($p=0,05$) são estatisticamente significativos ao nível de 95% de confiança sobre a resposta.

Os retângulos que se encontram sem a identificação do parâmetro não foram estatisticamente significantes, portanto foram retirados por efeito visual.

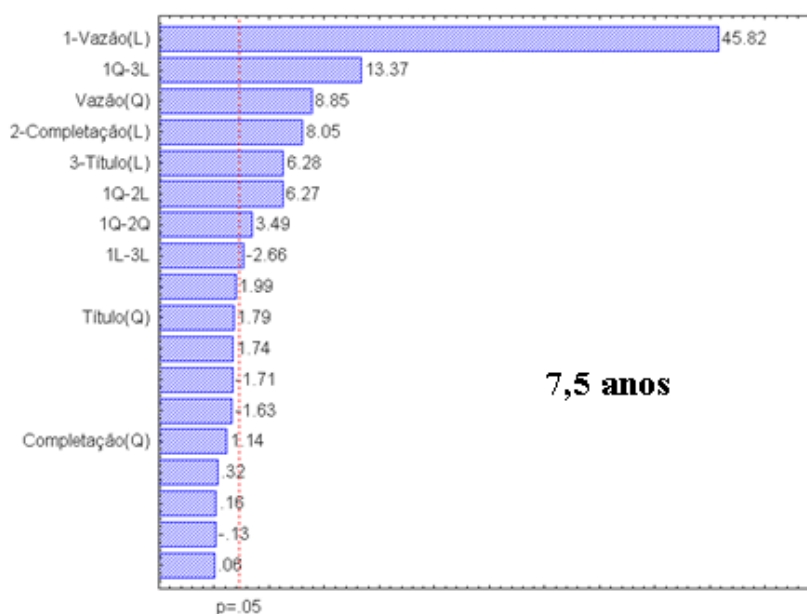


Figura 5.3. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação (Modelo 1) -7,5 anos

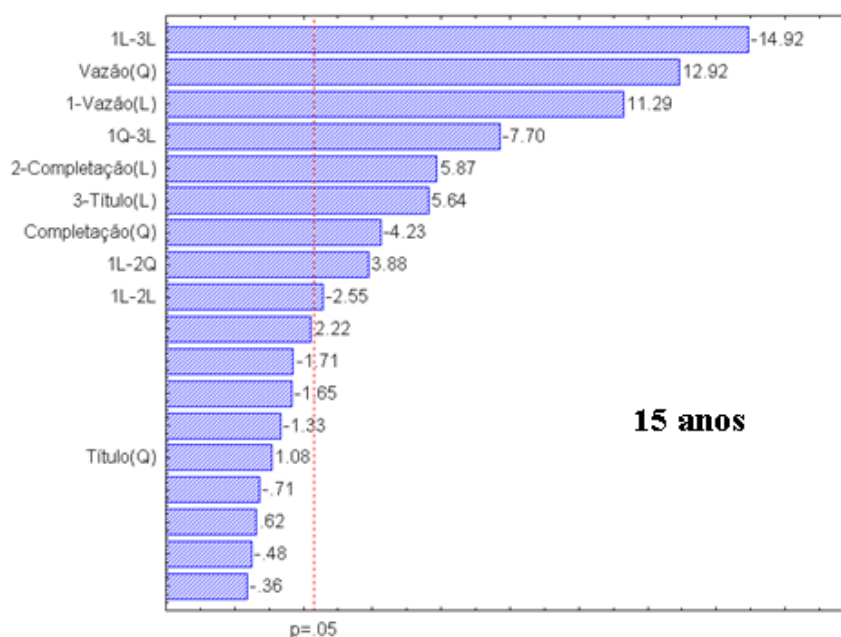


Figura 5.4. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação (Modelo 1) -15 anos

Os efeitos principais estatisticamente relevantes são:

- Vazão de injeção: o efeito foi significativo na forma linear e quadrática. Um aumento deste parâmetro provoca um incremento no Fator de Recuperação. Como este efeito teve uma influência quadrática significativa pode mostrar um valor máximo na superfície de resposta nos períodos analisados (7,5 e 15 anos).
- Intervalo de completação: o efeito foi significativo na forma linear, logo para o nível máximo do intervalo de completação, neste caso injetando-se na base e produzindo em toda zona de óleo, tem-se um aumento no fator de recuperação nos períodos analisados (7,5 e 15 anos).
- Título do vapor: o efeito foi significativo estatisticamente na forma linear, de modo que um aumento deste parâmetro causa um incremento no Fator de Recuperação. Porém analisando-se os gráficos de produção acumulada, se observa que a chegada do banco de óleo também influencia no comportamento do Fator de Recuperação, visto que depende significativamente da interação com a vazão de injeção (ver interação 1-3 no Diagrama de Pareto). Isto pode ser melhor observado na Figura 5.5 que mostra as curvas de fração

recuperada para os experimentos com as vazões de 50 e 150 t/dia (A e B, respectivamente)

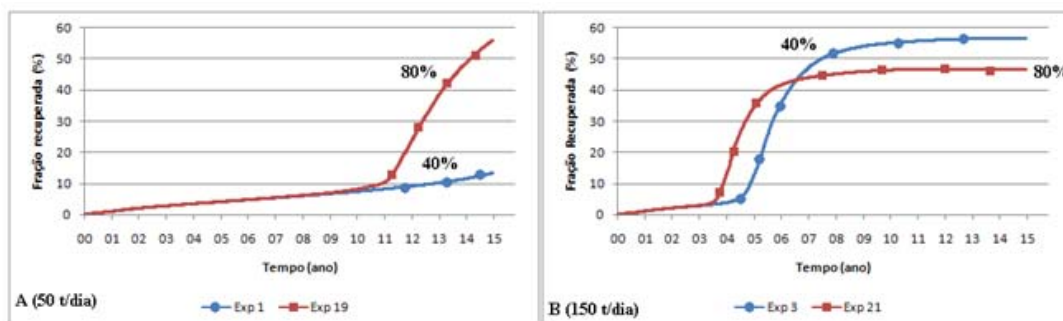


Figura 5.5. Efeito da interação do título do vapor e a vazão de injeção

Observa-se que para os experimentos com vazão de injeção de 50 t/dia (gráfico A) para maiores valores do título do vapor (80% no exp 19), tem-se um aumento na fração recuperada de óleo, já que com valores menores do título do vapor (40% no exp 1) o banco de óleo não chega aos poços produtores até o fim do projeto estudado. Aumentando-se o tempo de projeto provavelmente este comportamento seria alterado.

No caso B, observa-se que um aumento do título de vapor aumenta a Fração de óleo recuperado até o período entre o 6º e o 7º ano de projeto, onde há uma inversão deste comportamento, e a partir desse ponto quanto maior o título do vapor menor a fração de óleo recuperada. Isto acontece devido à grande depleção que ocorre quando o banco de óleo aquecido chega aos produtores, reduzindo a vazão de produção e, conseqüentemente a fração recuperada de óleo.

Isso aconteceu para todas as configurações de heterogeneidades estudadas neste trabalho.

As interações entre parâmetros significantes na primeira metade do projeto (7,5 anos) foram a vazão de injeção com efeito quadrático e o título do vapor com efeito linear; e a vazão de injeção e o intervalo de completação com efeitos lineares.

No final do projeto (15º ano) as interações entre parâmetros relevantes estatisticamente foram vazão de injeção e título do vapor com efeitos lineares; vazão com efeito quadrático e

título com efeito linear; e vazão com efeito linear e intervalo de completção com efeito quadrático.

Devido a influência da interação entre o título do vapor e a vazão de injeção, foram analisadas separadamente as regiões ótimas de trabalho para os três níveis de título do vapor estudados. Portanto, a Figura 5.6 mostra as Superfícies de Resposta para o Fator de Recuperação, utilizando-se o título do vapor em 40%. A região vermelha das Superfícies de Resposta mostra a região ótima de trabalho, onde se obtém maiores Fatores de Recuperação para cada período estudado.

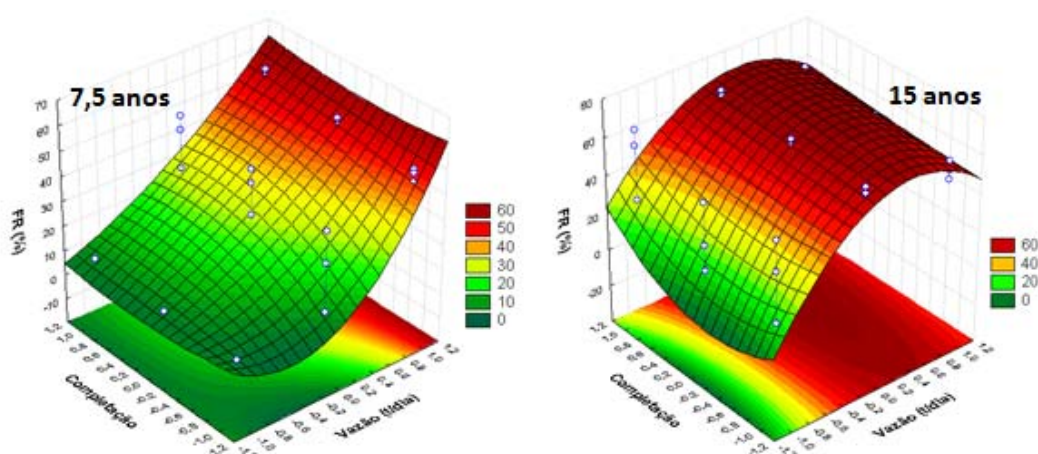


Figura 5.6. Superfície de Resposta (7,5 e 15 anos) – (Título de 40%)

Observa-se que a região ótima de trabalho em 7,5 anos de produção encontra-se para os maiores níveis de vazão e percebe-se que o intervalo de completção não apresentou influência. Para 15 anos de produção a região ótima de trabalho mantém o mesmo perfil, porém com um deslocamento no nível de vazão.

A Figura 5.7 apresenta as Superfícies de Resposta para o Fator de Recuperação, mantendo o título do vapor fixo em 60%.

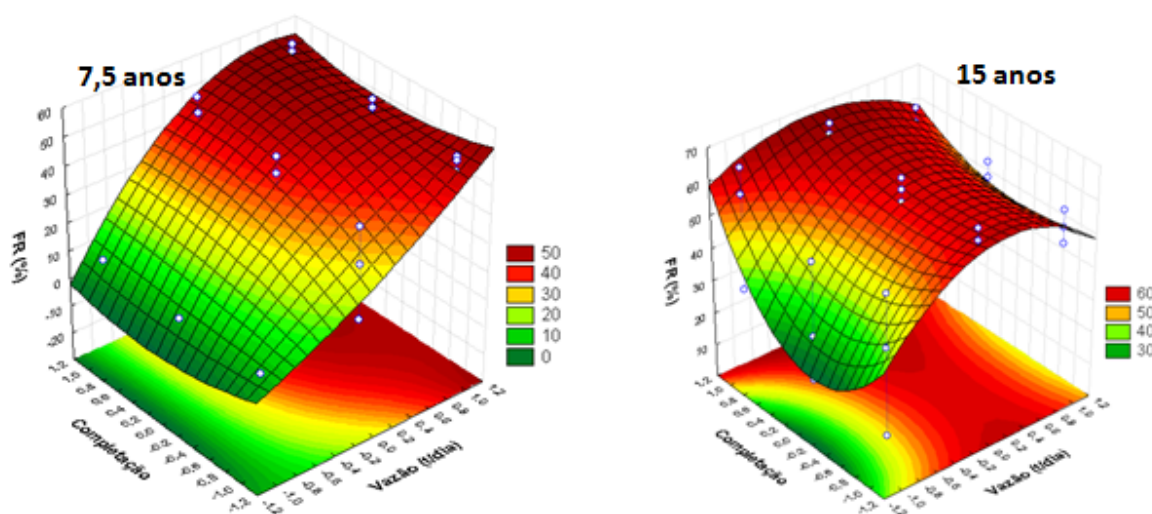


Figura 5.7. Superfícies de Resposta – 7,5 e 15 anos (Título 60%)

Observa-se que a região ótima de trabalho em 7,5 anos de produção encontra-se para altas vazões (150 t/dia) e para o nível de completção máximo (Base-Completo). Isso pode ser explicado porque, para altas vazões o banco de óleo aquecido chega rapidamente aos poços produtores.

Por outro lado, no final do projeto (15° ano) observa-se que a região ótima de trabalho encontra-se para vazões intermediárias de injeção de vapor (100 t/dia) e para o nível intermediário de completção (Base-Base).

A Figura 5.8 mostra as Superfícies de Resposta para o Fator de Recuperação em 7,5 e 15 anos de produção, utilizando-se o título do vapor em 80%.

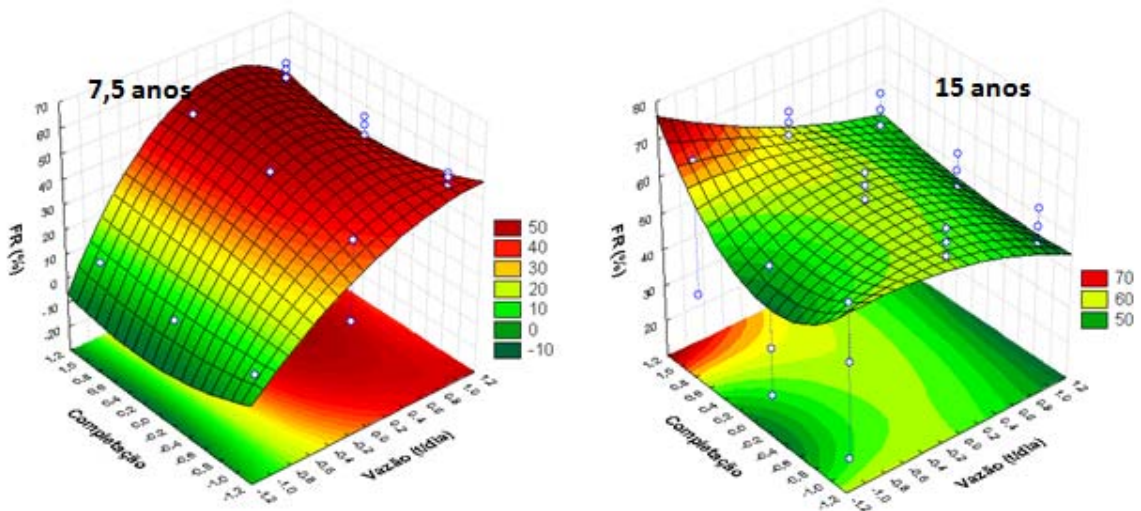


Figura 5.8. Superfície de Resposta – 7,5 e 15 anos (Título 80%)

Percebe-se que para 7,5 anos de projeto, a região ótima de trabalho se encontra para maiores níveis de completção, e níveis de vazão entre intermediário e máximo. Para 15 anos de projeto, a região ótima de trabalho encontra-se quando é utilizado o nível máximo de completção e o nível mínimo de vazão.

A Figura 5.9 apresenta os resultados de vazão de óleo para as melhores respostas para cada nível de vazão analisado (50, 100 e 150 t/dia).

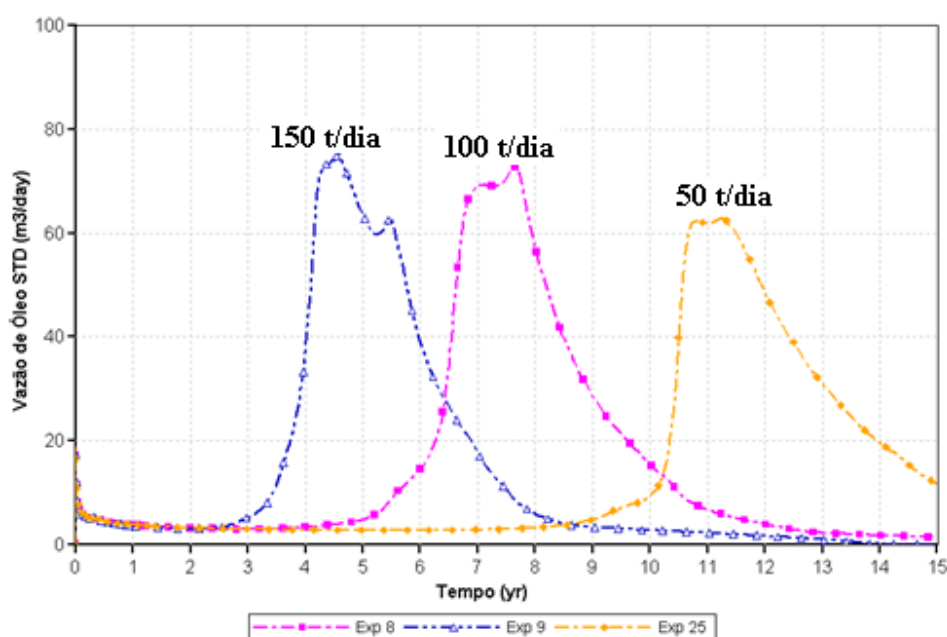


Figura 5.9. Vazão de Óleo versus tempo (Modelo 1)

Pode-se observar na Figura 5.9 que a altura dos picos de vazão de produção de óleo são bastante próximos, porém com tempo de chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores diferentes, variando de aproximadamente 4 anos para vazão de 150 t/dia a pouco mais de 10 anos para vazão de 50 t/dia.

A Figura 5.10 apresenta os resultados de produção acumulada de óleo para as melhores respostas para cada vazão analisada.

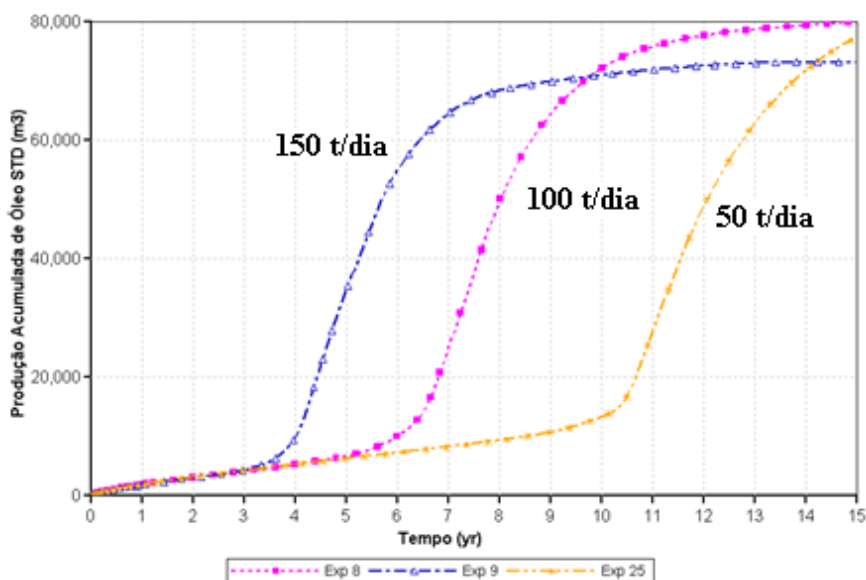


Figura 5.10. Produção acumulada de Óleo *versus* tempo (Modelo 1)

Na Figura 5.10, observa-se que o vapor chega primeiro quanto maior for a vazão (150 t/dia), porém para valores menores (50 t/dia) a produção acumulada de óleo é relativamente maior, devido apresentar um melhor varrido do reservatório que a anterior.

A Figura 5.11 mostra as curvas de fração recuperada de óleo versus tempo para o caso base e para o experimento 8.

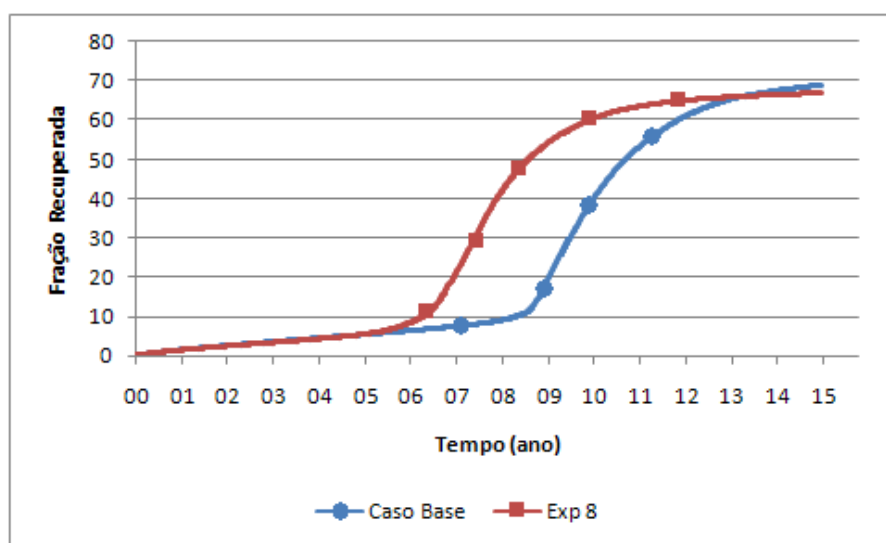


Figura 5.11. Fração Recuperada *versus* tempo (Modelo 1)

Percebe-se que os dois casos analisados apresentam frações recuperadas de óleo final próximas, porém ao se adotar as configurações operacionais do experimento 8, observa-se uma antecipação na chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores de aproximadamente 3 anos quando comparado com o caso base.

A Figura 5.12 apresenta as curvas da fração de óleo recuperada versus VPI para o caso base e o experimento 8.

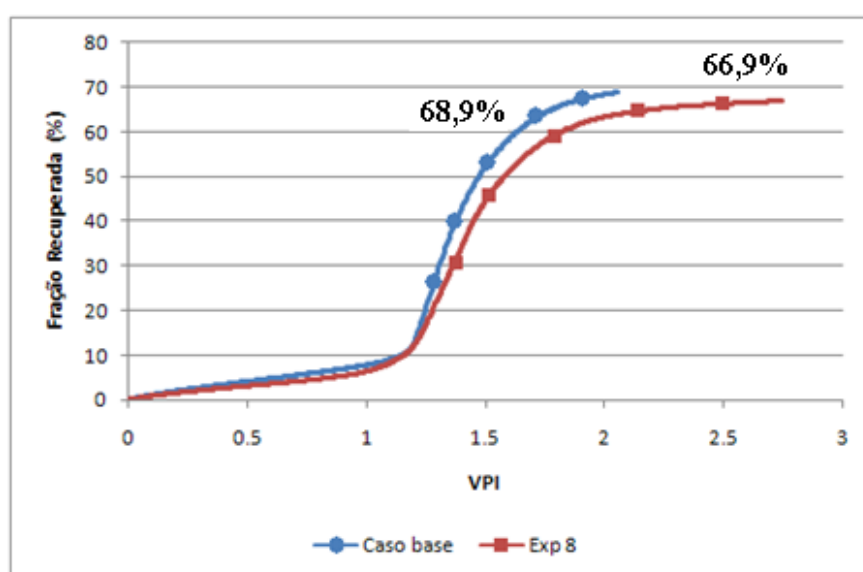


Figura 5.12. Fração Recuperada versus VPI (Modelo 1)

Observa-se que para um volume poroso injetado de 2, obtém-se uma fração recuperada de aproximadamente 68% no caso base e 63% no experimento 8, portanto percebe-se que no caso base com um menor volume injetado tem-se uma recuperação maior que o anterior. Logo, pode ser necessário um estudo mais aprofundado da vazão de injeção a ser utilizada.

A Figura 5.13 mostra as curvas da razão óleo-vapor (ROV) para o caso base e o experimento 8.

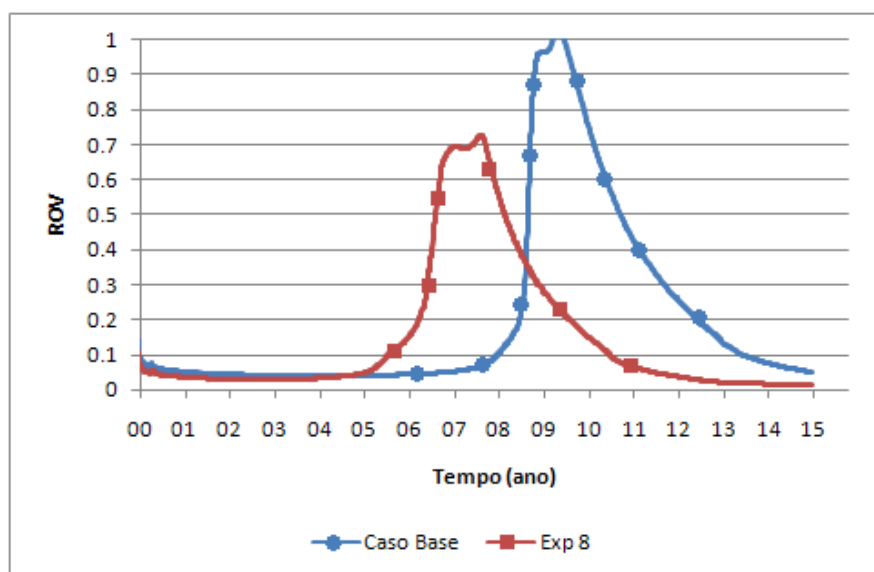


Figura 5.13. Curvas razão óleo-vapor versus tempo (Modelo 1)

Observa-se na Figura 5.13 que o limite econômico (ROV de 10%) foi atingido entre o 13° e o 14° ano de projeto para o caso base e entre o 10° e o 11° ano para o experimento 8.

