



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 PARAMÉTRICO DA SEGREGAÇÃO
GRAVITACIONAL NA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR**

Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Co-orientador: Prof. Phd. Tarcilio Viana Dutra Junior

Natal/RN, Agosto de 2008

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA SEGREGAÇÃO
GRAVITACIONAL NA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR**

Marcos Allyson Felipe Rodrigues

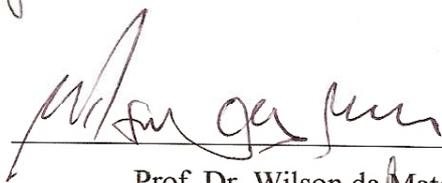
Natal/RN, Agosto de 2008

Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor

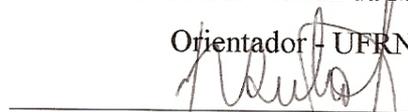
Este trabalho corresponde à dissertação de mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio grande do Norte, pré-requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 18 de agosto de 2008.



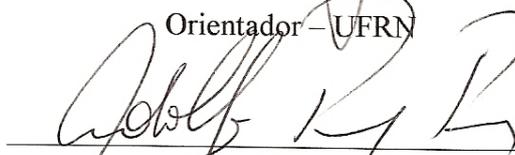
Prof. Dr. Wilson da Mata

Orientador - UFRN



Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Júnior

Orientador - UFRN



Prof. Dr. Adolfo Puime Pires

Membro Externo - UENF



Pesquisadora Dr.ª Jennys Lourdes Meneses Barillas

Membro Externo - UFRN

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe – Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. 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.Dr. Wilson da Mata

Co-orientador: Prof. Ph.D Tarcilio Viana Dutra Junior

RESUMO

A injeção de vapor é o método de recuperação suplementar mais utilizado para a recuperação de óleos pesados. Neste tipo de processo é comum acontecer a segregação gravitacional e este fenômeno pode afetar a produção de óleo e, por isso, deve ser considerado nos projetos de injeção contínua de vapor. Por muitos anos, a segregação gravitacional não era adequadamente considerada em procedimentos de cálculo em Engenharia de Reservatórios. O efeito da gravidade faz com que ocorra a segregação de fluidos, isto é, os fluidos tendem a se arranjar dentro do meio poroso de acordo com as suas densidades. Os resultados advindos de simulação de reservatórios forneceram a capacidade para lidar com a gravidade, e tornou-se aparente que os efeitos da gravidade poderiam afetar significativamente o desempenho do reservatório. Sabe-se que a segregação gravitacional pode ocorrer em quase todos os casos onde há injeção de fluidos leves, especialmente o vapor, e ocorre com maior intensidade para reservatórios de óleos viscosos. Neste trabalho é abordada a influência de alguns parâmetros da rocha-reservatório na segregação como viscosidade, permeabilidade, espessura, capa de gás e porosidade. A partir de um modelo que apresenta o fenômeno com maior intensidade, otimizaram-se alguns parâmetros operacionais como vazão de injeção de vapor, distância entre os poços injetor-produtor e intervalo de completação que contribuíram para a redução do efeito, aumento assim o fator de recuperação. Foi mostrada uma maior viabilidade técnica-econômica para o modelo de distância entre os poços de 100 m. A análise foi realizada utilizando o simulador comercial da CMG (Computer Modelling Group) - Stars 2007.11, onde foi observada a interação entre as variáveis estudadas em reservatórios com características semelhantes aos encontrados no Nordeste brasileiro.

Palavras-chave: Segregação gravitacional, injeção de vapor, simulação, IOR, modelagem de reservatórios.

ABSTRACT

Steam injection is the most used method of additional recovery for the extraction of heavy oil. In this type procedure is common to happen gravitational segregation and this phenomenon can affect the production of oil and therefore, it should be considered in the projects of continuous steam injection. For many years, the gravitational segregation was not adequately considered in the calculation procedures in Reservoir Engineering. The effect of the gravity causes the segregation of fluids inside the porous media according to their densities. The results of simulation arising from reservoirs could provide the ability to deal with the gravity, and it became apparent that the effects of the gravity could significantly affect the performance of the reservoir. It is known that the gravitational segregation can happen in almost every case where there is injection of light fluid, specially the steam, and occurs with greater intensity for viscous oil reservoirs. This work discusses the influence of some parameters of the rock-reservoir in segregation as viscosity, permeability, thickness, cover gas, porosity. From a model that shows the phenomenon with greater intensity, optimized some operational parameters as the rate flow rate steam, distance between the wells injector-producer, and interval of completion which contributed to the reduction in gravity override, thus increasing the oil recovery. It was shown a greater technical-economic viability for the model of distance between the wells 100 m. The analysis was performed using the simulator of CMG (Computer Modeling Group) - Stars 2007.11, in which was observed by iterating between studied variables in heavy oil reservoirs with similar characteristics to Brazilian Northeast.

Keywords: Gravitational segregation, steam injection, simulation, IOR, modeling of reservoirs.

Dedicatória

Dedico não só esta dissertação mas todas as minhas conquistas a minha mãe Jô e meu irmão Anderson, pois só nós sabemos o que passamos para chegar até aqui. Obrigado por existirem em minha vida.

Agradecimentos

Em primeiro lugar a Deus, por ter me dado a graça de alcançar mais uma vitória em minha vida.

A toda minha família, em especial meus pais Josenilde e Vilmar, e meu irmão Anderson Felipe pelo carinho e apoio incondicional de todas as horas. Os pilares da minha vida pois, sem eles, com certeza não estaria concretizando mais um sonho.

A Keila Regina por fazer parte dessa nova etapa de minha vida. Uma pessoa maravilhosa que me ajudou muito na conclusão desse trabalho.

Aos amigos Adriano, Alverne, Clóvis, Dayana, Henrique, Janaína, Jennys, Kátia, Michel, Paulo, Rayanna, Robson, Tommy e os funcionários Viviane e Severino.

A Edney Rafael, por ser meu braço direito em todas as batalhas desde o dia 31 de julho de 2006, um verdadeiro irmão.

A Elton John por estar sempre à disposição quando precisei de ajuda.

A Vanessa Medeiros pelo carinho e atenção nesses dois anos de muita luta.

A Jennys Lourdes, uma verdadeira bússola durante toda essa trajetória, por me guiar sempre para o caminho certo com seu conhecimento e paciência, durante esse um ano e meio de preparação dessa dissertação.

Ao professor e orientador Wilson da Mata, pessoa que aprendi a admirar nesses dois anos de convivência, pelo seu esforço e dedicação a nós alunos, sempre buscando o melhor de cada um. Obrigado por acreditar em meu potencial.

Ao meu co-orientador Tarcilio Viana por me ajudar com todo o seu conhecimento sempre nos momentos críticos desse trabalho.

A todos meus sinceros agradecimentos.

ÍNDICE

Capítulo I

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

Capítulo II

2. Aspectos teóricos	6
2.1. Simulação numérica de reservatórios	6
2.2. Métodos de recuperação avançada.....	7
2.2.1. Métodos especiais de recuperação avançada.....	7
2.2.1.1. Reconhecimento dos reservatórios candidatos.....	8
2.2.1.2. Aplicabilidade de recuperação especial	9
2.3. Eficiência de varrido horizontal.....	9
2.3.1. Fator de contato	10
2.3.2. Eficiência de deslocamento	10
2.4. Métodos térmicos.....	11
2.4.1. Injeção de Vapor.....	13
2.4.1.1. Injeção cíclica de vapor.....	13
2.4.1.2. Injeção contínua de vapor	15
2.4.2. Aplicação	18
2.4.3. Vantagens	18
2.4.4. Desvantagens	19
2.4.5. Considerações Econômicas	20
2.5. Análise econômica de reservatórios.....	20
2.5.1. Principais indicadores de viabilidade econômica.....	21
2.5.2. Cálculo simplificado dos custos e das receitas no processo de injeção de vapor....	22

2.5.3.	Incerteza e risco	25
2.6.	Segregação gravitacional na injeção de vapor	26
2.6.1.	Parâmetros que influenciam na segregação gravitacional	27
2.6.1.1.	Parâmetros da rocha-reservatório que influenciam na segregação gravitacional 27	
2.6.1.2.	Parâmetros operacionais que influenciam na segregação gravitacional	28
2.6.2.	Grau de segregação	29
2.6.3.	Números adimensionais na segregação gravitacional	29
2.6.4.	Segregação gravitacional em reservatórios homogêneos	31
2.6.4.1.	Distância percorrida pela mistura gás-água antes da completa segregação	33
2.6.4.2.	Velocidade de segregação	34
2.6.4.3.	Volume varrido pelo gás	34
2.6.5.	Estratégias de injeção para reduzir o efeito da segregação	35
2.6.6.	Segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos	36
2.7.	Planejamento e otimização de experimentos	37
2.7.1.	Diagrama de pareto	38
2.7.2.	Superfícies de resposta e curvas de nível	39

Capítulo III

3.	Estado da arte	41
-----------	-----------------------------	-----------

Capítulo IV

4.	Modelagem do processo	45
4.1.	Modelo físico	45
4.1.1.	Características da rocha-reservatório do modelo base	46

4.1.2.	Características operacionais do modelo base	47
4.2.	Viscosidade do óleo	48
4.3.	Permeabilidades relativas.....	49
4.4.	Metodologia de trabalho	51
4.4.1.	Análise de sensibilidade	52
4.4.2.	Análise de viabilidade técnica-econômica	54
4.4.3.	Análise de reservatórios heterogêneos	56

Capítulo V

5.	Resultados e discussões	60
5.1.	Análise de sensibilidade dos parâmetros da rocha-reservatório	60
5.2.	Influência dos parâmetros da rocha-reservatório na segregação gravitacional	82
5.2.1.	Permeabilidade	82
5.2.2.	Capa de gás.....	85
5.2.3.	Porosidade	87
5.2.4.	Espessura do reservatório	89
5.2.5.	Viscosidade.....	92
5.2.6.	Relação K_v/K_h	94
5.3.	Análise das interações dos parâmetros que mais afetaram a segregação gravitacional..	95
5.3.1.	Permeabilidade horizontal e espessura	95
5.3.2.	Viscosidade e espessura	97
5.3.3.	Permeabilidade horizontal, viscosidade e espessura	98
5.4.	Comparativo entre os resultados encontrados.....	99
5.5.	Parâmetros operacionais	100
5.5.1.	Vazão de injeção de vapor.....	100

5.5.2.	Intervalo de completção.....	102
5.5.3.	Distância entre poços.....	105
5.6.	Otimização dos parâmetros operacionais.....	107
5.7.	Análise técnico-econômica	124
5.8.	Segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos.....	133
5.8.1.1.	Influência do intervalo de completção em reservatórios heterogêneos.....	140
5.8.2.	Influência do aumento de vazão em reservatórios heterogêneos	145
 Capítulo VI		
6.	Conclusões.....	155
6.1.	Recomendações.....	157
 Referências bibliográficas.....159		

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2. 1. Gráfico Viscosidade (cP) <i>versus</i> Temperatura (°C) – Barillas (2005).....	11
Figura 2.2. Injeção Contínua de vapor	16
Figura 2. 3. Esquema de três zonas uniformes no modelo de Stone e Jenkins.....	32
Figura 2. 4 Segregação gravitacional em diferenças finitas	33
Figura 2. 5 Esquemas de estratégias de Injeção	36
Figura 2.6 Fator de recuperação para o modelo homogêneo e os heterogêneos	37

Capítulo III

Capítulo IV

Figura 4. 1. Modelo base em 3 dimensões	46
Figura 4. 2. Gráfico vazão de líquido <i>versus</i> tempo	48
Figura 4. 3. Gráfico Viscosidade (cP) <i>versus</i> Temperatura (°C), Barillas (2005).....	49
Figura 4. 4. Gráfico permeabilidades relativas <i>versus</i> S_w	50
Figura 4. 5. Gráfico permeabilidades relativas <i>versus</i> S_1	50
Figura 4. 6. Mapa de saturação de óleo – modelo base	51
Figura 4. 7. Perfil de temperatura (°F) - modelo base	51
Figura 4. 8. Esquemas de injeção de vapor	53
Figura 4. 9. Heterogeneidade na base da zona de óleo - Permeabilidade Horizontal (mD).....	56
Figura 4. 10. Heterogeneidade no centro da zona de óleo – Permeabilidade Horizontal (mD)....	57
Figura 4.11. Heterogeneidade no topo da zona de óleo - Permeabilidade Horizontal (mD).....	57

Capítulo V

Figura 5. 1. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 3 anos.....	62
--	----

Figura 5. 2. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 6 anos.....	62
Figura 5. 3. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 9 anos.....	63
Figura 5. 4. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 12 anos.....	63
Figura 5. 5. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 15 anos.....	64
Figura 5. 6. Curvas de nível – Fator de recuperação 3 anos.....	66
Figura 5. 7. Curvas de nível – Fator de recuperação 6 anos.....	67
Figura 5. 8. Curvas de nível – Fator de recuperação 9 anos.....	68
Figura 5. 9. Curvas de nível – Fator de recuperação 12 anos.....	69
Figura 5. 10. Curvas de nível – Fator de recuperação 15 anos.....	70
Figura 5. 11. Diagrama de Pareto – ROV 3 anos	72
Figura 5. 12. Diagrama de Pareto – ROV 6 anos	72
Figura 5. 13. Diagrama de Pareto – ROV 9 anos	73
Figura 5. 14. Diagrama de Pareto – ROV 12 anos	73
Figura 5. 15. Diagrama de Pareto ROV 15 anos	74
Figura 5. 16. Curvas de nível – ROV 3 anos.....	76
Figura 5. 17. Curvas de nível – ROV 6 anos.....	77
Figura 5. 18. Curvas de nível – ROV 9 anos.....	78
Figura 5. 19. Curvas de nível – ROV 12 anos.....	79
Figura 5. 20. Curvas de nível – ROV 15 anos.....	80
Figura 5. 21. Saturação de gás no 8º ano de produção - modelo de permeabilidade 500 mD	82
Figura 5. 22. Saturação de gás no 8º ano de produção - modelo de permeabilidade 2000 mD	83
Figura 5. 23. Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo	84
Figura 5. 24. Produção Acumulada de Óleo <i>versus</i> Tempo – Permeabilidades 500 e 2000 mD..	84
Figura 5. 25. Saturação de gás no 10º ano de produção – Reservatório com capa de gás 6 m	85
Figura 5. 26. Saturação de gás no 10º ano de produção– Reservatório com capa de gás 1 m	86
Figura 5. 27. Saturação de gás no 10º ano de produção – Reservatório sem capa de gás.....	86
Figura 5. 28. Saturação de gás no período final de produção - Porosidade 30%	87
Figura 5. 29. Saturação de gás no período final de produção - Porosidade 20%	88
Figura 5. 30. Gráfico vazão de óleo <i>versus</i> tempo	88
Figura 5. 31. Saturação de gás no período final de produção – Reservatório mais espesso	89
Figura 5. 32. Saturação de gás no período final de produção – Reservatório menos espesso.....	90
Figura 5. 33. Saturação de óleo no período final de produção – Reservatório delgado	90

Figura 5. 34. Saturação de óleo no período final de produção – Reservatório espesso	91
Figura 5. 35. Gráfico Volume Poroso Injetado <i>versus</i> Fator de Recuperação	92
Figura 5. 36. Saturação de gás no 8º ano de produção – Óleo de viscosidade 300 cP	93
Figura 5. 37. Saturação de gás no 8º ano de produção – Óleo de viscosidade 3000 cP	93
Figura 5. 38. Saturação de gás no período final de produção – Relação Kv/Kh = 0.05.....	94
Figura 5. 39. Saturação de gás no período final de produção – Relação Kv/Kh = 0.20.....	94
Figura 5. 40. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (+1) e espessura (+1)...	96
Figura 5. 41. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (-1) e espessura (-1)	96
Figura 5. 42. Saturação de gás no 8º ano de produção – viscosidade (+1) e espessura (+1).....	97
Figura 5. 43. Saturação de gás no 8º ano de produção – viscosidade (-1) e espessura (-1)	97
Figura 5. 44. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (+1), espessura (+1), viscosidade (+1).....	98
Figura 5. 45. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (-1), espessura (-1), viscosidade (-1)	99
Figura 5. 46. Vazão de Injeção <i>versus</i> Fator de recuperação	101
Figura 5. 47. Saturação de gás no 4º ano de produção– vazão de injeção 50 t/dia	101
Figura 5. 48. Saturação de gás no 4º ano de produção– vazão de injeção 25 t/dia	102
Figura 5. 49. Gráfico produção acumulada de óleo <i>versus</i> intervalo de completação no final do período de produção	103
Figura 5. 50. Saturação de gás no período final de produção - Intervalo B-B	104
Figura 5. 51. Saturação de óleo no período final de produção - Intervalo B-B.....	104
Figura 5. 52. Saturação de gás no 7º ano de produção - Distância entre poços 70 m	105
Figura 5. 53. Saturação de gás no 7º ano de produção – Distância entre poços 100 m.....	106
Figura 5. 54. Saturação de gás no 7º ano de produção – Distância entre poços 140 m.....	106
Figura 5. 55. Gráfico VPI <i>versus</i> fator de recuperação – distância entre poços.....	107
Figura 5. 56. Diagrama de Pareto- Parâmetros operacionais – Fator de Recuperação 3 anos	109
Figura 5. 57. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 6 anos ...	109
Figura 5. 58. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 9 anos ...	110
Figura 5. 59. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 12 anos .	110
Figura 5. 60. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 15 anos .	111
Figura 5. 61. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 3 anos.....	112
Figura 5. 62. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 6 anos.....	113

Figura 5. 63. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 9 anos.....	113
Figura 5. 64. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 12 anos.....	114
Figura 5. 65. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 15 anos.....	114
Figura 5. 66. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 3 anos.....	116
Figura 5. 67. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 6 anos.....	116
Figura 5. 68. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 9 anos.....	117
Figura 5. 69. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 12 anos.....	117
Figura 5. 70. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 15 anos.....	118
Figura 5. 71. Superfície de Resposta – ROV 3 anos	119
Figura 5. 72. Superfície de Resposta – ROV 6 anos	119
Figura 5. 73. Superfície de Resposta – ROV 9 anos	120
Figura 5. 74. Superfície de Resposta – ROV 12 anos	120
Figura 5. 75. Superfície de Resposta – ROV 15 anos	121
Figura 5. 76. Saturação final de gás – Modelo otimizado	123
Figura 5. 77. Saturação final de óleo – Modelo otimizado.....	123
Figura 5. 78. Gráfico produção acumulada de óleo <i>versus</i> tempo - Heterogeneidades	134
Figura 5. 79. Gráfico vazão de óleo <i>versus</i> tempo - Heterogeneidades	134
Figura 5. 80. Saturação de gás ao final do 8º ano de produção- Heterogeneidade na base da zona de óleo	135
Figura 5. 81. Saturação de gás ao final do 8º de produção - Heterogeneidade no centro da zona de óleo	136
Figura 5. 82. Saturação de gás ao final do 8º de produção - Heterogeneidade no topo da zona de óleo	136
Figura 5. 83. Saturação de gás ao final do 12º ano de produção- Heterogeneidade no centro da zona de óleo.....	137
Figura 5. 84. Saturação de gás ao final do 12º ano de produção - Heterogeneidade no topo da zona de óleo.....	138
Figura 5. 85. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade na base da zona de óleo.....	139
Figura 5. 86. Saturação de óleo ao final do período de produção- Heterogeneidade no centro da zona de óleo.....	140

Figura 5. 87. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade no topo da zona de óleo.....	140
Figura 5. 88. Saturação de gás ao final do período de produção – Heterogeneidade no topo – perfurações fora da heterogeneidade.....	142
Figura 5. 89. Saturação de óleo ao final do período de produção – Heterogeneidade no topo – perfurações fora da heterogeneidade.....	143
Figura 5. 90. Saturação de gás ao final do período de produção – Heterogeneidade no centro – injeção de vapor e produção na base.....	143
Figura 5. 91. Saturação de gás ao final do período de produção – Heterogeneidade no topo – injeção de vapor e produção na base.....	144
Figura 5. 92. Gráfico produção acumulada de óleo <i>versus</i> tempo – Vazão de injeção 50 t/dia..	146
Figura 5. 93. Gráfico vazão de óleo <i>versus</i> tempo – vazão de injeção 50 t/dia.....	146
Figura 5. 94. Saturação de gás no 4º ano de produção - Heterogeneidade na base- vazão de injeção 50 t/dia.....	148
Figura 5. 95. Saturação de gás no 4º ano de produção - Heterogeneidade no topo- vazão de injeção 50 t/dia.....	149
Figura 5. 96. Saturação de gás no 4º ano de produção - Heterogeneidade no centro- vazão de injeção 50 t/dia.....	149
Figura 5. 97. Saturação de gás no período final de produção - Heterogeneidade na base- vazão de injeção 50 t/dia.....	150
Figura 5. 98. Saturação de gás no período final de produção - Heterogeneidade no topo- vazão de injeção 50 t/dia.....	150
Figura 5. 99. Saturação de gás no período final de produção - Heterogeneidade no centro- vazão de injeção 50 t/dia.....	151
Figura 5. 100. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade na base - vazão de injeção 50 t/dia.....	152
Figura 5. 101. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade no centro - vazão de injeção 50 t/dia.....	152
Figura 5. 102. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade no topo - vazão de injeção 50 t/dia.....	153

Capítulo VI

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4. 1. Intervalos estudados dos parâmetros da rocha-reservatório	52
Tabela 4. 2. Intervalos estudados dos parâmetros operacionais	53
Tabela 4. 3. Cotação do barril para cada cenário.....	54
Tabela 4. 4. Dados considerados para a análise de viabilidade técnica-econômica	55

Capítulo V

Tabela 5. 1. Intervalo estudado dos parâmetros analisados.....	61
Tabela 5. 2. Comparativo entre o modelo com e sem capa de gás	87
Tabela 5. 3. Comparativo para a relação K_v/K_h 0,05 e 0,2	95
Tabela 5. 4. Comparativo entre os resultados obtidos.....	99
Tabela 5. 5. Resultados para intervalos de completção diferentes	103
Tabela 5. 6. Intervalo estudado dos parâmetros operacionais analisados	108
Tabela 5. 7. Melhores resultados obtidos para cada distância entre poços estudada	122
Tabela 5. 8. Cálculo das receitas do modelo otimizado de 140 m	124
Tabela 5. 9. Cálculo das receitas do modelo otimizado de 100 m	125
Tabela 5. 10. Fluxo de caixa – Distância 140 m - Cenário otimista.....	126
Tabela 5. 11. Fluxo de caixa – Distância 140 m - Cenário realista	126
Tabela 5. 12. Fluxo de caixa – Distância 140 m - Cenário pessimista.....	126
Tabela 5. 13. Fluxo de caixa – Distância 100 m - Cenário otimista.....	127
Tabela 5. 14. Fluxo de caixa - Distância 100 m - Cenário realista.....	127
Tabela 5. 15. Fluxo de caixa - Distância 100 m - Cenário pessimista.....	127
Tabela 5. 16. Cálculo do VPL médio	128
Tabela 5. 17. Cálculo da variância e do desvio padrão	128
Tabela 5. 18. Cálculo do coeficiente de variação	128

Tabela 5. 19. Cálculo das receitas para o modelo com interrupção do vapor no 11º ano	130
Tabela 5. 20. Fluxo de caixa – Modelo com interrupção do vapor - Cenário otimista	131
Tabela 5. 21. Fluxo de caixa – Modelo com interrupção do vapor - Cenário realista.....	131
Tabela 5. 22. Fluxo de caixa – Modelo com interrupção do vapor - Cenário pessimista	131
Tabela 5. 23. Cálculo do VPL médio – Modelo com interrupção do vapor.....	132
Tabela 5. 24. Quadro resumo dos resultados obtidos	138
Tabela 5. 25. Resultados para não injeção e produção nas heterogeneidades.....	141
Tabela 5. 26. Melhores resultados – Intervalo de Completação.....	145
Tabela 5. 27. Resultados – vazão de 50 ton/dia.....	147

Capítulo VI

Nomenclaturas e abreviações

a - área requerida para a completa segregação	m ²
API - American Petroleum Institute	
°API - grau API do óleo	
CMG - Computer Modelling Group	
E _A - eficiência de varrido horizontal	Adimensional
CV – Coeficiente de variação	
E – Grau de segregação	
E _D - eficiência de deslocamento	Adimensional
FC - fluxo de caixa	US\$
f _g – Fração do fluido injetado que é gás	Adimensional
Fr - fator de recuperação	(%)
f _w - fluxo fracionário de água	(%)
g – aceleração da gravidade	m/s ²
H – Altura do reservatório	m
i – Taxa de desconto	%
ILL – Índice de Lucratividade Líquida	US\$
IOR - Improved Oil Recovery	
L - comprimento do reservatório	m
L _g – Distância de completa segregação	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
P - pressão	KPa
P _c - pressão crítica	dyn/cm ² , KPa
P _{wf} – Pressão de fundo de poço	
p _o - pressão da fase óleo em um ponto exatamente acima da interface óleo/água	KPa
p _w - pressão da fase água exatamente abaixo da interface óleo/água	dyn/cm ² , KPa
Q – Vazão de injeção	m ³ std/dia
R _g – Raio onde ocorre a completa segregação	m
(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	%
So - saturação de óleo	%
Soi - saturação inicial de óleo	%
Sor - saturação de óleo residual	%
Sw - saturação de água	%
Swc - saturação de água conata	%
SPE – “Society of Petroleum Engineers”	
STARS – “Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator”	
t - tempo de projeto	anos
T - temperatura do fluido	°C
T _c - temperatura crítica	°C

TIR – Taxa Interna de Retorno	%
TMA - Taxa Mínima de Atratividade	%
V_g – Volume varrido pelo gás	m^3
VGR – Razão Gravidade-Viscosidade	Adimensional
VPI – Volume Poroso Injetado	Adimensional
VOIP - Volume de Óleo in Place	m^3
VPI – Volume Poroso Injetado	Adimensional
VPL - Valor Presente Líquido	US\$
W – Espessura do reservatório retangular perpendicular ao fluxo	m

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
λ_{rt}^m - mobilidade relativa total na zona mista	Adimensional
$ \nabla_p _m$ - Gradiente de pressão na zona mista	Kgf/cm^2 , KPa
$\Delta\rho$ – diferença de densidade	g/cm^3
v – Velocidade de segregação	m/s
\emptyset – Porosidade	%
σ – Desvio padrão	
σ^2 - Variância	

CAPÍTULO I:
Introdução Geral

1. Introdução geral

Entre os muitos problemas que afetam a recuperação nos reservatórios de petróleo, um em particular é devido à imiscibilidade e à diferença de viscosidade entre os fluidos existentes na jazida. O fato de o óleo ser, de um modo geral, mais viscoso do que a água e o gás, faz com que, no escoamento simultâneo destes três fluidos através do meio poroso, o gás tenda a se deslocar numa velocidade mais elevada em relação à água que, por sua vez, se desloca mais rapidamente que o óleo no trajeto em direção aos poços produtores. Como consequência e a depender do contraste de viscosidade entre os três fluidos, não é raro ocorrer a produção prematura e crescente de gás nos poços produtores, comprometendo a vazão de óleo produzida e com ela a recuperação final.