A Figura 5.14 mostra a saturação de gás para o caso base e para o experimento 8 no final do projeto (15° ano).

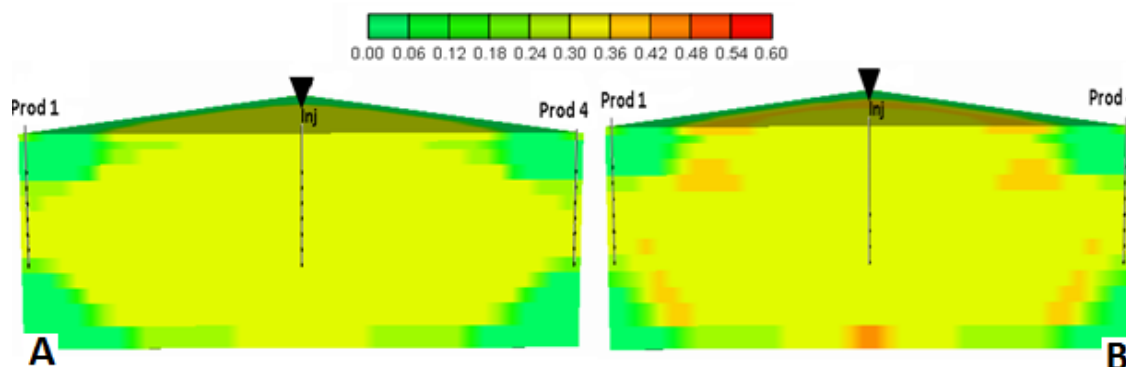


Figura 5.14. Saturação de Gás – caso base (A) e o experimento 8 (B) - Modelo 1

Analisando o comportamento do vapor ao final do projeto nos dois casos (caso base e experimento 8), percebe-se que para o mesmo período, adotando-se as configurações operacionais do experimento 8, obteve-se uma maior uniformidade no varrido do vapor que o

caso base, sobretudo na base do reservatório, o que mostra uma redução no efeito da segregação gravitacional.

A Figura 5.15 mostra a saturação de óleo no final do projeto (15° ano) para o caso base e para o experimento 8.

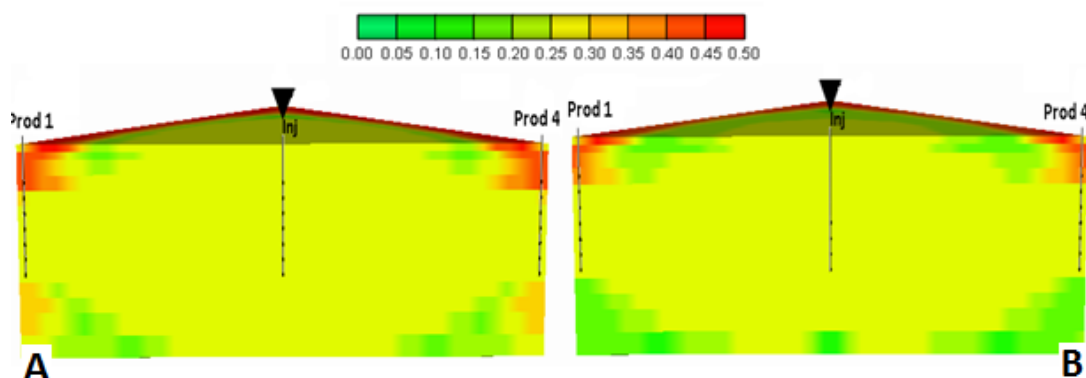


Figura 5.15. Saturação de Óleo – Caso base (A) e o experimento 8 (B) - Modelo 1

Observa-se que ao final do projeto nos dois casos analisados base permanece uma maior quantidade de óleo retido no topo do reservatório (onde se encontra a camada de permeabilidade mais baixa).

A Figura 5.16 apresenta as curvas de produção acumulada líquida (N_p líquido) para o caso base e o experimento 8, a fim de comparar em termos econômicos a viabilidade dos projetos em diferentes configurações operacionais.

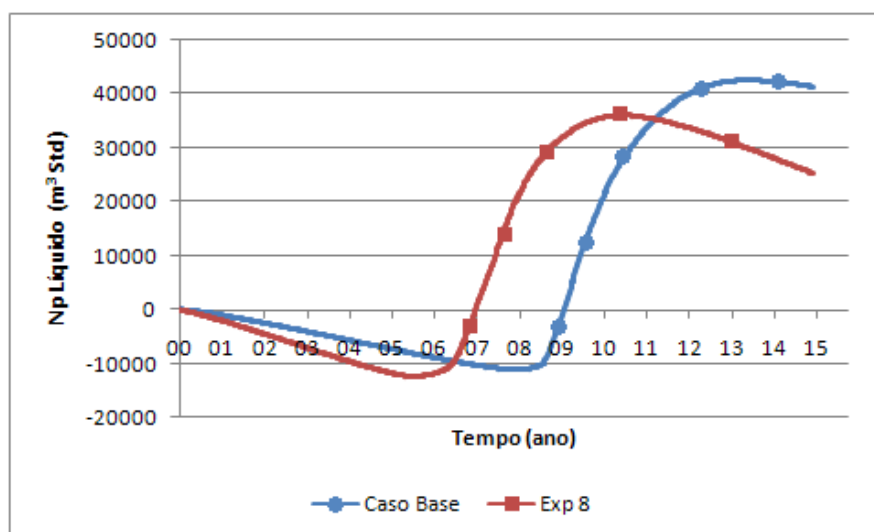


Figura 5.16. Curvas de Np líquido versus VPI (Modelo 1)

A Figura 5.16 mostra que nos primeiros anos de projeto uma produção acumulada líquida negativa, indicando que, neste período, a produção de óleo é próxima à sem injeção de vapor pois não houve a chegada do banco de óleo aquecido, resultando em baixas vazões de óleo, menores que 10% da vazão de vapor injetado segundo o critério da ROV econômica considerada. Uma vez que o banco de óleo aquecido chega ao poço produtor, que varia de acordo com os parâmetros operacionais adotados, tem-se um aumento da vazão de óleo e, conseqüentemente, do Np líquido. É neste ponto onde começa a haver o retorno econômico, que ocorre em tempos distintos para cada configuração do projeto.

Diante disso, observa-se que o experimento 8 apresentou um melhor desempenho, no sentido de antecipar o retorno econômico, do que o modelo base.

A Figura 5.17 mostra uma comparação do reservatório com camadas de permeabilidades crescentes e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais (configurações operacionais adotadas no experimento 8).

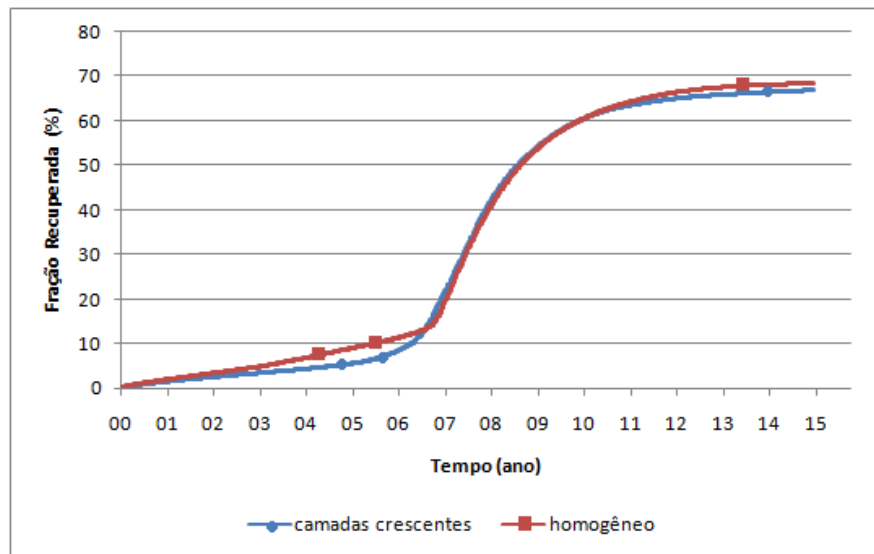


Figura 5.17. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 1)

Observa-se neste caso que utilizando-se as mesmas configurações operacionais não se altera significativamente o comportamento da fração recuperada de óleo quando se tem a presença de camadas de baixa permeabilidades crescentes.

5.2.2 Modelo 2 (Camadas horizontais de permeabilidades decrescentes)

A Tabela 5.3 mostra os resultados obtidos para a produção acumulada, para a fração recuperada de óleo final e o volume poroso injetado (VPI) de todos os experimentos, além das configurações operacionais adotadas em cada um destes casos. Esta foi organizada em ordem decrescente da fração recuperada em 15 anos de projeto.

Tabela 5.3. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 2)

Exp	Qinj (t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m³Std)	FR – 15 anos (%)	VPI 15 anos
8	100	Topo-Topo	40	80608,7	67,42	2,74
25	50	Topo-Topo	80	79000,7	66,07	1,37
17	100	Topo-Topo	60	76496,8	63,98	2,74
5	100	Centro-Centro	40	75225,5	62,91	2,74
16	50	Topo-Topo	60	74111,5	61,98	1,37
9	150	Topo-Topo	40	73896,4	61,80	4,11
14	100	Centro-Centro	60	72392	60,54	2,74
26	100	Topo-Topo	80	72379	60,53	2,74
2	100	Centro-Base	40	70929,2	59,32	2,74
6	150	Centro-Centro	40	70056,5	58,59	4,11
23	100	Centro-Centro	80	68618,1	57,39	2,74
15	150	Centro-Centro	60	68474,5	57,27	4,11
18	150	Topo-Topo	60	68321,3	57,14	4,11
11	100	Centro-Base	60	67422,9	56,39	2,74
3	150	Centro-Base	40	65658,9	54,91	4,11
22	50	Centro-Centro	80	64762,3	54,16	1,37
20	100	Centro-Base	80	63527,4	53,13	2,74
27	150	Topo-Topo	80	63007,1	52,69	4,11
12	150	Centro-Base	60	59485,1	49,75	4,11
24	150	Centro-Centro	80	57980	48,49	4,11
21	150	Centro-Base	80	55700	46,58	4,11
7	50	Topo-Topo	40	51946,7	43,44	1,37
19	50	Centro-Base	80	45070,1	37,69	1,37
13	50	Centro-Centro	60	40803,2	34,12	1,37
10	50	Centro-Base	60	21473,5	17,96	1,37
4	50	Centro-Centro	40	21310,3	17,82	1,37
1	50	Centro-Base	40	17898,9	14,97	1,37

De acordo com a Tabela 5.3 observa-se que as configurações operacionais que fornece uma maior fração recuperada é injetar e produzir no topo do reservatório, vazão de injeção de 100 t/dia e título do vapor de 40%.

O resultado da análise de sensibilidade do Fator de Recuperação com os parâmetros operacionais analisados, realizada pelo Diagrama de Pareto obteve ordem de significância dos efeitos e das interações similar a encontrada para o modelo 1 (camadas horizontais com permeabilidades crescentes) – Ver Figuras 5.2 e 5.3.

As superfícies de resposta para o modelo 2 apresentam o mesmo comportamento das superfícies obtidas para o modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes) - Ver Figura 5.5.

A Figura 5.18 apresenta as curvas de vazão de óleo, para os três melhores resultados de cada nível de vazão analisada.

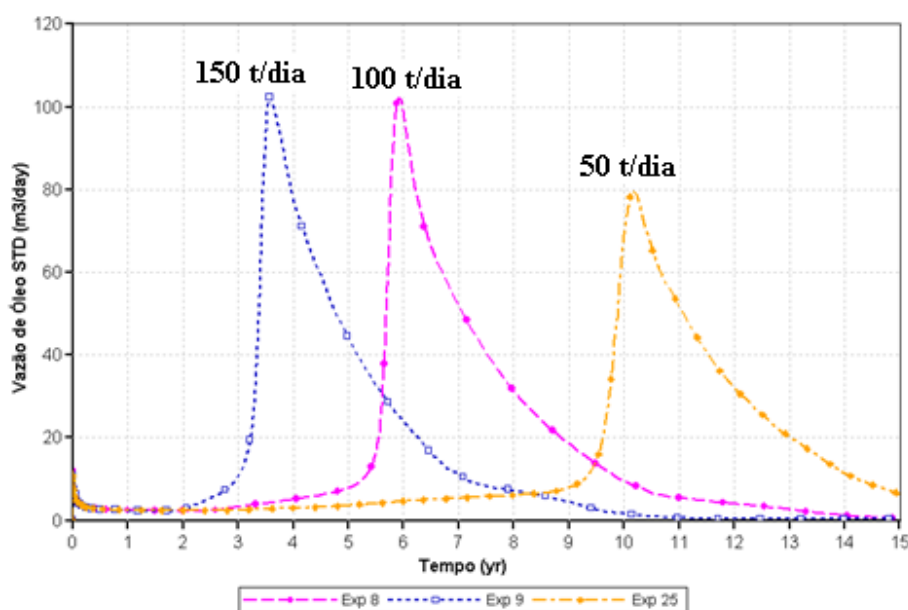


Figura 5.18. Vazão de Óleo versus tempo (Modelo 2)

As curvas de vazão de óleo mostram que o banco de óleo aquecido chega mais rapidamente aos poços produtores para a vazão de 150 t/dia, aproximadamente 3 anos (Exp 9) do que quando vazões menores são utilizadas.

A Figura 5.19 mostra os resultados obtidos da produção acumulada de óleo para as melhores respostas obtidas para cada nível de vazão analisado (50, 100 e 150 t/dia).

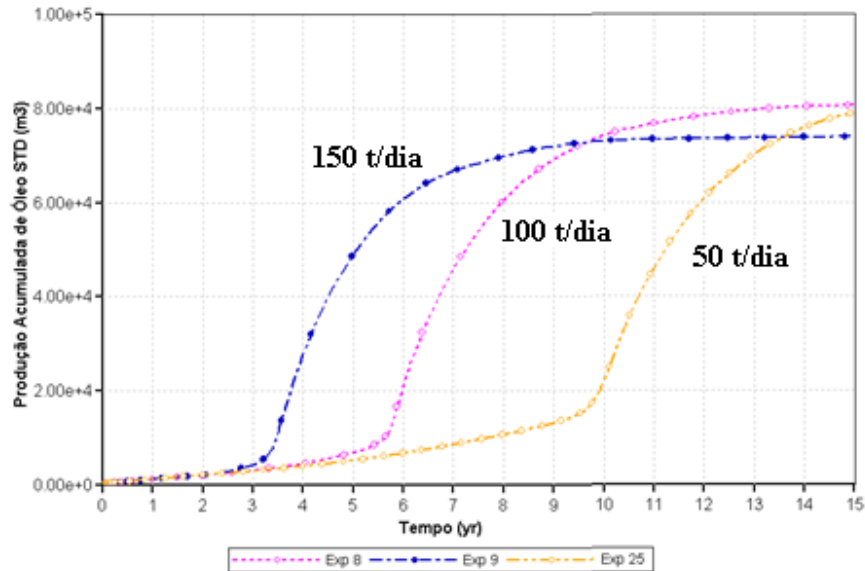


Figura 5.19. Produção de óleo *versus* tempo (Modelo 2)

Observa-se que para as vazões de 100 e 50 t/dia (Exp 8 e 25) tem-se produção acumulada de óleo final próximas, porém com tempos de chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores diferentes, variando de aproximadamente 6 anos e 10 anos, respectivamente. Para a vazão de 150 t/dia observa-se uma produção um pouco menor, porém com antecipação da chegada do banco de óleo, cerca de 3 anos.

A Figura 5.20 apresenta a Fração Recuperada *versus* tempo para o caso base e o experimento 8.

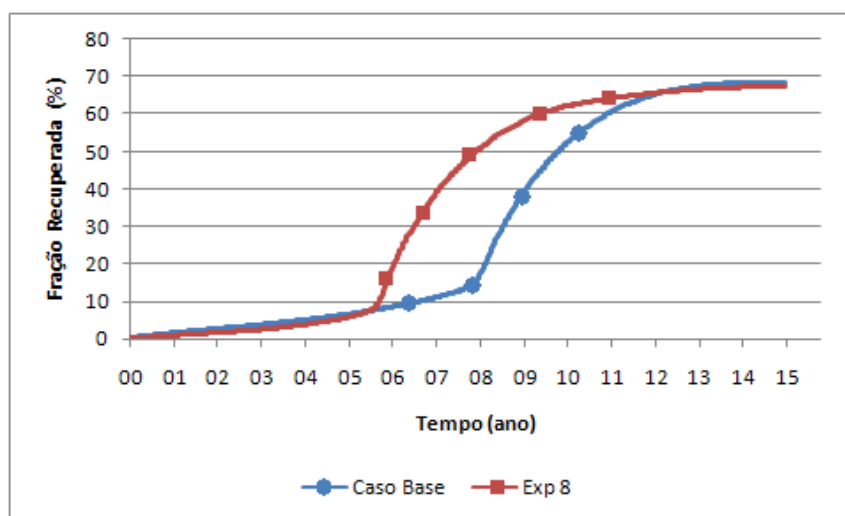


Figura 5.20. Fração Recuperada versus tempo (Modelo 2)

Observa-se que as configurações operacionais adotadas no experimento 8 possibilitam uma antecipação na chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores quando comparado com o caso base. Percebe-se ainda que os dois casos analisados apresentam fração recuperada de óleo final próximas.

A Figura 5.21 apresenta as curvas de fração recuperada de óleo versus volume poroso injetado (VPI) para o caso base e o experimento 8.

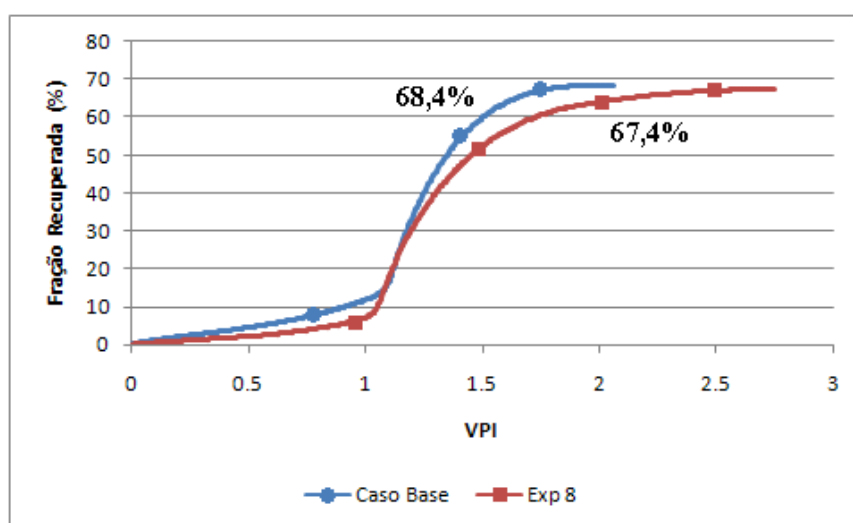


Figura 5.21. Fração Recuperada versus VPI (Modelo 2)

A Figura 5.21 mostra que para um volume poroso injetado de 1,5 tem-se uma fração recuperada de 60% para o caso base e 52% para o experimento 8, logo com um menor volume injetado tem-se uma recuperação de óleo maior no caso base.

A Figura 5.22 apresenta as curvas da razão óleo vapor (ROV) para o caso base e o experimento 8.

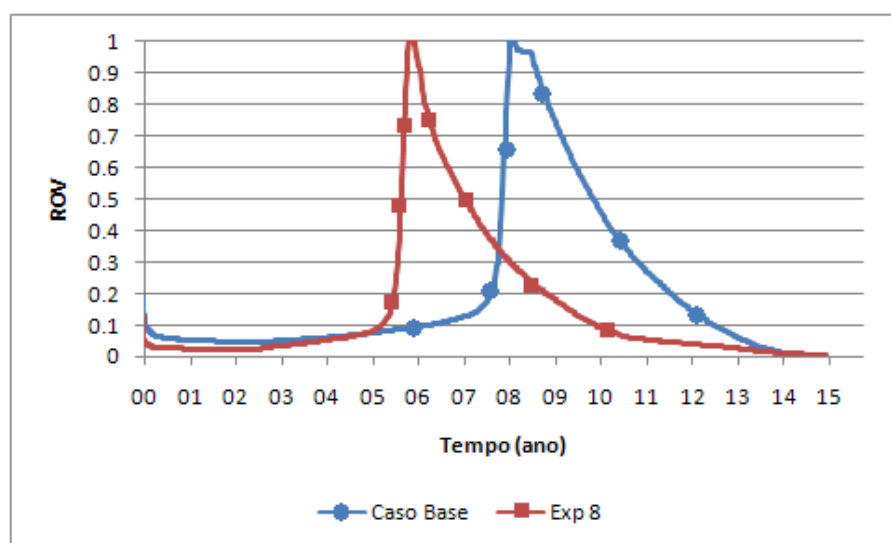


Figura 5.22. Curvas razão óleo-vapor *versus* tempo (Modelo 2)

Observa-se na Figura 5.22 que o limite econômico é atingido aproximadamente no 13º ano de projeto para o caso base e no 10º ano de projeto para o experimento 8.

A Figura 5.23 apresenta a saturação de gás para o caso base e o experimento 8 no final do projeto (15º ano).

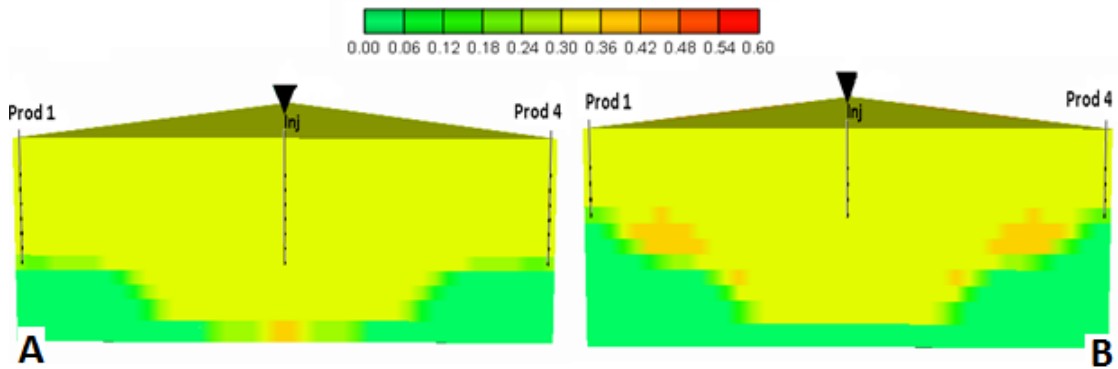


Figura 5.23. Saturação de gás- caso base (A) e o experimento 8 (B) - Modelo 2

Observa-se que o vapor teve comportamento semelhante nos dois casos analisados (A e B), não varrendo completamente a base do reservatório, onde se encontram as camadas de permeabilidades menores.

A Figura 5.24 mostra a saturação de óleo no final do projeto para os modelos base e o de maior recuperação.

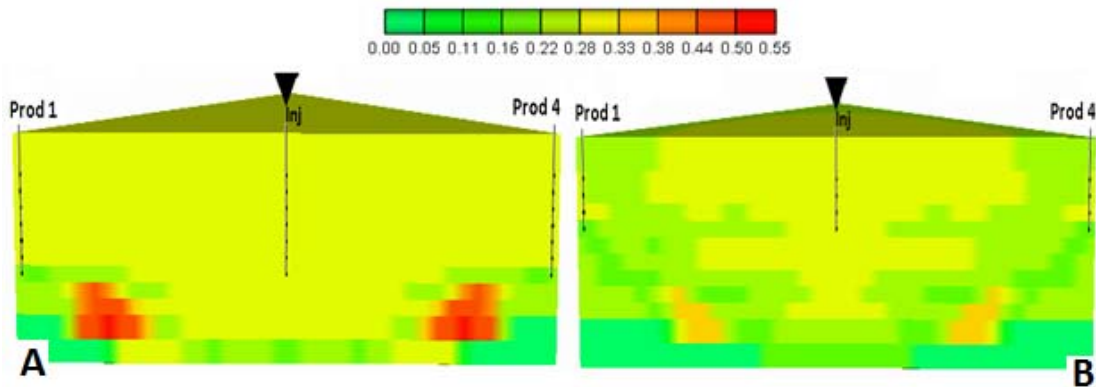


Figura 5.24. Saturação de óleo – caso base (A) e o experimento 8 (B)- Modelo 2

Pode-se observar que no caso base (A) no final do projeto permaneceu uma maior quantidade de óleo acumulado na base do reservatório quando comparado com o experimento 8 (B), este último apresentou um melhor varrido do vapor.

A Figura 5.25 apresenta as curvas de produção acumulada líquida (N_p líquido) em função do tempo do caso base e o experimento 8.

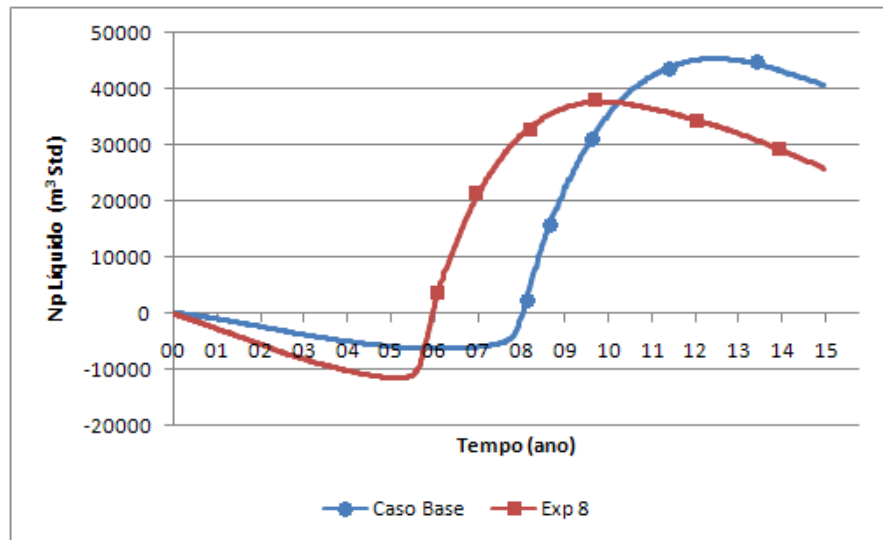


Figura 5.25. Curvas de N_p líquido versus tempo (Modelo 2)

A partir dos resultados obtidos, pode-se observar que os dois casos analisados apresentam comportamentos semelhantes, porém o experimento 8 apresentou um desempenho melhor, no sentido de antecipar o retorno econômico, quando comparado com o caso base.

A Figura 5.26 mostra uma comparação do reservatório com camadas de permeabilidades decrescentes e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais (configurações operacionais adotadas no experimento 8).

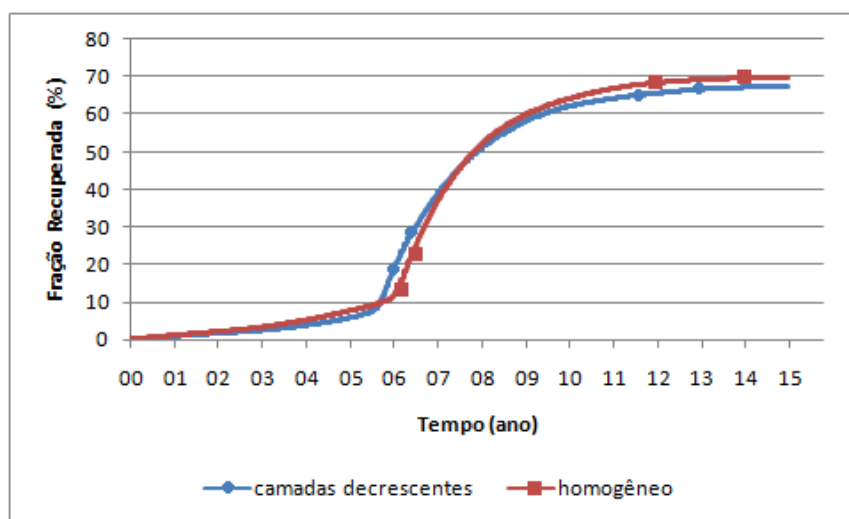


Figura 5.26. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 2)

Observa-se neste caso que utilizando-se as mesmas configurações operacionais não se altera significativamente o comportamento da fração recuperada de óleo quando no reservatório se tem a presença de camadas de baixa permeabilidades decrescentes.

5.2.3 Modelo 3 (Camadas Opostas – Base)

A Tabela 5.4 mostra os resultados em ordem decrescente da fração recuperada em 15 anos de projeto, além da produção acumulada de óleo e VPI para todos os experimentos, a Tabela também apresenta as configurações operacionais adotadas em cada um destes.

Tabela 5.4. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 3)

Exp	Qinj (t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m³Std)	FR – 15 anos (%)	VPI 15 anos
8	100	Completo-Completo	40	82919,2	69,35	2,74
17	100	Completo-Completo	60	79704,7	66,66	2,74
25	50	Completo-Completo	80	77226,2	64,59	1,37
5	100	Topo-Topo	40	77204,4	64,57	2,74
2	100	Base-Centro	40	76359,2	63,86	2,74
9	150	Completo-Completo	40	76109,7	63,65	4,11
26	100	Completo-Completo	80	76079,6	63,63	2,74
14	100	Topo-Topo	60	74990,7	62,72	2,74
11	100	Base-Centro	60	74605,1	62,39	2,74
6	150	Topo-Topo	40	73947,6	61,84	4,11
23	100	Topo-Topo	80	73010,1	61,06	2,74
22	50	Topo-Topo	80	71850,9	60,09	1,37
18	150	Completo-Completo	60	71814,1	60,06	4,11
20	100	Base-Centro	80	70775,3	59,19	2,74
3	150	Base-Centro	40	70127,6	58,65	4,11
15	150	Topo-Topo	60	69495,6	58,12	4,11
27	150	Completo-Completo	80	67436,1	56,40	4,11
12	150	Base-Centro	60	65674,5	54,93	4,11
19	50	Base-Centro	80	65556,9	54,83	1,37
24	150	Topo-Topo	80	64835,7	54,22	4,11
16	50	Completo-Completo	60	62902,8	52,61	1,37
21	150	Base-Centro	80	61060	51,07	4,11
13	50	Topo-Topo	60	55270,4	46,22	1,37
7	50	Completo-Completo	40	53804,6	45,00	1,37
10	50	Base-Centro	60	43373,2	36,27	1,37
1	50	Base-Centro	40	28981	24,24	1,37
4	50	Topo-Topo	40	25815,4	21,59	1,37

De acordo com a Tabela 5.4 percebe-se que as configurações operacionais que proporciona uma maior fração recuperada é injetar e produzir em toda zona de óleo, vazão de injeção de 100 t/dia e título do vapor de 40%.

Os resultados obtidos na análise de sensibilidade realizada pelo Diagrama de Pareto, que estuda a influência dos parâmetros operacionais no Fator de Recuperação para o modelo 3 apresentou ordem de significância dos efeitos principais e das interações destes similares a encontrada para o Modelo 1 (camadas horizontais crescentes) - ver Figuras 5.2 e 5.3.

As Superfícies de Resposta obtidas para o Fator de Recuperação apresentaram comportamentos semelhantes às encontradas para o Modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes), ver Figura 5.5.

A Figura 5.27 apresenta os resultados de vazão de óleo, encontradas para as melhores respostas encontradas de cada nível de vazão analisado (50, 100 e 150 t/dia).

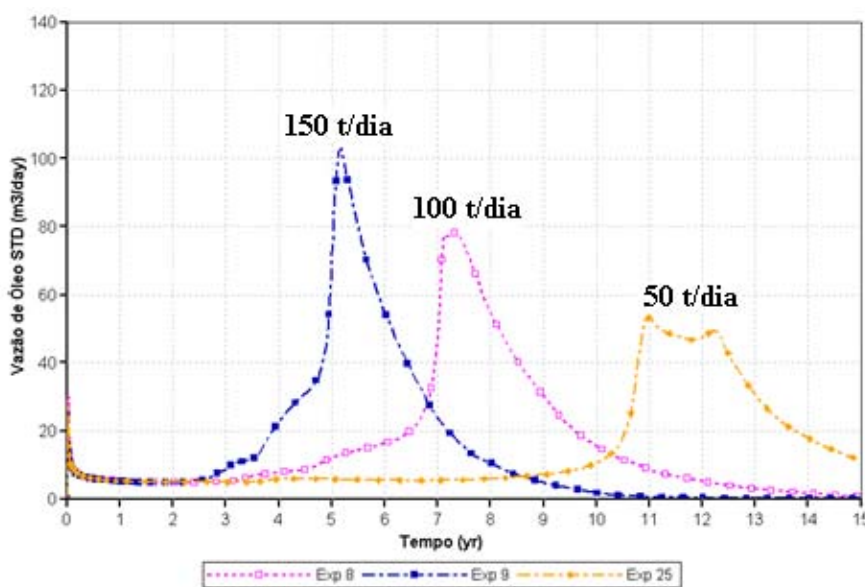


Figura 5.27. Vazão de Óleo versus tempo (Modelo 3)

Observa-se que para maiores vazões (150 t/dia) o banco de óleo aquecido chega mais rapidamente aos poços produtores (aproximadamente 4 anos), com picos de vazão bem definidos, e para vazões menores esse banco de óleo atrasa um pouco mais, cerca de 11 anos.

A Figura 5.28 apresenta os resultados de produção acumulada de óleo, encontradas para as melhores respostas encontradas de cada nível de vazão analisado (50, 100 e 150 t/dia).

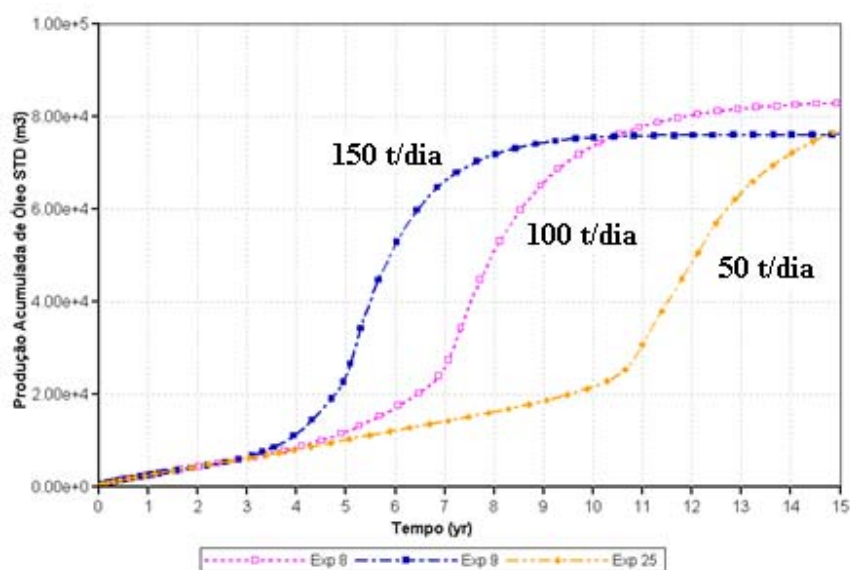


Figura 5.28. Produção Acumulada *versus* tempo (Modelo 3)

Observa-se na Figura 5.28 que os experimentos 9 e 25 cujas vazões de injeção são 150 e 50 t/dia, respectivamente apresentam uma produção acumulada de óleo final próximas, diferenciando-se apenas no tempo que o banco de óleo leva para atingir os poços produtores. Percebe-se também que o experimento 25 continua produzindo, ainda no 15º ano, e que sua produção acumulada provavelmente irá superar a do experimento 9.

A Figura 5.29 exhibe as curvas de fração recuperada de óleo em função do tempo do caso base e o experimento 8.

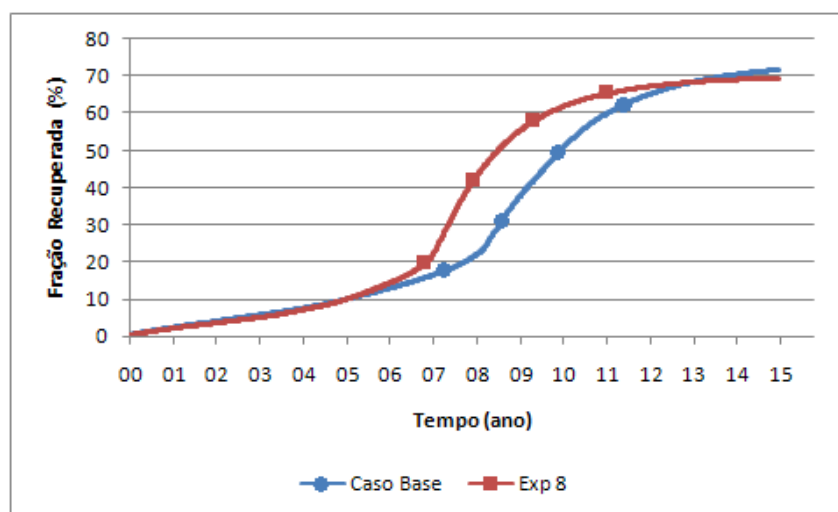


Figura 5.29. Fração Recuperada versus tempo (Modelo 3)

Analisando a Figura 5.29 observa-se que os dois casos apresentam frações recuperadas próximas, porém com um atraso de aproximadamente 2 anos da chegada do banco de óleo aos poços produtores do caso base quando comparado com o experimento 8.

A Figura 5.30 mostra as curvas de fração recuperada de óleo versus volume poroso injetado (VPI) para o caso base e o experimento 8.

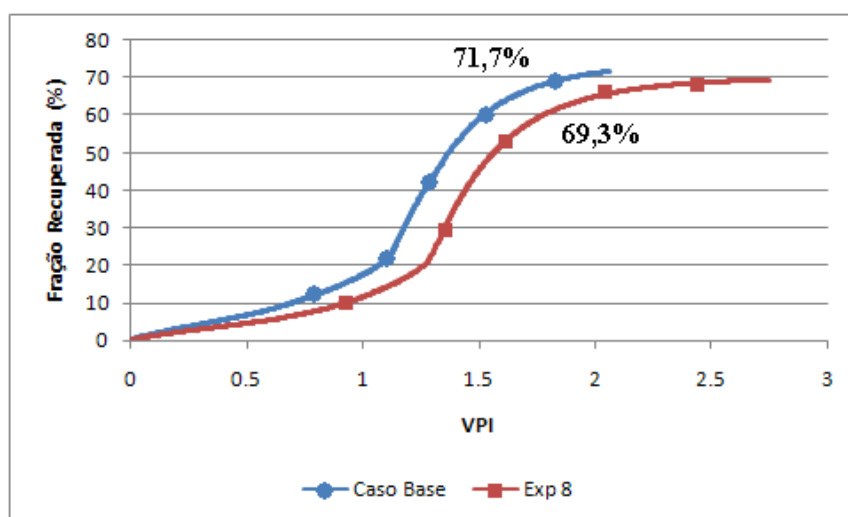


Figura 5.30. Fração recuperada versus VPI (Modelo 3)

Percebe-se que para um VPI de 1,5 tem-se uma fração recuperada de aproximadamente 60% para o caso base e de 46% para o experimento 8. Portanto, no caso base tem-se uma maior recuperação com um menor volume injetado.

A Figura 5.31 apresenta as curvas da razão óleo-vapor (ROV) para o caso base e o experimento 8.

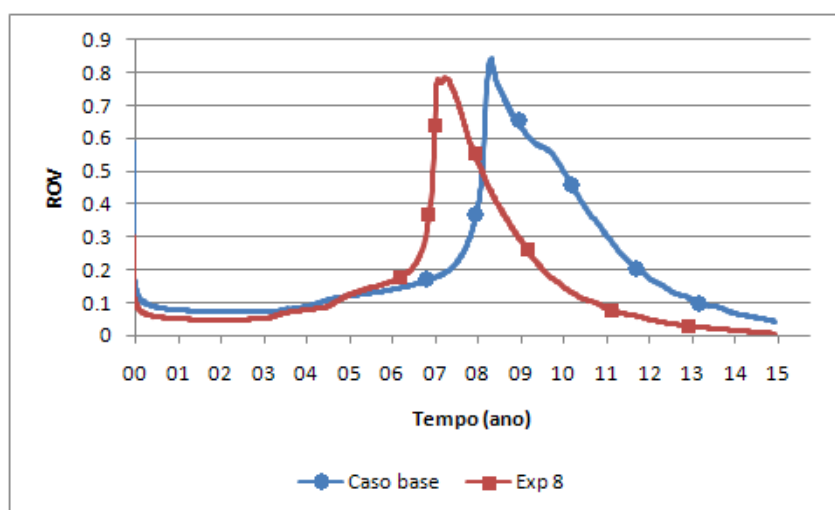


Figura 5.31. Curvas de Razão óleo-vapor versus tempo (Modelo 3)

Pode-se observar que o limite econômico é atingido aproximadamente no 13º ano para o caso base e no 11º ano para o experimento 8.

A Figura 5.32 apresenta a saturação de gás no final do projeto (15º ano) para o caso base (A) e o experimento 8 (B).

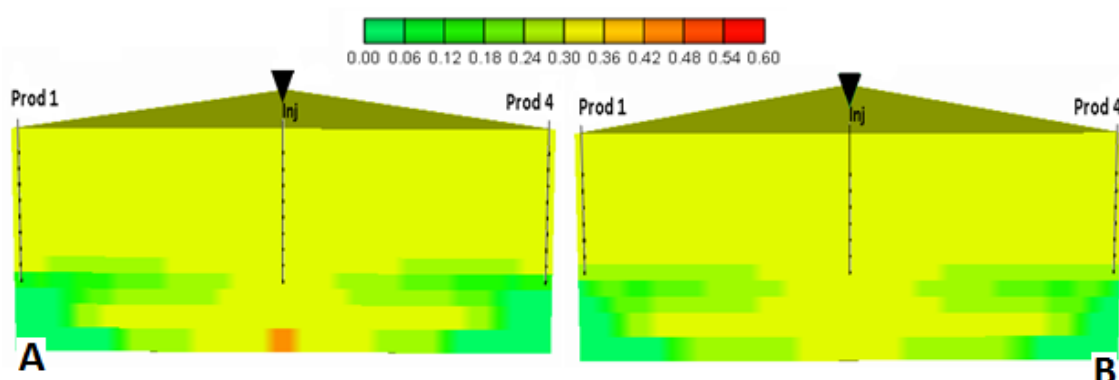


Figura 5.32. Saturação de gás – caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 3

Observa-se uma maior área varrida pelo vapor no experimento 8 (B) do que no caso base (A) onde percebe-se uma redução no efeito da segregação gravitacional.

A Figura 5.33 apresenta a saturação de óleo no final do projeto (15º ano) para o caso base (A) e o experimento 8 (B).

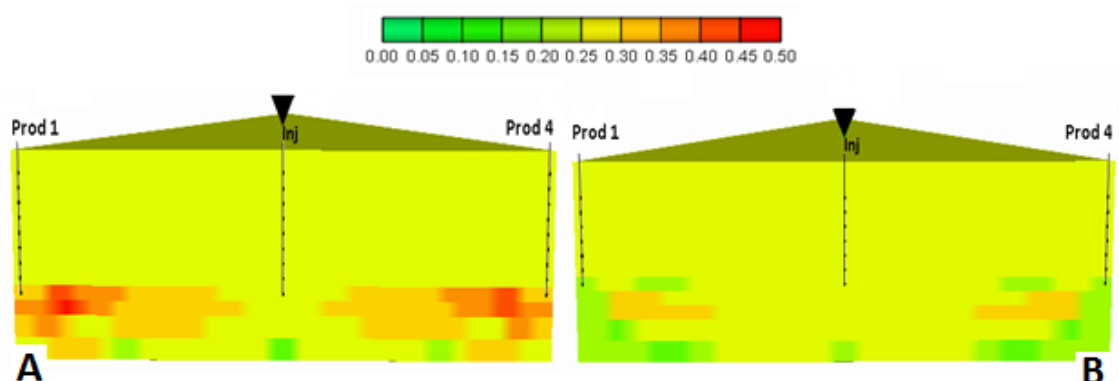


Figura 5.33. Saturação de óleo – caso base (A) e experimento 8 (B) -Modelo 3

Analisando a Figura 5.33 percebe-se uma maior quantidade de óleo retido na base do reservatório (onde estão localizadas as camadas de baixa permeabilidade) no caso base do que no experimento 8, onde percebe-se que houve uma redução no efeito da segregação gravitacional e consequentemente uma maior eficiência do varrido do vapor.

A Figura 5.34 mostra as curvas de produção acumulada líquida (N_p líquido) para o caso base e o experimento 8.

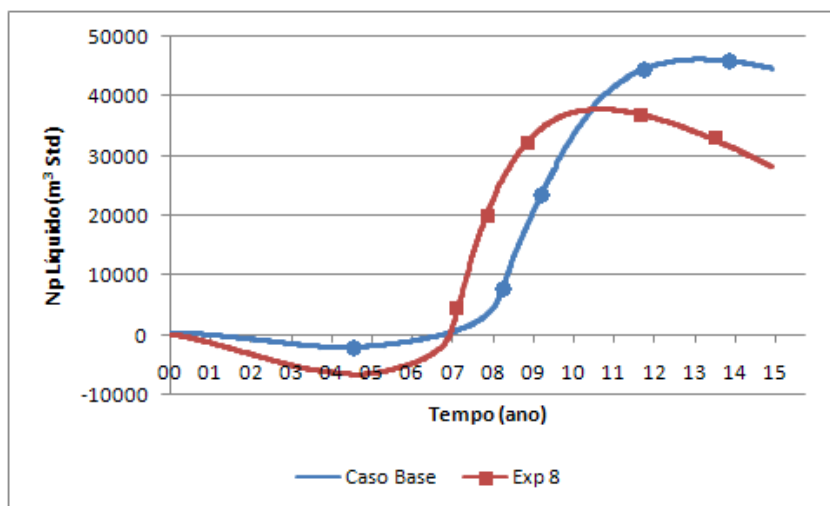


Figura 5.34. Curvas de N_p líquido versus tempo (Modelo 3)

De acordo com o gráfico de N_p líquido, pode-se observar que o caso base apresentou um melhor desempenho em relação ao experimento 8.

A Figura 5.35 mostra uma comparação dos reservatórios com camadas opostas na base do reservatório e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais (configurações adotadas no experimento 8).

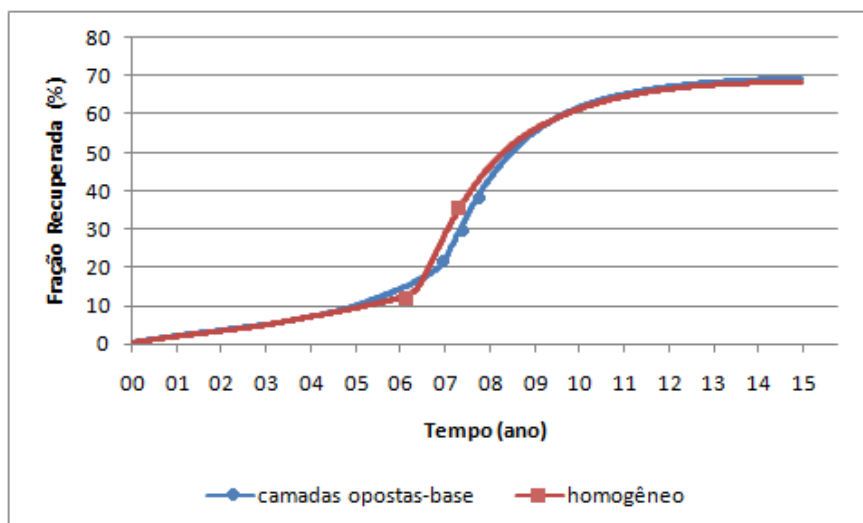


Figura 5.35. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 3)

Observa-se neste caso que utilizando-se as mesmas configurações operacionais não se altera significativamente o comportamento da fração recuperada de óleo quando no reservatório se tem a presença de camadas de baixa permeabilidade opostas na base do reservatório.

5.2.4 Modelo 4 (Camadas Opostas – Centro)

A Tabela 5.5 mostra em ordem decrescente da fração recuperada de óleo em 15 anos de projeto, os resultados obtidos para a produção acumulada de óleo, a fração recuperada de óleo e o VPI para todos os experimentos, além das configurações operacionais adotadas nestes.

Tabela 5.5. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 4)

Exp	Qinj (t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m³Std)	FR – 15 anos (%)	VPI 15 anos
8	100	Completo-Completo	40	83460,4	69,80	2,74
17	100	Completo-Completo	60	79885,2	66,81	2,74
5	100	Topo-Base	40	77503,1	64,82	2,74
26	100	Completo-Completo	80	76771,9	64,21	2,74
9	150	Completo-Completo	40	76579,6	64,05	4,11
2	100	Base-Topo	40	73892,1	61,80	2,74
14	100	Topo-Base	60	73361,4	61,35	2,74
18	150	Completo-Completo	60	72225	60,40	4,11
6	150	Topo-Base	40	71793,3	60,04	4,11
16	50	Completo-Completo	60	71359,6	59,68	1,37
11	100	Base-Topo	60	71268,3	59,60	2,74
23	100	Topo-Base	80	69642,9	58,24	2,74
3	150	Base-Topo	40	68457,7	57,25	4,11
25	50	Completo-Completo	80	68157,5	57,00	1,37
27	150	Completo-Completo	80	67767	56,68	4,11
20	100	Base-Topo	80	67702,3	56,62	2,74
15	150	Topo-Base	60	66784	55,85	4,11
12	150	Base-Topo	60	63004,6	52,69	4,11
24	150	Topo-Base	80	61519,2	51,45	4,11
21	150	Base-Topo	80	58361,2	48,81	4,11
22	50	Topo-Base	80	57849,7	48,38	1,37
19	50	Base-Topo	80	57668,5	48,23	1,37
13	50	Topo-Base	60	52127,1	43,60	1,37
7	50	Completo-Completo	40	48912,3	40,91	1,37
10	50	Base-Topo	60	46264,3	38,69	1,37
4	50	Topo-Base	40	26041,7	21,78	1,37
1	50	Base-Topo	40	25338,5	21,19	1,37

De acordo com a Tabela 5.5 observa-se que as configurações operacionais que proporcionam uma maior fração recuperada de óleo são: injetar e produzir em toda zona de óleo, vazão de injeção de 100 t/dia e título do vapor de 40%.

A análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais no Fator de Recuperação através do Diagrama de Pareto apresentaram resultados de ordem de significância dos efeitos principais e das interações dos parâmetros similares aos resultados obtidos para o modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes) – ver Figuras 5.2 e 5.3.

As Superfícies de Resposta obtidas para o modelo 4 apresentaram comportamentos semelhantes as obtidas para o modelo 1 – ver Figura 5.5.

A Figura 5.36 apresenta as curvas de vazão de óleo obtidas para os melhores resultados de cada nível de vazão analisados (50, 100 e 150 t/dia).

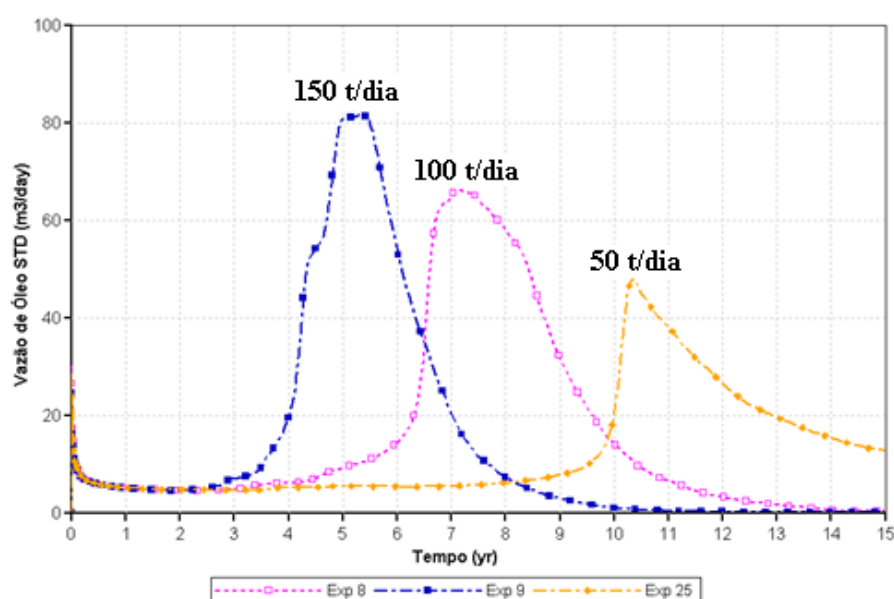


Figura 5.36. Vazão de Óleo versus tempo (Modelo 4)

Na Figura 5.36 pode-se observar que para vazões maiores (150 t/dia) o banco de óleo aquecido chega mais rapidamente aos poços produtores, cerca de 6 anos antes do que quando a

vazão de 50 t/dia é adotada, já para a vazão de 100 t/dia tem-se um comportamento intermediário às anteriores.

A Figura 5.37 mostra as curvas de produção acumulada de óleo para os melhores resultados obtidos para os níveis de vazão analisados (50, 100 e 150 t/dia).

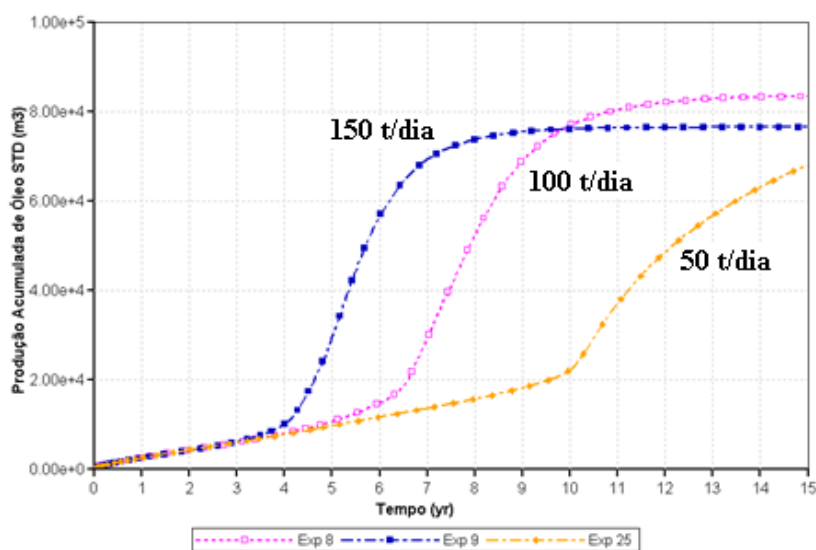


Figura 5.37. Produção Acumulada de Óleo versus tempo (Modelo 4)

De acordo com as curvas de produção acumulada de óleo observa-se que a maior produção de óleo é obtida quando se é adotada a vazão de 100 t/dia e a menor quando se utiliza 50 t/dia. Porém, utilizando-se a vazão de 150 t/dia observa-se uma maior antecipação na chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores, quando comparado com os outros níveis de vazão estudados.

A Figura 5.38 exibe as curvas da fração recuperada de óleo em função do tempo para o caso base e o experimento 8.

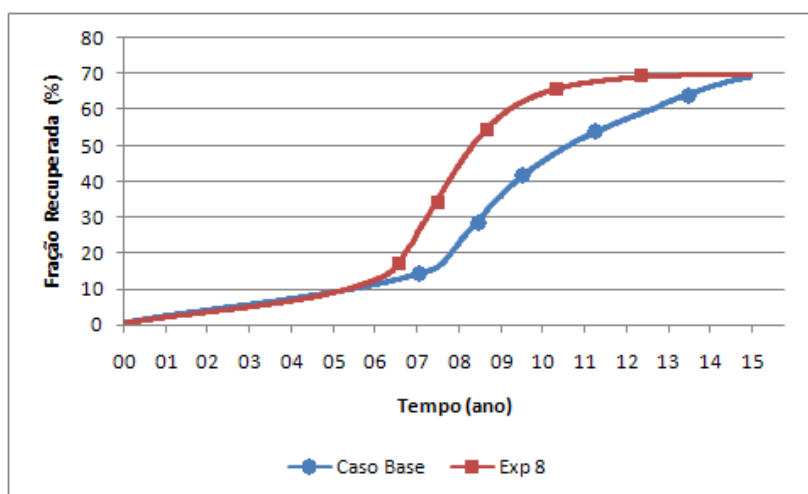


Figura 5.38. Fração Recuperada de óleo *versus* tempo (Modelo 4)

Analisando a Figura 5.38, percebe-se que as Frações Recuperadas finais do caso base e o do experimento 8 são próximos, porém no segundo caso tem-se uma redução de aproximadamente 2 anos na chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores.

A Figura 5.39 mostra as curvas de fração recuperada de óleo, agora *versus* volume poroso injetado (VPI) do caso base e do experimento 8.

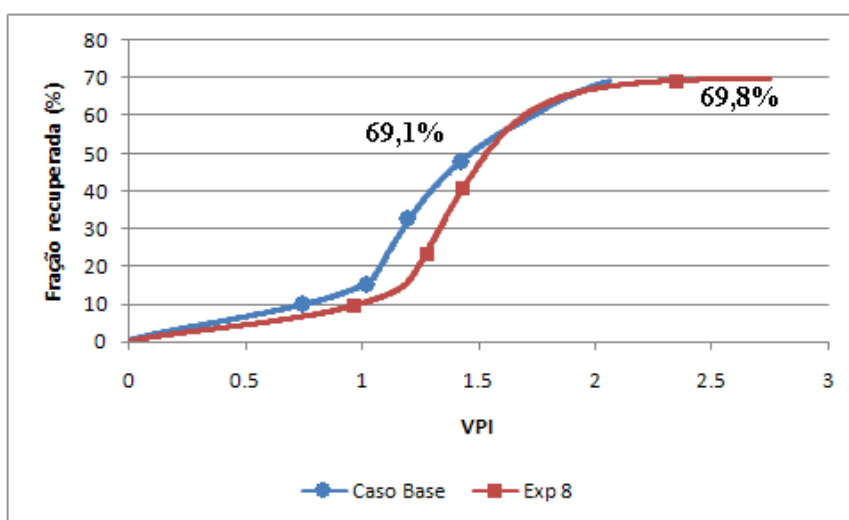


Figura 5.39. Fração recuperada de óleo *versus* VPI (Modelo 4)

Percebe-se que as duas curvas apresentam comportamentos semelhantes, porém o caso base obtém uma recuperação um pouco maior do que o experimento 8 com um volume injetado menor.

A Figura 5.40 apresenta as curvas da razão óleo-vapor (ROV) em função do tempo para o caso base e o experimento 8.

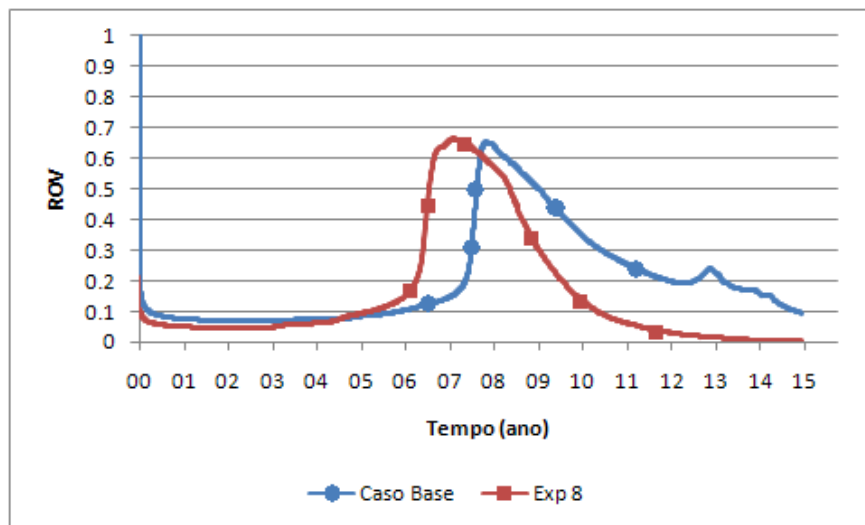


Figura 5.40. Curvas da razão óleo-vapor versus tempo (Modelo 4)

Observa-se que o limite econômico é atingido no final do projeto (15º ano) para o caso base e aproximadamente no 10º ano para o experimento 8.

A Figura 5.41 apresenta a saturação de gás para o caso base (A) e o experimento 8 (B) no final do projeto (15º ano).

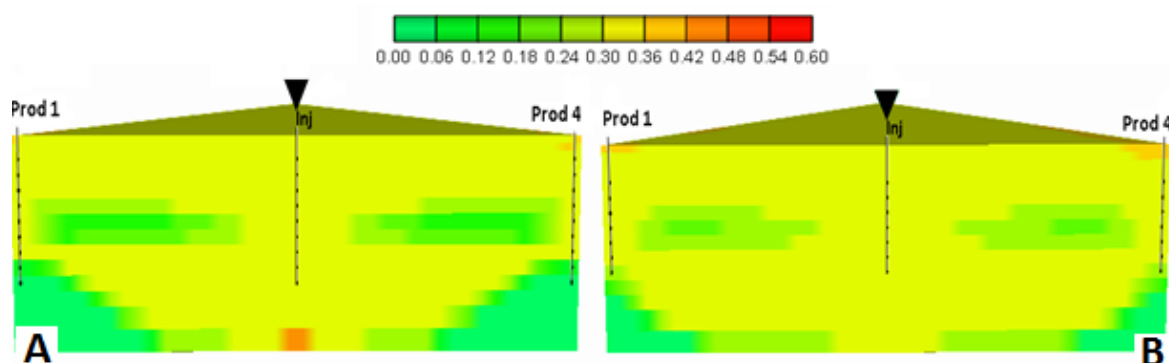


Figura 5.41. Saturação de Gás – caso base (A) e experimento 8 (B)- Modelo 4

Analisando a Figura 5.41 percebe-se que os dois casos analisados (A e B) apresentam comportamentos semelhantes do varrido do vapor no final do projeto.

A Figura 5.42 exibe a saturação de óleo para o caso base e o experimento 8 no final do projeto (15º ano).

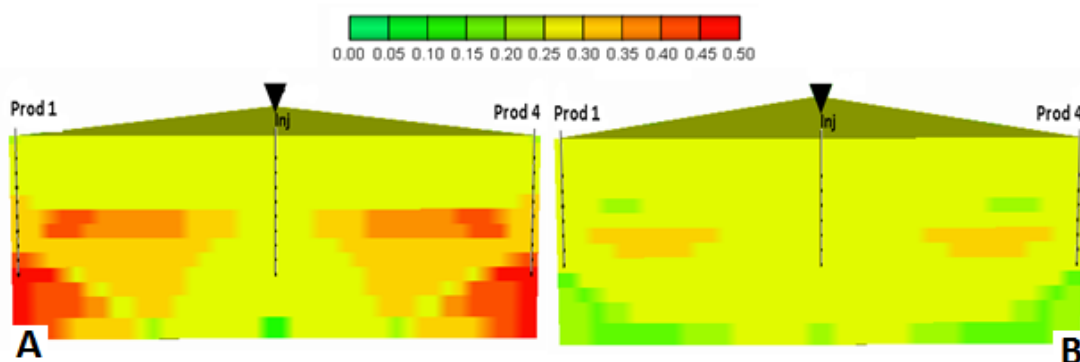


Figura 5.42. Saturação de Óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 4

Percebe-se que no caso base no final do projeto permanece uma maior quantidade de óleo retido na base reservatório do que no experimento 8, onde houve uma maior eficiência do varrido.

Pode-se observar também que a barreira de permeabilidade no centro do reservatório atuou no sentido de reduzir a velocidade propagação do vapor, possibilitando um melhor varrido do reservatório por esse fluido, com o conseqüente aumento do Fator de Recuperação.

A Figura 5.43 exibe as curvas de produção acumulada líquida (N_p líquido) do caso base e do experimento 8.

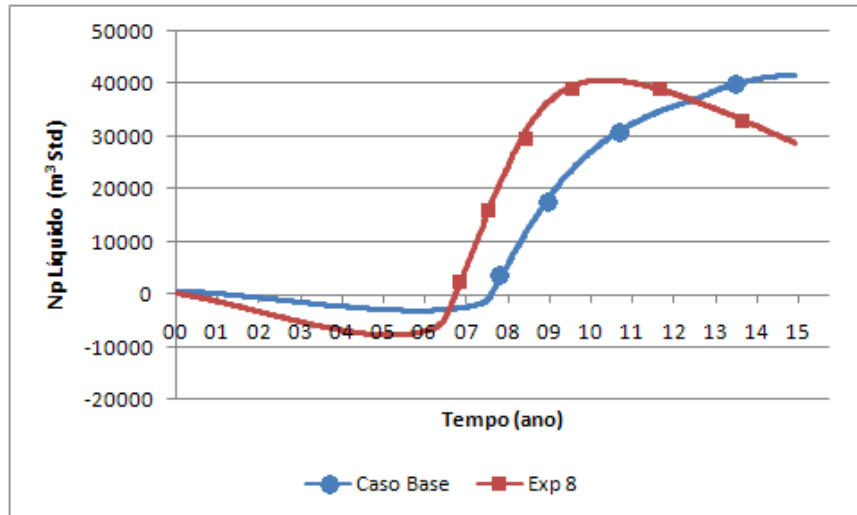


Figura 5.43. Curvas de N_p líquido versus tempo (Modelo 4)

Nota-se que os dois casos apresentaram comportamentos semelhantes, porém o caso base apresentou um comportamento melhor, quando comparado com o experimento 8.

A Figura 5.44 mostra uma comparação dos reservatórios com camadas opostas no centro do reservatório e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais (configurações adotadas no experimento 8).

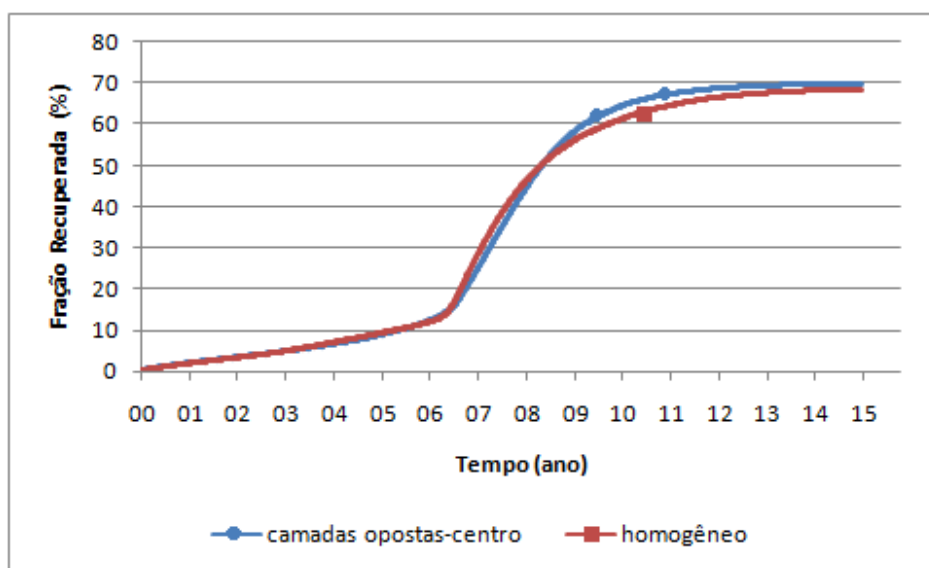


Figura 5.44. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 4)

Observa-se neste caso que se utilizando as mesmas configurações operacionais se obtém uma fração recuperada de óleo maior que o modelo homogêneo devido a redução que as barreiras no centro do reservatório causam na velocidade de propagação do vapor, melhorando assim a eficiência do varrido e aumentando a recuperação.

5.2.5 Modelo 5 (Camadas Opostas – Topo)

A Tabela 5.6 mostra em ordem decrescente de acordo com a fração recuperada final de óleo os resultados obtidos de produção acumulada de óleo, fração recuperada e VPI para todos os experimentos, além das configurações operacionais adotadas em cada um destes.

Tabela 5.6. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 5)

Exp	Qinj(t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m ³ Std)	FR(%)	VPI
					15 anos	15 anos
8	100	Topo-Completo	40	83235,8	69,61	2,74
17	100	Topo-Completo	60	80124,6	67,01	2,74
5	100	Base-Base	40	78850,7	65,95	2,74
2	100	Base-Centro	40	78668,2	65,79	2,74
26	100	Topo-Completo	80	77010,2	64,41	2,74
9	150	Topo-Completo	40	75715,3	63,32	4,11
11	100	Base-Centro	60	74617,1	62,40	2,74
14	100	Base-Base	60	74379,1	62,21	2,74
6	150	Base-Base	40	72476,8	60,61	4,11
25	50	Topo-Completo	80	72082,5	60,28	1,37
18	150	Topo-Completo	60	71466,3	59,77	4,11
20	100	Base-Centro	80	70965,9	59,35	2,74
3	150	Base-Centro	40	70591,7	59,04	4,11
23	100	Base-Base	80	70345,6	58,83	2,74
27	150	Topo-Completo	80	67057,2	56,08	4,11
15	150	Base-Base	60	66797,9	55,87	4,11
12	150	Base-Centro	60	65719,8	54,96	4,11
16	50	Topo-Completo	60	65678,9	54,93	1,37
24	150	Base-Base	80	61374,2	51,33	4,11
21	150	Base-Centro	80	60973,8	50,99	4,11
19	50	Base-Centro	80	54911,1	45,92	1,37
22	50	Base-Base	80	54051,9	45,21	1,37
7	50	Topo-Completo	40	43176,4	36,11	1,37
13	50	Base-Base	60	38791,8	32,44	1,37
10	50	Base-Centro	60	36945,2	30,90	1,37
4	50	Base-Base	40	24050,3	20,11	1,37
1	50	Base-Centro	40	23664,4	19,79	1,37

De acordo com a Tabela 5.6 percebe-se que as configurações operacionais que proporcionam uma maior fração recuperada são: injetar no topo do reservatório e produzir em toda zona de óleo, vazão de injeção de 100 t/dia e título do vapor de 40%.

Os resultados obtidos na análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais no Fator de Recuperação realizada pelo Diagrama de Pareto para o modelo com camadas opostas no topo do reservatório apresentou ordem de significância dos efeitos principais e das interações dos parâmetros similar aos resultados do modelo com camadas horizontais de permeabilidades crescentes (Modelo 1), ver Figuras 5.2 e 5.3.

As Superfícies de Resposta no início e no fim do projeto apresentaram comportamentos semelhantes às obtidas para o modelo 1 (camadas horizontais crescentes)- ver Figura 5.5.

A Figura 5.45 mostra as curvas de vazão de óleo dos melhores resultados obtidos para cada nível de vazão estudado (50, 100 e 150 t/dia).

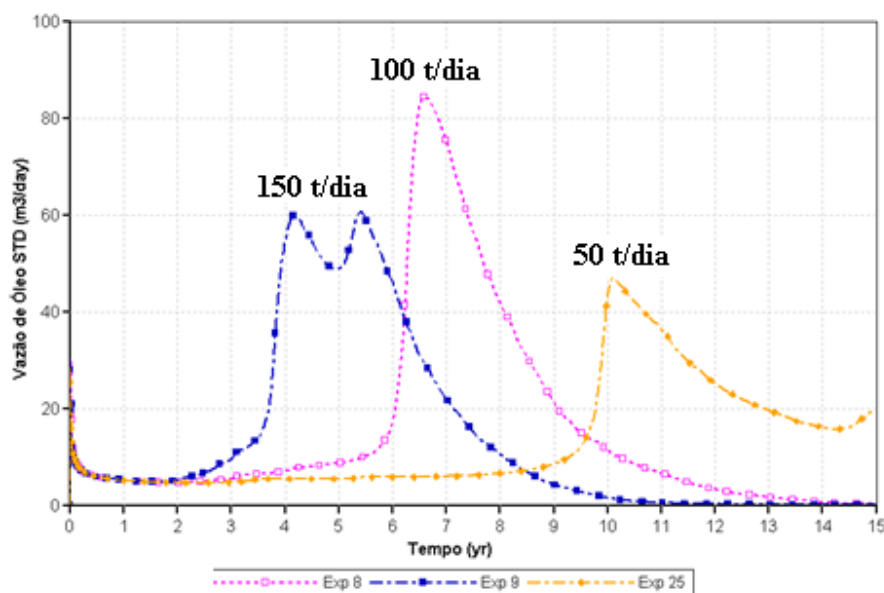


Figura 5.45. Vazão de Óleo versus tempo (Modelo 5)

Observa-se que para vazões maiores (150 t/dia) o banco de óleo aquecido chega mais rapidamente aos poços produtores do que quando vazões menores (50 t/dia, por exemplo),

apresentando uma diferença de aproximadamente 7 anos entre os níveis máximo e mínimo de vazão estudada.

A Figura 5.46 mostra as curvas de produção acumulada para os melhores resultados obtidos para os três níveis de vazão estudados (50, 100 e 150 t/dia).

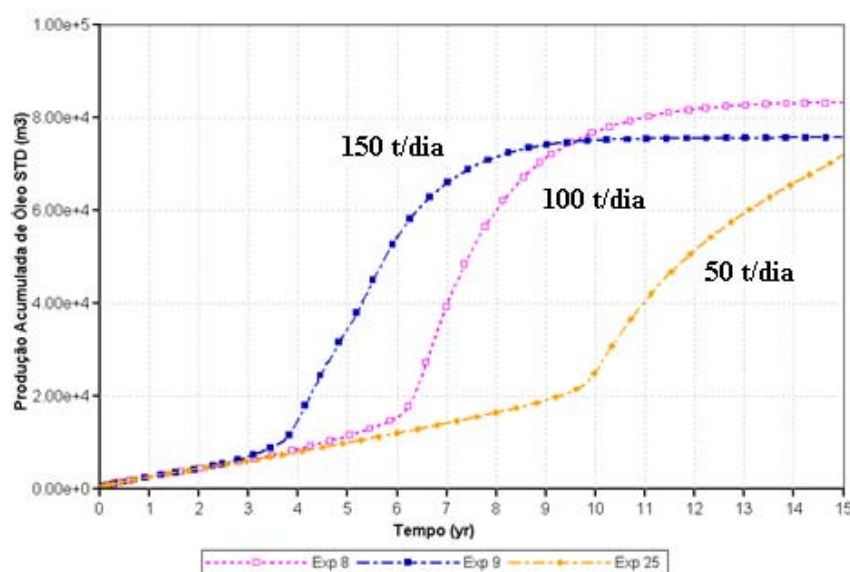


Figura 5.46. Produção Acumulada de Óleo versus tempo (Modelo 5)

Analisando a Figura 5.46 observa-se que em 15 anos de projeto, a maior produção de óleo foi obtida quando se adotou a vazão de 100 t/dia, e a menor para uma vazão de 50 t/dia (onde o banco de óleo aquecido ainda não atingiu os poços produtores). Com a vazão de 150 t/dia obteve-se uma resposta intermediária às duas anteriores.

A Figura 5.47 mostra as curvas da fração recuperada de óleo em função do tempo para o caso base e para o experimento 8.