Para reservatórios de óleos pesados em geral, onde este tipo de fluido possui pouca ou nenhuma mobilidade, o enfoque tecnológico dado nas últimas décadas foi o de atuar na redução da viscosidade do próprio óleo, mediante o uso de energia térmica. Originalmente desenvolvidos para os campos de óleos extremamente viscosos da Califórnia e da Venezuela, os métodos da injeção de vapor e da combustão *in situ* do óleo mediante a injeção de ar com pré-ignição, viabilizaram a produção de petróleo em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. A injeção de vapor em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das poucas alternativas economicamente viáveis para o aproveitamento dos óleos pesados.

No Brasil, a injeção de vapor é o método de recuperação especial mais utilizado para a recuperação de óleos pesados, principalmente no Nordeste. O volume original de óleo atualmente envolvido com esse processo excede os 5 bilhões de barris, dos quais 30% apenas nos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

Neste tipo de processo, é comum acontecer a segregação gravitacional, devido à diferença de densidade entre o fluido injetado e os fluidos contidos no reservatório. Este fenômeno pode afetar a produção de óleo, devendo ser considerado nos projetos de injeção contínua de vapor.

Por muitos anos, a segregação gravitacional em estudos de reservatórios não foi bem explicada, porque não era considerada adequadamente em procedimentos de cálculo em Engenharia de Reservatórios. Os resultados advindos de simulação de reservatórios forneceram a capacidade para lidar com a gravidade, e tornou-se aparente que os efeitos da gravidade poderiam afetar significativamente o desempenho do reservatório.

Sabe-se que a segregação gravitacional pode ocorrer em aproximadamente todos os casos onde há injeção de fluidos leves, especialmente o vapor, podendo-se ter, em casos extremos, redução de até 50% do volume de óleo final esperado.

O presente trabalho tem como objetivo mostrar a importância do efeito da segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor, e sua influência na recuperação final de óleo. Foi analisada, através de uma simulação numérica, a sensibilidade dos parâmetros da rocha-reservatório e operacionais, bem como suas respectivas influências no processo.

A otimização dos parâmetros operacionais apresenta soluções para reduzir o efeito, com a finalidade de aumentar a distância de completa segregação e, conseqüentemente, a recuperação final de óleo. Nestes casos, estratégias de injeção, distância adequada entre os poços, intervalo ótimo de completação foram analisados e, com isso, buscou-se uma otimização que levasse a um menor custo possível.

Realizou-se um estudo de viabilidade técnico-econômica, levando em consideração os altos custos dessas soluções operacionais apresentadas em relação à receita adicional gerada por essas mudanças.

Foi analisada a segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos, onde foi utilizado um modelo que apresentou a segregação gravitacional com grande intensidade. Para isso foi inserida uma rocha de baixa permeabilidade e porosidade em três diferentes posições (base, centro e topo da zona de óleo), apresentando as mesmas dimensões para todos os casos. Buscaram-se soluções operacionais para esse tipo de reservatório, aumentando assim o Fator de Recuperação.

Este trabalho de dissertação é composto de seis capítulos e a revisão bibliográfica. No Capítulo II, Aspectos Teóricos, são apresentadas teorias que envolvem a realização deste trabalho como Métodos de Recuperação Especiais, Análise Econômica de Reservatórios, Simulação de Reservatórios e principalmente Segregação Gravitacional.

Um histórico dos trabalhos relacionados a Segregação Gravitacional é apresentado no Capítulo III, onde é apresentada uma revisão dos principais trabalhos onde foi estudada a Segregação Gravitacional na injeção de fluidos leves, destacando os trabalhos que apresentam simulação numérica em reservatórios homogêneos e 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. São mostrados também os dados de entrada requeridos pelo simulador, além de uma descrição dos casos que foram simulados, e também são mostrados os dados da análise técnica-econômica realizada entre os modelos otimizados encontrados.

O Capítulo V apresenta os resultados obtidos e suas discussões, onde exhibe as conclusões obtidas a partir do que foi obtido na simulação e na análise técnica-econômica.

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

Na seção final é apresentada a Revisão Bibliográfica, com os principais artigos, dissertações, teses e livros que foram citados no trabalho.

CAPÍTULO II:
Aspectos Teóricos

2. Aspectos teóricos

2.1. Simulação numérica de reservatórios

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais, nas curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett. Na verdade os métodos baseados na equação de balanço de materiais constituem-se em modelos numéricos simplificados, chamados de modelos “tanque” ou de dimensão “zero”, já que o reservatório é considerado uma caixa, onde as propriedades da rocha e dos fluidos, bem como a pressão, assumem valores médios uniformemente distribuídos. Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma simulação numérica (Rosa, et al. 2006).

Os simuladores numéricos permitem maior sofisticação nos estudos dos reservatórios, porém, para tanto, é necessário dispor de dados da rocha, dos fluidos do reservatório, da geologia, do histórico de produção, não só em quantidade, mas com boa qualidade para levar a resultados o mais preciso possível.

Existem diversas maneiras de se fazer previsões de comportamento de reservatório e estimativas de volumes originais, volumes recuperáveis e reservas. A escolha de cada um dos processos deve ser feita sempre de maneira compatível com a natureza, quantidade e qualidade dos dados disponíveis, do tempo e dos recursos que se tem para processar esses dados e dos objetivos que se destina o estudo.

2.2. Métodos de recuperação avançada

Os reservatórios cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão de sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação Avançada .

A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação do reservatório, independe da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado.

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais, como descrito abaixo:

Convencionais

- Injeção de Água
- Injeção de Gás

Especiais

- **Térmicos** – Injeção de Vapor, Combustão *In Situ*, Aquecimento Eletromagnético entre outros.
- **Químicos** – Injeção de Polímeros, Injeção de Tensoativos, Injeção de Solução Alcalina.
- **Miscíveis** - Injeção de CO₂, Injeção de Gás Natural, Injeção de Nitrogênio.
- **Outros** – Microbiológicos.

2.2.1. Métodos especiais de recuperação avançada

Um ponto de partida lógico quando se discute a aplicação de métodos especiais de recuperação secundária é uma análise da recuperação secundária convencional, já que esta

explica o porquê da necessidade e da ocasião ideal para a aplicação. A recuperação secundária convencional fornece indicações também de como os vários métodos especiais de recuperação secundária devem ser projetados para produzir parte do óleo deixado no reservatório após a recuperação convencional.

O principal método convencional é a injeção de água, que possui vantagens sobre outros mecanismos de recuperação secundária, principalmente o baixo custo em relação aos outros métodos. Em um determinado campo ou mesmo país é comum o número de projetos de recuperação secundária convencional aumentar até atingir um pico e depois declinar. Isso acontece porque deixam de haver reservatórios adequados para a aplicação desses métodos, em termos econômicos. Nesse ponto surge a questão de como fazer para manter ou reduzir a taxa de declínio das vazões de produção. Uma resposta seria recuperar parte do óleo deixado pela recuperação secundária convencional.

Embora as crises de energia e a falta de novos candidatos aos métodos convencionais de recuperação secundária sejam razões importantes para o desenvolvimento de métodos especiais de recuperação, há ainda outra razão muito importante. Muitos daqueles campos nos quais foi iniciada a injeção de água há algum tempo, acabam então atingindo estágios avançados de recuperação. Alguns acabam ficando próximos do seu limite econômico e os poços têm que ser tamponados e abandonados. Torna-se evidente, portanto, que a recuperação especial precisa ser aplicada enquanto os poços existentes e os equipamentos de superfície estão ainda intactos e utilizáveis, já que poucos reservatórios candidatos são tão atraentes a ponto de permitirem a perfuração de novos poços e a substituição de equipamentos de superfície. Em geral, os lucros comparativamente menores obtidos com a recuperação especial são devidos a uma menor recuperação de óleo, em relação à recuperação convencional, e aos custos de investimento e de operação relativamente maiores. A maioria dos métodos especiais de recuperação é pesadamente penalizada com os custos de produtos químicos e/ou custos de equipamentos (Rosa, et al. 2006).

2.2.1.1. Reconhecimento dos reservatórios candidatos

O reconhecimento de campos que são candidatos à recuperação especial requer, em geral:
(1) conhecimento de cada campo de óleo em uma determinada área; (2) compreensão dos

métodos especiais de recuperação secundária. A injeção de água tem sido o agente de recuperação secundária largamente mais utilizada. Não há um método especial semelhante à injeção de água, aplicável à maioria dos reservatórios. A aplicação de técnicas especiais de recuperação secundária a um reservatório específico requer a análise de todos os métodos disponíveis e relacionar com as características do campo a ser aplicado para se selecionar o mais adequado.

2.2.1.2. Aplicabilidade de recuperação especial

Para entender os objetivos dos métodos especiais de recuperação secundária, é necessário continuar a examinar a recuperação secundária convencional e a injeção de água em particular. A fração de óleo recuperada com a injeção de água é uma função dos seguintes fatores de eficiência: (a) eficiência de varrido horizontal ou areal; (b) fator de contato; (c) eficiência de deslocamento. Essa abordagem simplificada admite que o reservatório seja composto por uma única camada, com as propriedades médias do reservatório real. Outro método de cálculo da recuperação de óleo admite que o reservatório seja formado de várias camadas com diferentes propriedades. Neste caso cada camada é tratada independentemente, resultando em uma eficiência de varrido diferente para cada uma (Rosa, et al. 2006).

2.3. Eficiência de varrido horizontal

É a área, em termos percentuais, da área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido deslocante. A eficiência de varrido horizontal é definida por:

$$E_a = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (2.1)$$

Onde A_{inv} é a área invadida pelo fluido deslocante e A_t é a área total.

A dimensão da área invadida e, conseqüentemente, a eficiência de varrido horizontal, depende da geometria de injeção, do volume de fluido injetado e da razão de mobilidades

Como sabemos, a mobilidade de um determinado fluido é a razão entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade. Portanto, a razão de mobilidades é dada por:

$$M = \frac{(K_w/\mu_w)}{(K_o/\mu_o)} = \frac{K_w\mu_o}{\mu_w K_o} \quad (2.2)$$

Um valor de 1 para M significa que a água injetada e o óleo do reservatório podem fluir através do meio poroso com a mesma facilidade ou mobilidade. Quando M representa um valor igual a 10, por exemplo, implica que a capacidade da água fluir é 10 vezes maior que a do óleo.

Quando a razão de mobilidades é alta, a água ou qualquer outro fluido injetado tende a se mover através do óleo na direção dos poços produtores, deixando parte da área do reservatório sem ser invadida (varrida). Assim, as maiores eficiências de varrido horizontal são alcançadas com razões de mobilidades baixa. Por isso, são comumente usados os termos razão de mobilidades favorável e razão de mobilidades desfavorável.

Os métodos especiais de recuperação usados para melhorar a eficiência de varrido são a injeção de polímeros e os métodos térmicos. Os polímeros aumentam a viscosidade da água injetada e os métodos térmicos aplicam calor ao reservatório, reduzindo a viscosidade do óleo.

2.3.1. Fator de contato

É a fração do volume varrido que foi atingida ou contactada pelo fluido injetado, podendo ser expresso por:

$$\text{Fator de contato} = \frac{\text{Volume do reservatório contactado pelo fluido injetado}}{\text{Volume varrido total do reservatório}} \quad (2.3)$$

2.3.2. Eficiência de deslocamento

É a fração da saturação de óleo original que foi deslocada dos poros pelo fluido injetado. Pode ser expressa pela relação:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_o}{S_{oi} - S_{or}} \quad (2.4)$$

2.4. Métodos térmicos

O objetivo da recuperação térmica é aquecer o reservatório e o óleo nele existente para aumentar a sua recuperação, através da redução da viscosidade do óleo. Na injeção de fluido aquecido, o calor é gerado na superfície e levado para dentro do reservatório pelo fluido injetado, que normalmente é a água, resultando em um projeto de injeção de vapor ou de água quente.

Como foi dito, o calor afeta a recuperação de óleo pela redução de viscosidade, o que provoca um aumento da eficiência de varrido, pela expansão e destilação do óleo, e extração de solvente, o que aumenta a eficiência de deslocamento. O sucesso do método se dá principalmente pela atuação destes mecanismos.

O efeito mais óbvio do aquecimento de um reservatório é a redução da viscosidade do óleo. Quanto à influência do aquecimento sobre a viscosidade, observa-se na prática que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início dos aumentos de temperatura. Depois de atingir certa temperatura se ganha muito pouco na redução de viscosidade como mostra a Figura 2.1.

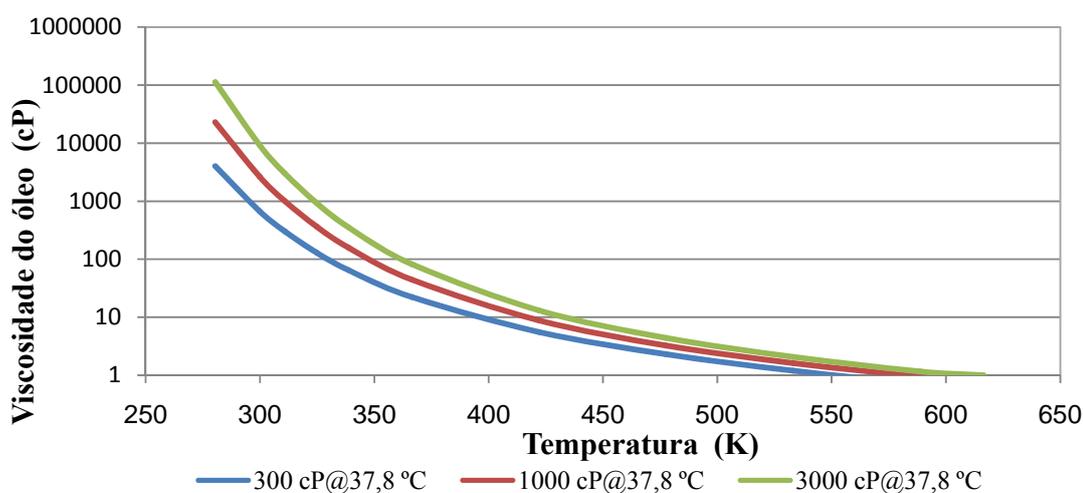


Figura 2. 1. Gráfico Viscosidade (cP) versus Temperatura (°C) – Barillas (2005)

Outro mecanismo inerente à recuperação térmica é a expansão do óleo do reservatório após o seu aquecimento. A dilatação do óleo, quando aquecido, adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório. Dependendo da composição, o óleo pode dilatar de 10 a 20% durante uma injeção de vapor. Isso ocorre em um menor grau de injeção de água quente, já que neste caso as temperaturas são menores que na injeção de vapor.

O terceiro mecanismo que traz benefício para a recuperação na injeção de vapor é a destilação do óleo. No deslocamento de um óleo volátil por vapor, 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 banco de óleo à frente da zona de vapor.

Além dos mecanismos citados, outros fatores também contribuem para analisar o aumento da recuperação pelo aquecimento do reservatório. Entre eles estão os efeitos de mecanismos de capa gás e uma possível alteração das características de permeabilidade relativa. A importância relativa de cada um dos fatores mencionados depende do tipo de projeto e das características do reservatório e do óleo.

A água é o meio básico usado nos métodos térmicos de geração de calor na superfície. Ela pode ser aquecida até a temperatura de vapor ou convertida para vapor. Após atingir a temperatura de ebulição, o fornecimento continuado de calor converte mais e mais água para vapor nessa temperatura. A fração em peso de água convertida para vapor é chamada de qualidade do vapor. Depois de atingir a qualidade de 100%, um posterior fornecimento de calor novamente aumenta a temperatura, produzindo vapor superaquecido. A energia adicional requerida para converter água em ebulição para vapor é o chamado calor latente. Um sistema água-vapor pode ganhar ou perder esse tipo de energia sem variar a temperatura ou a pressão. O calor latente é maior às pressões mais baixas e diminui até zero no ponto crítico da água de 705°F (374°C) e 3206 *psia* (225 *kgf/cm²*). Acima deste ponto, a água existe somente numa fase única. No intervalo de pressão de 100 *psia* (7 *kgf/cm²*) a 1500 *psia* (105 *kgf/cm²*), em que a maioria dos projetos térmicos opera, o vapor carrega consideravelmente mais calor do que a água quente. Por exemplo: 1 *bbl* de água convertido para vapor de qualidade de 80% carrega 150 milhões de *BTU* a mais de calor que a água em ebulição na mesma temperatura (Rosa, et al. 2006).

2.4.1. Injeção de Vapor

A idéia de utilizar o calor para melhorar a produtividade dos poços é quase tão antiga quanto à indústria do petróleo. Consta que há patentes tratando disso datadas de 1865.

O objetivo inicial era modesto: pretendia-se apenas limpar e remover dos poços os depósitos de parafinas e asfaltenos. Só meio século depois ocorreu a primeira tentativa de aquecer deliberadamente o reservatório. Há registros de experiências na Rússia, assim como nos EUA, ambas em meados da década de 30.

Tanto no poço quanto no reservatório, só há duas maneiras de proceder: injetar um fluido pré-aquecido ao qual se destaca a injeção de vapor ou gerar o calor no local de interesse que se denominou combustão in-situ.

Embora a idéia seja antiga, o uso científico da injeção de vapor, apoiado pelo laboratório, só deslanchou na década de 50, atingindo o auge das aplicações em meados dos anos oitenta. Já a combustão permaneceu embrionária, operando projetos experimentais.

A injeção de vapor apresenta dois modos de operar: o cíclico e o contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção em um mesmo poço, enquanto que o contínuo permanece no mesmo injetor até os poços vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura.

2.4.1.1. Injeção cíclica de vapor

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

Embora a injeção cíclica de vapor não seja considerada uma técnica de recuperação secundária, é frequentemente usada em projetos de injeção contínua de vapor. Na maioria desses

projetos a injeção de vapor começa como um programa de injeção cíclica e é posteriormente mudado para injeção contínua quando o programa cíclico torna-se marginal. Isso se faz devido à rápida resposta no aumento de vazão de óleo da injeção cíclica em relação à contínua, permitindo que se obtenha caixa mais rapidamente. Na injeção contínua, a demora do banco de óleo chegar ao poço produtor, faz com que o campo demore a dar retorno financeiro.

A injeção cíclica de vapor consiste de três fases distintas: períodos de injeção, de espera e de produção. A injeção de um determinado volume de vapor frequentemente é seguida por um período de espera para que o calor injetado seja mais bem distribuído a uma maior parte do reservatório. O poço entra em produção, até que o ciclo seja repetido. Todas as fases do ciclo podem sofrer variações para otimizar o processo. A cada ciclo, o processo se torna menos eficiente, resultando cada vez mais em vazões menores. Os ciclos são repetidos até atingir o limite econômico.

A resposta à injeção cíclica de vapor varia consideravelmente com o tipo do reservatório. Para estruturas espessas, menos inclinadas, a drenagem por gravidade é dominante e muitos ciclos são possíveis, à medida que o óleo menos viscoso e aquecido continue a fluir para baixo em direção ao poço produtor. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o gás em solução, a energia do reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção. Independentemente do tipo de reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta. Esse fato é evidente em várias estatísticas de produção. As vazões médias e máximas, juntamente com a recuperação do óleo, declinam nos últimos ciclos. À medida que a resposta diminui, torna-se mais difícil justificar tratamentos adicionais que fazem com que a duração dos ciclos aumente (Rosa, et al. 2006).

Na injeção cíclica de vapor, grandes frações do vapor injetado são produzidas na forma de líquido, tornando o manuseio da água um fator importante. Do ponto de vista econômico, um bom indicador de desempenho é a ROV (razão óleo vapor). Os melhores resultados apresentados na literatura mostraram os primeiros ciclos recuperando cerca de $4,77 m^3$ de óleo por barril ($0,159 m^3$) de água injetada na forma de vapor. À proporção que a energia do reservatório é depletada essa razão tende a diminuir.

2.4.1.2. Injeção contínua de vapor

A injeção contínua de vapor, consiste em uma injeção contínua desse fluido, diferentemente da injeção cíclica onde este é intermitente. Enquanto na injeção cíclica tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço, na injeção contínua os poços injetores e produtores são distintos. 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.

A recuperação por injeção de vapor depende de vários fatores. Os mais importantes são os efeitos de injeção de água quente na zona de água condensada. A redução da saturação de óleo é máxima nesta zona por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura. Na zona invadida pelo vapor a saturação de óleo é posteriormente reduzida por efeitos de mecanismos de gás e possivelmente destilação por vapor e extração por solvente. Os efeitos do mecanismo de gás geralmente são mínimos mas a destilação por vapor pode contribuir significativamente para a produção de certos óleos como mostra a Figura 2.2.

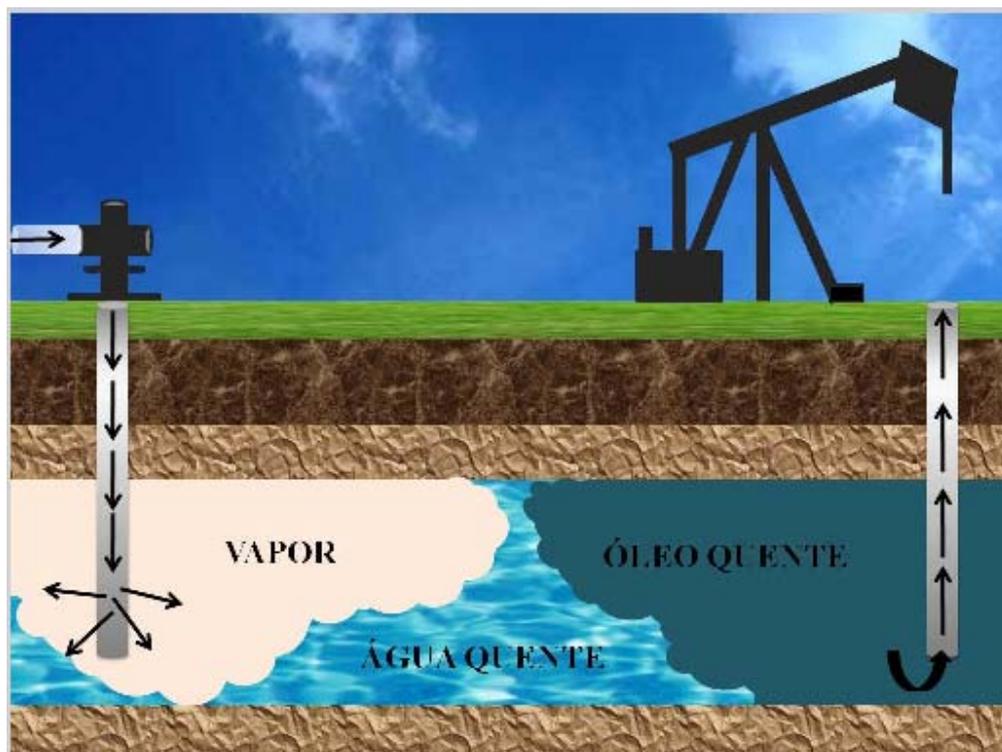


Figura 2.2. Injeção Contínua de vapor

A quantidade de calor recebida e retida pela formação produtora 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 dependem das características do reservatório, e do equipamento usado. Linhas muito extensas causam maiores perdas, de forma que menos vapor e mais água quente chega ao reservatório. As perdas na superfície e no poço podem ser parcialmente controladas mas nas condições de reservatório não podem, e elas são as mais críticas na determinação da viabilidade do projeto.

A relação entre a temperatura e a pressão de vapor de uma determinada substância, ou seja, a chamada curva de pressão de vapor, fornece diversas indicações quanto à aplicabilidade da injeção de vapor d'água. As pressões maiores requerem uma temperatura maior para converter água para vapor. As perdas de calor aumentam com a temperatura do vapor, de modo que aplicações a baixas pressões têm menores perdas de calor. Isso mostra a influência da profundidade do reservatório. Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas é

necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor. Quanto mais profundo for um poço, maiores serão as perdas de calor (Rosa, et al. 2006).

As perdas de calor do gerador até o poço injetor dependem do tipo e do comprimento das linhas. Os geradores devem ficar o mais próximo possível dos poços de injeção e as perdas na linha podem ser posteriormente minimizadas por isolamento como no Rio Grande do Norte, onde os dutos são revestidos com Carnaúba, um produto de baixo custo e que apresenta um bom isolamento térmico, ou enterramento. Para grandes projetos de injeção de vapor, as linhas de injeção enterradas geralmente são suficientes para manter as perdas na superfície abaixo de 10%.

Além da profundidade, as perdas de calor no poço dependem do tipo de completação do poço, incluindo diâmetro e tipo de revestimento e “*tubing*”. Para projetos de injeção de vapor os poços de injeção usualmente são completados de uma maneira que possibilite minimizar as perdas de calor. O espaço anular revestimento-*tubing* pode ser usado como isolamento para manter a temperatura do revestimento baixo pelo uso de packers térmicos ou através do seu preenchimento com gás a alta pressão. Outro fator importante é uma possível falha na cimentação que, se não for bem feita, fará com que o vapor troque calor diretamente com a formação, levando a altas perdas de calor. Nesses casos é necessário fazer a cimentação “squeeze” para melhorar a cimentação.

Pouco controle pode ser exercido sobre a maior fonte de perda de calor – a própria formação produtora – onde o calor é perdido por condução através das rochas não produtoras adjacentes. A taxa de perda depende da área presente para o fluxo de calor e aumenta com o crescimento da zona de vapor. A espessura da formação é importante na determinação da fração de calor injetado que é perdida para as formações adjacentes. Para volumes iguais de reservatório, a zona de vapor deve cobrir uma área maior em formações pouco espessas do que nas de maior espessura, o que representa uma maior área superficial para perdas de calor (Rosa, et al. 2006).

2.4.2. Aplicação

As características da rocha-reservatório que favorecem a injeção contínua de vapor, são mostradas a seguir:

- 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 3000 *ft* (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 m^3 de óleo/ m^3 de rocha aumenta as chances de sucesso econômico.
- Espessuras de arenito excedendo 30 *ft* (9 m) a 50 *ft* (15 m) geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

2.4.3. Vantagens

A recuperação térmica por injeção de fluido quente é 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. Apresenta uma vantagem sobre a combustão *in-situ* que é a de danificar menos os poços, além de que não se tem total controle da

combustão dentro do reservatório, podendo gerar sérios problemas. Além disso, os métodos de injeção de vapor fornecem maiores vazões de injeção de calor do que outros métodos térmicos. Assim, o calor é cedido mais rapidamente ao reservatório.

A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor à proporção que mais óleo flui. As saturações de óleo atrás das zonas de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5% próximas do poço injetor, aumentando à medida que vai se aproximando do poço produtor.

A água quente pode ser usada para transportar calor com variações mínimas nos equipamentos em relação à injeção de água convencional. Esse método é aplicável em zonas sensíveis à água doce ou em zonas de alta pressão, onde o vapor não pode ser empregado (Rosa, et al. 2006).

2.4.4. Desvantagens

As perdas de calor, gerado na superfície a alto custo, são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação. Por causa disso, o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade.

O pessoal do campo deve estar bem treinado para operar o gerador para manter a sua eficiência. Além disso, operações a altas temperaturas acarretam riscos de segurança adicionais, podendo levar a conseqüências graves.

A falha na cimentação, em poços de completação convencional, é comum sob operações térmicas. Os poços novos devem ser completados e equipados para operar em altas temperaturas, não permitindo grandes perdas de calor. A produção de areia é comum em projetos térmicos. A formação de emulsão é possível com alguns óleos durante a injeção de vapor.

Os caminhos preferenciais “Fingers” de vapor podem acontecer na parte superior da formação, devido à maior mobilidade do gás no reservatório.

2.4.5. Considerações Econômicas

O investimento inicial em geradores de vapor é alto. O aluguel de unidades portáteis para testar a resposta do reservatório ao método pode ser considerado para minimizar o risco.

A disponibilidade e o custo do combustível para aquecimento da água ou geração de vapor são fatores importantes. Gás natural ou óleo, cada um tem vantagens e desvantagens. Geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15 m³ de água para vapor para cada m³ de óleo queimado. Portanto, ao menos 1 m³ de óleo deve ser recuperado para cada 15 m³ de água injetada como vapor (Rosa, et al. 2006).

Operações térmicas requerem uma maior atenção do pessoal de engenharia e de operação para mantê-las eficientes. Para a estimulação cíclica, a otimização de programas de injeção requer comparação das respostas anterior e atual de cada poço, o que significa que são necessários testes frequentes dos poços.

Óleos de alta viscosidade usualmente considerados para os projetos térmicos também são os de menor preço. O resultado do alto investimento, alto custo de operação e menor preço do óleo é um lucro relativamente baixo.

Projetos de sucesso geralmente usam instalações centralizadas para diminuir custos de produção e de geração do vapor.

2.5. Análise econômica de reservatórios

Uma das tarefas mais importante no processo de gerenciamento de reservatórios é a integração das análises de reservatórios e econômica, tornando possível a tomada de decisão nas várias etapas da vida de campos de petróleo.

A rentabilidade dos investimentos é dada pela taxa de juros que permite ao capital fornecer certo retorno. Existem várias aplicações possíveis de capital, interessando apenas as

mais rentáveis, apesar de que, geralmente, apresentam maior risco. Ao se considerar uma nova proposta de investimento, deve-se levar em conta que esta vai deslocar recursos disponíveis e, portanto, deixará de obter ganhos de outras possíveis fontes. A nova proposta para ser atrativa deve render, no mínimo, a taxa de juros requerida pelo investidor para comprar um projeto. Esta taxa é denominada *taxa mínima de atratividade (TMA)*. Convém salientar que os métodos de comparação entre várias alternativas baseiam-se no princípio da equivalência, ou seja, supõe a aplicação de uma TMA única para todos os projetos .

2.5.1. Principais indicadores de viabilidade econômica

- **Valor Presente Líquido (VPL):** consiste em transportar para o tempo inicial todos os custos e todas as receitas oriundas do projeto, ou seja, calcula-se o valor atual do fluxo de caixa utilizando a taxa mínima de atratividade. Representa financeiramente qual será o resultado do projeto caso o mesmo seja realizado. É um método bastante utilizado na comparação entre projetos que se diferenciam pelos custos e pelas receitas.

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (2.5)$$

Onde:

F_n = Fluxo de caixa do período (US\$)

i = Taxa mínima de atratividade (%)

n = Período (anos)

- **Índice de Lucratividade Líquida (ILL):** o ILL é definido pela razão entre o lucro líquido e a soma de todos os investimentos atualizados. O ILL representa quantas unidades monetárias serão obtidas para cada unidade monetária investida.

$$ILL = \frac{VPL}{CPL+I_0} \quad (2.6)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido (US\$)

CPL = Custo Presente Líquido (US\$)

I_0 = Investimento Inicial (US\$)

➤ **Taxa Interna de Retorno (TIR):** é a taxa que, utilizada para rebater valores para o tempo inicial, torna iguais os valores atuais dos dispêndios e das receitas. Em outras palavras é a taxa de juros que anula o fluxo de caixa. Indica a atratividade do projeto quando comparado com a taxa de outros projetos e com a taxa mínima de atratividade. É interessante salientar que, quando se comparam dois ou mais projetos de investimentos, nem sempre o que tem maior taxa de retorno é aquele que deve ser escolhido.

➤ **Tempo de retorno:** é o tempo no qual o fluxo de caixa é zerado usando-se a taxa mínima de atratividade, ou seja, o tempo em que ocorre o retorno do investimento. A partir deste até o fim do projeto, o que se ganha é lucro para o investidor.

Esses indicadores são normalmente calculados baseados em previsões mensais (por simuladores) ou anuais (métodos simplificados).

As decisões mais críticas são aquelas que devem ser tomadas na ausência de dados suficientes para caracterizar o campo e, nesse caso, ferramentas mais complexas de análise econômica e de risco devem ser utilizadas.

2.5.2. Cálculo simplificado dos custos e das receitas no processo de injeção de vapor

Para um maior rigor no cálculo de VPL, foram considerados os seguintes custos inerentes ao processo de injeção de vapor:

- Custo de aquisição do gerador de vapor (C_o)
- Custo de produção do óleo
- Custo de operação e manutenção do gerador de vapor
- Custo de perfuração dos poços

Para montar o fluxo de caixa, deve-se ter muito cuidado para não supercustear ou subcustear o processo. Por isso, deve-se ter um critério de rateio que, no caso da injeção do vapor, a vazão de injeção é o mais adequado. Logo, os custos são dados:

- Custo de Aquisição do gerador de vapor (C_a):

$$C_a = \frac{P_g \cdot V_{inj}}{C_g \cdot \eta} \quad (2.7)$$

Onde:

P_g = Preço do gerador de vapor (US\$)

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

C_g = capacidade do gerador em (ton)

η = Eficiência do gerador

- Custo de perfuração dos poços (C_p):

$$C_p = P_{perf} \cdot I_{inj} + P_{perf} \cdot I_{pro} \quad (2.8)$$

Onde:

P_{perf} = Preço de perfuração de um poço em terra “*onshore*”

I_{inj} = Influência do poço injetor na malha considerada

I_{pro} = Influência do poço produtor na malha considerada

A influência do poço na malha significa a participação do poço na malha considerada. Por exemplo, para um modelo de um quarto de “five spot”, tanto no poço injetor quanto no produtor, a influência é de 0,25 pois o custo é dividido por quatro. Então a influência do poço na malha é um critério de rateio utilizado para não supercustear a perfuração dos poços.

➤ Custo Inicial (I_0):

$$I_0 = C_a + C_p \quad (2.9)$$

➤ Custo de produção (C_{pro}):

$$C_{pro} = C_{p/bbl} \cdot V_{pro/bbl} \quad (2.10)$$

Onde:

$C_{p/bbl}$ = Custo de produção do poço até o tanque por barril (US\$/bbl)

$V_{pro/bbl}$ = Volume produzido em barris (bbl)

➤ Custo de operação e manutenção (C_{om}):

$$C_{om} = C_{om/t} \cdot V_{inj} \quad (2.11)$$

Onde:

$C_{om/t}$ = Custo de operação e manutenção por tonelada de vapor injetada (US\$/ton)

Para o cálculo das receitas, deve-se ter a produção acumulada de óleo, calcular o volume de óleo produzido anualmente (se o fluxo de caixa utilizado for anual) e a partir daí, faz-se o cálculo das receitas (R) da seguinte forma:

$$R = V_{bb1} \cdot P_{bb1} \quad (2.12)$$

Onde:

V_{bb1} = Volume de óleo em condições padrões (bb1)

P_{bb1} = Preço do barril (US\$/bb1)

2.5.3. Incerteza e risco

Processos de tomada de decisão estão presentes no planejamento de qualquer atividade pois, ao planejar, inevitavelmente defronta-se com várias alternativas e tem que se posicionar a favor de uma ou mais alternativas em detrimento de outras – é a análise do custo de oportunidade.

A todo o momento empresas, governos e organizações estão diante de alternativas e decisões para serem tomadas em curto, médio ou longo prazo. É neste contexto que a questão do planejamento se torna essencial e até imprescindível, pois resultados advindos de decisões “mal planejadas” podem se configurar em sérios limitadores das metas estabelecidas, levando a grandes prejuízos.

Quando se refere às tomadas de decisões, dois conceitos se tornam importantes: incerteza e imprecisão. Incerteza na ocorrência de determinados resultados. Em verdade, não há um único resultado para um dado problema e sim possíveis resultados, cada um deles com uma determinada probabilidade de ocorrência. Diz-se que uma abordagem deste tipo é probabilística. A esta probabilidade de ocorrência de um determinado evento, associa-se muitas das vezes outro conceito também muito importante: risco.

Em termos práticos nunca há risco nulo pois, por mais sofisticado que seja o modelo, ele continua sendo uma representação simplificada da realidade e portanto com incertezas envolvidas.

Uma forma de se analisar o risco de um projeto, é através da relação risco-retorno. Essa relação consiste no cálculo estatístico do coeficiente de variação, de maneira que quanto menor o coeficiente, menor o risco agregado ao projeto. O Coeficiente de Variação (CV) pode ser calculado da seguinte forma:

$$CV = \frac{\sigma}{\overline{VPL}} \quad (2.13)$$

Onde:

σ – Desvio Padrão

\overline{VPL} - Valor Presente Líquido Médio

2.6. Segregação gravitacional na injeção de vapor

Por muitos anos, a segregação gravitacional em estudos de reservatórios não foi bem explicada, porque não era considerado adequadamente em procedimento de cálculo em Engenharia de Reservatórios. Os resultados advindos de simulação de reservatórios forneceram a capacidade para lidar com a gravidade, e tornou-se aparente que os efeitos da gravidade poderiam afetar significativamente o desempenho do reservatório.

Sabe-se que a segregação gravitacional pode ocorrer em aproximadamente todos os casos onde há injeção de fluidos leves, especialmente o vapor, e se não atento para esse fato, pode-se ter perdas de até 50% do volume de óleo final esperado, em casos extremos (Spivak, 1974). A diferença na densidade entre o fluido do reservatório e o fluido injetado causa a segregação deles, fazendo com que o vapor migre para a parte de cima da formação, resultando num avanço não-uniforme da frente de vapor. Isso faz com que a eficiência de varrido não seja a esperada, se não considerarmos esse efeito.

2.6.1. Parâmetros que influenciam na segregação gravitacional

Parâmetros relativos à rocha-reservatório e operacionais contribuem para um maior ou menor grau dessa segregação, sendo que os operacionais podem ser alterados para reduzir esse efeito, melhorando assim a recuperação final.

2.6.1.1. Parâmetros da rocha-reservatório que influenciam na segregação gravitacional

➤ **Permeabilidade absoluta:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da permeabilidade absoluta.

➤ **Permeabilidade relativa ao gás (Krg) :** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da permeabilidade relativa ao gás.

Um exemplo, na prática, ocorreu em Cold Lake, EUA, para um óleo de 100000 cP, a saturação de óleo na parte superior da formação foi menor que 1%, e a completa segregação ocorreu em 2 anos, inicialmente com saturação de gás nula. Por outro lado, se o reservatório apresentar uma saturação de gás de 10% no topo do reservatório, a completa segregação do vapor ocorre em cerca de 1 ano. A capa de gás favorece a segregação gravitacional devido ao maior Krg, fazendo com que a completa segregação ocorra em menos tempo.

➤ **Viscosidade do óleo:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da viscosidade do óleo.

➤ **Densidade:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento de diferença de densidade.

➤ **Razão de mobilidade:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da razão de mobilidade, sendo a mobilidade relacionada com a viscosidade do fluido.

➤ **Espessura:** Assim como vazão de injeção, intervalo de completação entre outros, a espessura do reservatório influencia na perda de calor sendo que, quando mais espesso o

reservatório, menor a perda de calor. Alguns autores afirmam que independente da espessura, a segregação gravitacional é a mesma.

Farouq Ali (1995) mostrou que a recuperação de óleo é independente da espessura da formação, quando plotado contra o calor líquido injetado. Outra conclusão importante de seus estudos foi que quanto menos espessa a formação maior a perda de calor para formações adjacentes.

➤ **Tipo de reservatório:** Em reservatórios heterogêneos, ou seja, com camadas de permeabilidades variadas, podem influenciar no tempo de segregação do vapor. 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.

Um exemplo prático ocorreu em Yorba Linda – Califórnia (Farouq Ali, 1995), onde a presença de uma camada de areia argilosa numa camada intermediária do reservatório, ocasionou a formação de uma zona vapor de secundária e com isso retardou a completa segregação.

2.6.1.2. Parâmetros operacionais que influenciam na segregação gravitacional

➤ **Vazão:** A segregação gravitacional diminui com o aumento da vazão.

A vazão junto com a heterogeneidade são os fatores que mais influenciam na segregação gravitacional. O aumento de vazão faz com que aumente a distância do ponto de completa segregação, aumentando assim a eficiência de varrido. Vale lembrar que normalmente se tem limitação de pressão e vazão de injeção e com isso, deve-se elaborar a melhor estratégia de injeção possível para reduzir o efeito da segregação.

➤ **Distância entre os poços:** Quanto maior a distância entre os poços, maior a segregação e a formação da “override”. Vale destacar a eficiência de varrido é menor. É importante ressaltar também que, para pequenas distâncias entre poços, têm-se normalmente projetos mais onerosos.

- **Qualidade do vapor:** A qualidade do vapor afeta na segregação, pois nem sempre é necessário injetar um vapor superaquecido, pois possibilita a irrupção de vapor no poço produtor (breakthrough) mais rapidamente. Às vezes pode ser eficiente injetar um vapor de qualidade menor, economicamente mais viável, apresentando melhores resultados.
- **Intervalo de completação:** O intervalo de completação tem que ser bem escolhido para não aumentar a segregação. É necessário encontrar um intervalo ótimo para reduzi-la.

2.6.2. Grau de segregação

Para quantificar a influência dos parâmetros do fluido, da rocha reservatório e operacionais que influenciam na segregação gravitacional, Spivak (1974), criou um número adimensional que mede percentualmente o grau de segregação. A equação descrita por ele mostra que o grau de segregação está relacionado com a recuperação de óleo na irrupção do gás no poço produtor “breakthrough”. A equação é dada por:

$$E = \frac{(R_{bt})_{no\ gravity} - (R_{bt})_{gravity}}{(R_{bt})_{no\ gravity}} \quad (2.14)$$

Onde:

(Rbt) no gravity – Recuperação de óleo no “breakthrough” em 2D.

(Rbt) gravity – Recuperação no “breakthrough” em 3D.

2.6.3. Números adimensionais na segregação gravitacional

Com o passar dos anos, Stone (1982) agrupou alguns desses parâmetros e analisou 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. Seus parâmetros criados foram:

- Razão viscosidade-gravidade (VGR)

$$\text{VGR} = \frac{q_t}{\Delta\rho K_v a \left(\frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} \right)} \quad (2.14)$$

Onde:

q_t = 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)

$$\text{LHR} = \frac{L}{H} \quad (2.15)$$

Onde:

L = Comprimento do reservatório

H = Altura do reservatório

Stone mostrou que a recuperação é uma função da razão gravidade-viscosidade (VGR) onde estas são diretamente proporcionais. Seus estudos também mostraram que a recuperação é insensível à razão comprimento-altura se o adimensional VGR é constante.

2.6.4. Segregação gravitacional em reservatórios homogêneos

A segregação gravitacional na injeção de gás e água (WAG) reduz a varredura do gás e, conseqüentemente, a recuperação do óleo. Um modelo útil para o estudo da segregação gravitacional é o de Stone (1982) e Jenkins (1984) para o regime de fluxo permanente gás-água em um meio poroso homogêneo. Stone e Jenkins discutem que, embora no campo gás e água são geralmente injetados alternadamente, sobre distâncias suficientemente longas e tempos suficientemente longos, o processo se aproxima da co-injeção constante dos dois líquidos. O modelo criado por eles apresentam as seguintes suposições:

- (1) Homogêneo, embora possivelmente anisotrópico (K_v diferente de K_h);
- (2) O reservatório é retangular ou cilíndrico com um limite exterior aberto. O poço de injeção é completado sobre o intervalo vertical inteiro. O reservatório é confinado por limites selados acima e abaixo;
- (3) O sistema está no estado de fluxo permanente, com injeção permanente de fluidos na taxa volumétrica Q . Isto implica que todo o óleo restante na região de interesse é de saturação residual e imóvel;

Stone e Jenkins então adicionaram as suposições padrão do fluxo fracionário à teoria multifásica imiscível:

- (4) Fases Incompressíveis. Nenhuma transferência de massa entre fases;
- (5) Ausência de processos dispersivos, incluindo o fingering, e insignificantes gradientes de pressão capilar;
- (6) Mobilidade Newtoniana de todas as fases;

(7) Alcance imediato do regime de fluxo permanente na mobilidade local, que depende somente das saturações local;

(8) O reservatório compreende três regiões de saturação uniforme, com limites definidos entre eles, como ilustrado na Figura 2.3;

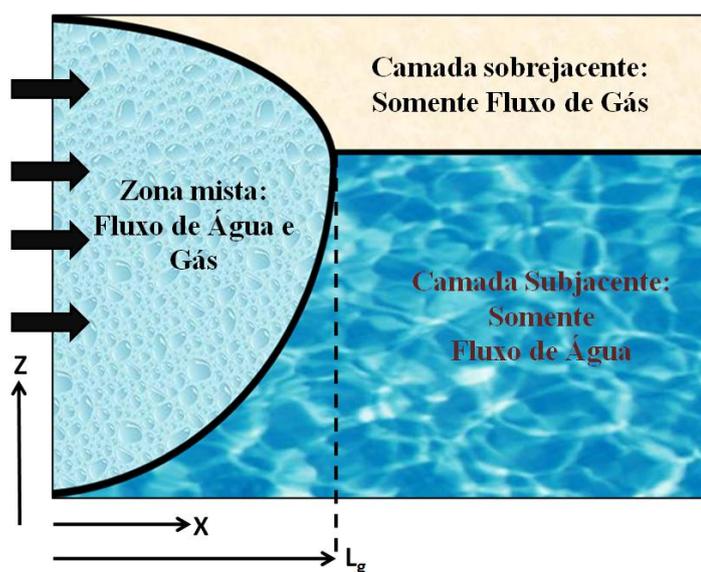


Figura 2. 3. Esquema de três zonas uniformes no modelo de Stone e Jenkins
(fonte: modificado de Rossen e Van Dujin, 2004)

O reservatório compreende três regiões de saturações uniformes, com limites definidos entre eles:

- (a) A zona “*override*” com somente fluxo de gás
- (b) A zona “*underride*” com somente fluxo de água
- (c) Uma zona mista com ambos os fluxos de gás e água

A Figura 2.4 mostra a segregação gravitacional em elementos finitos Shan (2001). A escala de cinza indica saturação de água. Para o branco tem-se a zona *override* onde prevalece a saturação de gás, cinza uma zona mista onde água e gás encontram-se juntos e na área preta a

zona underride onde prevalece a saturação de água. Nota-se que a completa segregação ocorre em $L_g = 0,5L$ onde L_g é a distância de completa segregação.

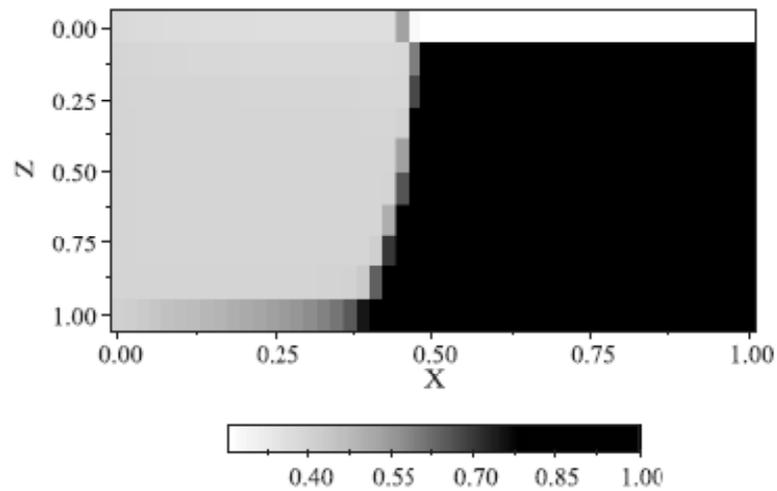


Figura 2. 4 Segregação gravitacional em diferenças finitas
(fonte: Rossen e Van Dujin, 2004)

2.6.4.1. Distância percorrida pela mistura gás-água antes da completa segregação

Equações importantes foram obtidas dos estudos de Shi e Rossen (1998) para o cálculo da distância horizontal antes da completa segregação (reservatório retangular):

$$L_g = \frac{Q}{K_z(\rho_w - \rho_g)gW\lambda_{rt}^m} \quad (2.16)$$

ou,

$$\frac{L_g}{L} = \left(\frac{|\nabla p|_m}{(\rho_w - \rho_g)g} \right) \left(\frac{HK_h}{LK_z} \right) \quad (2.17)$$

Onde:

Q – é a vazão volumétrica total de gás e água

K - permeabilidade

ρ_w e ρ_g -densidades da água e do vapor

W – Espessura do reservatório retangular perpendicular ao fluxo

λ_{rt}^m = mobilidade relativa total na zona mista

H – altura do reservatório

L – Comprimento do reservatório

Cálculo da distância horizontal do ponto antes da completa segregação (reservatório cilíndrico):

$$R_g = \sqrt{\frac{Q}{\pi K_z (\rho_w - \rho_g) g \lambda_{rt}^m}} \quad (2.18)$$

Onde:

Rg = Raio onde ocorre a completa segregação

2.6.4.2. Velocidade de segregação

A velocidade de segregação é dada por:

$$v = \Delta \rho K_v f_g \left(\frac{K_{rw}}{\mu_w} \right) \quad (2.19)$$

Onde:

f_g = fração do fluido injetado que é gás.