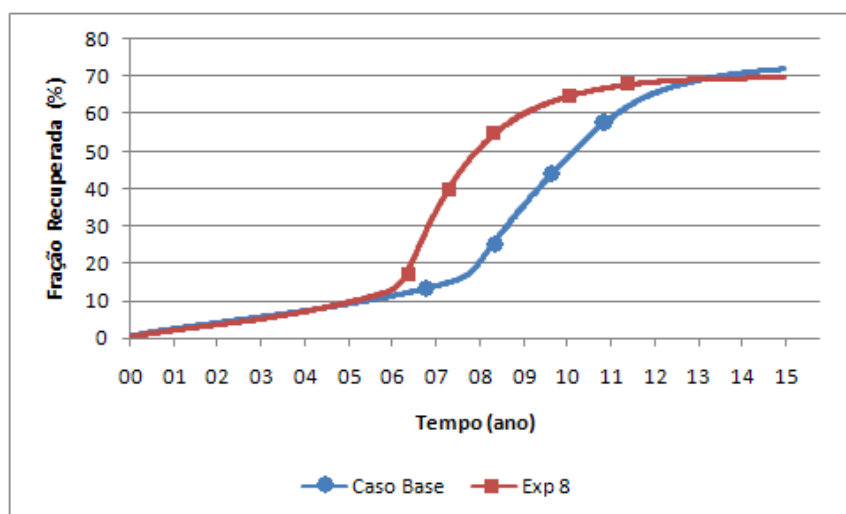


Figura 5.47. Fração recuperada *versus* tempo (Modelo 5)

Nota-se que a Fração Recuperada do caso base é muito próxima do experimento 8, porém este último antecipa a chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores em aproximadamente 2 anos quando comparado com o anterior.

A Figura 5.48 mostra as curvas da fração recuperada em função do volume poroso injetado (VPI) para o caso base e para o experimento 8.

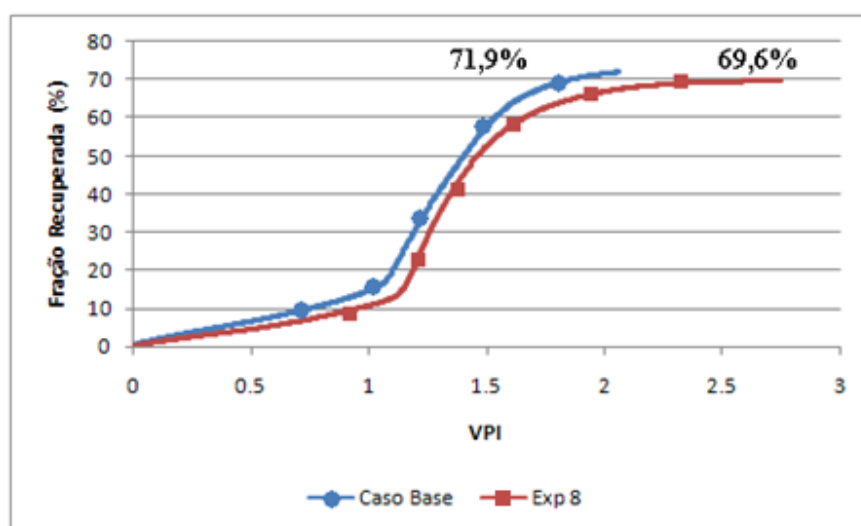


Figura 5.48. Fração recuperada *versus* VPI (Modelo 5)

Percebe-se que o caso base apresenta uma recuperação maior com um menor volume injetado do que o experimento 8.

A Figura 5.49 mostra as curvas razão óleo-vapor (ROV) versus tempo para o caso base e para o experimento 8.

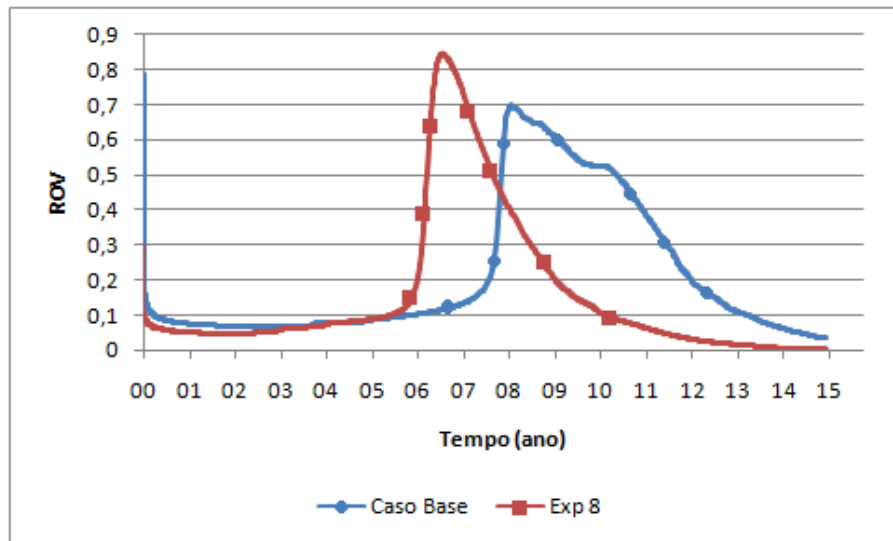


Figura 5.49. Curvas razão óleo-vapor versus tempo (Modelo 5)

Observa-se que o limite econômico é atingido no 13º ano de projeto para o caso base e no 10º ano de projeto para o experimento 8.

A Figura 5.50 exibe a saturação de gás no final do projeto para o caso base e o experimento 8.

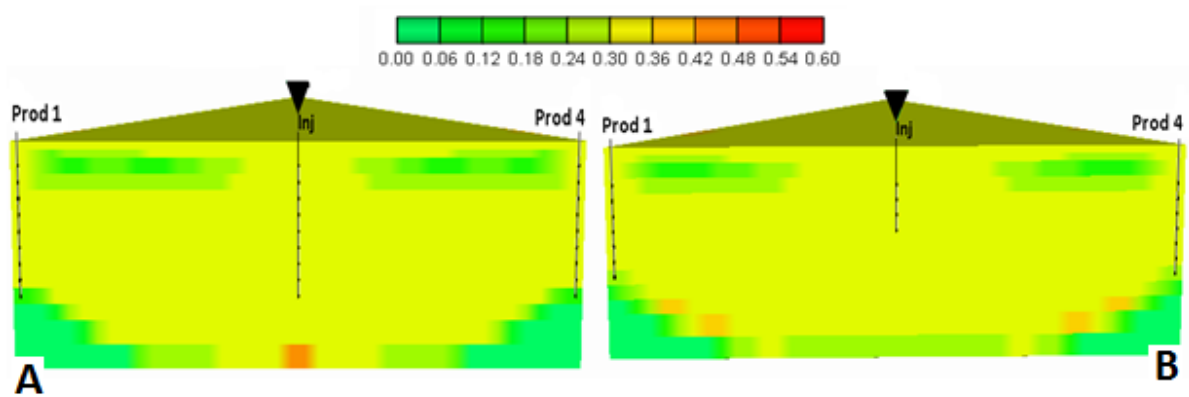


Figura 5.50. Saturação de gás – Caso base (A) e experimento 8 (B)- Modelo 5

Observa-se que no final do projeto os dois casos analisados (caso base e experimento 8) apresentam comportamentos semelhantes do varrido do vapor.

A Figura 5.51 mostra a saturação de óleo no final do projeto (15° ano) para o caso base e para o experimento 8.

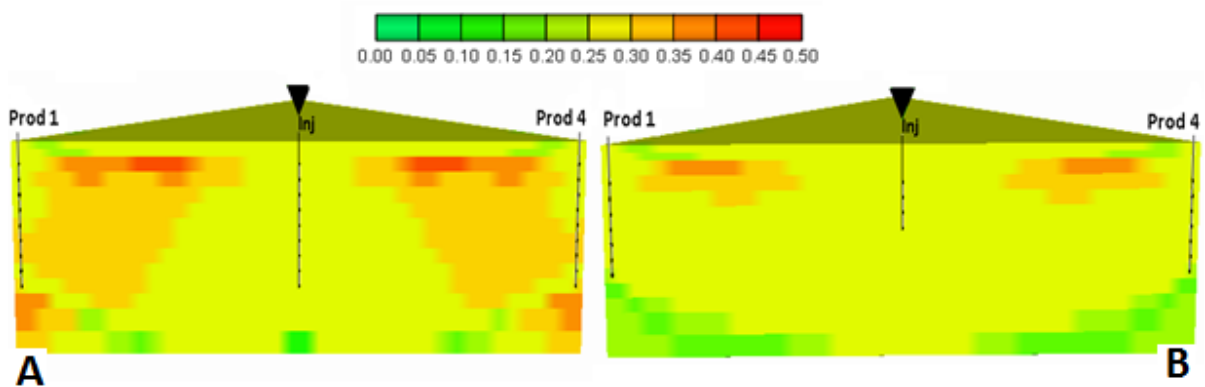


Figura 5.51. Saturação de óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 5

Observa-se que no modelo base ficou uma maior quantidade de óleo retida no reservatório que no experimento 8.

A Figura 5.52 exhibe as curvas de produção acumulada líquida (N_p líquido) do caso base e do experimento 8.

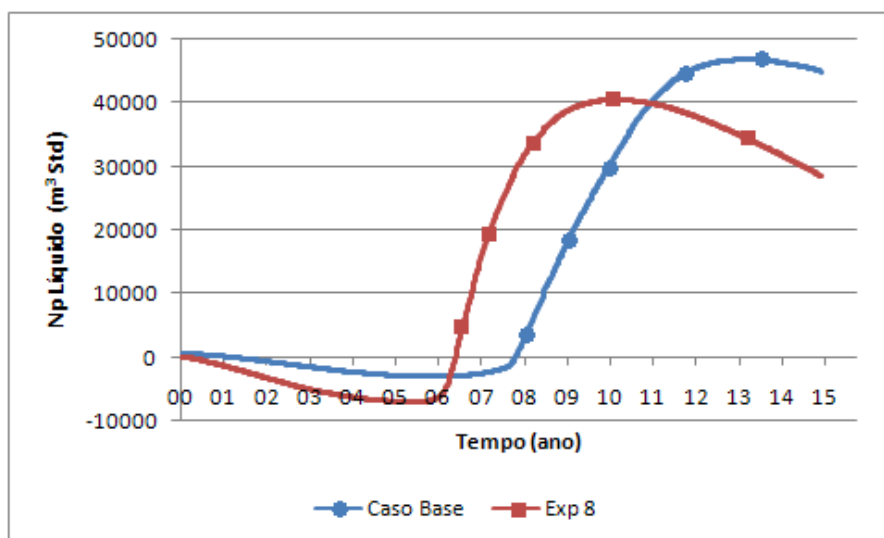


Figura 5.52. Curvas de Np líquido versus tempo (Modelo 5)

Nota-se que o experimento 8 obteve um melhor resultado para a produção acumulada líquida, no sentido de antecipar o retorno financeiro do projeto (aproximadamente 2 anos), do que o caso base.

A Figura 5.53 mostra uma comparação dos modelos de maior recuperação com camadas opostas no topo do reservatório e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais.

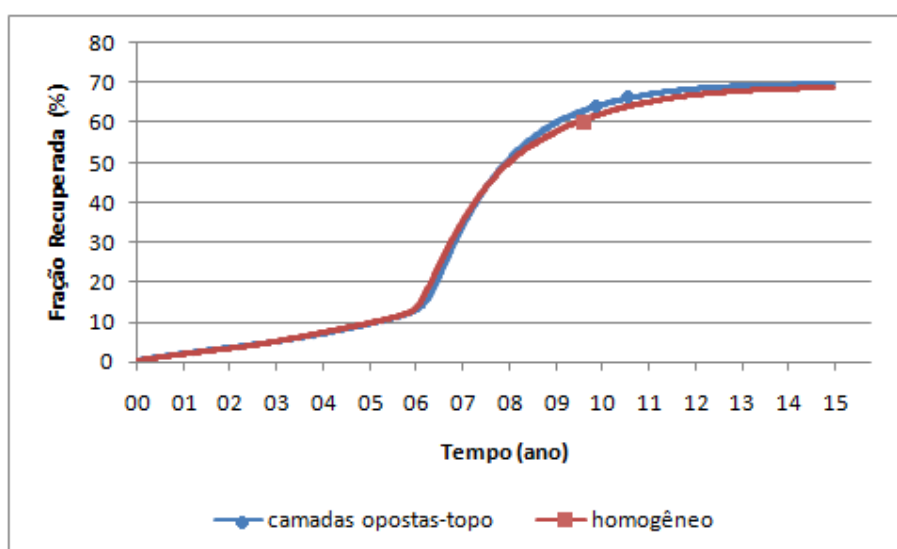


Figura 5.53. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 5)

Observa-se neste caso que se utilizando as mesmas configurações operacionais se obtém frações recuperadas de óleo muito próximas para os dois casos analisados, logo se percebe que este tipo de barreira de permeabilidade não apresenta grande influência na recuperação de óleo.

5.2.6 Modelo 6 (Camadas Paralelas – Base)

A Tabela 5.7 mostra em ordem decrescente segundo a fração recuperada de óleo, os resultados obtidos de produção acumulada de óleo, fração recuperada e VPI para todos os experimentos, além das configurações operacionais adotadas nestes.

Tabela 5.7. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 6)

Exp	Qinj(t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m ³ Std)	FR(%)	VPI
					15 anos	15 anos
8	100	Topo-Completo	40	82159,5	68,71	2,74
17	100	Topo-Completo	60	79077,6	66,13	2,74
2	100	Centro-Centro	40	77947	65,19	2,74
5	100	Topo-Topo	40	76276,6	63,79	2,74
26	100	Topo-Completo	80	75875,9	63,46	2,74
9	150	Topo-Completo	40	75868,3	63,45	4,11
14	100	Topo-Topo	60	74807	62,56	2,74
25	50	Topo-Completo	80	74464,5	62,28	1,37
11	100	Centro-Centro	60	74132,5	62,00	2,74
6	150	Topo-Topo	40	74060	61,94	1,37
23	100	Topo-Topo	80	73084,6	61,12	2,74
18	150	Topo-Completo	60	71487	59,79	4,11
16	50	Topo-Completo	60	71398,8	59,71	1,37
3	150	Centro-Centro	40	70853,1	59,26	4,11
20	100	Centro-Centro	80	70142	58,66	2,74
22	50	Topo-Topo	80	69803,8	58,38	1,37
15	150	Topo-Topo	60	69368,7	58,02	4,11
27	150	Topo-Completo	80	66756,3	55,83	4,11
12	150	Centro-Centro	60	65595,3	54,86	4,11
19	50	Centro-Centro	80	64818,5	54,21	1,37
24	150	Topo-Topo	80	64803,4	54,20	4,11
21	150	Centro-Centro	80	60837,2	50,88	4,11
13	50	Topo-Topo	60	55491,9	46,41	1,37
7	50	Topo-Completo	40	48562,7	40,61	1,37
10	50	Centro-Centro	60	40592,3	33,95	1,37
1	50	Centro-Centro	40	25785,7	21,57	1,37
4	50	Topo-Topo	40	25766,5	21,55	1,37

De acordo com a Tabela 5.7 tem-se que as configurações operacionais que fornecem uma maior fração recuperada de óleo são: injetar no topo do reservatório e produzir em toda zona de óleo, vazão de injeção de 100 t/dia e título do vapor de 40%.

Os resultados da análise de sensibilidade realizada pelo Diagrama de Pareto para o modelo com camadas paralelas de baixa permeabilidade na base do reservatório apresentaram ordem de significância dos efeitos principais e das interações similares aos obtidos para o modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes) – ver Figuras 5.2 e 5.3.

O resultado obtido nas Superfícies de Resposta para esta configuração de heterogeneidade apresentou comportamento similar ao obtido para o modelo 1 (Camadas horizontais de permeabilidades crescentes) – Ver Figura 5.5.

A Figura 5.54 exibe as curvas de vazão de óleo para as melhores respostas obtidas para cada nível de vazão estudado (50, 100 e 150 t/dia).

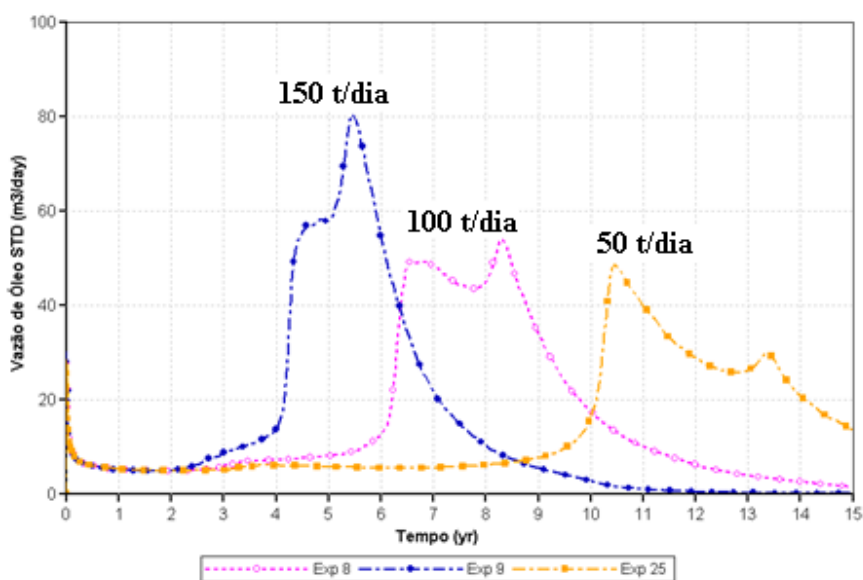


Figura 5.54. Vazão de Óleo versus tempo (Modelo 6)

Observa-se que as curvas de vazão apresentam perfis semelhantes, porém diferenciam-se no tempo que o banco de óleo leva para atingir os poços produtores (de aproximadamente 4 anos para a vazão de 150 t/dia, 6 anos para a vazão de 100 t/dia e 10 anos para a vazão de 50t/dia).

A Figura 5.55 mostra as curvas de produção acumulada de óleo das melhores respostas obtidas para os três níveis de vazão analisado (50, 100 e 150 t/dia).

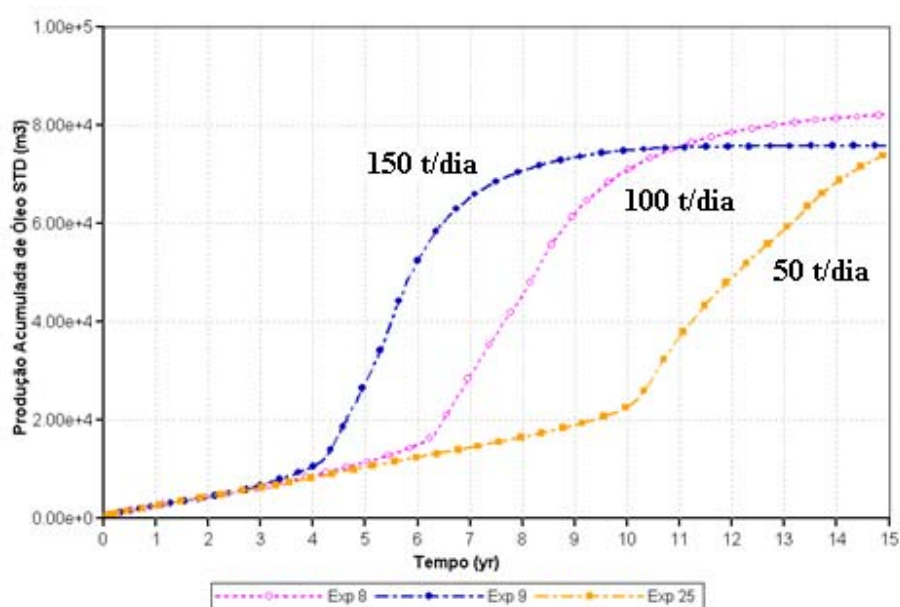


Figura 5.55. Produção Acumulada de Óleo versus tempo (Modelo 6)

Percebe-se que todas as curvas apresentam produção acumulada final próximas, porém com a diferença do tempo de chegada do banco de óleo aos poços produtores.

A Figura 5.56 mostra as curvas de fração recuperada em função do tempo para o caso base e para o experimento 8.

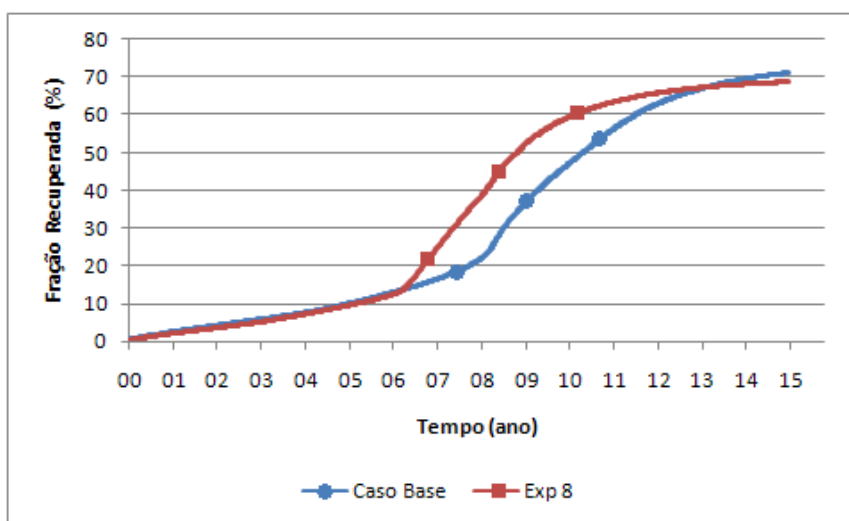


Figura 5.56. Fração recuperada versus tempo (Modelo 6)

Analisando a Figura 5.56 observa-se que o experimento 8 reduziu o tempo de chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores em aproximadamente 2 anos, e ambos apresentam comportamentos semelhantes, inclusive na fração recuperada final de óleo.

A Figura 5.57 exibe as curvas de fração recuperada de óleo em função do volume poroso injetado (VPI) para o caso base e para o experimento 8.

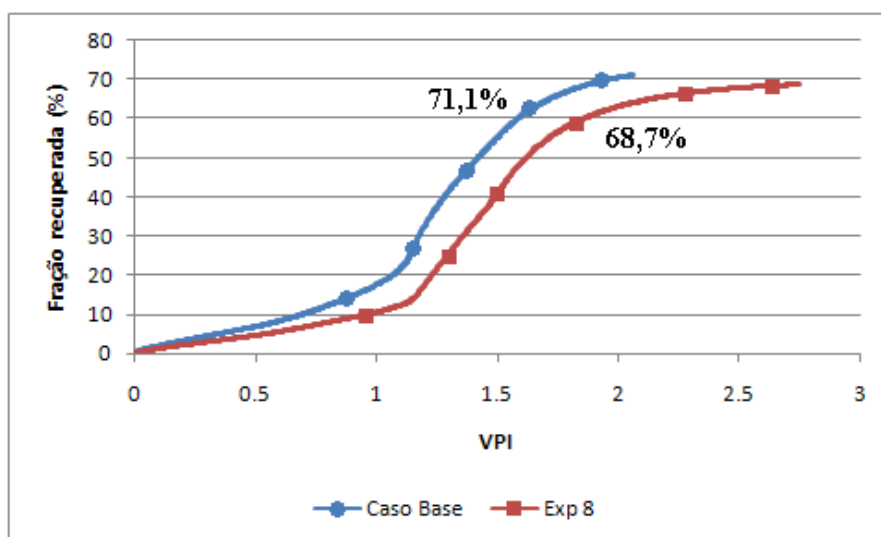


Figura 5.57. Fração Recuperada de óleo versus VPI (Modelo 6)

Percebe-se que o caso base apresenta uma maior recuperação com um menor volume injetado necessário, quando comparado com o experimento 8.

A Figura 5.58 mostra as curvas da razão óleo-vapor (ROV) versus tempo, para o caso base e para o experimento 8.

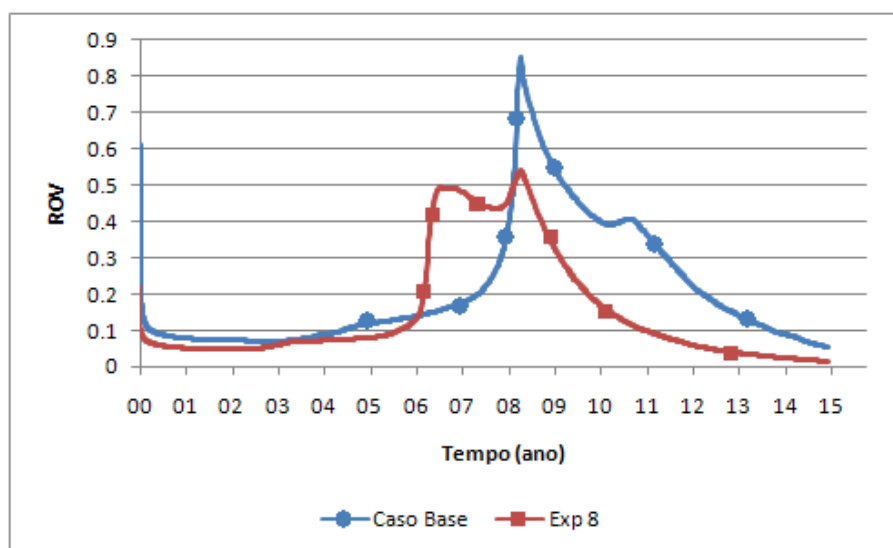


Figura 5.58. Curvas razão óleo-vapor versus tempo (Modelo 6)

Percebe-se que o limite econômico é atingido no 14° ano de projeto para o caso base e no 11° ano para o experimento 8.