2.6.4.3. Volume varrido pelo gás

O volume varrido pelo gás é dado por:

$$V_g = \phi L_g HW = \frac{\phi QH}{K_z(\rho_w - \rho_g)g\lambda_{rt}^m} \quad (2.20)$$

Onde:

ϕ = Porosidade

Para se obter uma melhor eficiência de varrido, reduzindo assim a segregação gravitacional, deve-se aumentar a zona mista, aumentando assim L_g . Pela equação, apesar de existir outros parâmetros operacionais que influenciam na segregação gravitacional, o único que contribui para um aumento diretamente proporcional da zona mista é a vazão Q . Então analisaremos quatro estratégias de injeção para reduzir o efeito da segregação.

2.6.5. Estratégias de injeção para reduzir o efeito da segregação

Para reduzir o efeito da segregação e aumentar a recuperação final de óleo, uma das mais eficientes soluções é trabalhar com a vazão de injeção. Aumentar a vazão em si, reduz o efeito da segregação mas exige bombas mais potentes tornando os projetos mais onerosos. Então, torna-se importante ter uma boa estratégia de injeção, para trabalhar com uma determinada vazão de projeto e obter o melhor resultado possível. Rossen e Van Dujin (2006) apresentaram quatro soluções distintas:

- Injeção de gás e água, com vazão de injeção fixa, sobre todo intervalo de injeção.
- Injeção de gás e água, com vazão de injeção fixa, sobre uma porção do intervalo de injeção, ou seja, injeção de vapor e água no mesmo intervalo.
- Simultaneamente, injeção separada no intervalo inteiro, sendo a água na porção do topo e o gás na parte de baixo.

- Injeção separada de água e gás em porções do intervalo de injeção, uma extensão do caso acima.

A Figura 2.6 ilustra as quatro diferentes estratégias de injeção de gás e água, onde as simulações realizadas mostraram que injetar gás no fundo e água no topo simultaneamente apresentou um melhor resultado para reduzir a segregação.

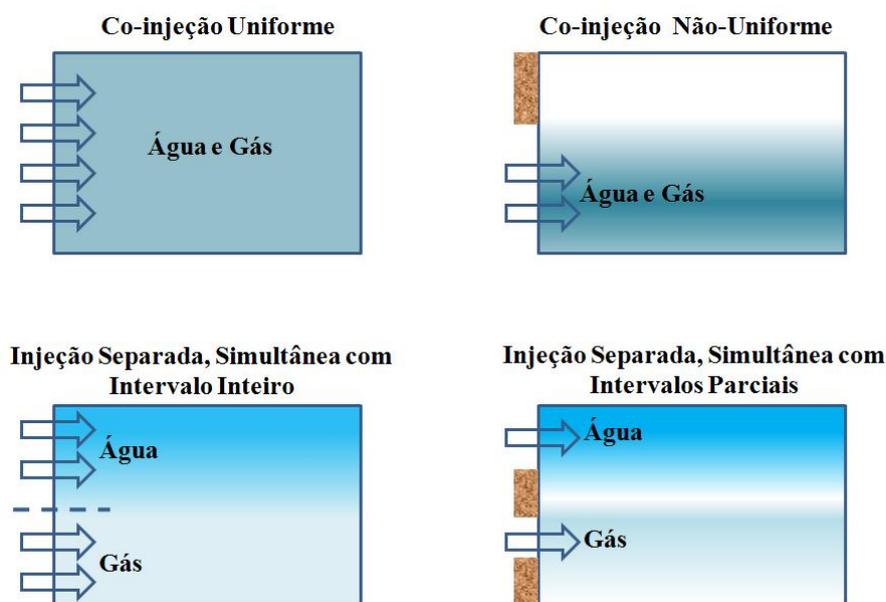


Figura 2. 5 Esquemas de estratégias de Injeção
(fonte: modificado de Rossen et al., 2006)

2.6.6. Segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos

Reservatórios heterogêneos ainda são uma incógnita para a determinação da recuperação final e devido à sua complexidade de estudo, não se tem resultados definitivos a respeito do assunto. Stone (1982) realizou estudos para analisar a segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos. Para isso realizou simulações numéricas, onde foi modelado um reservatório de duas camadas sendo uma de alta permeabilidade e outra de baixa permeabilidade de iguais espessuras. Trabalhou com duas hipóteses distintas no sentido da posição da camada e comparou os resultados com o obtido do reservatório homogêneo de alta permeabilidade. Percebeu que, quando a camada de baixa permeabilidade estava do meio para o topo, o resultado foi benéfico no

sentido de retardar o tempo e a distância de completa segregação. Quando a camada de baixa permeabilidade ficou do meio para a base do reservatório, mostrou que a recuperação final é menor pois a segregação ocorre mais rapidamente como mostra a Figura 2.5.

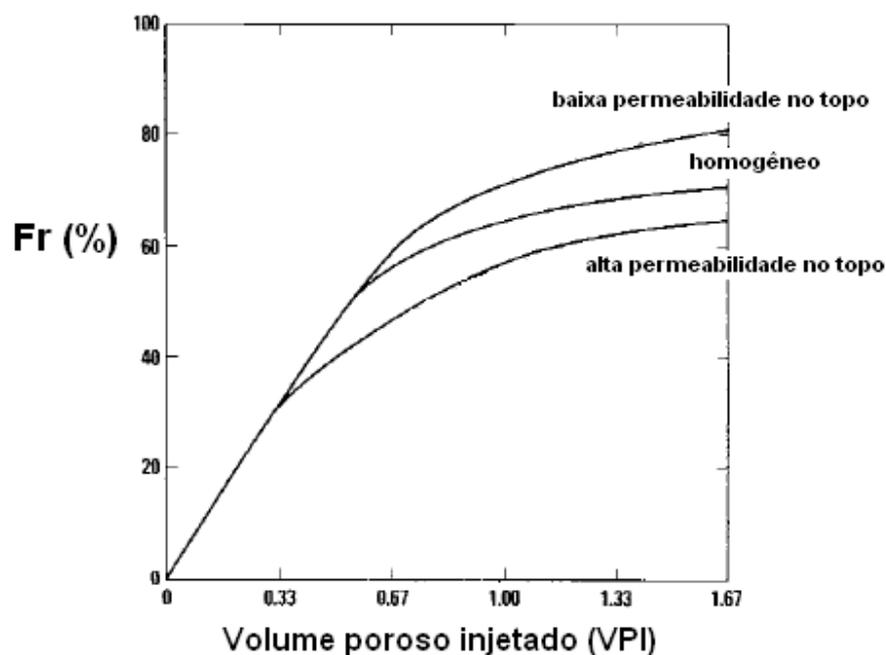


Figura 2.6 Fator de recuperação para o modelo homogêneo e os heterogêneos (fonte: Stone, 1982).

Foi feito o estudo com injeção de WAG, onde foi observado o comportamento do Fator de Recuperação em relação ao aumento do volume poroso injetado (VPI). Percebe-se que para VPI 0,33 não ocorreu diferença alguma no Fator de Recuperação entre os modelos. À medida que se aumenta o volume injetado, começam a aparecer diferenças nos resultados e, para um VPI de 0,67, os três modelos já apresentam Fatores de Recuperação diferentes .

2.7. Planejamento e otimização de experimentos

No planejamento de qualquer experimento, o passo inicial consiste em decidir quais são os fatores e as respostas de interesse. Os fatores, em geral, são variáveis que o experimentador

tem condições de controlar ou atributos de incerteza de um sistema, enquanto que as respostas são as variáveis de saída do sistema nas quais se tem interesse.

As respostas podem ou não ser afetadas por modificações provocadas nos fatores. Dependendo do problema, pode haver várias respostas de interesse, que talvez precisem ser consideradas simultaneamente. Assim como os fatores, as respostas podem ser qualitativas ou quantitativas.

Um planejamento fatorial completo considera as possíveis combinações que podem ser obtidas a partir dos diferentes fatores considerados. Por exemplo: se, em uma reação química, forem examinados os efeitos dos fatores *temperatura* e *concentração do catalisador*, o número de experimentos poderá ser 4, realizando-se uma análise linear em dois níveis: mínimo (-1) e máximo (+1). No entanto, quando se acrescenta uma outra variável, como o tipo de catalisador, as possíveis combinações entre os níveis mínimo e máximo podem aumentar até 8, de tal sorte que, a cada variável acrescentada, o número de experimentos dobra ($2^2=4$, $2^3=8$, $2^4=16$, $2^5=32$, $2^6=64, \dots, 2^k$).

A análise de sensibilidade de parâmetros sobre uma resposta a ser considerada pode ser feita através de diagramas de pareto, enquanto que a análise das interações entre os parâmetros é realizada através de curvas de nível e superfícies de contorno.

O programa computacional que será utilizado na análise dos efeitos principais e suas interações será o STATISTICA 6.0 que permite fazer cálculos estatísticos, gráficos, e procedimentos para manipular experimentos como o intuito de analisar dados e respostas obtidas de diferentes sistemas, inclusive de aplicação em Engenharia.

2.7.1. Diagrama de pareto

A sensibilidade dos parâmetros estudados sobre a resposta de interesse é examinada através do diagrama de Pareto. A utilização dessa ferramenta permite indicar quais os parâmetros e interações têm influências significativas sobre cada variável resposta considerada.

2.7.2. Superfícies de resposta e curvas de nível

Para analisar os parâmetros ou fatores envolvidos no processo foi utilizada a metodologia de superfícies de resposta (ou RSM, de *Response Surface Methodology*) é uma técnica de otimização baseada em planejamentos fatoriais, introduzida por G. E. P. Box na década de 50, e que desde então tem sido usada com grande sucesso na modelagem de diversos processos industriais e em pesquisas acadêmicas.

A metodologia de superfícies de resposta é constituída de duas etapas: modelagem e deslocamento. Essas etapas são repetidas tantas vezes quantas forem necessárias, com o objetivo de atingir uma região ótima (máxima ou mínima) da superfície investigada. A modelagem normalmente é realizada ajustando-se modelos simples, que podem ser lineares ou quadráticos, a respostas obtidas a partir de planejamentos fatoriais. O deslocamento se dá sempre ao longo do caminho de máxima inclinação de um determinado modelo, que é a trajetória na qual a resposta varia de forma mais pronunciada.

As curvas de nível consistem nos contornos da superfície de resposta no plano.

CAPÍTULO III:

Estado da Arte

3. Estado da arte

A segregação gravitacional durante a injeção de fluidos no reservatório foi percebida desde a década de 70 e, a princípio, sabia-se que afetava de forma prejudicial o reservatório, de tal maneira que, devido a esse efeito, havia uma redução de 20 a 50% da recuperação de óleo esperada. A partir do ano 2000, deu-se uma maior atenção à segregação gravitacional, onde foram feitas simulações numéricas para analisar o comportamento da segregação gravitacional durante a injeção de fluidos, de forma a vislumbrar soluções operacionais para reduzi-la, aumentando assim a eficiência de varrido no reservatório.

Spivak, A., 1974 – Estudou a segregação gravitacional dos fluidos injetados em duas fases, no processo de deslocamento de recuperação secundária. Simulações de reservatório foram utilizadas para investigar os fatores que influenciam a segregação gravitacional e a magnitude dos efeitos gravitacionais para a injeção de gás. Criou um índice que mede o grau de segregação para uma dada condição de reservatório.

Stone, H. L., 1982 – Estudou a injeção de WAG e concluiu a recuperação de óleo é uma função da razão viscosidade-gravidade (VGR) onde esta razão é proporcional à vazão de injeção do fluido por poço dividido pelo espaçamento entre poços. Outra conclusão importante é que a recuperação de óleo é insensível à razão comprimento-altura se o adimensional VGR é mantido constante. Obteve uma solução para a segregação gravitacional para um reservatório com geometria cilíndrica ou retangular mas com algumas restrições. Destacou também que reservatórios heterogêneos ainda são incógnitos para a determinação da recuperação final.

Jenkins, M. K., 1984 – Criou um método simples para estimar a recuperação. O modelo é baseado em muitas aproximações que são necessárias para chegar à solução de forma fechada. São ignorados: pressão capilar, distribuição de saturações não-uniformes e difusão e dispersão física. Incluindo estes efeitos, pode tender a aumentar a recuperação sobre a que foi calculada pelo modelo. Outros efeitos como fingers na direção vertical, dentro da zona mista, podem levar a uma baixa recuperação predita no modelo. Comparando o resultado analítico com o resultado

do simulador, mostrou-se uma boa concordância quando o fluido injetado e o óleo in place não possuem grande diferença de densidade e viscosidade.

Neuman, C. H., 1985 - Apresentou equações que expressam o comportamento da segregação gravitacional permitindo estimar o crescimento da zona de vapor, deslocamento do óleo e as conseqüências da redução do calor injetado. A espessura e a extensão areal da zona de vapor dependem das propriedades térmicas do reservatório, que são raramente conhecidas, e são influenciadas por lentes de argila que interrompem a formação imediata da “gravity override”.

Kumar, M., Hong, K. C., 1992 – Estudaram os efeitos da segregação gravitacional no poço durante a injeção de vapor e concluíram que a massa de vapor não é uniforme sobre o intervalo de injeção devido à segregação, e são mais importantes para reservatórios de alta permeabilidade. A influência da qualidade do vapor e a vazão de injeção são menos importantes que a permeabilidade para a segregação. Outra conclusão retirada de seus estudos é que o efeito da segregação no poço é maior para um reservatório de óleo pesado e de alta permeabilidade e, vazão de injeção e a qualidade do vapor, são menos importantes para esse tipo de reservatório do que para um de óleo leve.

Rossen, W. R., Van Duijn, C. J., 2004 – Estudaram o modelo de Stone e Jenkins para a segregação gravitacional na injeção de WAG em regime permanente, fluxo horizontal gás-líquido em meios porosos homogêneos, e viram que, apesar de não ter uma fundamentação teórica, o modelo é muito útil e aparentemente geral. Mostrou também, através de simulação numérica, a formação de três zonas distintas de saturações uniformes dentro do reservatório consistindo de uma zona mista, onde apresenta o fluxo de gás e água, a zona “override” onde há somente fluxo de gás e a zona “underride” onde há apenas fluxo de água.

Rossen, W. R., Van Duijn, C. J., 2006 – Realizaram um estudo que mostra quatro diferentes estratégias de injeção de gás e água, onde tentaram encontrar a que mais reduz o efeito de segregação gravitacional. Demonstraram através de simulação numérica que a melhor maneira encontrada foi a de injetar gás e água, simultaneamente, em diferentes pontos dos poços sendo que o gás é injetado na parte inferior do reservatório e a água é injetada no topo. Com isso, o

ponto horizontal de completa segregação aumenta e, em casos extremos, pode-se ter uma eficiência de varrido duas vezes maior.

Rossen, W. R., 2007 – Chegou a novas conclusões para a injeção de água no topo do reservatório e gás na base. Uma conclusão importante foi que para uma mesma vazão volumétrica de injeção, o volume varrido do reservatório é sensivelmente o mesmo em fluxo radial e linear, e para um poço vertical ou horizontal. Também destacou uma equação que calcula o volume do reservatório varrido pelo gás na zona mista onde não ocorreu a completa segregação.

Os recentes estudos da segregação gravitacional na injeção de fluidos leves, como gás e vapor, são muito animadores já que visam aumentar a eficiência de recuperação de óleos pesados, aumentando o varrido vertical, a vazão de óleo e a produção acumulada de óleo, reduzindo assim o fenômeno da segregação.

Neste trabalho será analisada a segregação gravitacional em modelos de reservatórios homogêneos e heterogêneos semi-sintéticos, porém com dados que podem ser extrapolados para situações de aplicações práticas na Bacia Potiguar.

Serão feitas análises de viabilidade técnica-econômica a partir dos resultados obtidos na simulação numérica, integração essa pouco explorada em estudos anteriores.

CAPÍTULO IV:

Materiais e métodos

4. Modelagem do processo

Neste capítulo serão abordados assuntos correspondentes à simulação de reservatórios e as características da rocha-reservatório, dos fluidos e operacionais do modelo proposto.

Para a realização das simulações, foi utilizado o programa STARS – (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do grupo CMG – Computer Modelling Group – versão 2007.11. Este programa é um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular os métodos térmicos de recuperação tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão “in situ”, além de outros processos que contam com aditivos químicos.

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

Os parâmetros que são necessários na entrada de dados do simulador “STARS” são: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha, do reservatório e do fluido, além das condições operacionais de produção.

4.1. Modelo físico

O modelo físico adotado consiste em um modelo tridimensional, de malha cartesiana pois se trata de um reservatório retangular. A Figura 4.1 mostra o reservatório em 3 dimensões, mostrando o refinamento da malha no topo do reservatório.

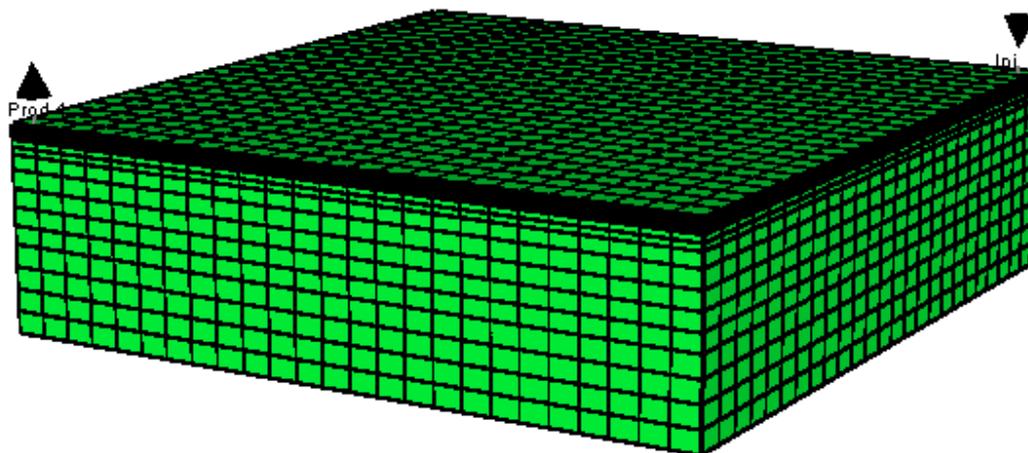


Figura 4. 1. Modelo base em 3 dimensões

Um maior refinamento foi feito no topo, para acompanhar a propagação do gás no topo do reservatório. O modelo base apresenta uma capa de gás de 2 m, além de uma zona de água de 6 m.

As características de simulação adotadas para o modelo base são apresentadas a seguir:

- Injeção em malha: “Five spot” invertido;
- Modelo utilizado na simulação: 1/4 “five spot”;
- Número de blocos: 9375 blocos;
- Comprimento = Largura: 25 blocos de 4m cada – 100 m;
- Área do reservatório: 10000 m²;
- Espessura: 4 camadas – 0.5 m ; 2 camadas - 1.0 m ; 1 camada - 2.0 m ; 4 camadas - 2.5 m ; 4 camadas - 3.0 m = 28m;
- Área transversal do reservatório: 2800 m².

4.1.1. Características da rocha-reservatório do modelo base

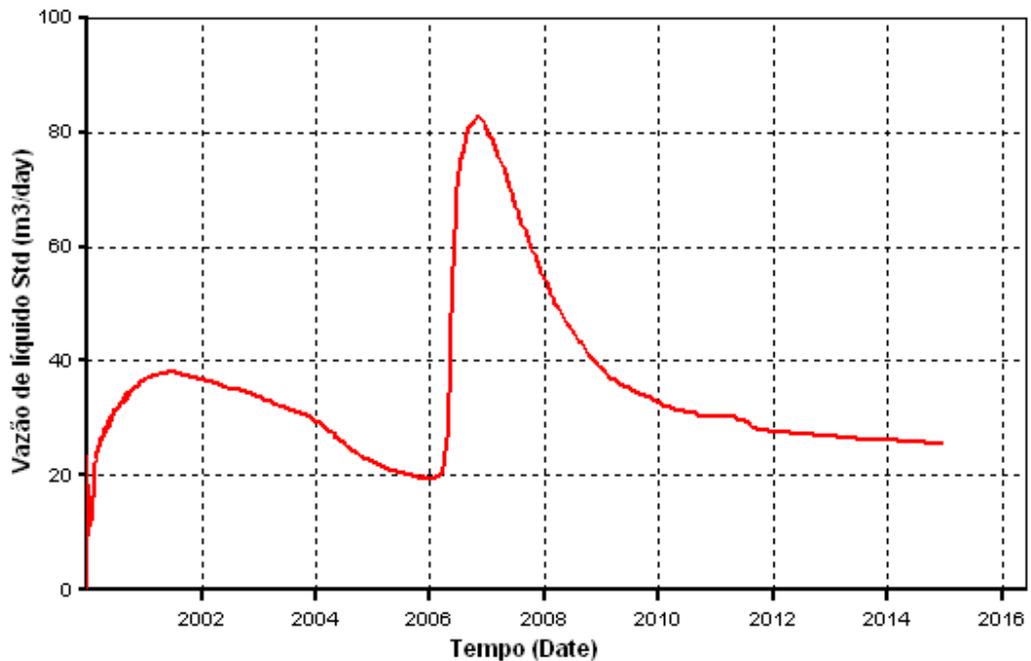
- Profundidade do reservatório: 200 m;
- Condutividade Térmica da Água: 0,2 J/m-s-K;
- Condutividade Térmica do Óleo: 0,04 J/m-s-K;

- Condutividade Térmica do Gás: 0,6 J/m-s-K;
- Compressibilidade Efetiva da Rocha: $4,4 \cdot 10^{-7}$ 1/Pa;
- Capacidade Calorífica da Rocha: 66465 J/m³-K;
- Condutividade Térmica da Rocha: 1,7 J/m-s-K.
- Comprimento: 100 m;
- Largura: 100 m;
- Espessura: 28 m;
- Temperatura inicial: 310,8 K;
- Saturação inicial de óleo: 0,72;
- Saturação inicial de água: 0,28;
- Volume de Óleo Original: 39207 m³std;
- Permeabilidade Horizontal: 1000 mD;
- Relação K_v/K_h : 0,2;
- Porosidade: 28%;

4.1.2. Características operacionais do modelo base

- Distância entre poços: 140 m;
- Temperatura de Injeção: 550 K;
- Pressão máxima no poço injetor: 7198 KPa;
- Pressão mínima no poço produtor: 196,5 KPa;
- Vazão de Injeção: 25 t/dia;
- Título do Vapor: 0,50;
- Intervalo de completação: Tanto no poço injetor quanto no produtor, foram perfurados em toda zona de óleo (da 5^o a 12^o camada);
- Tempo de projeto: 15 anos.

O poço trabalhará na pressão mínima de fundo de poço (pwf) de 196.501 Pa, pois a vazão máxima de líquido não ultrapassou em nenhum período de projeto a vazão de produção máxima adotada de 150 m³ std/dia, como se observa na Figura 4.2.

Figura 4. 2. Gráfico vazão de líquido *versus* tempo

4.2. Viscosidade do óleo

A curva de viscosidade do óleo utilizada para o modelo base foi a de 1000 cP a 37,8°C, sendo que nas simulações foram analisadas outras curvas de viscosidade (300 cP e 3000 cP), para verificar a influência da viscosidade na segregação gravitacional. A Figura 4.3 apresenta o gráfico das curvas de viscosidade em função da temperatura.

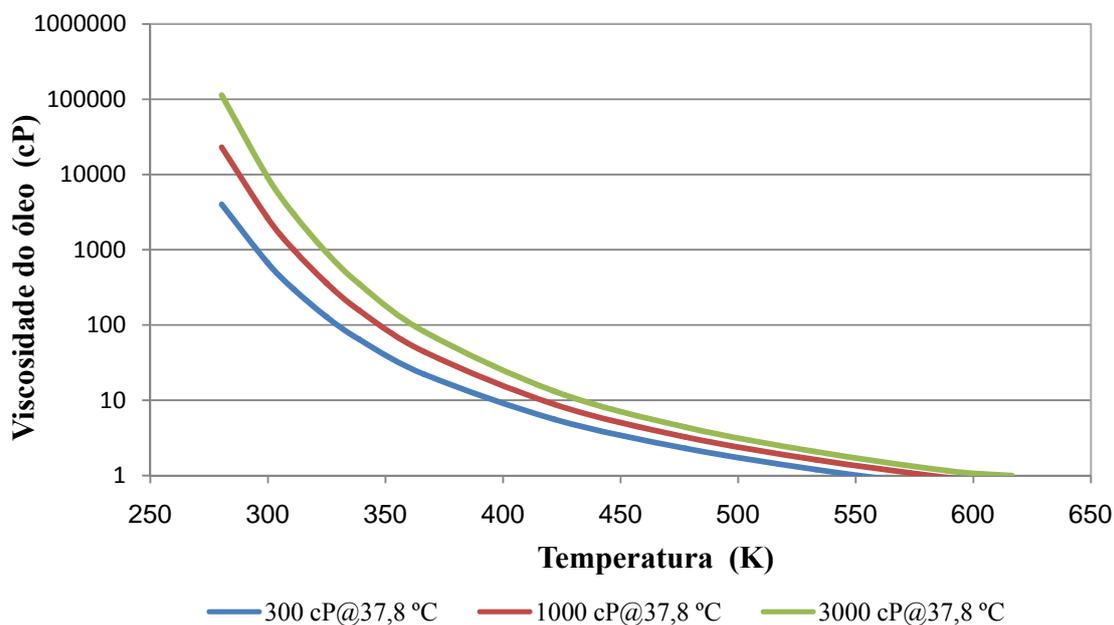


Figura 4. 3. Gráfico Viscosidade *versus* Temperatura, Barillas (2005)

4.3. Permeabilidades relativas

Para facilitar a ocorrência do fenômeno da segregação gravitacional, o modelo base possui uma capa de gás, aumentando assim a permeabilidade relativa ao gás (K_{rg}). A Figura 4.4 mostra as curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo-água (permeabilidade relativa óleo-água - k_{row} e permeabilidade relativa à água - k_{rw}) e a Figura 4.5 para o sistema óleo-gás (permeabilidade relativa ao gás - k_{rg} e permeabilidade relativa óleo-gás - k_{rog}), curvas essas utilizadas como parâmetros de entrada do simulador.