A Figura 5.59 mostra a saturação de gás para o caso base e para o experimento 8 no final do projeto.

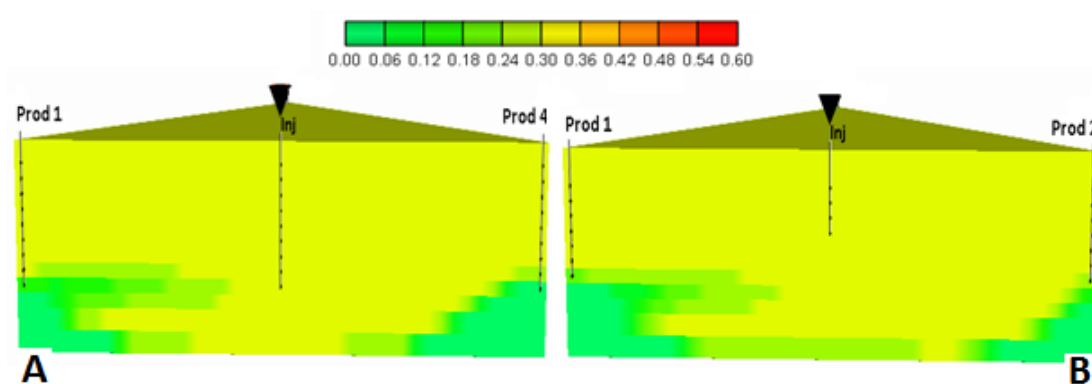


Figura 5.59. Saturação de gás – Caso base (A) e experimento 8 (B)- Modelo 6

Observa-se que o vapor varre melhor a base do reservatório utilizando-se as configurações operacionais do experimento 8 (B), do que no caso base (A).

A Figura 5.60 exibe a saturação de óleo no final do projeto para o caso base e para o experimento 8.

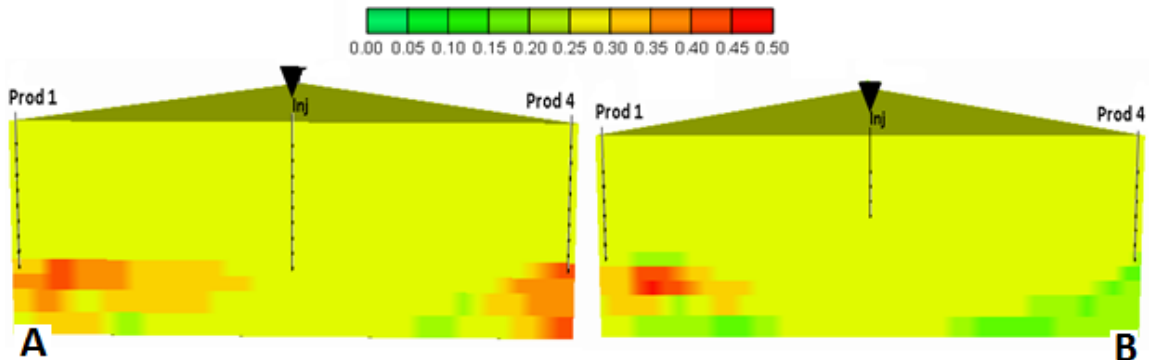


Figura 5.60. Saturação de óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 6

Nota-se que permaneceu uma maior quantidade de óleo retido na base do reservatório no caso base do que no experimento 8, mostrando uma melhor eficiência do varrido e uma redução no efeito da segregação gravitacional.

A Figura 5.61 exibe as curvas de produção acumulada líquida (N_p Líquido) do caso base e do experimento 8.

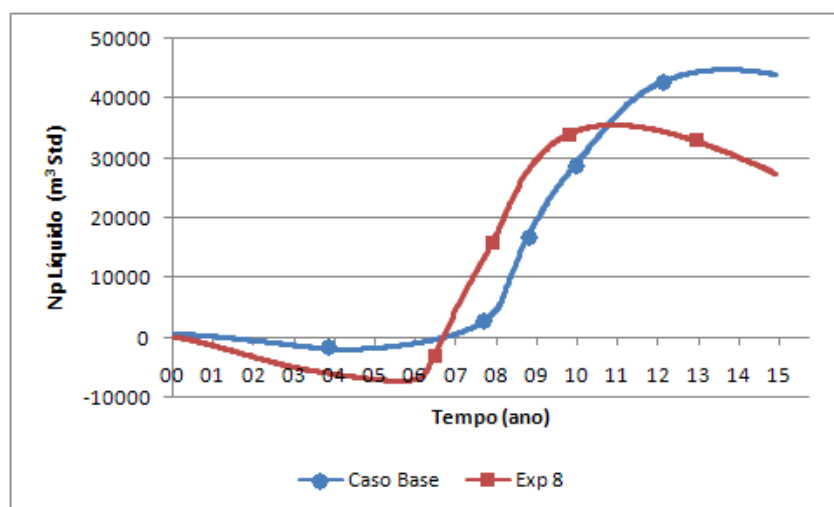


Figura 5.61. Curvas Np líquido versus tempo (Modelo 6)

Observa-se nas curvas da produção acumulada líquida que o experimento 8 obteve a melhor resposta do que o caso base, no sentido de antecipar o retorno financeiro do projeto.

A Figura 5.62 mostra uma comparação dos modelos de maior recuperação com camadas paralelas na base do reservatório e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais.

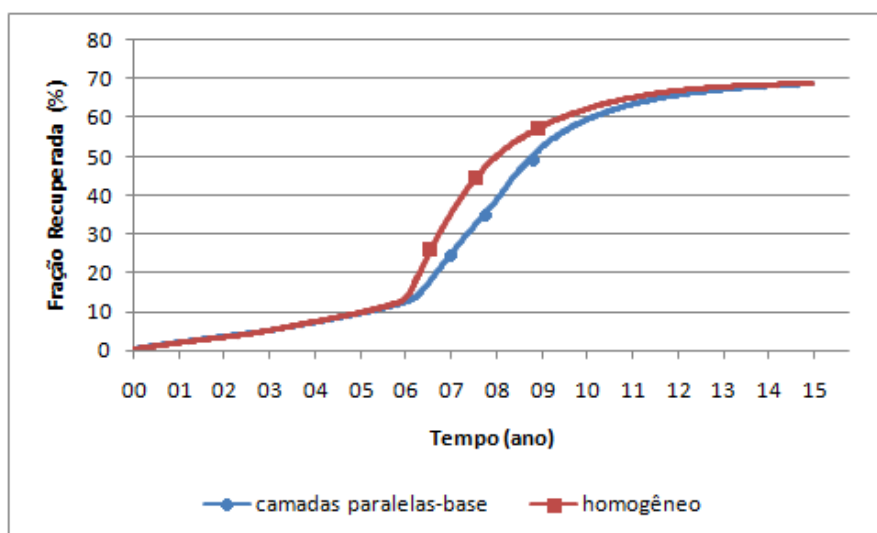


Figura 5.62. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 6)

Observa-se neste caso que se utilizando as mesmas configurações operacionais se obtém uma fração recuperada de óleo um pouco menor que o modelo homogêneo quando se tem barreira de baixa permeabilidade paralela na base do reservatório.

5.2.7 Modelo 7 (Camadas Paralelas – Centro)

A Tabela 5.8 mostra em ordem decrescentes de fração recuperada, os resultados obtidos de produção acumulada de óleo, fração recuperada e VPI para todos os experimentos, além das configurações operacionais adotadas em cada um destes.

Tabela 5.8. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 7)

Exp	Qinj(t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m ³ Std)	FR(%)	VPI
					15 anos	15 anos
8	100	Completo-Completo	40	83335,5	69,70	2,74
17	100	Completo-Completo	60	80001,4	66,91	2,74
5	100	Topo-Base	40	77995,4	65,23	2,74
26	100	Completo-Completo	80	76952	64,36	2,74
9	150	Completo-Completo	40	76413,1	63,91	4,11
2	100	Base-Topo	40	73491,7	61,46	2,74
14	100	Topo-Base	60	73485,2	60,45	2,74
18	150	Completo-Completo	60	72211,3	60,39	4,11
6	150	Topo-Base	40	71653,8	59,93	4,11
11	100	Base-Topo	60	71304,9	59,63	2,74
16	50	Completo-Completo	60	70407,5	58,88	1,37
23	100	Topo-Base	80	70094,6	58,62	2,74
3	150	Base-Topo	40	68379,7	57,19	4,11
25	50	Completo-Completo	80	68262,6	57,09	1,37
20	100	Base-Topo	80	67965,1	56,84	2,74
27	150	Completo-Completo	80	67778,7	56,69	4,11
15	150	Topo-Base	60	66491,5	55,61	4,11
12	150	Base-Topo	60	63061,8	52,74	4,11
24	150	Topo-Base	80	61325,5	51,29	4,11
19	50	Base-Topo	80	59622,2	49,86	1,37
21	150	Base-Topo	80	58568,2	48,98	4,11
22	50	Topo-Base	80	57107,9	47,76	1,37
13	50	Topo-Base	60	52099,4	43,57	1,37
7	50	Completo-Completo	40	48016,8	40,16	1,37
10	50	Base-Topo	60	44977,8	37,62	1,37
4	50	Topo-Base	40	26061,4	21,80	1,37
1	50	Base-Topo	40	25846	21,62	1,37

De acordo com a Tabela 5.8 as configurações operacionais que proporcionam uma maior fração recuperada de óleo são: injetar e produzir em toda zona de óleo, vazão de injeção de 100 t/dia e título do vapor de 40%.

Os resultados de análise de sensibilidade do Fator de Recuperação realizada pelo Diagrama de Pareto para o modelo com camadas paralelas de baixa permeabilidade no centro do reservatório apresentaram ordem de significância dos efeitos principais e das interações dos parâmetros similares aos obtidos para o modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes) – ver Figuras 5.2 e 5.3.

As Superfícies de Resposta para o Fator de Recuperação apresentaram comportamentos similares às encontradas para o Modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes), ver Figura 5.5.

A Figura 5.63 mostra as curvas de vazão de óleo para as melhores respostas correspondentes a cada nível de vazão analisada.

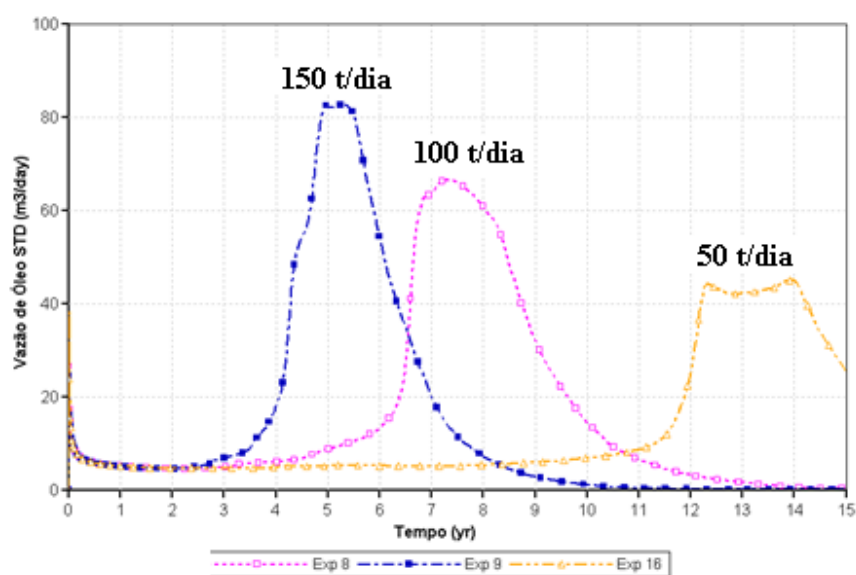


Figura 5.63. Vazão de Óleo *versus* tempo (Modelo 7)

Observa-se que as curvas de vazão apresentam perfis semelhantes, porém diferenciando-se nos tempos de chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores, variando de 4 anos para a vazão de 150 t/dia a 12 anos para a vazão de 50 t/dia.

A Figura 5.64 mostra as curvas de produção acumulada de óleo para as melhores respostas correspondentes aos níveis de vazão analisados

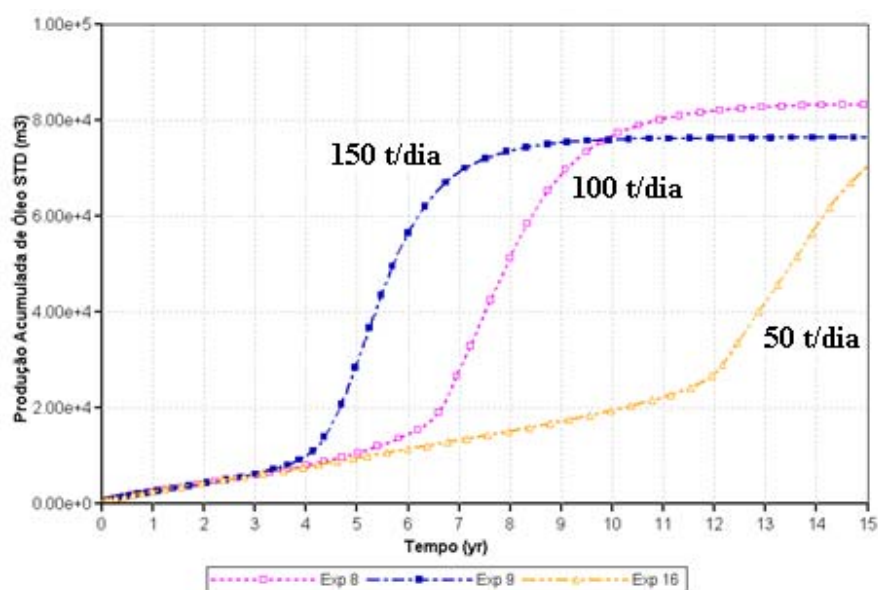


Figura 5.64. Produção Acumulada versus tempo (Modelo 7)

Analisando as curvas de produção acumulada de óleo percebe-se que para vazões maiores (150 t/dia) têm-se recuperações menores do que para vazões intermediárias (100 t/dia) e próximas as vazões mínimas (50 t/dia), porém com um adiantamento no tempo de chegada do vapor aos poços produtores.

A Figura 5.65 mostra a fração recuperada de óleo para o caso base e para o experimento 8.

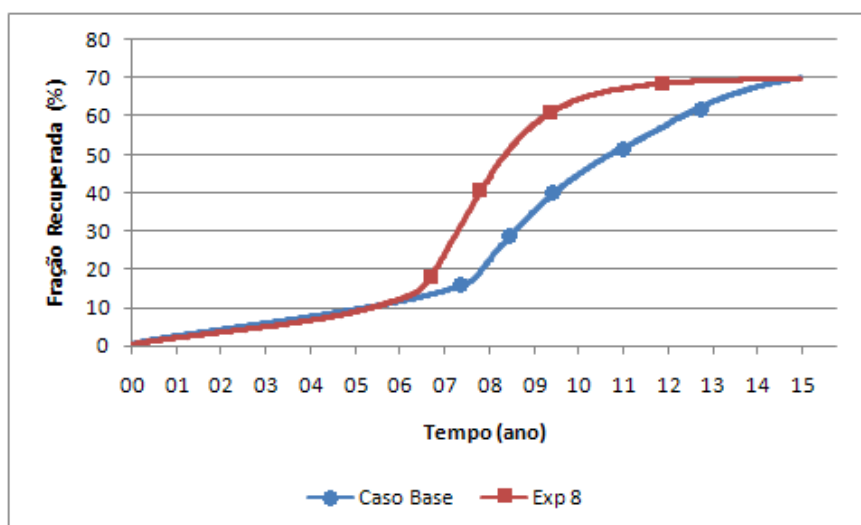


Figura 5.65. Fração Recuperada versus tempo (Modelo 7)

Analisando a Figura 5.65 observa-se que os dois casos analisados apresentam comportamentos semelhantes, porém o experimento 8 obteve uma antecipação na chegada do vapor aos poços produtores em aproximadamente 1 ano quando comparado com o caso base.

A Figura 5.66 mostra as curvas de fração recuperada, agora versus volume poroso injetado (VPI) para o caso e para o experimento 8.

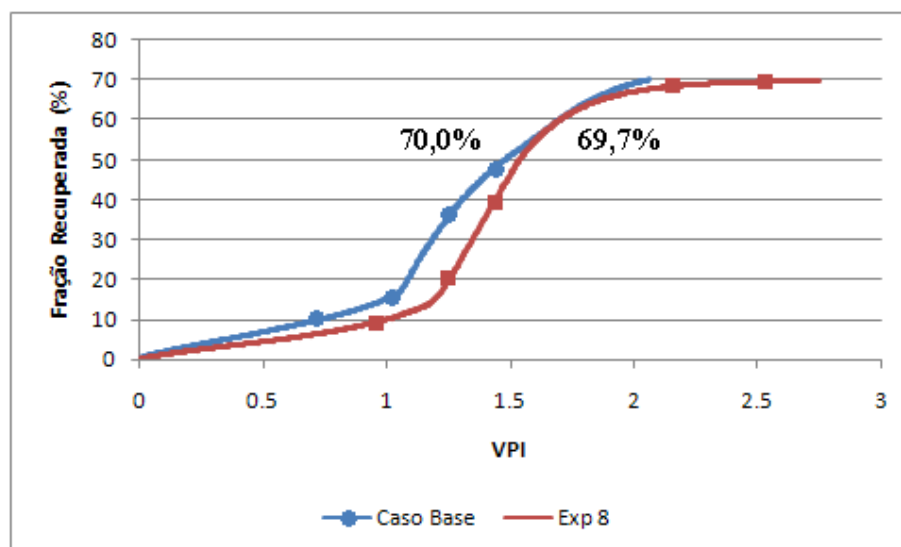


Figura 5.66. Fração Recuperada versus VPI (Modelo 7)

Observa-se que o caso base obteve uma maior recuperação, com um menor volume injetado, quando comparado com o experimento 8.

A Figura 5.67 exibe as curvas da razão óleo-vapor (ROV) em função do tempo para o caso base e o experimento 8.

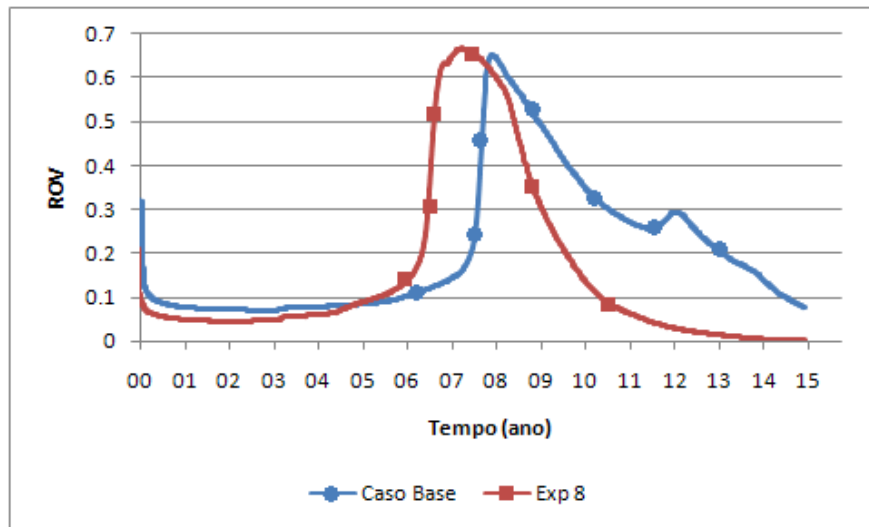


Figura 5.67. Curvas razão óleo-vapor versus tempo (Modelo 7)

Percebe-se que o limite econômico considerado de 10% é atingido no final do projeto (15º ano) para o caso base e aproximadamente no 10º ano para o experimento 8.

A Figura 5.68 apresenta a saturação de gás no final do projeto para o caso base e o experimento 8.

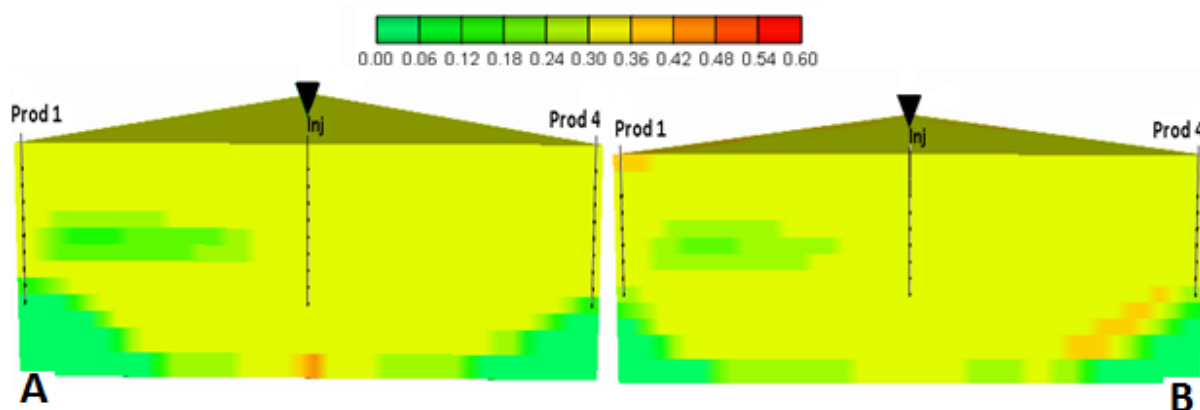


Figura 5.68. Saturação de gás – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 7

Observa-se nos dois casos analisados (caso base e experimento 8) comportamentos semelhantes do varrido do vapor no reservatório.

A Figura 5.69 exibe a saturação de óleo no final do projeto para o caso base e o experimento 8.

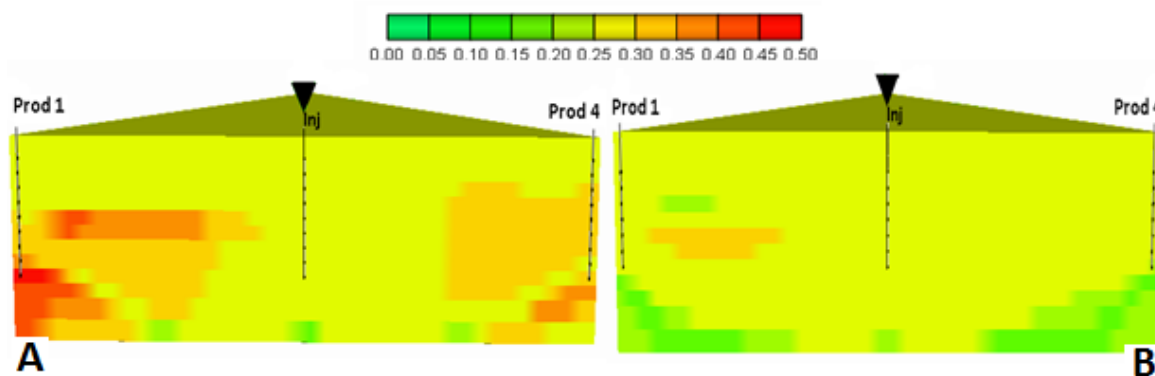


Figura 5.69. Saturação de óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 7

Observa-se que houve um varrido melhor no experimento 8, que no caso base, onde permaneceu uma maior quantidade de óleo retido na base do reservatório.

A Figura 5.70 exibe as curvas de produção acumulada líquida (N_p líquido) para o caso base e para o experimento 8.

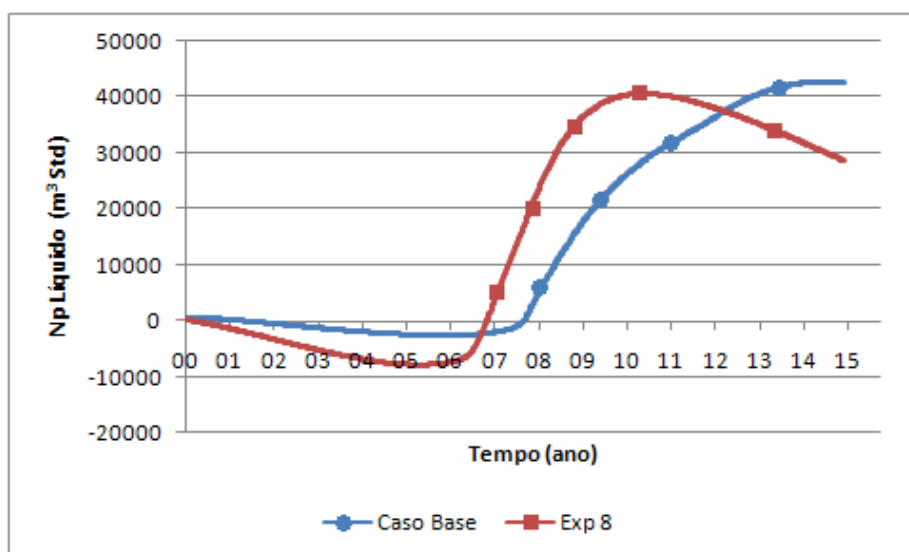


Figura 5.70. Curvas de Np Líquido versus tempo (Modelo 7)

Observa-se que o experimento 8 apresentou o melhor comportamento quando comparado com o modelo base, de modo que antecipou o retorno financeiro do projeto.

A Figura 5.71 mostra uma comparação dos modelos de maior recuperação com camadas paralelas no centro do reservatório e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais.

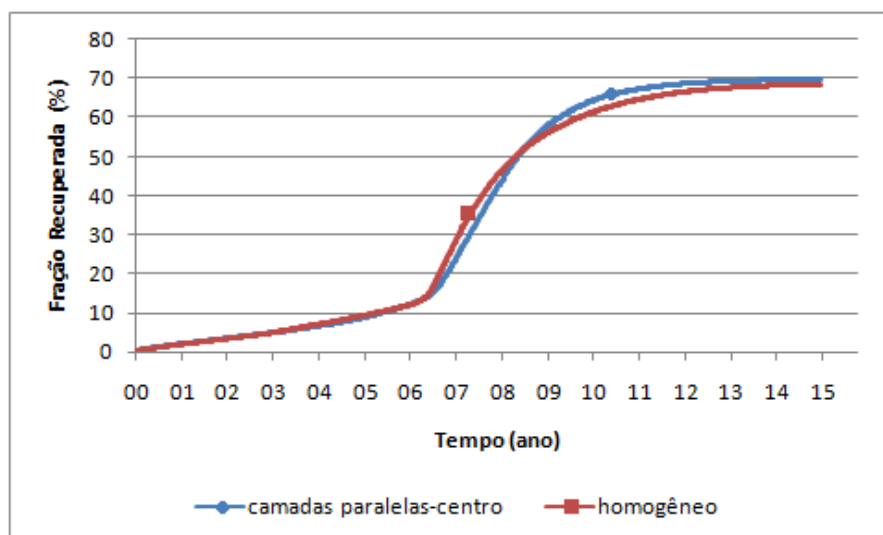


Figura 5.71. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 7)

Observa-se neste caso que se utilizando as mesmas configurações operacionais se obtém uma fração recuperada de óleo maior que o modelo homogêneo quando se tem barreira de baixa permeabilidade paralela no centro do reservatório.

5.2.8 Modelo 8 (Camadas Paralelas – Topo)

A Tabela 5.9 mostra em ordem decrescente de fração de óleo recuperada, os resultados obtidos de produção acumulada de óleo, fração recuperada e VPI para todos os experimentos, além das configurações operacionais adotadas em cada um destes.

Tabela 5.9. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 8)

Exp	Qinj(t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m ³ Std)	FR(%)	VPI
					15 anos	15 anos
8	100	Topo-Completo	40	83063,4	69,47	2,74
17	100	Topo-Completo	60	80117,4	67,00	2,74
5	100	Base-Base	40	78518,6	65,67	2,74
2	100	Base-Centro	40	78375,5	65,55	2,74
26	100	Topo-Completo	80	76975,3	64,38	2,74
25	50	Topo-Completo	80	76796,4	64,23	1,37
9	150	Topo-Completo	40	75760,5	63,36	4,11
11	100	Base-Centro	60	74337,5	62,17	2,74
14	100	Base-Base	60	74151,3	62,01	2,74
6	150	Base-Base	40	72367	60,52	4,11
18	150	Topo-Completo	60	71558,5	59,85	4,11
16	50	Topo-Completo	60	71192,9	59,54	1,37
20	100	Base-Centro	80	70913,4	59,31	2,74
23	100	Base-Base	80	70671,8	59,10	2,74
3	150	Base-Centro	40	70353,7	58,84	4,11
27	150	Topo-Completo	80	67085,2	56,11	4,11
15	150	Base-Base	60	66698,8	55,78	4,11
12	150	Base-Centro	60	65559,2	54,83	4,11
24	150	Base-Base	80	61311,4	51,28	4,11
21	150	Base-Centro	80	60954,8	50,98	4,11
19	50	Base-Centro	80	55445,5	46,37	1,37
22	50	Base-Base	80	53753,9	44,96	1,37
7	50	Topo-Completo	40	41755,7	34,92	1,37
13	50	Base-Base	60	36197,8	30,27	1,37
10	50	Base-Centro	60	33961,9	28,40	1,37
4	50	Base-Base	40	24059,6	20,12	1,37
1	50	Base-Centro	40	23554	19,70	1,37

De acordo com a Tabela 5.9 tem-se que as configurações operacionais que fornece uma maior fração recuperada são: injetar no topo do reservatório e produzir em toda zona de óleo, vazão de injeção de 100 t/dia e título do vapor de 40%.

A análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais estudados no Fator de Recuperação realizada pelo diagrama de Pareto para esta configuração de reservatório apresentou ordem de significância dos efeitos principais e das interações dos parâmetros similar ao resultado obtido para o modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes) -Ver Figuras 5.2 e 5.3.

As Superfícies de Resposta obtidas para esta configuração de heterogeneidade apresentaram comportamentos similares as encontradas no modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes) – Ver Figura 5.5.

A Figura 5.72 exibe as curvas de vazão de óleo para os melhores resultados obtidos correspondentes aos níveis de vazão analisados (50, 100 e 150 t/dia).

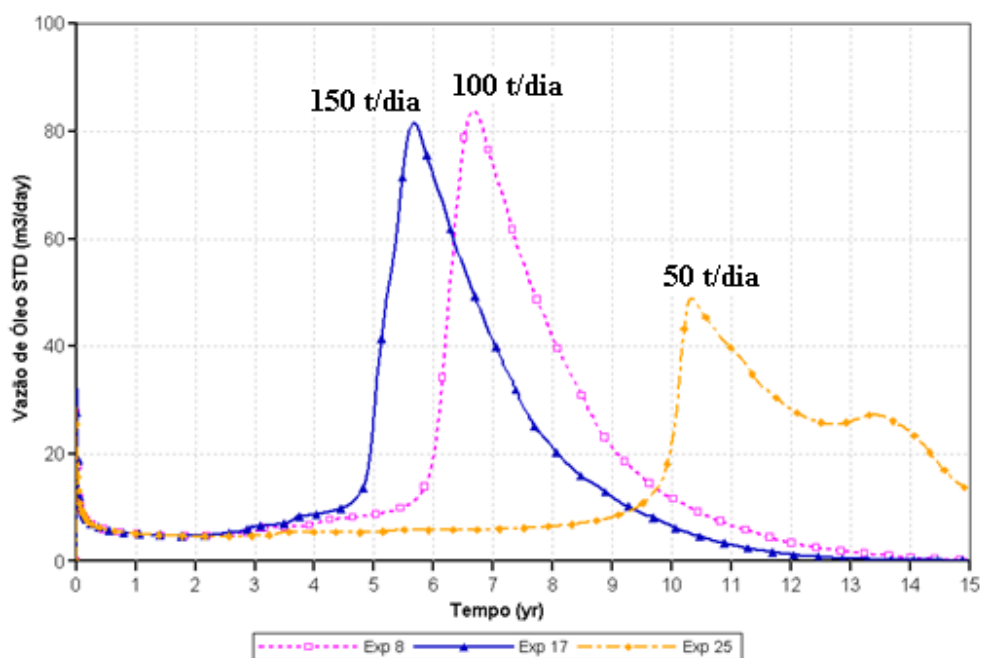


Figura 5.72. Vazão de óleo versus tempo (Modelo 8)

Observa-se que os experimentos 8 e 17 (vazão de 150 e 100 t/dia, respectivamente) apresentam picos de vazão próximos, variando apenas o tempo que o banco de óleo leva para chegar aos poços produtores.

A Figura 5.73 mostra as curvas de produção acumulada para as melhores respostas obtidas de cada nível de vazão estudado (50, 100 e 150 t/dia).

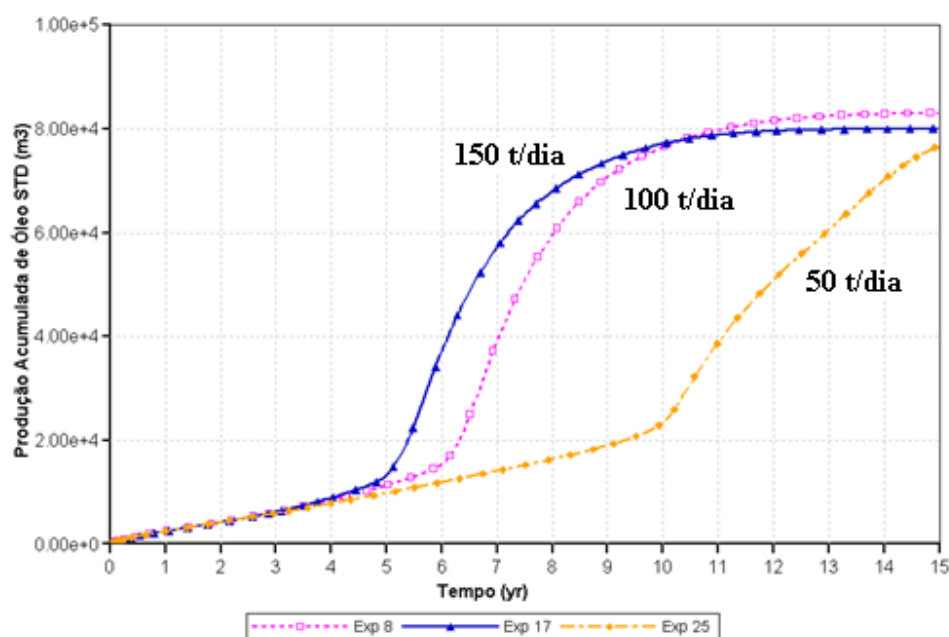


Figura 5.73. Produção acumulada de óleo versus tempo (Modelo 8)

Percebe-se que a vazão de injeção de 100 t/dia tem uma produção acumulada de óleo maior que a obtida quando injeta-se 150 t/dia, porém com um maior atraso na chegada do banco de óleo aquecido. O mesmo não acontece para vazões de 50 t/dia, visto que é um valor muito baixo, além de apresentar uma menor produção de óleo tem-se também um atraso de até 10 anos na chegada do banco de óleo.

A Figura 5.74 mostra as curvas de fração recuperada de óleo em função do tempo para o caso base e para o experimento 8.

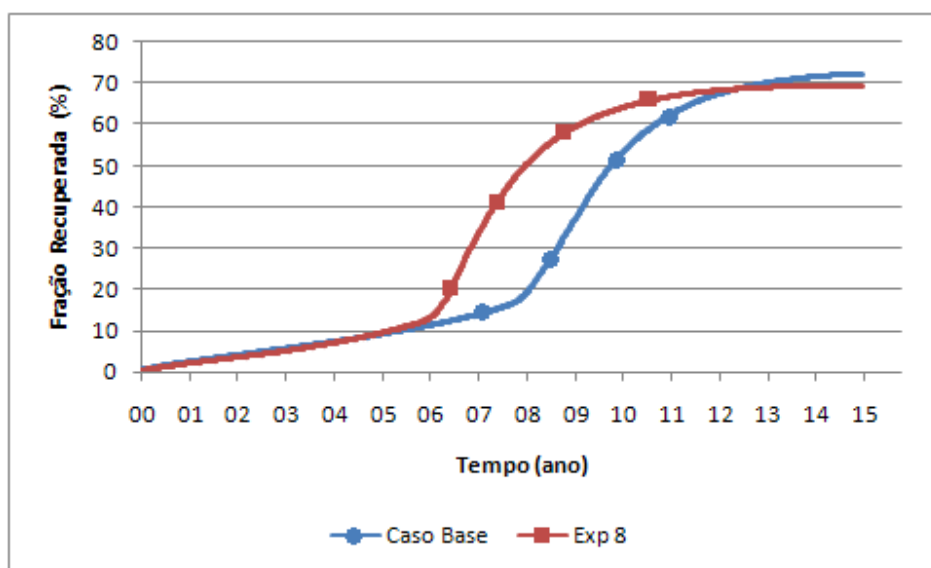


Figura 5.74. Fração Recuperada versus tempo (Modelo 8)

Pode-se observar que os dois casos apresentaram frações recuperadas final de óleo próximas, porém o experimento 8 antecipou a chegada do banco de óleo aquecido em aproximadamente 2 anos quando comparado com o caso base.

A Figura 5.75 exibe as curvas da fração recuperada versus volume poroso injetado (VPI) para o caso base e para o experimento 8.

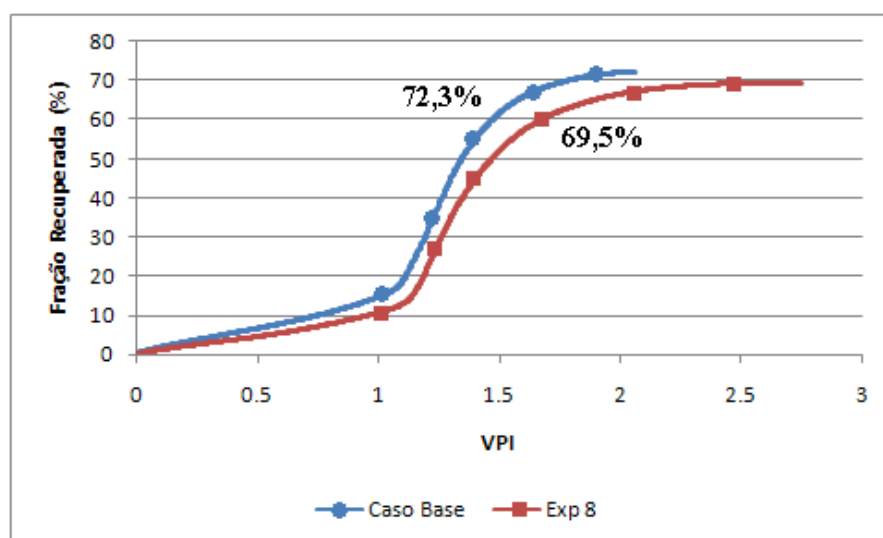


Figura 5.75. Fração recuperada de óleo versus VPI (Modelo 8)

Percebe-se que o caso base apresenta uma maior recuperação com um menor volume injetado, quando comparado com o experimento 8.

A Figura 5.76 mostra as curvas da razão óleo-vapor (ROV) em função do tempo para o caso base e para o experimento 8.

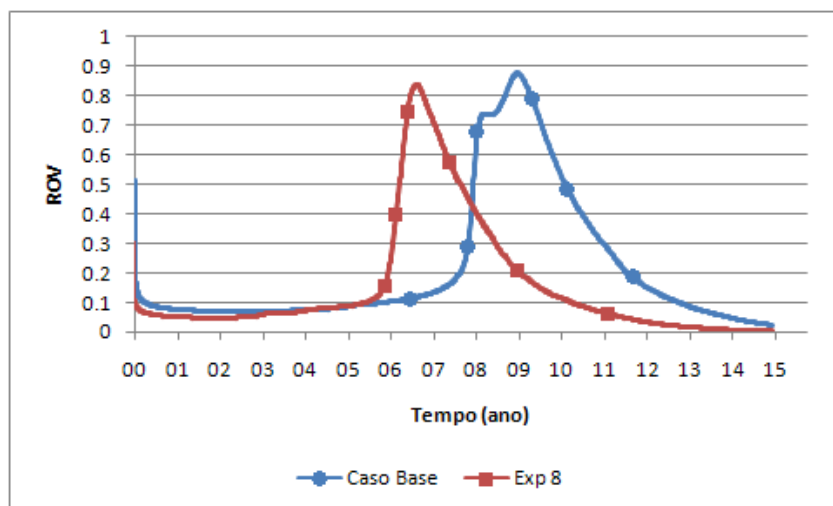


Figura 5.76. Curvas da razão óleo-vapor *versus* tempo (Modelo 8)

Observa-se que o limite econômico considerado de 10% é atingido no 13º ano para o caso base e no 10º ano para o experimento 8.

A Figura 5.77 mostra a saturação de gás no final do projeto para o caso base e do experimento 8.

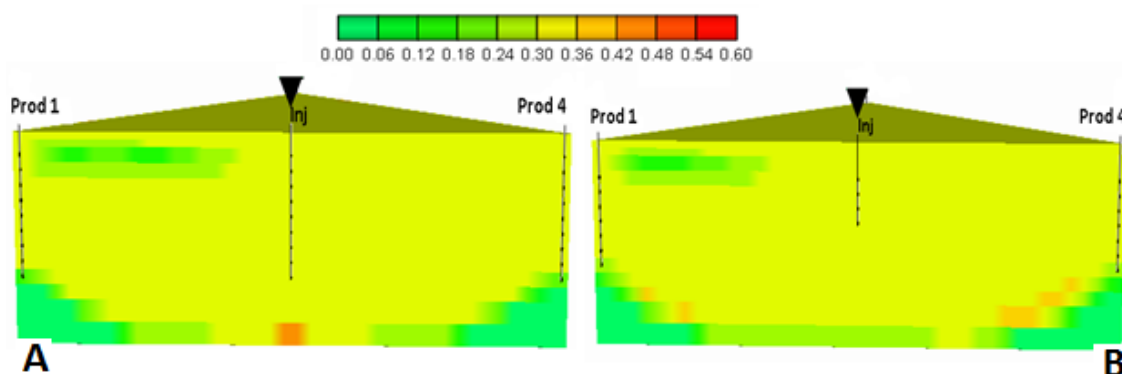


Figura 5.77. Saturação de Gás – Caso Base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 8

Pode-se observar que os dois casos analisados (caso base e experimento 8) apresentam comportamentos semelhantes do varrido do reservatório pelo vapor.

A Figura 5.78 exibe a saturação de óleo no final do projeto para o caso base e para o experimento 8.

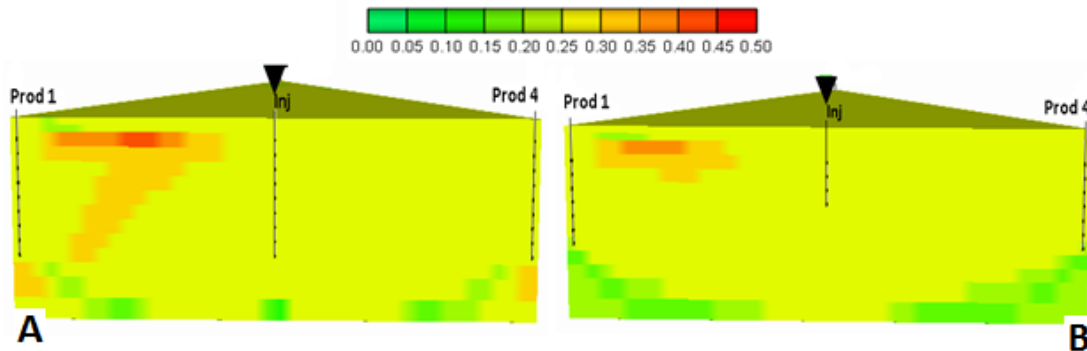


Figura 5.78. Saturação de Óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) - Modelo 8

Observa-se no caso base uma maior quantidade de óleo retido no topo do reservatório, quando comparado com o experimento 8, mostrando uma redução do efeito da segregação gravitacional e uma melhora na eficiência do varrido no reservatório.

A Figura 5.79 mostra as curvas de produção líquida acumulada versus tempo do caso base e do experimento 8.

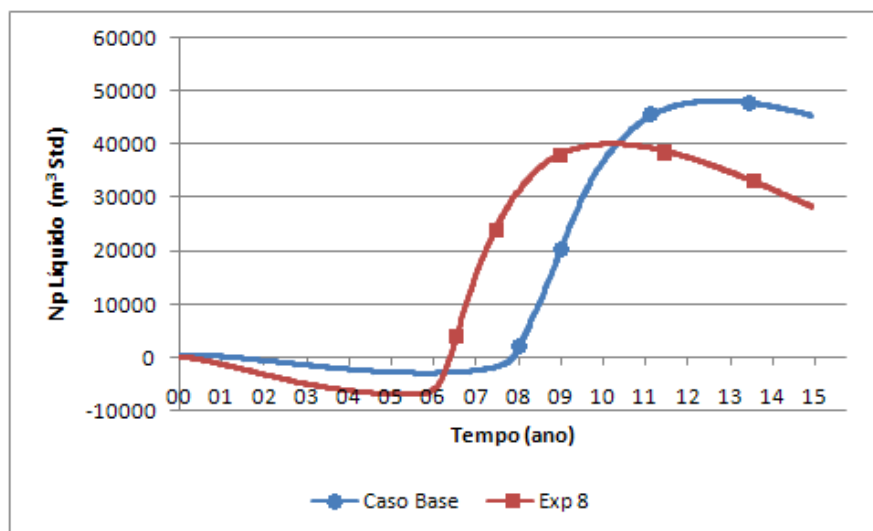


Figura 5.79. Curvas de Np Líquido versus tempo (Modelo 8)

Observa-se que o experimento 8 apresentou melhor comportamento que o caso base, no sentido de antecipar o retorno financeiro do projeto.

A Figura 5.80 mostra uma comparação dos modelos de maior recuperação com camadas paralelas no topo do reservatório e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais.

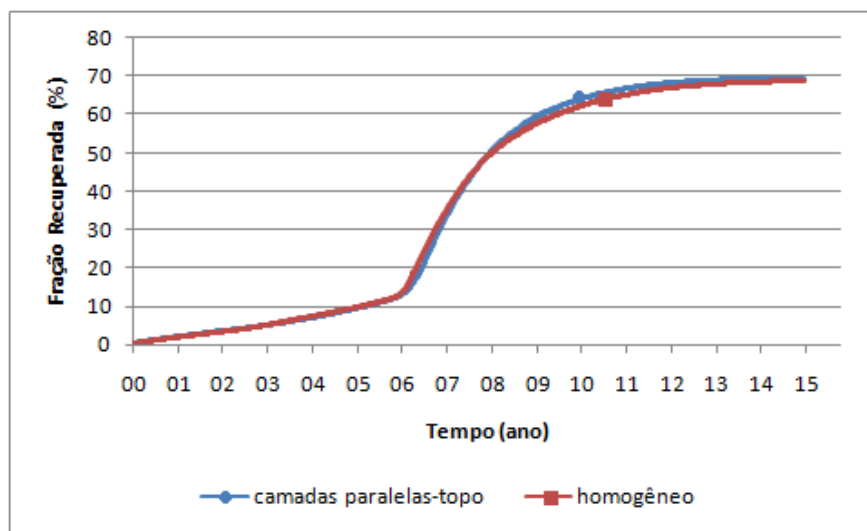


Figura 5.80. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 8)

Observa-se neste caso que se utilizando as mesmas configurações operacionais se obtém comportamentos semelhantes para os dois casos analisados, portanto percebe-se que a barreira de baixa permeabilidade paralela no topo do reservatório não apresenta grande influência na recuperação de óleo.

5.2.9 Modelo 9 (Camadas aleatórias)

A Tabela 5.10 mostra em ordem decrescente da fração recuperada, os resultados de produção acumulada de óleo, fração recuperada e VPI para todos os experimentos, além das configurações operacionais de cada um destes.

Tabela 5.10. Configurações operacionais, fração recuperada de óleo final e VPI de todos os experimentos (Modelo 9)

Exp	Qinj(t/dia)	Completação	Título (%)	Np (m ³ Std)	FR(%)	VPI
					15 anos	15 anos
8	100	Topo-Completo	40	74566,3	67,36	2,74
5	100	Completo-Topo	40	77948	65,19	2,74
9	150	Topo-Completo	40	74566,3	62,36	4,11
2	100	Base-Centro	40	74533	62,33	2,74
14	100	Completo-Topo	60	74140,6	62,01	2,74
11	100	Base-Centro	60	72899	60,97	2,74
3	150	Base-Centro	40	71743,3	60,00	4,11
17	100	Topo-Completo	60	69797,8	59,50	2,74
23	100	Completo-Topo	80	70279,9	58,78	2,74
20	100	Base-Centro	80	70056,2	58,59	2,74
18	150	Topo-Completo	60	69797,8	58,37	4,11
25	50	Topo-Completo	80	69760,5	58,34	1,37
6	150	Completo-Topo	40	68846,5	57,58	4,11
12	150	Base-Centro	60	67363,5	56,34	4,11
26	100	Topo-Completo	80	65483,1	55,89	2,74
27	150	Topo-Completo	80	65483,1	54,77	4,11
15	150	Completo-Topo	60	64746,4	54,15	4,11
21	150	Base-Centro	80	62619,2	52,37	4,11
24	150	Completo-Topo	80	60931,7	50,96	4,11
16	50	Topo-Completo	60	60128,9	50,29	1,37
22	50	Completo-Topo	80	55436	46,36	1,37
19	50	Base-Centro	80	51195,5	42,82	1,37
7	50	Topo-Completo	40	45574,1	38,11	1,37
13	50	Completo-Topo	60	45490,2	38,04	1,37
10	50	Base-Centro	60	39796	33,28	1,37
4	50	Completo-Topo	40	33088,4	27,67	1,37
1	50	Base-Centro	40	25675,4	21,47	1,37

De acordo com a Tabela 5.10 as configurações operacionais que proporcionam uma maior fração recuperada de óleo são: injetar no topo e produzir em toda zona de óleo, vazão de injeção de 100 t/dia e título de vapor de 40%.