As curvas de permeabilidade relativa são parâmetros que influenciam na segregação mas resolveu-se deixá-las fixas, mantendo características semelhantes aos dos reservatórios da Bacia Potiguar.

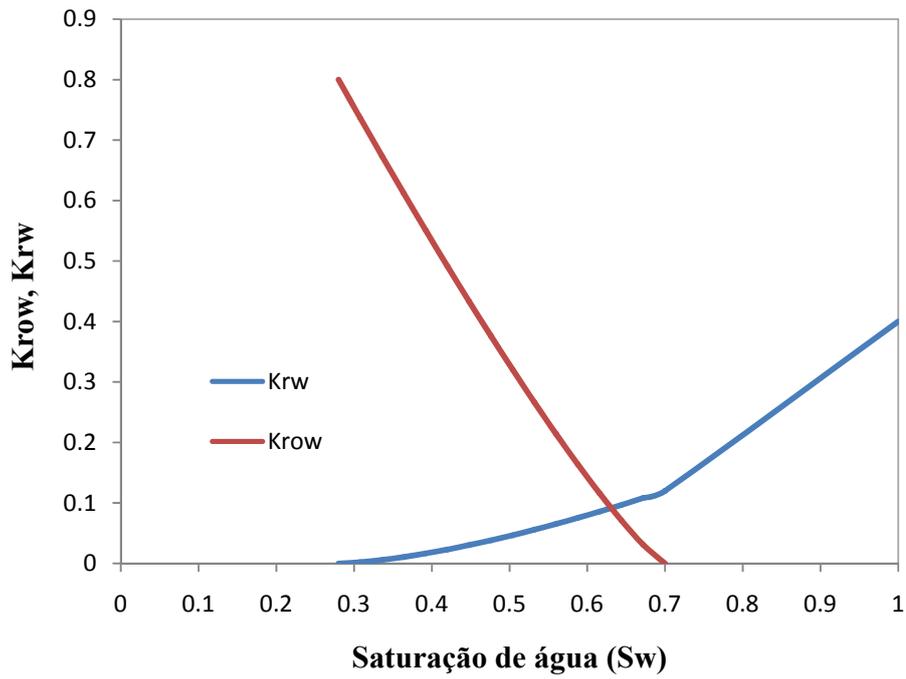


Figura 4. 4. Gráfico permeabilidades relativas *versus* S_w

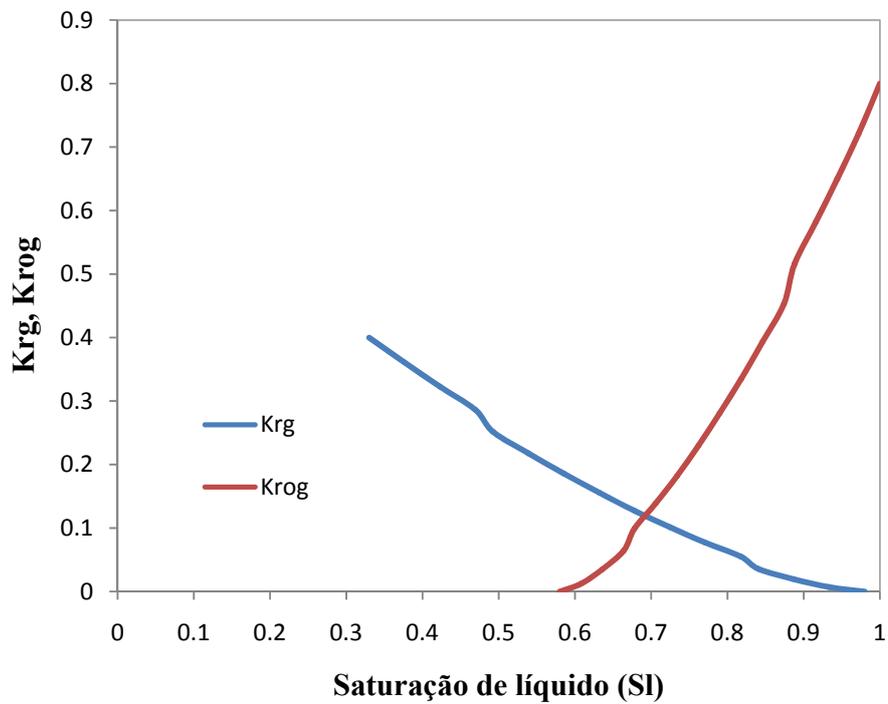


Figura 4. 5. Gráfico permeabilidades relativas *versus* S_l

4.4. Metodologia de trabalho

Inicialmente realizou-se uma simulação para observar como o vapor atua durante o processo de injeção de vapor no reservatório. Ao passar os 15 anos de projeto, observou-se uma grande saturação de óleo na parte inferior do reservatório, próximo ao poço produtor. Isso se explica devido à segregação gravitacional do vapor, que faz com que o vapor não atinja essa área, fazendo com que não haja o aquecimento necessário da região, para o óleo reduzir sua viscosidade. A Figura 4.6 mostra um mapa de saturação de óleo após 15 anos de produção.

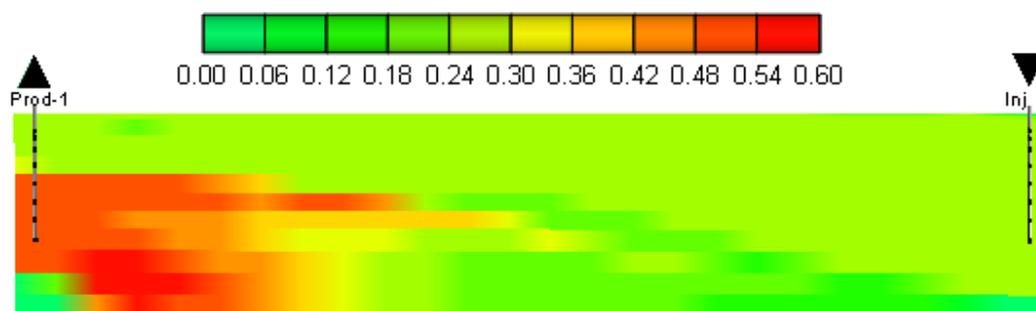


Figura 4. 6. Mapa de saturação de óleo – modelo base

A Figura 4.7 mostra o perfil de temperatura, onde é visível um menor aquecimento na base do reservatório, próximo ao poço produtor.

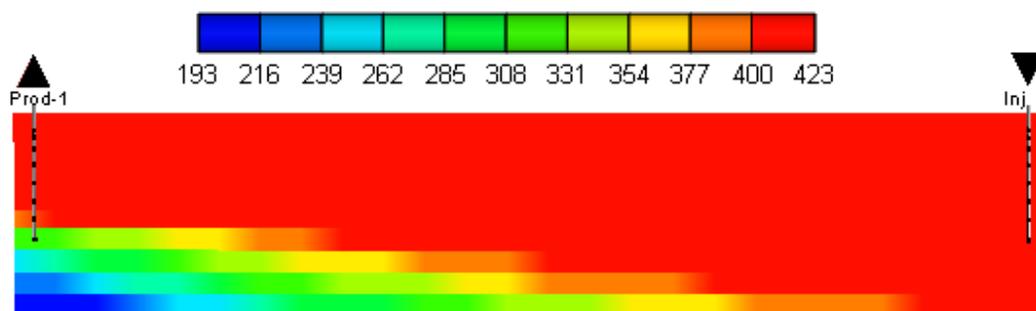


Figura 4. 7. Perfil de temperatura (°F) - modelo base

A diferença de densidade entre os fluidos faz com que o vapor migre para o topo do reservatório, fazendo que haja uma excelente varredura do óleo no topo e na região próxima ao poço injetor. À medida que vai se afastando do poço injetor, perde-se eficiência e vai diminuindo a eficiência de varrido.

4.4.1. Análise de sensibilidade

Identificado o fenômeno da segregação, resolveu-se analisar que parâmetros da rocha-reservatório influenciam para uma maior ou menor segregação. Os intervalos escolhidos para a análise dos parâmetros da rocha-reservatório são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4. 1. Intervalos estudados dos parâmetros da rocha-reservatório

Parâmetros	Intervalo		Base
Permeabilidade horizontal (K_h) - mD	500	2000	1000
Porosidade (\emptyset) - %	20	30	28
Viscosidade do óleo (μ_o) - cP	300	3000	1000
Espessura da zona de óleo - m	10	40	20
Capa de Gás - m	1	6	2
Relação entre as permeabilidades vertical e horizontal (K_v/K_h) - m	0,05	0,2	0,10

Analisando os resultados encontrados nos parâmetros da rocha-reservatório, escolheu-se o modelo que apresentava maior segregação gravitacional para analisar a influência dos parâmetros operacionais e fazer uma otimização destes parâmetros para reduzir a segregação, aumentando assim o fator de recuperação. Os intervalos dos parâmetros operacionais adotados são exibidos na Tabela 4.2.

Tabela 4. 2. Intervalos estudados dos parâmetros operacionais

Parâmetros	Intervalo			Base
Vazão (Q) - t/dia	25	37.5	50	25
Intervalo de Completação	B-C	B-B	C-B	T-T
Distância entre poços (D) - m	70	100	140	140

No intervalo de completação, a letra correspondente à direita, significa o intervalo completado na zona de óleo do poço injetor. Já o da esquerda, o intervalo do poço produtor. A nomenclatura abaixo exhibe o significado das letras:

- B - Injetar, produzir na base da zona de óleo;
- C - Injetar, produzir no topo da zona de óleo;
- T - Injetar, produzir em todo intervalo da zona de óleo.

A Figura 4.8 mostra os esquemas de injeção, onde estes valem tanto para o poço injetor quanto para o produtor.



Figura 4. 8. Esquemas de injeção de vapor

Foram buscadas soluções operacionais para reduzir o fenômeno com o menor custo possível, retornando um maior Fator de Recuperação.

A análise da influência dos parâmetros da rocha-reservatório e a otimização foram realizadas com ajuda do programa STATISTICA 6.0, onde as variáveis independentes e dependentes são dados de entrada, e o programa apresenta Diagramas de Pareto e Superfícies de

Resposta, mostrando ao usuário de forma clara, as variáveis que influenciam no processo e em que cenários obtém-se melhores resultados para a variável estudada.

4.4.2. Análise de viabilidade técnica-econômica

De acordo com a otimização alcançada dos parâmetros operacionais, foi escolhido um modelo considerado ótimo para fazer uma análise técnico-econômica comparativa entre este e o modelo que apresentou melhor resultado para a distância entre poços de 140 m, para saber em qual modelo as mudanças operacionais propostas podem ser mais rentáveis.

Os custos considerados no projeto foram:

- Custo médio de perfuração de poço onshore;
- Custo anual de produção;
- Custo de aquisição do gerador de vapor;
- Custo anual de operação e manutenção do gerador;

Para análise, foram considerados três cenários distintos (otimista, realista e pessimista) com diferentes preços do óleo para se calcular um Valor Presente Líquido (VPL) médio. A Tabela 4.3 mostra os preços do barril considerados para cada cenário.

Tabela 4. 3. Cotação do barril para cada cenário

Cenário	Cotação do barril de petróleo (US\$)
Otimista (O)	100,00
Realista (R)	70,00
Pessimista (P)	50,00

A análise realizada foi simplificada pois considera alguns dados fixos durante todo tempo de projeto como o preço do óleo, custo de produção, custo de operação e manutenção onde são dados que foram utilizados com valores atuais. Como esses dados são de mercado, resolveu-se

não fazer projeções. A taxa utilizada para o cálculo do VPL foi de 15 % a.a., valor dentro de uma faixa utilizada pelas empresas petrolíferas que gira em torno de 10 a 20 % a.a.

A Tabela 4.4 apresenta um quadro resumo dos valores considerados para a análise técnico-econômica.

Tabela 4. 4. Dados considerados para a análise de viabilidade técnica-econômica

Dados	Valor
Preço de gerador (US\$)	1.200.000,00
Custo de produção (US\$/bbl)	23,16
Operação e manutenção (US\$/dia)	10.000,00
Capacidade do gerador (t/dia)	500
Eficiência (%)	90
Vazão injetada (t/dia)	450
Preço do óleo (US\$/bbl)	50,70,100
Tempo de Projeto (anos)	15
TMA (% a.a.)	15
Custo de Perfuração (US\$/poço)	400.000,00

Alguns dados utilizados para a análise técnico-econômica foram obtidos através do trabalho realizado por Farouq Ali (2003), onde foi feita uma correção monetária para o custo de operação e manutenção do gerador de vapor. Outro dado adquirido pela mesma fonte foi a capacidade do gerador. O custo de produção considerado é o fornecido pelo site da Petrobrás, onde atualiza trimestralmente esse dado. Para essa análise foi considerado o valor do 4º trimestre de 2007.

O custo de perfuração adotado para um poço em terra foi de R\$400.000,00, estimado para poços de até 2000 m de profundidade característicos da Bacia Potiguar.

4.4.3. Análise de reservatórios heterogêneos

Também foi estudada a segregação gravitacional para reservatórios heterogêneos, onde foi utilizado um modelo que apresentou a segregação gravitacional em grandes proporções, ou seja, o vapor não atuou em grande parte do reservatório. Analisou-se o comportamento do reservatório com a presença de uma rocha de baixa permeabilidade e porosidade, apresentando a mesma espessura (14 m) para três diferentes casos, onde se variou a posição da barreira na zona de óleo, podendo estar na base, no centro ou no topo.

As Figuras 4.9, 4.10 e 4.11 mostram a localização das heterogeneidades (barreiras), sendo que essas barreiras localizam-se apenas na zona de óleo, não possuindo nenhuma parte de sua estrutura na zona de água, nem na capa de gás.

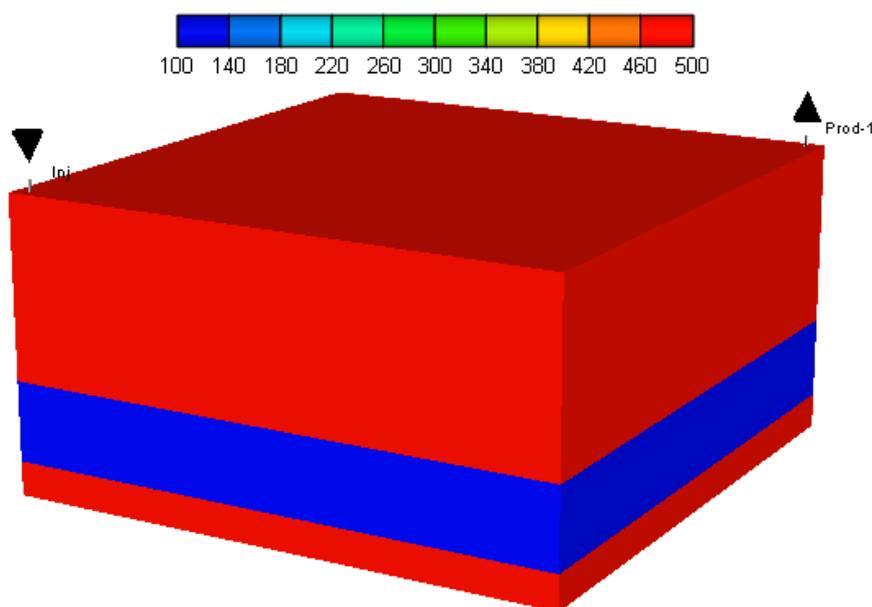


Figura 4. 9. Heterogeneidade na base da zona de óleo - Permeabilidade Horizontal (mD)

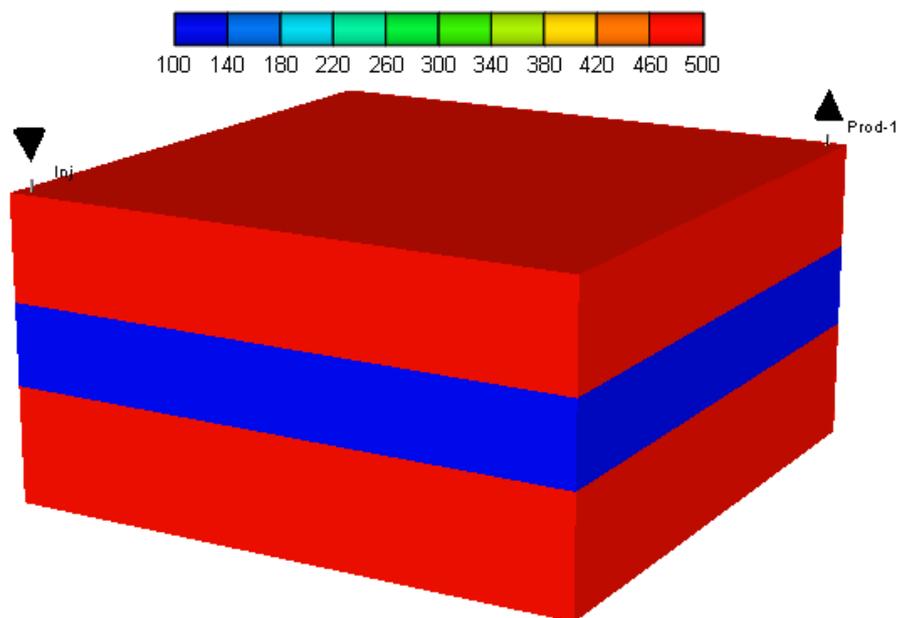


Figura 4. 10. Heterogeneidade no centro da zona de óleo – Permeabilidade Horizontal (mD)

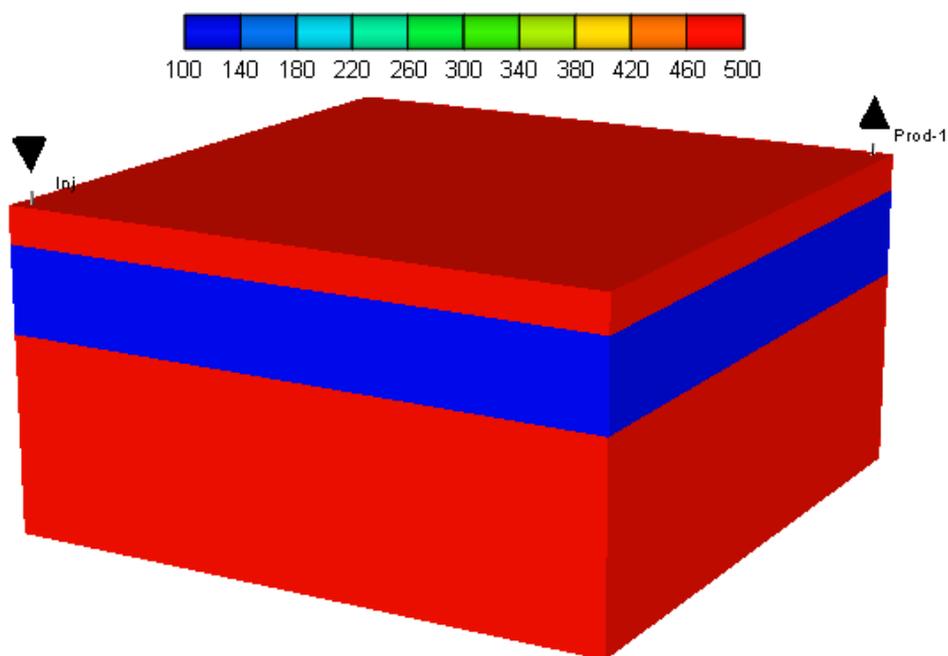


Figura 4.11. Heterogeneidade no topo da zona de óleo - Permeabilidade Horizontal (mD)

A partir dessas configurações, analisou-se a segregação gravitacional das condições mais críticas, observando a propagação do gás para esses tipos de reservatório, mostrando se a presença da heterogeneidade é benéfica ou maléfica em relação ao fator de recuperação de óleo.

Estudaram-se também soluções operacionais para aumentar o Fator de Recuperação para reservatórios heterogêneos.

4.5. Descrição do estudo

A metodologia de trabalho consistiu em analisar a sensibilidade dos parâmetros da rocha-reservatório, para ver quais deles influenciam no processo, sendo possível determinar que tipos de reservatórios podem apresentar o fenômeno e com que intensidade. Essa análise é feita através da observação da saturação de gás no reservatório, podendo ser visto em que casos ele é mais crítico e apresenta menor varrido.

Adotado um modelo de reservatório que apresenta a segregação gravitacional com grande intensidade, buscou-se otimizar o processo através de soluções operacionais, reduzindo assim o efeito e, conseqüentemente, aumentando o fator de recuperação do óleo.

Encontrado o modelo otimizado, foi realizada uma análise técnica-econômica simplificada para verificar se as soluções operacionais apresentadas são mais viáveis economicamente (se o volume de óleo acrescido com a otimização compensa o aumento dos custos) em relação ao modelo base.

Como tópico final, foi feito um estudo sobre a segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos, para ver como o vapor se comporta no reservatório com a presença de uma camada de baixa permeabilidade e porosidade .

CAPÍTULO V:

Resultados e discussões

5. Resultados e discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados e discussões referentes à influência dos parâmetros da rocha-reservatório que contribuem para uma maior ou menor segregação gravitacional. A partir dos resultados, foi utilizado o modelo que apresentou a segregação com maior intensidade para a análise dos parâmetros operacionais a fim de reduzir o fenômeno, buscando um aumento na produção acumulada de óleo.

As simulações referentes aos parâmetros operacionais mostraram um modelo ótimo que indicou a melhor forma de atuar operacionalmente para este reservatório. Para mostrar uma maior rentabilidade do modelo adotado, foi realizada uma análise de viabilidade técnica-econômica comparando o modelo base encontrado nas simulações dos parâmetros de reservatório, com o modelo otimizado nas simulações dos parâmetros operacionais. O indicador econômico adotado foi o Valor Presente Líquido (VPL).

Analisou-se a influência de uma camada de baixa permeabilidade e porosidade 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. Análise de sensibilidade dos parâmetros da rocha-reservatório

Foi realizada uma análise de sensibilidade através de Diagramas de Pareto onde mostram os parâmetros de reservatório que influenciam significativamente no fator de recuperação e na ROV. Essas análises são importantes no sentido de mostrar que tipos de reservatório tendem a apresentar altos fatores de recuperação.

A Tabela 5.1 mostra os intervalos escolhidos para a análise dos parâmetros da rocha-reservatório.

Tabela 5. 1. Intervalo estudado dos parâmetros analisados

Parâmetros	Mínimo (-1)	Máximo (+1)	Base
Permeabilidade horizontal (K_h) - mD	500	2000	1000
Porosidade (\emptyset) - %	20	30	28
Viscosidade do óleo (μ_o) - cP	300	3000	1000
Espessura da zona de óleo (h_{oleo}) - m	10	40	20
Capa de Gás (C_{gas}) - m	1	6	2
Relação entre permeabilidades vertical e horizontal (K_v/K_h) - m	0,05	0,20	0,10

Para uma análise mais detalhada, foi estudada a resposta a cada três anos para mostrar que estas não são constantes, ou seja, um parâmetro que tem muita influência nos primeiros anos, pode não ter relevância estatística no final do projeto.

A seqüência de Figuras 5.1-5.5, apresenta Diagramas de Pareto onde são mostrados os parâmetros de reservatório que mais influenciam no fator de recuperação para os anos 3, 6, 9, 12 e 15 respectivamente. 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.

Um valor positivo ao lado da barra indica que, quanto maior quantitativamente o parâmetro, maior o fator de recuperação. Já um valor negativo diz que quanto menor o parâmetro, ocorre um aumento no fator de recuperação.

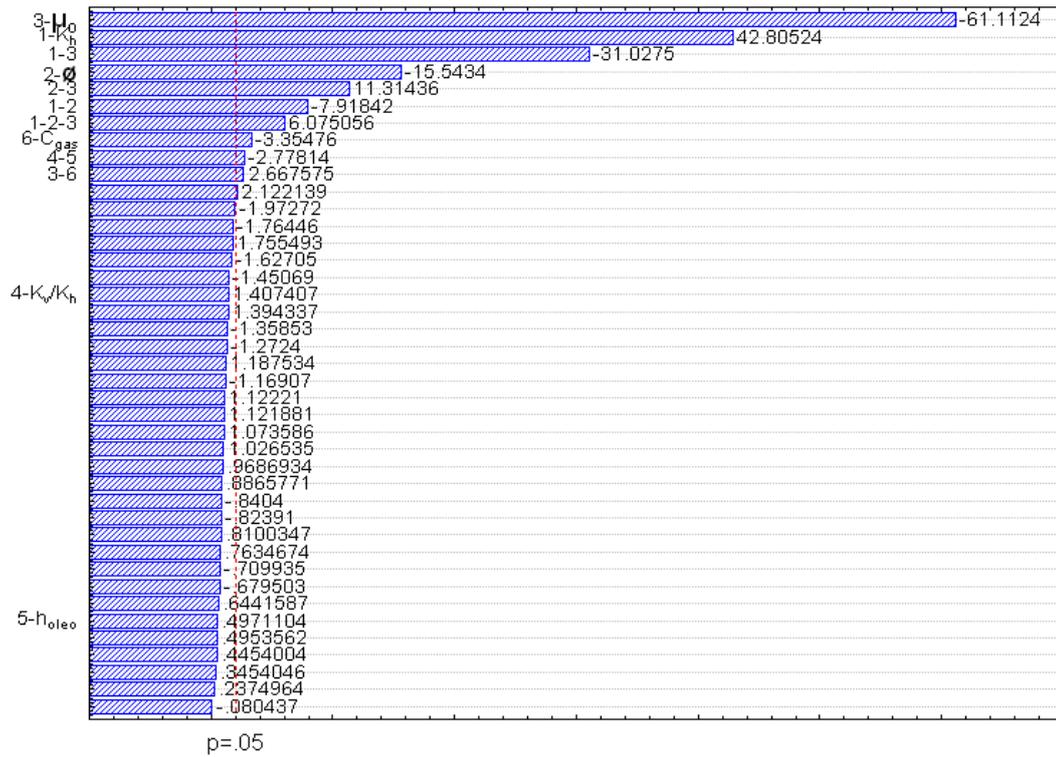


Figura 5. 1. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 3 anos

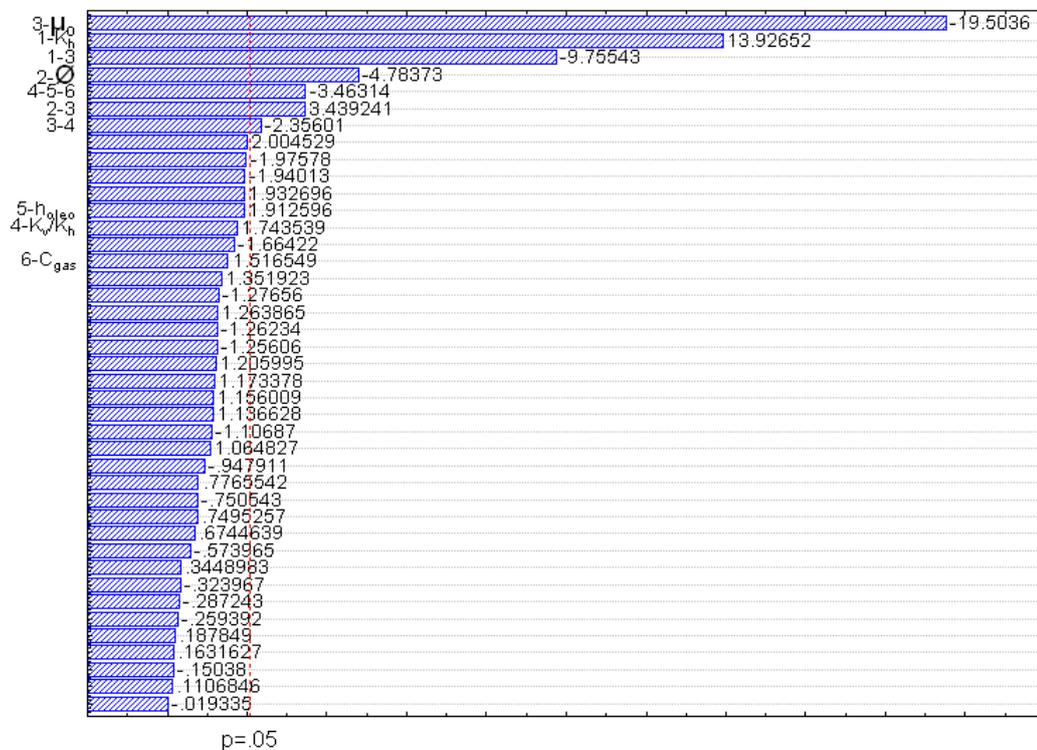


Figura 5. 2. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 6 anos

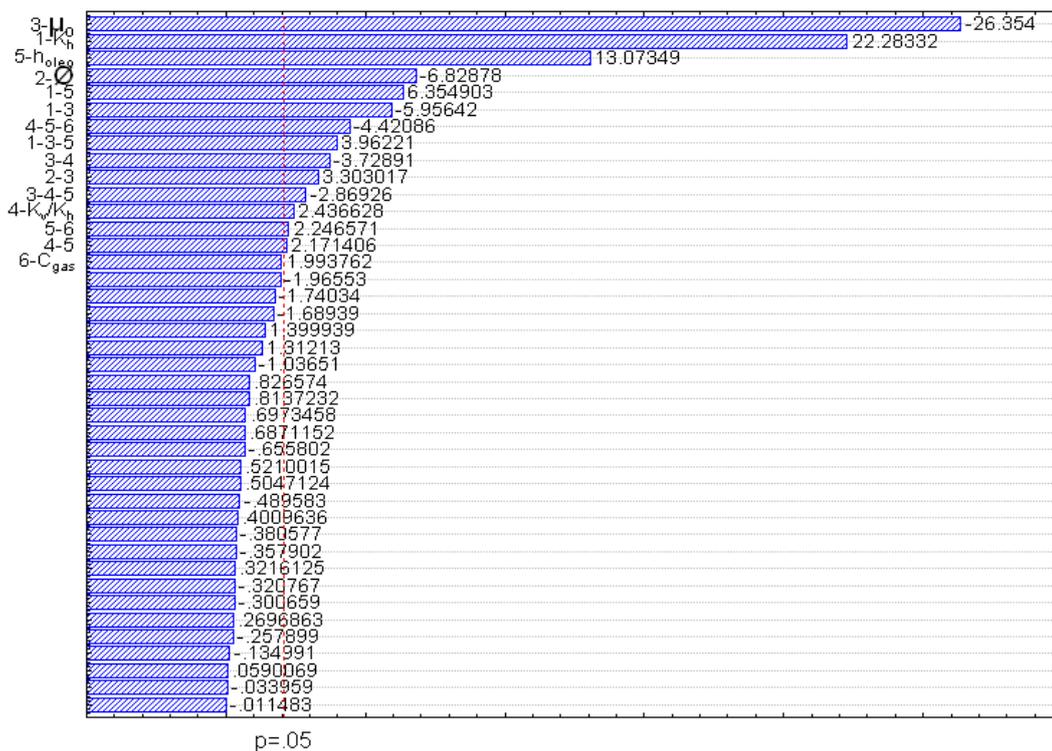


Figura 5. 3. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 9 anos

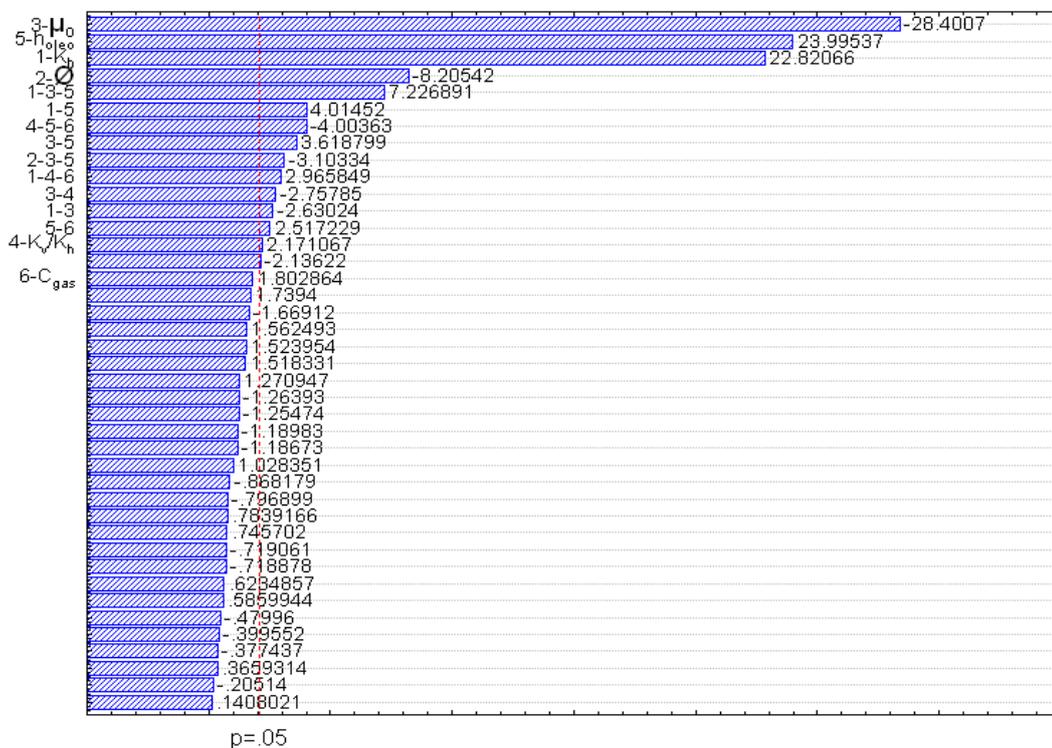


Figura 5. 4. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 12 anos

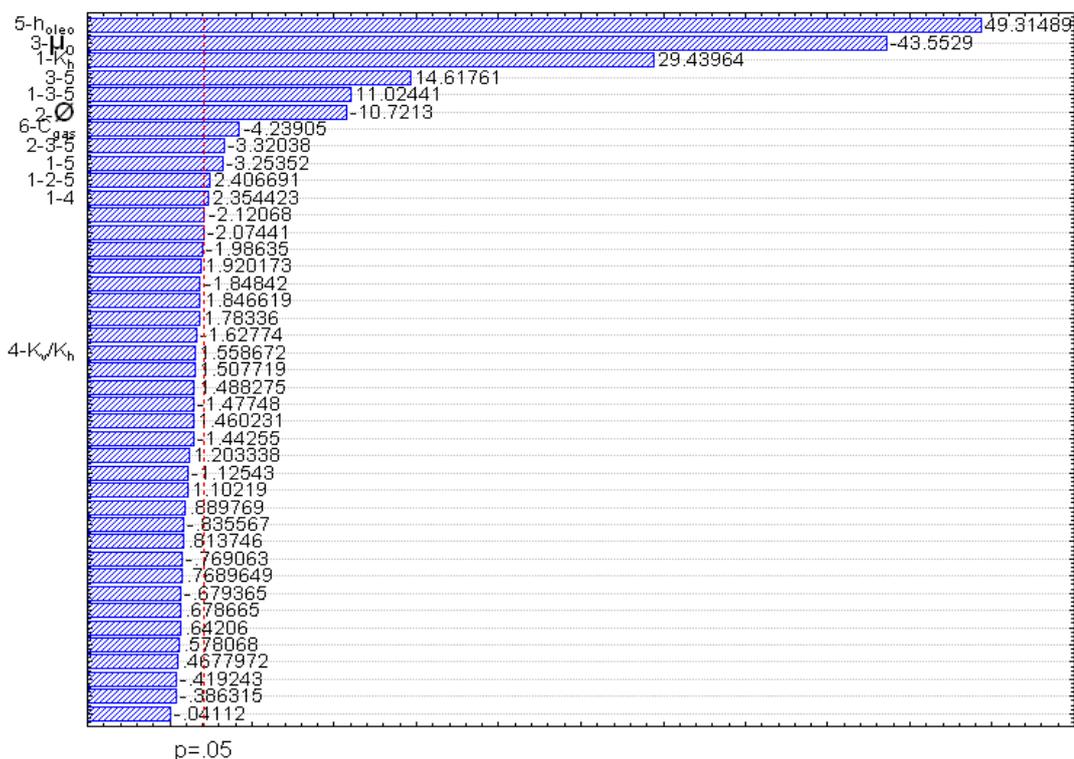


Figura 5. 5. Diagrama de Pareto – Fator de Recuperação 15 anos

Nos primeiros 3 anos, os fatores que mais apresentam relevância estatística no fator de recuperação são a viscosidade, permeabilidade horizontal e a porosidade. Também se destacam o efeito combinado destes parâmetros. Outra variável individual que influencia é a capa de gás além de outras interações como viscosidade e capa de gás, além da relação K_v/K_h e espessura da zona de óleo.

No 6º ano, as variáveis que influenciam significativamente no fator de recuperação são praticamente os mesmos do 3º ano, com exceção da capa de gás que já não tem relevância e destacam-se outras interações como relação K_v/K_h e espessura, e a desses dois parâmetros com a capa de gás.

A viscosidade influencia negativamente de forma que o óleo mais viscoso possui uma maior razão de mobilidade e, portanto, menor eficiência de deslocamento de óleo. A permeabilidade horizontal atua de maneira que, quanto maior for a permeabilidade horizontal da rocha, o óleo terá um melhor deslocamento até o poço produtor e conseqüentemente terá uma

maior produção acumulada de óleo. A variação de porosidade altera também o VOIP de maneira que quanto mais porosa for a rocha, maior volume de óleo fica armazenado nela. Isso faz com que o aumento da porosidade diminua o fator de recuperação, apesar da produção acumulada de óleo (N_p) ser maior mas de forma não proporcional.

A partir do 9º ano, a espessura passa ser a variável que apresenta uma maior relevância estatística no fator de recuperação, além de apresentar interações desse parâmetro com outros como porosidade e viscosidade. Apresenta interações de três parâmetros como espessura da zona de óleo, viscosidade e permeabilidade horizontal e permeabilidade horizontal, viscosidade e capa de gás.

Ao final do tempo de projeto os parâmetros que influenciam estatisticamente no fator de recuperação são a espessura, viscosidade, permeabilidade horizontal, porosidade e capa de gás, além das interações entre esses parâmetros, como pode ser visto na Figura 5.5.

A espessura da zona de óleo apresenta uma influência positiva, significando que, um aumento na espessura do reservatório, aumenta o fator de recuperação. Isso pode ser explicado devido a proporcionalidade utilizada para os modelos onde espessura de zona de óleo, capa de gás, zona de água e vazão de injeção foram divididos por quatro (para manter o mesmo VPI). Então para o reservatório de pequena espessura (10 m), a vazão de injeção é de 6,25 t/dia, vazão essa que não consegue aquecer o reservatório o suficiente para apresentar boas recuperações.

Com o passar do tempo a capa de gás passa a influenciar significativamente o fator de recuperação de forma que, com a queda de pressão, ocorre um aumento na zona de gás. Como o gás tem uma compressibilidade muito alta, a sua expansão ocorre sem que haja queda substancial de pressão. Quanto maior a capa de gás maior será sua atuação.

A seqüência de Figuras 5.6-5.10, apresenta as curvas de nível, onde pode ser vista todas as combinações 6,2 possíveis, resultando em 15 interações. As partes circuladas das curvas mostram as regiões ótimas de trabalho e, por conseqüência, maiores fatores de recuperação para cada período estudado.

As curvas de nível mostram, para cada intervalo de tempo, o comportamento das variáveis dependentes (fator de recuperação, ROV) em função da interação entre dois parâmetros, dos fatores estudados. Os valores correspondentes aos níveis mínimos (-1) e máximos (+1) de cada fator encontram-se na Tabela 5.1.