A análise de sensibilidade realizada através do diagrama de Pareto para o modelo com camadas de baixa permeabilidade distribuídas aleatoriamente no reservatório apresentou ordem de significância dos efeitos principais e das interações dos parâmetros similar ao do modelo 1 (Camadas de permeabilidade crescentes) – ver Figura 5.2 e 5.3.

As Superfícies de Resposta obtidas para esta configuração de heterogeneidade apresentou comportamento semelhante a apresentada para o modelo 1 (camadas horizontais de permeabilidades crescentes) – Ver Figura 5.5.

A Figura 5.81 apresenta as curvas de vazão de óleo dos melhores resultados obtidos para cada nível de vazão analisada (50, 100 e 150 t/dia).

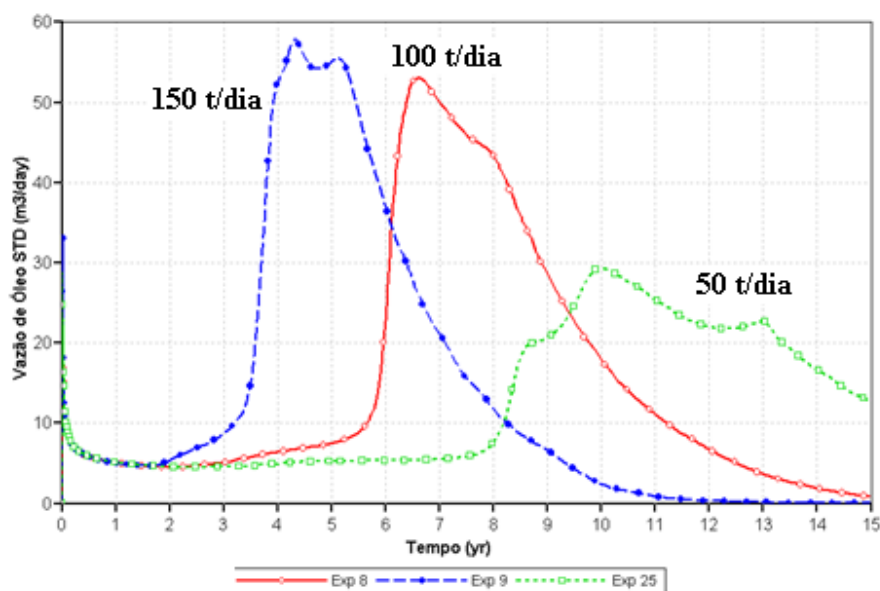


Figura 5.81. Vazão de Óleo versus tempo (Modelo 9)

Observa-se que para vazões maiores (150 t/dia) tem-se uma antecipação na chegada do banco de óleo comparado com vazões menores (50 t/dia), variando de 3 a 8 anos.

A Figura 5.82 mostra as curvas de produção acumulada de óleo dos melhores resultados obtidos para os três níveis de vazão analisados (50, 100 e 150 t/dia).

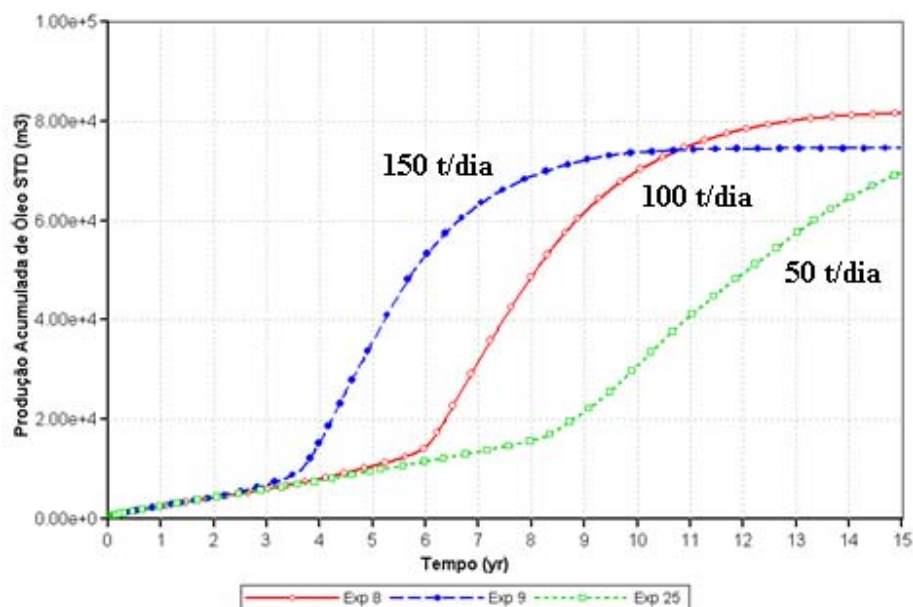


Figura 5.82. Produção acumulada versus tempo (Modelo 9)

Observa-se na Figura 5.82 que as maiores produções de óleo final entre os experimentos é obtida quando a vazão de 100 t/dia é utilizada e que os tempos de chegada do banco de óleo aquecido variam bastante de acordo com o nível de vazão utilizada.

A Figura 5.83 apresenta as curvas de fração recuperada de óleo em função do tempo para o caso base e para o experimento 8.

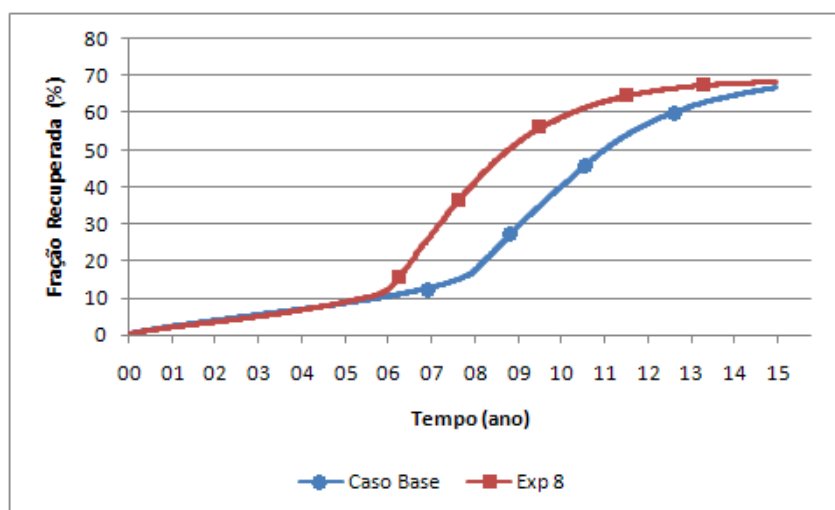


Figura 5.83. Fração recuperada *versus* tempo (Modelo 9)

Observa-se que o experimento 8 reduz o tempo de chegada do banco de óleo aquecido de aproximadamente 2 anos, quando comparado com o caso base, e os dois casos apresentam frações recuperada de óleo finais próximas.

A Figura 5.84 mostra as curvas de fração recuperada de óleo, agora em função do volume poroso injetado (VPI) para o caso base e para o experimento 8.

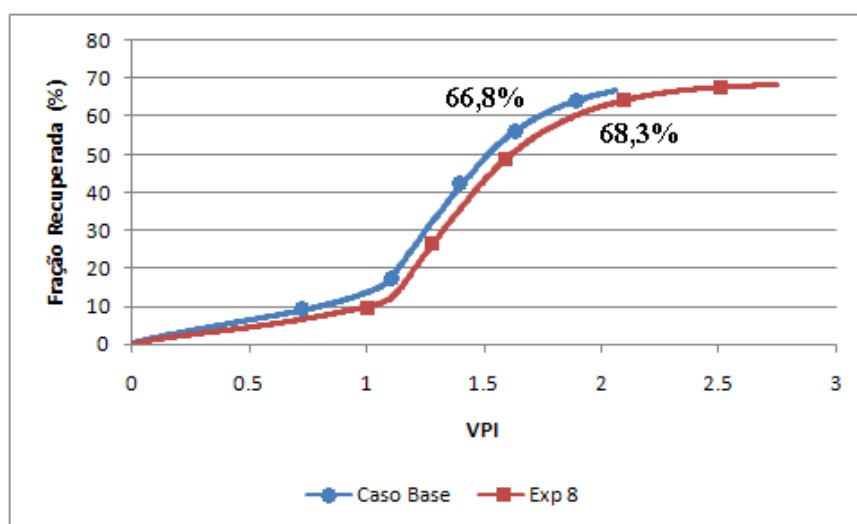


Figura 5.84. Fração recuperada *versus* VPI (Modelo 9)

Observa-se que o caso base apresenta maiores recuperações com menor volume injetado, quando comparado com o experimento.

A Figura 5.85 mostra as curvas da razão óleo-vapor (ROV) *versus* tempo para o caso base e para o experimento 8.

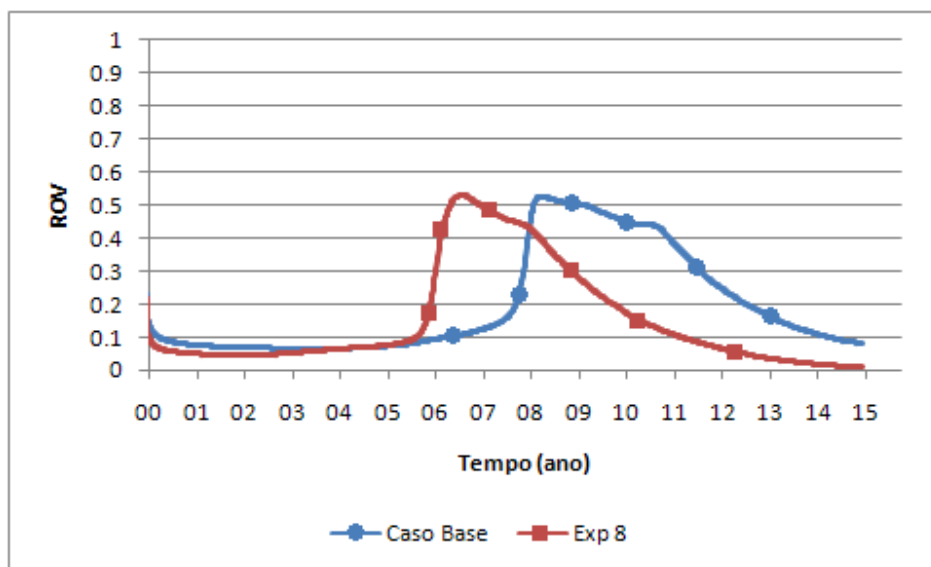


Figura 5.85. Curvas da razão óleo-vapor *versus* tempo (Modelo 9)

Nota-se que o limite econômico considerado de 10% é atingido no 14º ano de projeto para o caso base e no 11º ano para o experimento 8.

A Figura 5.86 exhibe a saturação de gás para o caso base e para o experimento 8 no final do projeto.

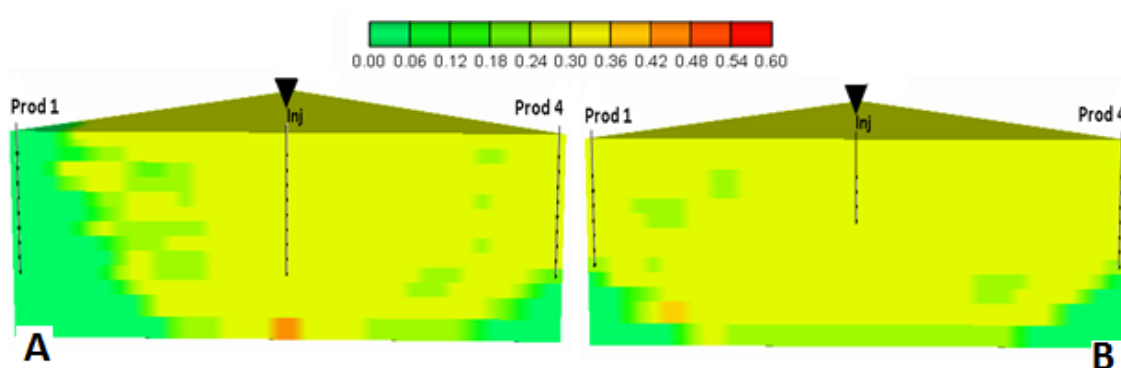


Figura 5.86. Saturação de Gás – Caso Base (A) e experimento 8 (B) -Modelo 9

Analisando a Figura 5.86 percebe-se que as configurações operacionais adotadas no experimento 8 possibilitaram uma maior eficiência de varrido do que no caso base, reduzindo assim a o efeito da segregação gravitacional, e aumentando a fração de óleo recuperada.

A Figura 5.87 mostra a saturação de óleo no final do projeto para o caso base e para o experimento 8.

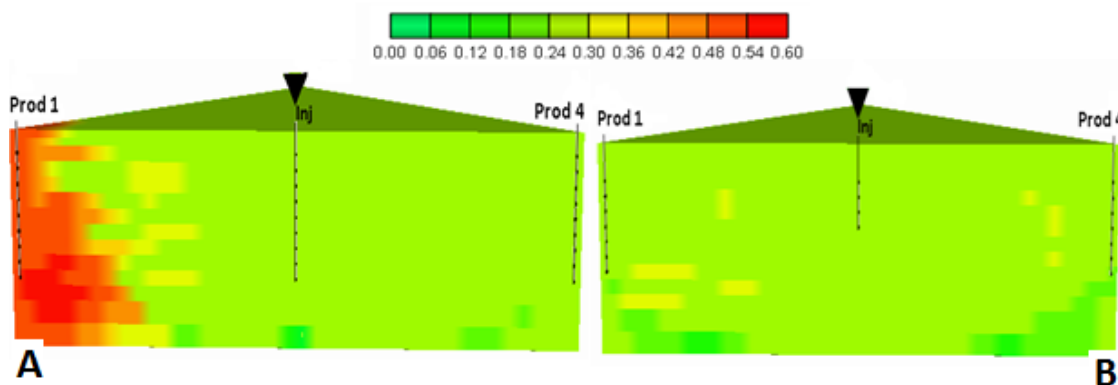


Figura 5.87. Saturação de Óleo – Caso base (A) e experimento 8 (B) -Modelo 9

Observa-se que com as configurações operacionais adotadas no experimento 8 obtém-se uma melhor eficiência de varrido do vapor do que no caso base, onde permaneceu uma maior quantidade de óleo retido no reservatório.

A Figura 5.88 exibe as curvas de produção acumulada líquida para o caso base e para o experimento 8.

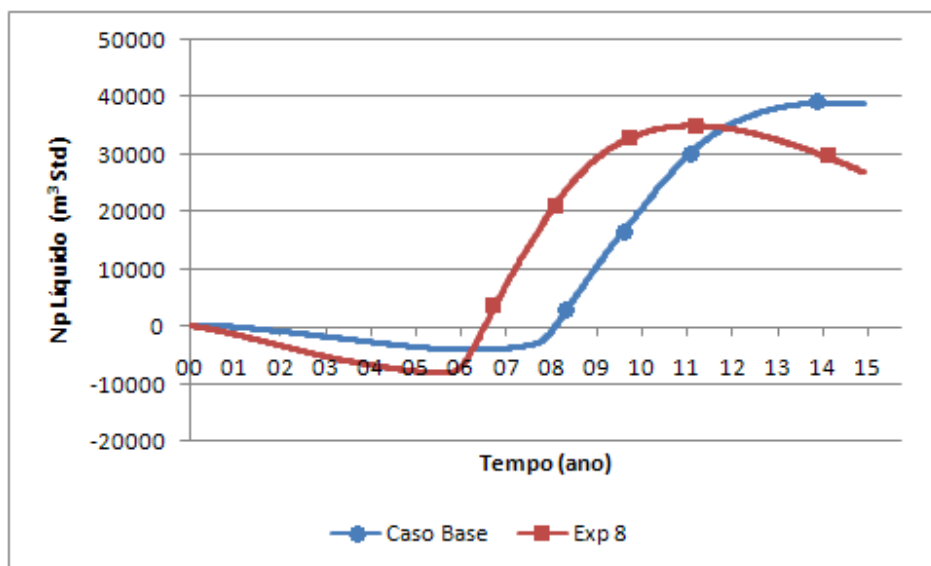


Figura 5.88. Curvas de Np Líquido versus tempo (Modelo 9)

Observa-se que o experimento 8 apresentou o melhor comportamento quando comparado com o modelo base, no sentido de antecipar o retorno financeiro do projeto.

A Figura 5.89 mostra uma comparação dos modelos de maior recuperação com camadas posicionadas aleatoriamente no reservatório e o modelo homogêneo com as mesmas configurações operacionais.

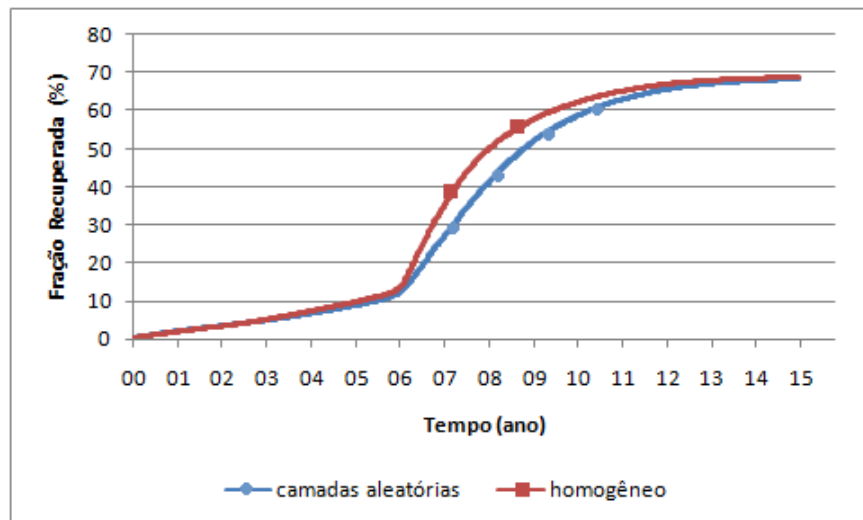


Figura 5.89. Comparação do modelo de maior recuperação e o homogêneo (Modelo 8)

Observa-se neste caso que se utilizando as mesmas configurações operacionais se obtém uma fração recuperada de óleo um pouco menor que o modelo homogêneo quando se tem barreiras de baixa permeabilidade posicionadas aleatoriamente no reservatório.

CAPÍTULO VI:

Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e Recomendações

Neste capítulo são apresentadas as conclusões mais importantes do estudo realizado para a segregação gravitacional encontradas no trabalho para os modelos estudados.

- A interação da vazão de injeção e o título do vapor se mostraram influentes estatisticamente de modo que valores maiores do título do vapor antecipam a chegada do banco de óleo aquecido, porém com uma menor fração recuperada de óleo, e valores menores, apesar de provocarem um atraso na chegada do banco de óleo, fornecem uma fração recuperada final maior;
- A vazão de injeção de 100 t/dia apresentou maiores frações recuperadas de óleo para todas as configurações de heterogeneidades estudadas;
- De acordo com as curvas da razão óleo/vapor (ROV) observou-se que os casos base atingem o limite econômico considerado de 10% depois do experimento 8 já terem atingido em todas as configurações de heterogeneidades estudadas;
- Adotando-se as configurações operacionais do experimento 8 (de cada modelo) observou-se pela saturação de óleo e de gás uma redução no efeito da segregação gravitacional com uma conseqüente melhoria na eficiência do varrido quando comparado com os casos base para todas as configurações de heterogeneidades;
- Todos os experimentos 8 obtiverem frações recuperadas de óleo próximas aos casos base e anteciparam a chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores em aproximadamente 2 anos, porém com a necessidade de um maior volume poroso injetado (VPI);
- A produção líquida acumulada (N_p Líquido) mostrou que os experimentos 8 se mostraram mais viáveis economicamente no sentido de antecipar o retorno financeiro do projeto para as seguintes configurações de heterogeneidades: modelo 1 (camadas horizontais

crescentes), modelo 2 (camadas horizontais decrescentes), modelo 5 (camadas opostas no topo do reservatório), modelo 6 (camadas paralelas na base do reservatório), modelo 7 (camadas paralelas no centro do reservatório), modelo 8 (camadas paralelas no topo do reservatório) e modelo 9 (camadas aleatórias);

- Os modelos 4 (camadas opostas no centro do reservatório), e 7 (camadas paralelas no centro do reservatório) apresentaram maior fração recuperada de óleo devido a presença das barreiras de baixa permeabilidade quando comparado com o modelo homogêneo.
- A posição das barreiras de permeabilidade no reservatório influencia no comportamento do vapor neste, podendo, em alguns casos, reduzir o efeito da segregação gravitacional, aumentando assim a recuperação de óleo.

6.1 Recomendações

- Estudar a segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em outras configurações de heterogeneidades;
- Estudar a injeção de um fluido alternativo ao vapor em reservatórios heterogêneos;
- Realizar uma análise técnico-econômica do processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos;
- Realizar uma análise técnico-econômica de alternativas que possam substituir o vapor;
- Estudar a segregação gravitacional para óleos de maior viscosidade do que a utilizada neste trabalho em reservatórios heterogêneos.
- Realizar um estudo mais detalhado da vazão a ser utilizada em cada modelo analisado.

Referências

Referências

- BARILLAS J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. 183 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.
- BARILLAS, J. L. M., Dutra Jr., T. V., Mata, W. *Reservoir and operational parameters influence in SAGD process*. Journal of Petroleum Science & Engineering. 54, 34-42, 2006.
- BARROS, B. NETO., Scarminio, I.S., Bruns R.E. Como fazer experimentos. Editora UNICAMP, 2º edição, 2003, 2-296.
- CHEN, Q., Gerritsen, M.G., Kovscek, A.R., *Effects of Reservoir Heterogeneities on the Steam-Assisted Gravity Drainage Process*. Society of Petroleum Engineers – 109873. Anaheim, California, 2007.
- CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá.
- CRAIG Jr, F.F., Sanderlin, J.L., Moore, D.W., Geffen, T.M. *A Laboratory Study of Gravity Segregation in Frontal Drives*. Society of Petroleum Engineers 275-282, 1957.
- FASSIHI, M.R. *Evaluation of an Analytic Technique for estimating Swept Volume From Thermal Pressure Falloff Tests in Heterogeneous Systems*. Society of Petroleum Engineers, Junho - 12657. Tulsa, 1988.
- GERINCH, J.F. *A Simplified Model To Predict Heterogeneity Effects on WAG Flooding Performance*. Society of Petroleum Engineers – 15388. New Orleans, LA, 1986.
- GHARBI, R.B., *The Effect of heterogeneity on the Performance of EOR Processes with Horizontal Wells*. Society of Petroleum Engineers – 38320. Long Beach, California, Junho, 1997.
- HALDORSEN, H.H., Lake, L. W. *A new approach to shale management in field-scale models*, Society of Petroleum Engineers p. 447-452, Dallas, 1984.
- KUMAR M. *Interwell Heterogeneity representation and its effect on Steamflood Performance*. Society of Petroleum Engineers- 24932, Outubro, 1992.

- MEDEIROS, E.J.R. *Estudo do aquecimento Geral Indireto como Método de Recuperação em Reservatórios Rasos de Óleo Pesado*. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.
- MENEZES, L. *Mapeamento digital de análogos à reservatórios petrolíferos: Exemplos para depósitos fluviais da unidade Açú-3 – Bacia Potiguar*. Dissertação (mestrado em geodinâmica) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em geodinâmica e geofísica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2004.
- MIALL, A.D. Tyler, N. *The three-dimensional facies architecture of terrigenous clastic sediments and its implication for hydrocarbon discovery and recovery, SEPM concepts in Sedimentology and Paleontology*, v. 3, 309p, 1991.
- MONTGOMERY, D. C. *Design and analysis of experiments*. 5. ed. Estados Unidos: Hamilton Printing Company, 2001.
- NEUMAN.C.H. *A Gravity Override Model of Steamdrive*. Society of Petroleum Engineers: Janeiro - 5495, Janeiro, 1985.
- QUEIROZ G. O. *Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado*. 2006. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- POLETTI, C. A. *Modelagem geológica orientada a objetos e Simulação Estocástica da Geometria de reservatórios fluviais* (Dissertação de Mestrado), 141p, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1996.
- ROSA A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- SPIVAK, A. *Gravity Segregation in Two-Phase Displacement Processes*. Society of Petroleum Engineers- 4630: Dezembro, 1974.
- STONE H. L. *Vertical conformance in an alternating water-miscible gas flood*. Society of Petroleum Engineers- 11130: Setembro, 1982.
- THOMAS, J. E. et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

- RODRIGUES, M.A.F. *Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor*. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.
- WEBER, K. J. *How heterogeneity affects oil recovery*, In LAKE, L. W., Carroll, H. B. *Reservoir Characterization*, p. 487-544, Orlando, 1986.
- WU, C.H. *A Critical Review of Steamflood Mechanisms*. Society of Petroleum Engineers – 6550, California, 1977.
- YU, J.P., Yang, J. R., *Development of composite reservoir model for heterogeneous Reservoir studies*, Society of Petroleum Engineers- 21266. Columbus, Ohio, 1990.

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](#)