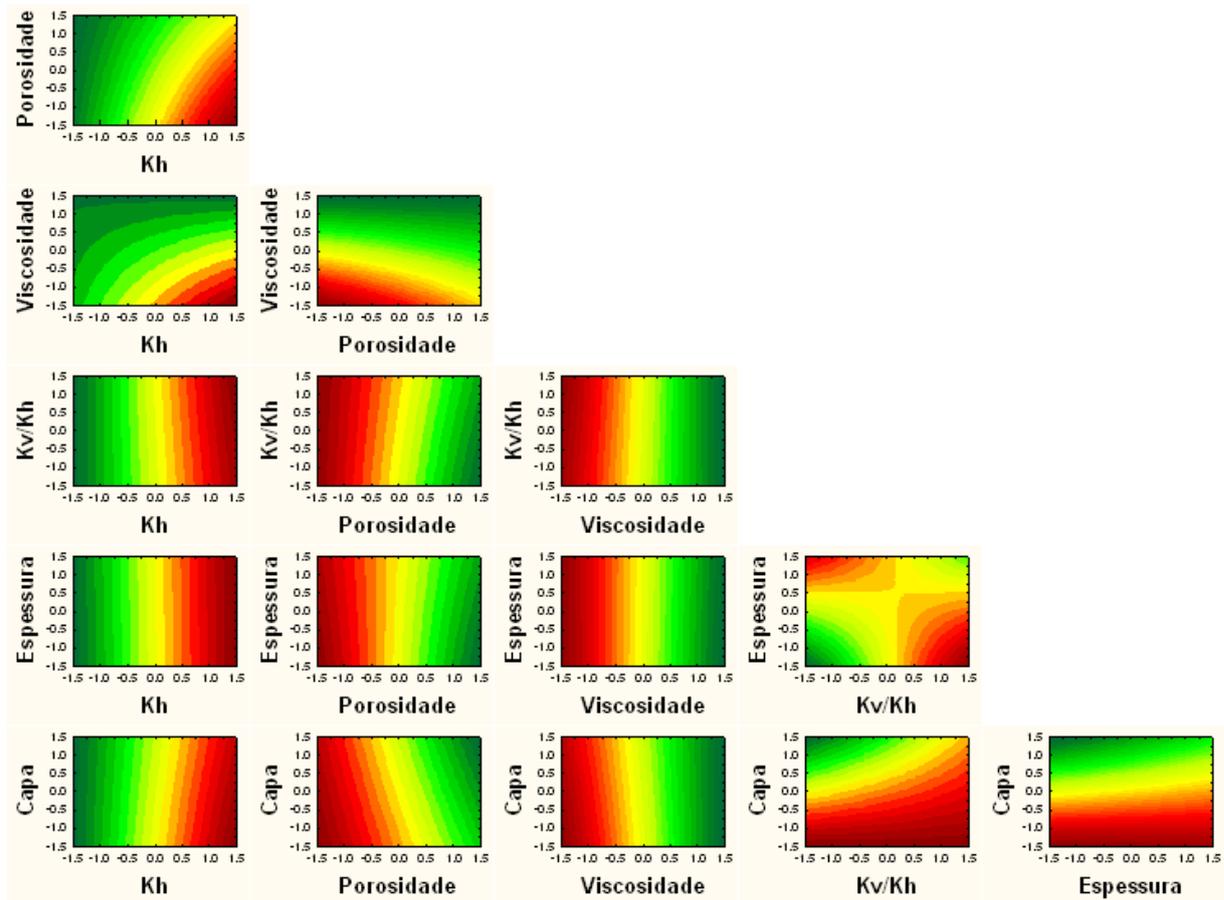


Figura 5. 6. Curvas de nível – Fator de recuperação 3 anos

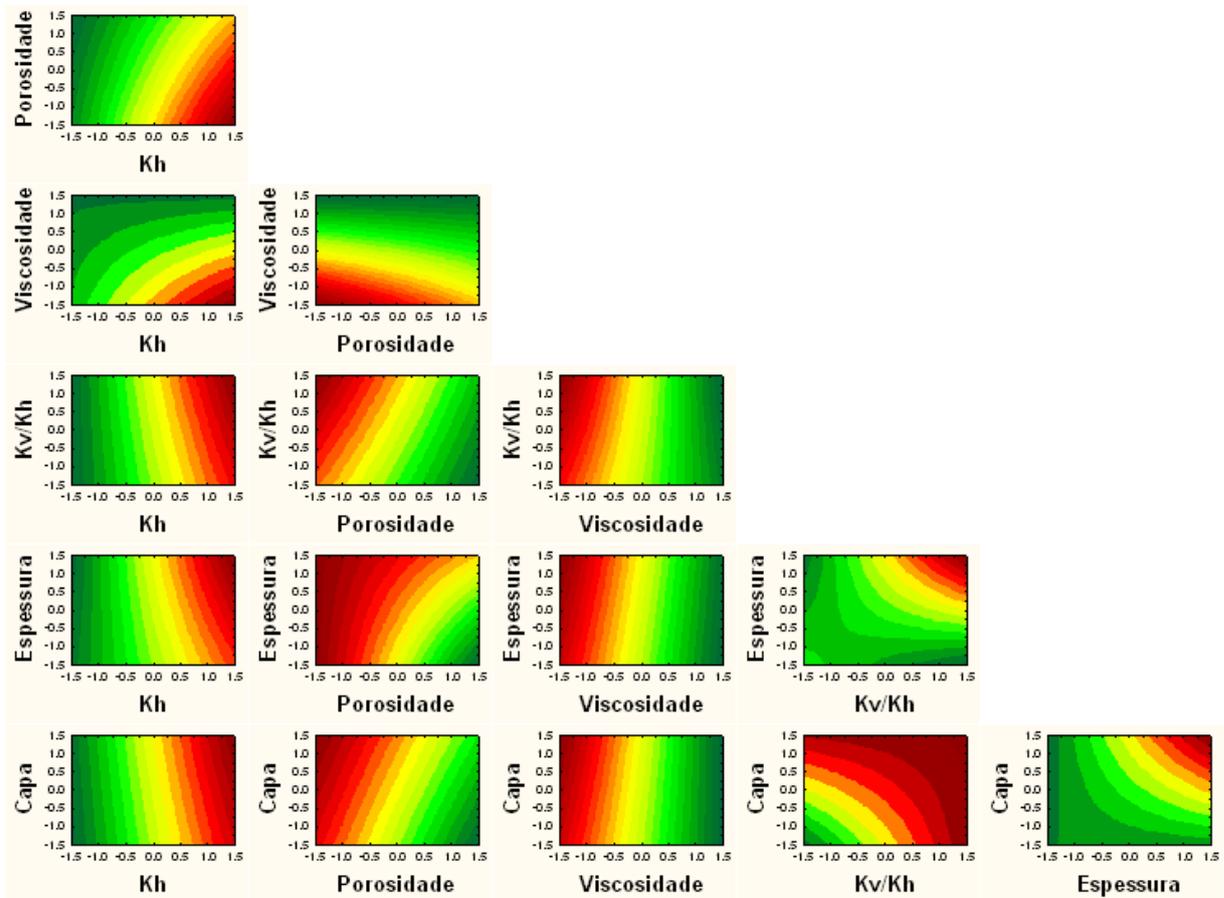


Figura 5. 7. Curvas de nível – Fator de recuperação 6 anos

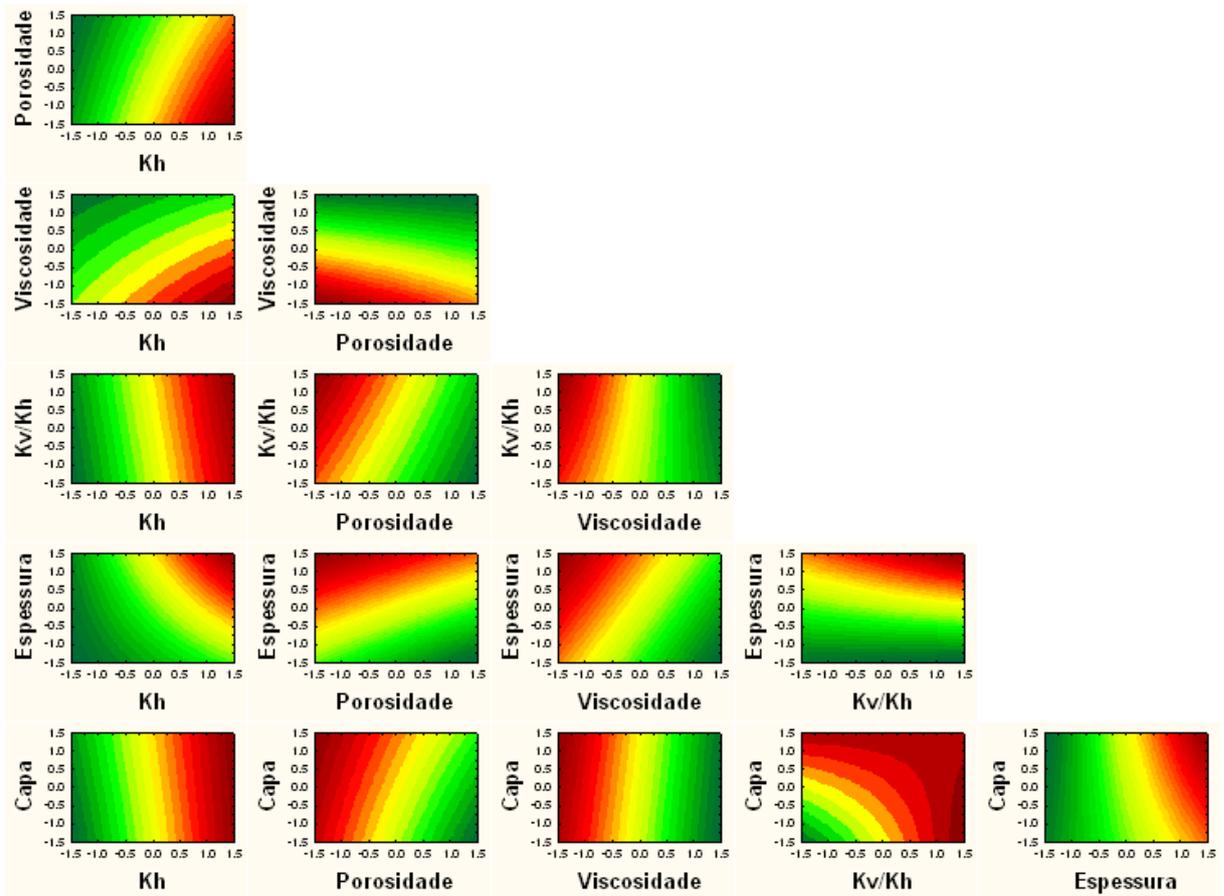


Figura 5. 8. Curvas de nível – Fator de recuperação 9 anos

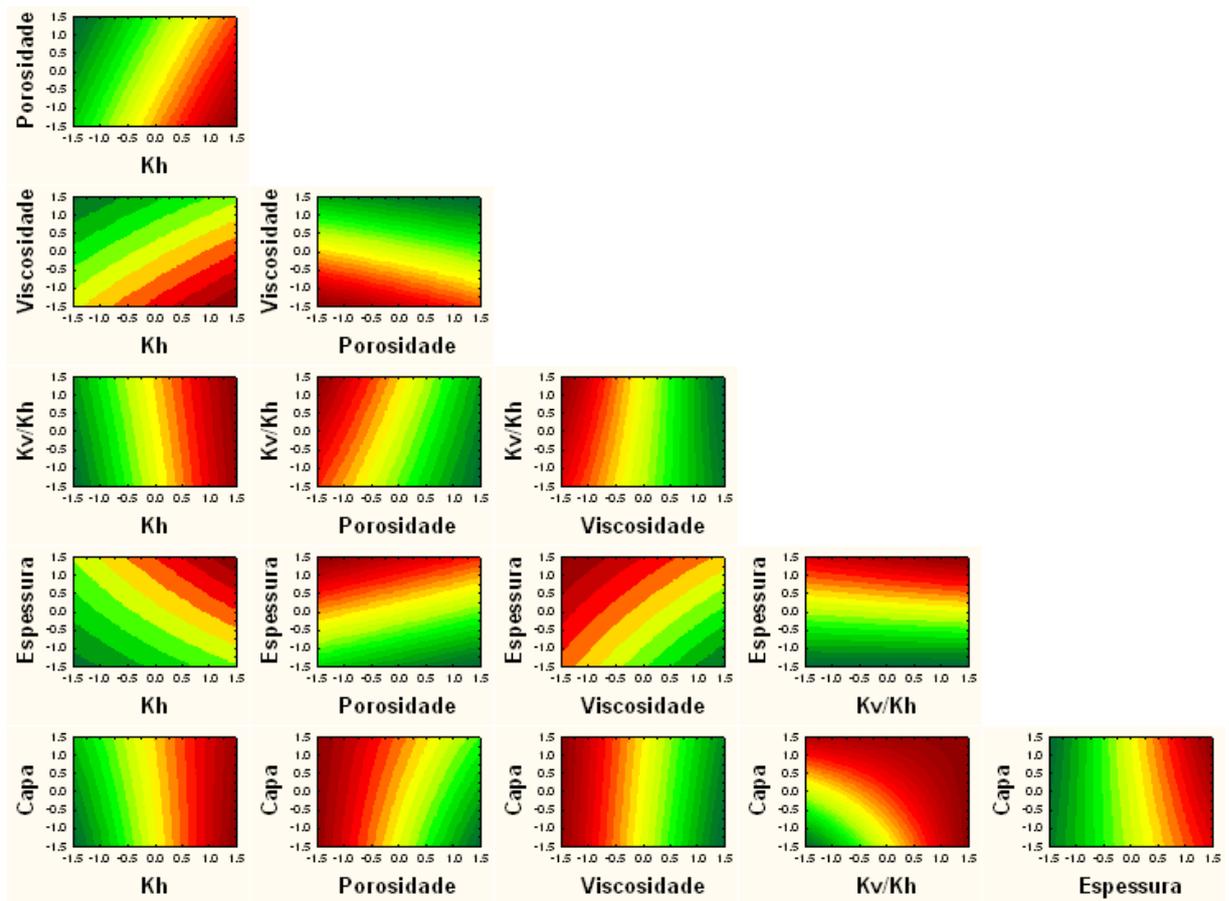


Figura 5. 9. Curvas de nível – Fator de recuperação 12 anos

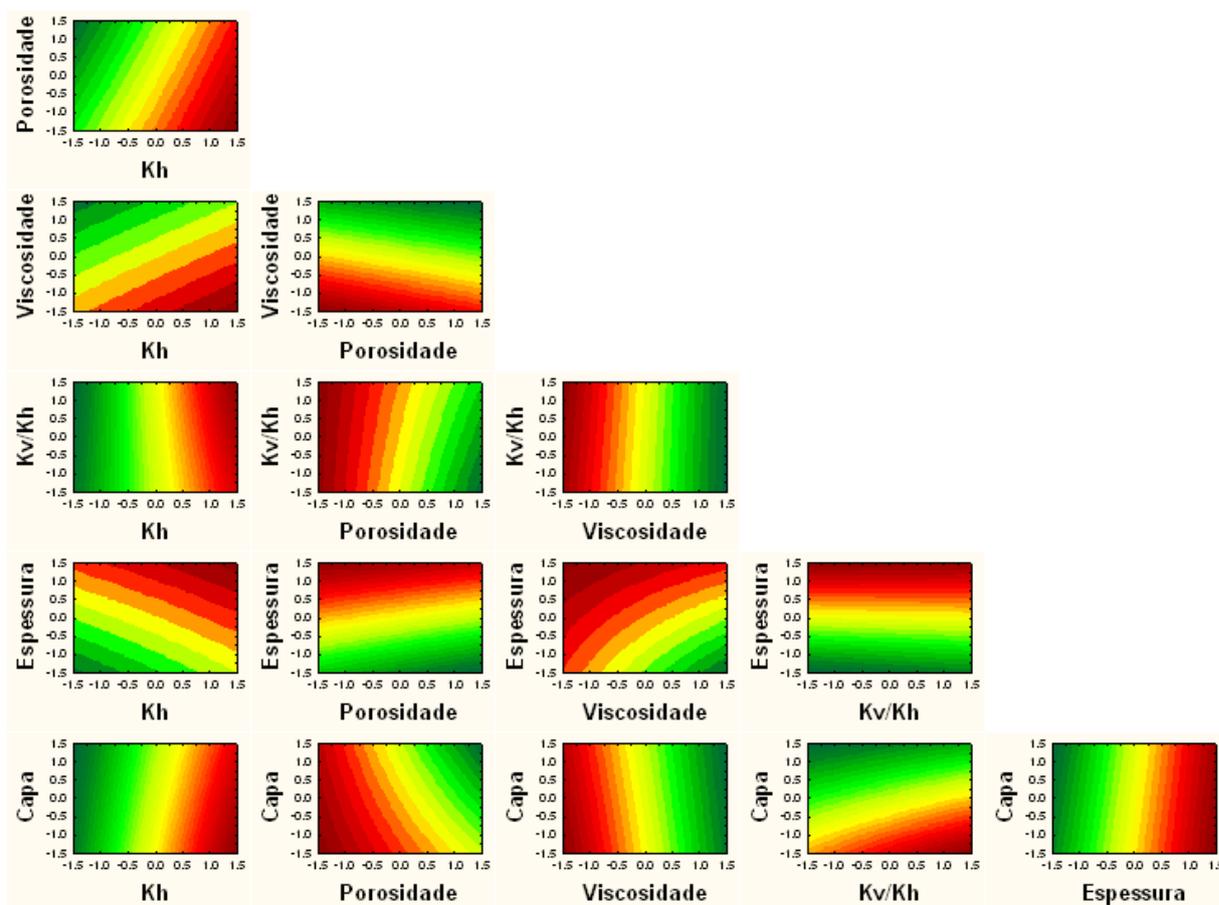


Figura 5. 10. Curvas de nível – Fator de recuperação 15 anos

As Curvas de nível acima mostram as áreas onde se obtêm melhores respostas para o fator de recuperação. Para se obter as melhores respostas, em geral têm-se os seguintes resultados:

- Porosidade – Reservatórios de baixa porosidade apresentam melhores respostas no fator de recuperação. Para reservatórios de menor porosidade, o VOIP é menor e, mesmo que o N_p seja menor em relação a reservatórios mais porosos, o fator de recuperação é maior. Deve ser destacado nesta análise que o Volume Poroso Injetado (VPI) foi maior no reservatório de menor porosidade pois foi injetada a mesma vazão de vapor para os dois sistemas.
- Permeabilidade Horizontal (K_h) – Reservatórios que apresentam alta permeabilidade horizontal apresentam melhores resultados no fator de recuperação, ou

seja, as curvas de nível mostram que as melhores respostas, encontram-se para reservatórios de alta permeabilidade.

- Viscosidade – Fluidos que apresentam baixa viscosidade apresentam melhores respostas para o fator de Recuperação para qualquer iteração.
- Espessura – Nos primeiros três anos, observa-se que a resposta da espessura no fator de recuperação é independente, ou seja, para qualquer espessura de reservatório a resposta é praticamente a mesma. Isso pode ser explicado pelo banco de óleo aquecido que não chegou ao poço produtor. Do 6º ano até o final do período de produção, observa-se que os melhores resultados de Fator de Recuperação são encontrados para reservatórios espessos.
- Capa de gás – Observou-se nos primeiros nove anos que os melhores resultados para o fator de recuperação foram obtidos para reservatórios de maior capa de gás. Desta data em diante, as maiores respostas foram obtidas para reservatórios com capa de gás menores.
- Relação K_v/K_h – Observou-se nos primeiros nove anos que as melhores respostas de ROV se encontram em áreas onde a relação é alta. Nos anos 12 e 15 a relação K_v/K_h , na maioria das interações, não tem relevância na resposta do fator de recuperação.

A seqüência de Figuras 5.11-5.15, apresenta os Diagramas de Pareto onde são mostrados os parâmetros de reservatório que mais influenciam na Razão Óleo Vapor - ROV para os períodos estudados.

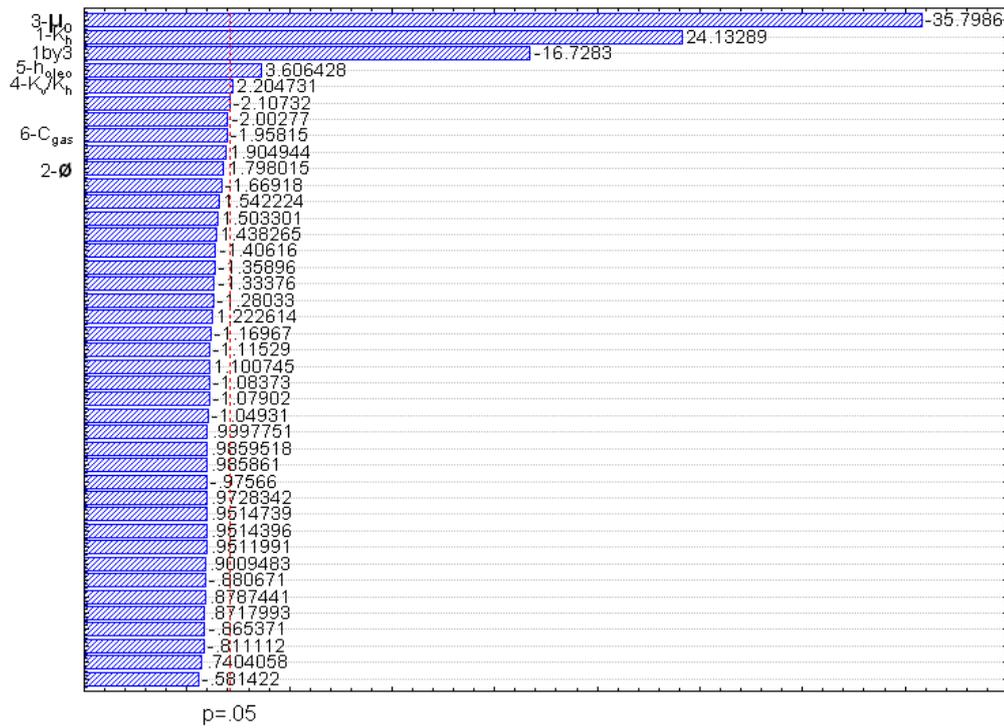


Figura 5. 11. Diagrama de Pareto – ROV 3 anos

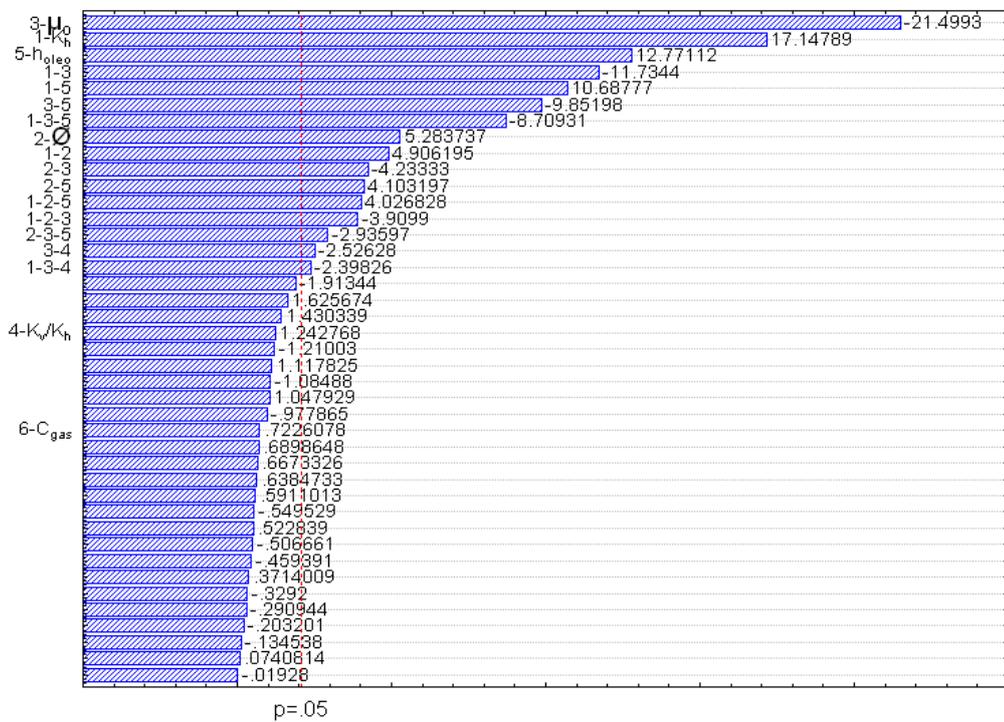


Figura 5. 12. Diagrama de Pareto – ROV 6 anos

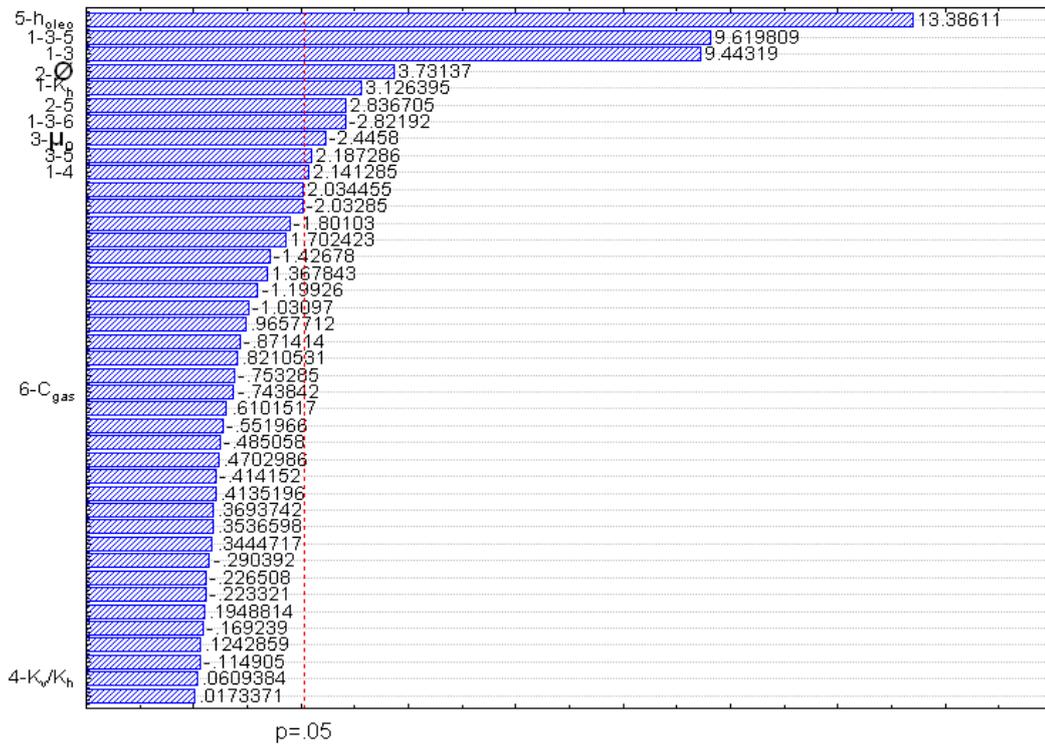


Figura 5. 13. Diagrama de Pareto – ROV 9 anos

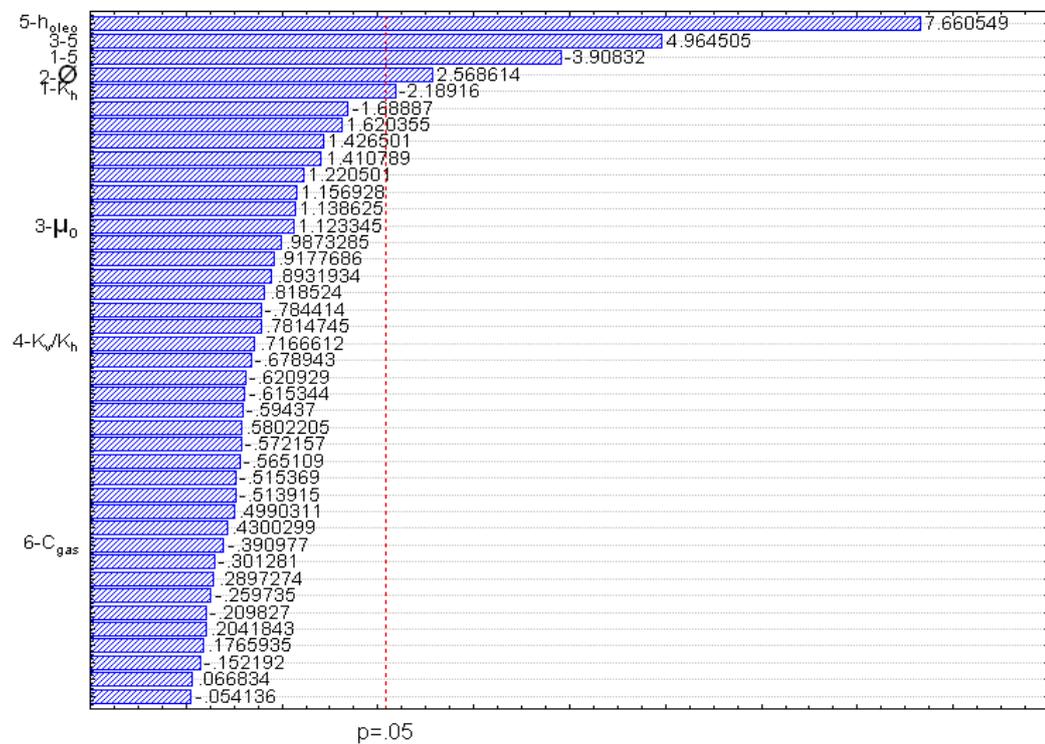


Figura 5. 14. Diagrama de Pareto – ROV 12 anos

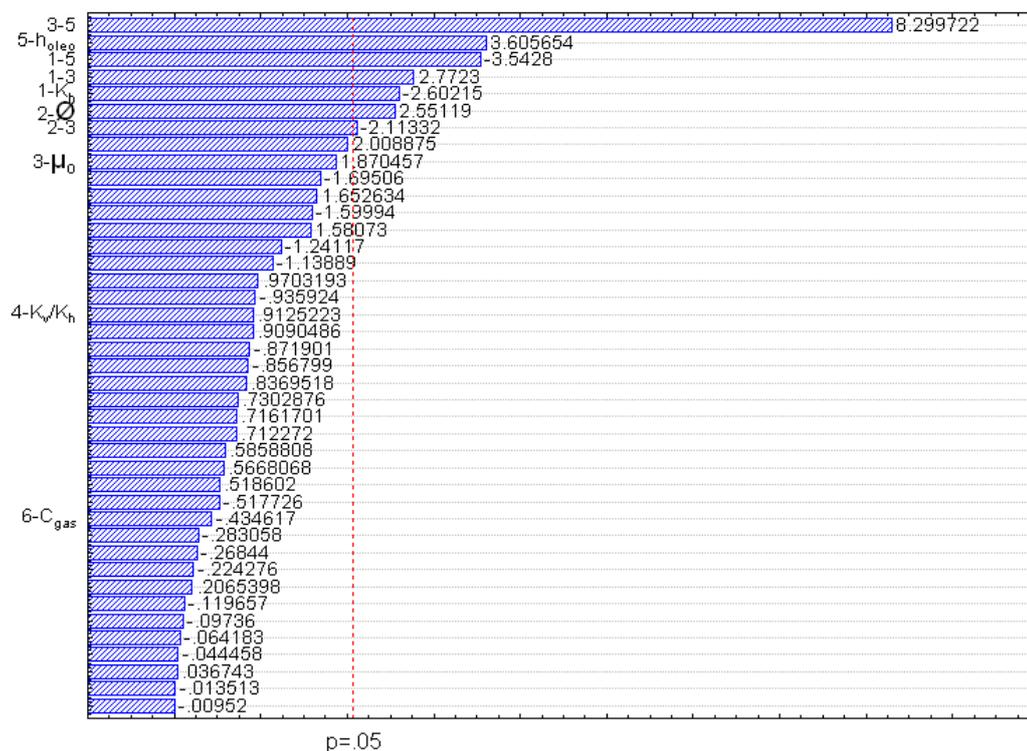


Figura 5. 15. Diagrama de Pareto ROV 15 anos

Nos primeiros três anos, entre os parâmetros de maior sensibilidade que afetam a ROV destacam-se a viscosidade, a espessura da zona de óleo, a permeabilidade horizontal, a relação entre as permeabilidades vertical e horizontal e a combinação dos efeitos da permeabilidade horizontal com a viscosidade.

No 6º ano, mantêm-se a influência estatística de parâmetros como viscosidade, permeabilidade horizontal e espessura, sendo que a porosidade passa a ter importância. Destacam-se também todas as interações entre dois e três parâmetros destes fatores. Além destes, outras duas interações apresentam importância na ROV que são a viscosidade com a relação K_v/K_h e permeabilidade horizontal, viscosidade e relação K_v/K_h .

No 9º ano, os parâmetros individuais que tem relevância estatística na ROV são a espessura, porosidade, permeabilidade horizontal e viscosidade. Destacam-se também interações entre dois parâmetros como permeabilidade horizontal e viscosidade, porosidade e espessura, viscosidade e espessura, permeabilidade horizontal e relação K_v/K_h . As interações entre três

parâmetros que tem importância são a permeabilidade horizontal, viscosidade e espessura; permeabilidade horizontal, viscosidade e capa de gás.

Com o passar de 12 anos, se estabelece uma seqüência de fatores mais marcantes na ROV que consiste primeiramente da espessura da zona de óleo, seguido da combinação da viscosidade e espessura, da permeabilidade horizontal com a espessura, porosidade e, por último, a permeabilidade horizontal, devido à facilidade de o óleo fluir nesse sentido.

Ao final do projeto, 15 anos, os fatores que apresentaram relevância estatística na ROV são a combinação da viscosidade com a espessura, influência positiva de forma que reservatórios que apresentam alta viscosidade e grande espessura, possuem para as condições operacionais adotadas, alta ROV; a espessura tem influência positiva; a combinação dos efeitos da permeabilidade horizontal com a espessura e da permeabilidade horizontal com a viscosidade; a permeabilidade horizontal tem influência negativa, ou seja, para baixa permeabilidade horizontal, têm-se alta ROV final; e a porosidade tem influência positiva.

A viscosidade, capa de gás e a relação entre as permeabilidades vertical e horizontal (K_v/K_h) não tiveram relevância estatística para a ROV final.

A seqüência de Figuras 5.16-5.20, apresenta as curvas de nível para a ROV. Por estar ligada diretamente a vazão de óleo, os parâmetros de reservatório variam muito na resposta a ROV.

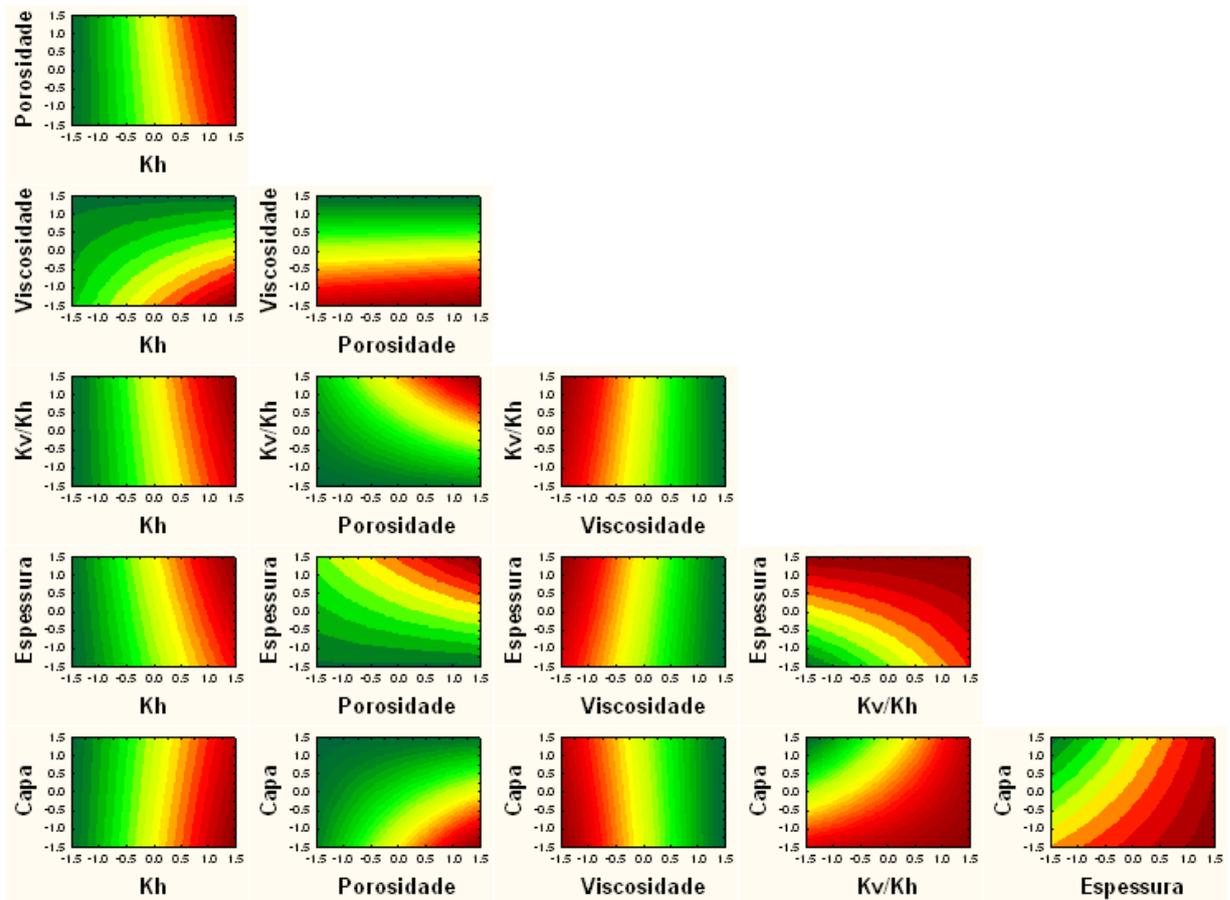


Figura 5. 16. Curvas de nível – ROV 3 anos

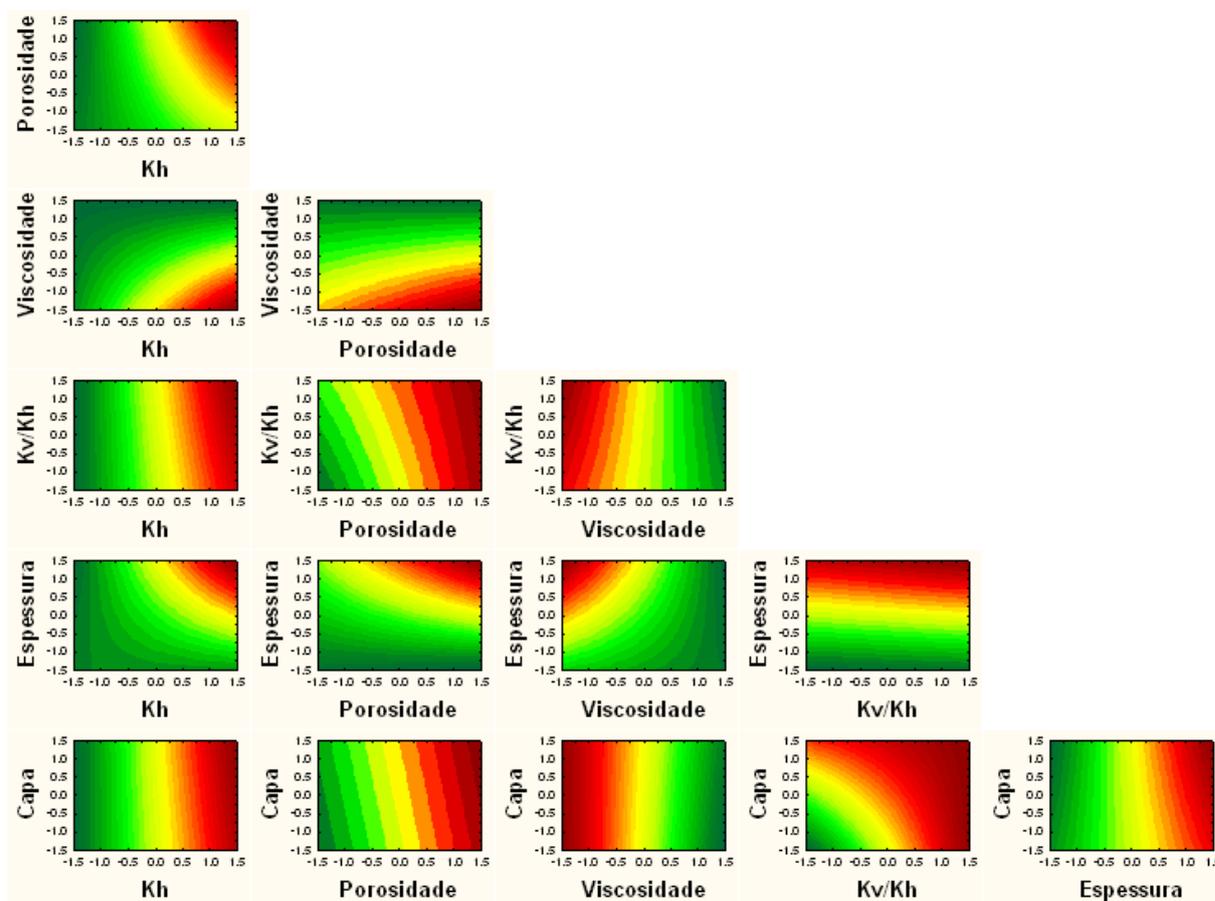


Figura 5. 17. Curvas de nível – ROV 6 anos

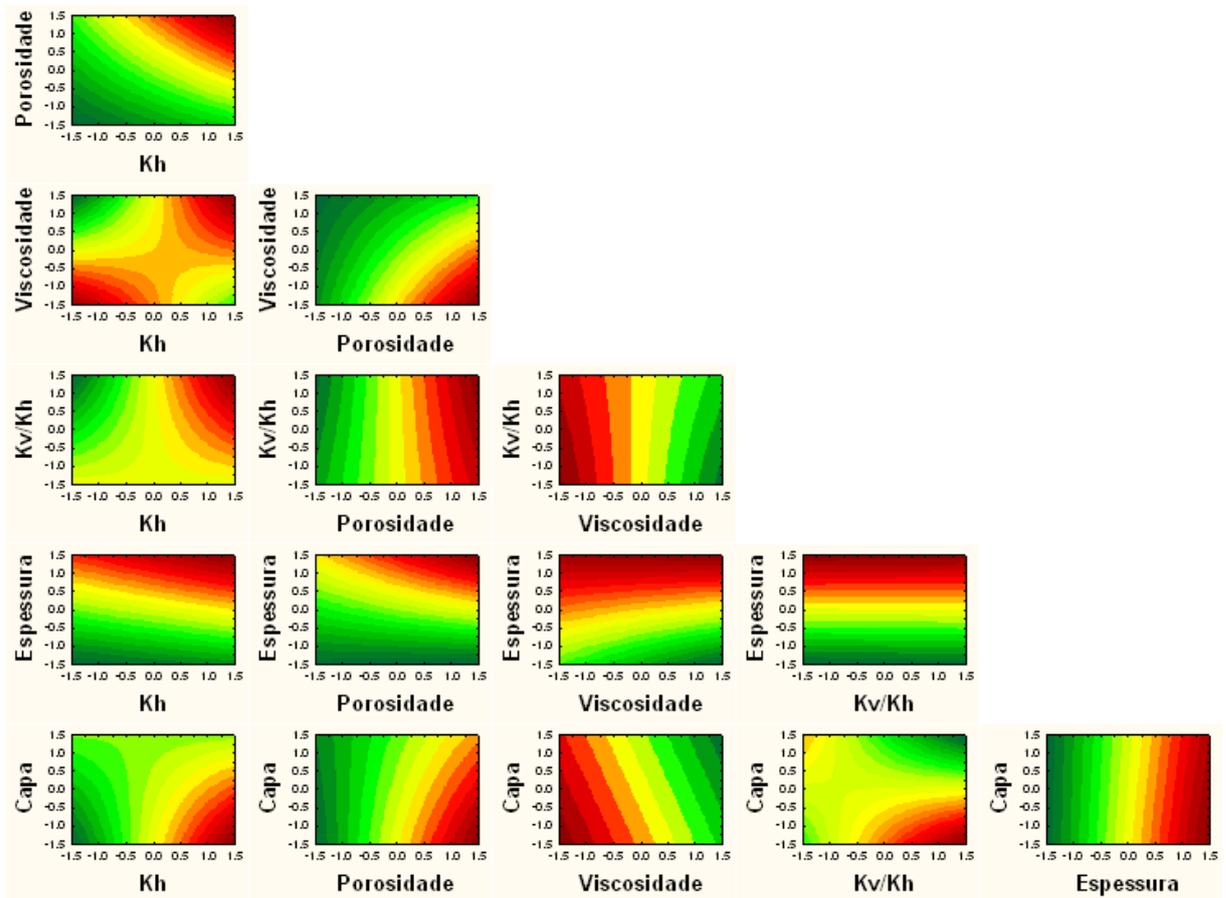


Figura 5. 18. Curvas de nível – ROV 9 anos

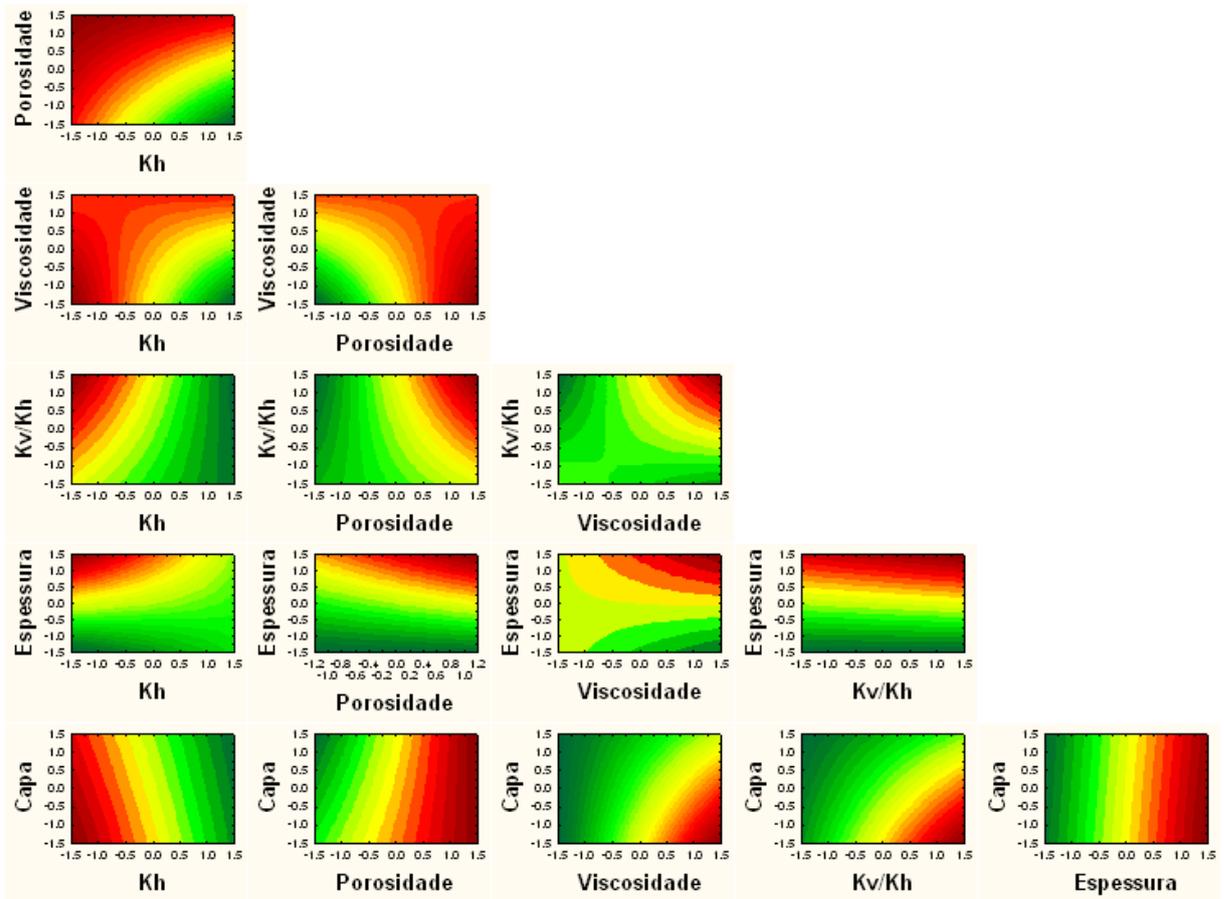


Figura 5. 19. Curvas de nível – ROV 12 anos

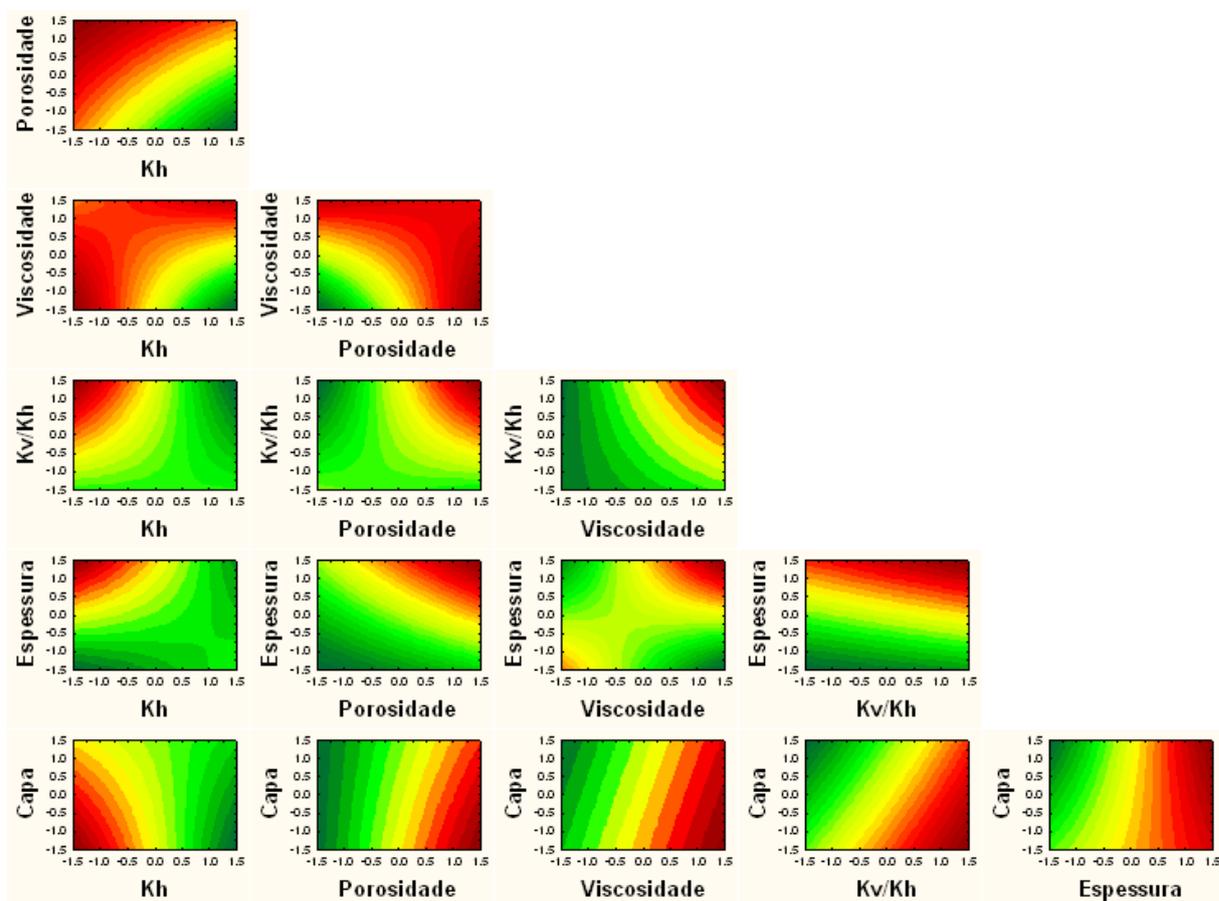


Figura 5. 20. Curvas de nível – ROV 15 anos

As curvas de nível acima mostram como os parâmetros de reservatório influenciam na resposta da ROV com o passar do tempo. É importante ressaltar que para uma mudança na vazão de injeção de vapor, as curvas de nível apresentariam outro resultado, devido à produção mais rápida ou mais lenta do óleo. Para se obter melhores respostas na ROV (resultados destacados nas figuras) tem-se os seguintes resultados para uma vazão fixa de 25 t/dia.:

- Porosidade – Reservatórios de alta porosidade apresentam melhores resultados na ROV, de forma que a vazão de óleo é maior nestes reservatórios. Apenas a interação entre a permeabilidade horizontal e porosidade, apontam que para se obter melhores respostas devem-se ter reservatórios de baixa porosidade.

- Permeabilidade Horizontal – Nos anos 3, 6 e 9, reservatórios que possuem alta permeabilidade horizontal mostram melhores resultados em relação à ROV devido ao melhor deslocamento dos fluidos no meio poroso, acarretando altas vazões. Nos anos 12, e 15 as melhores respostas são encontradas em reservatórios que apresentam baixa permeabilidade horizontal, pois o óleo chega mais tardiamente para esses reservatórios.
- Viscosidade – Até o 9º ano, os reservatórios que apresentam baixa viscosidade respondem melhor a ROV do que reservatórios de óleos viscosos. A interação que não teve esse comportamento foi Viscosidade *versus* Espessura, onde se observa que para se obter uma maior ROV, devem-se ter reservatórios espessos e independe da viscosidade. Nos últimos 6 anos, reservatórios mais viscosos apresentam resultados melhores na ROV, exceto na interação Viscosidade *versus* Permeabilidade horizontal, onde a resposta aponta o comportamento oposto.
- Espessura – Reservatórios espessos apresentam melhores resultados na ROV devido à produção de óleo ser maior nestes sistemas. Em nenhum período analisado os reservatórios delgados apresentaram melhor resposta, também devido a estes apresentarem um menor Volume Original de Óleo.
- Capa de gás – Na maioria das respostas à ROV, as melhores respostas independem da espessura da capa de gás.
- Relação K_v/K_h – Até o 9º ano, os melhores resultados independem da relação entre as permeabilidades vertical e horizontal na resposta da ROV. A partir do 12º ano, reservatórios que apresentam maior relação entre as permeabilidades vertical e horizontal apresentam melhores respostas.

5.2. Influência dos parâmetros da rocha-reservatório na segregação gravitacional

Nesta seção será analisada a influência de cada parâmetro da rocha reservatório na segregação gravitacional, além de algumas combinações que apresentam influência no fenômeno.

5.2.1. Permeabilidade

Quando se analisa a permeabilidade, deve-se levar em consideração que o seu aumento, aumenta ambas as permeabilidades (horizontal e vertical), devido a relação K_v/K_h ser fixa neste estudo.

A permeabilidade apresentou resultados que estão de acordo com a teoria pois, com o aumento da permeabilidade, houve um aumento da segregação gravitacional. As Figuras 5.21 e 5.22 mostram o comportamento da propagação do vapor no reservatório para o 8º ano de produção, onde é visível uma maior segregação gravitacional para o modelo de maior permeabilidade.

Percebe-se que o vapor chega mais rapidamente ao topo do reservatório para o caso de maior permeabilidade (Figura 5.22).

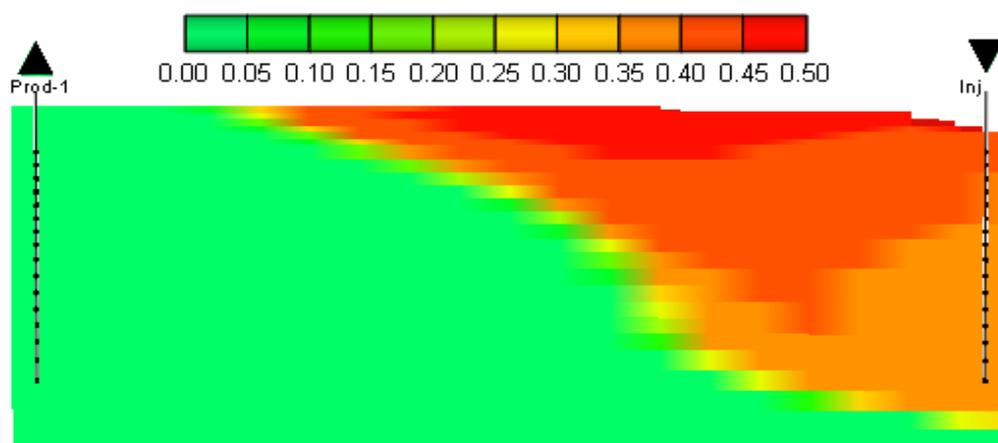


Figura 5. 21. Saturação de gás no 8º ano de produção - modelo de permeabilidade 500 mD
Marcos Allyson Felipe Rodrigues

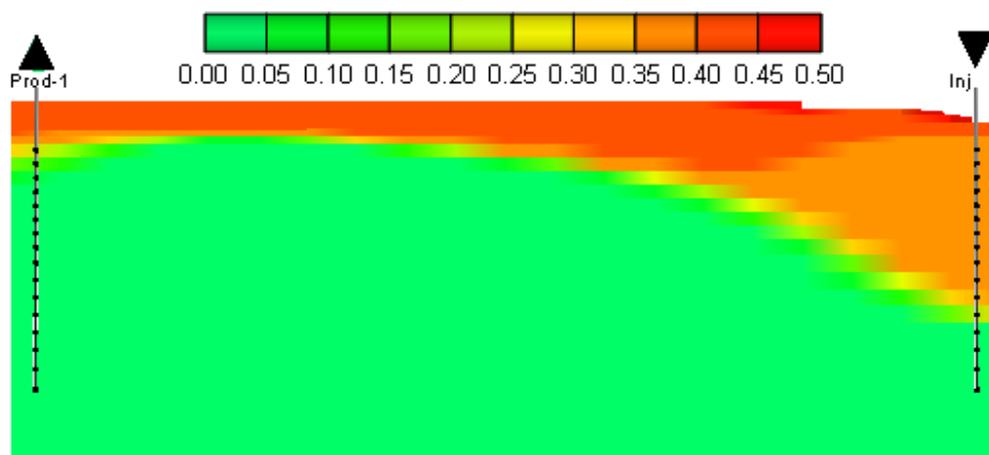
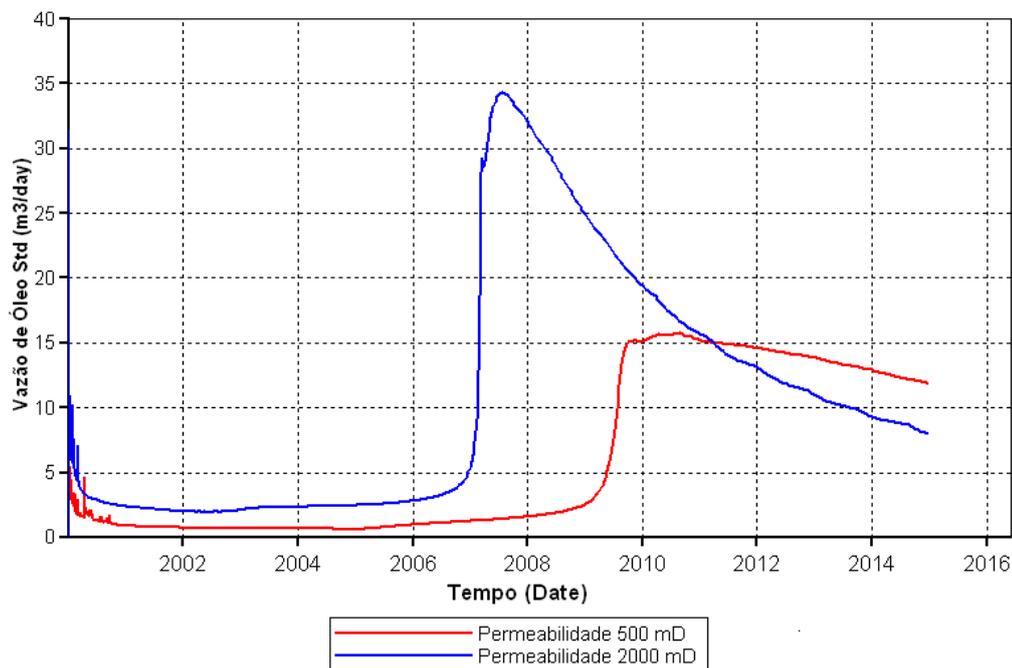


Figura 5. 22. Saturação de gás no 8º ano de produção - modelo de permeabilidade 2000 mD

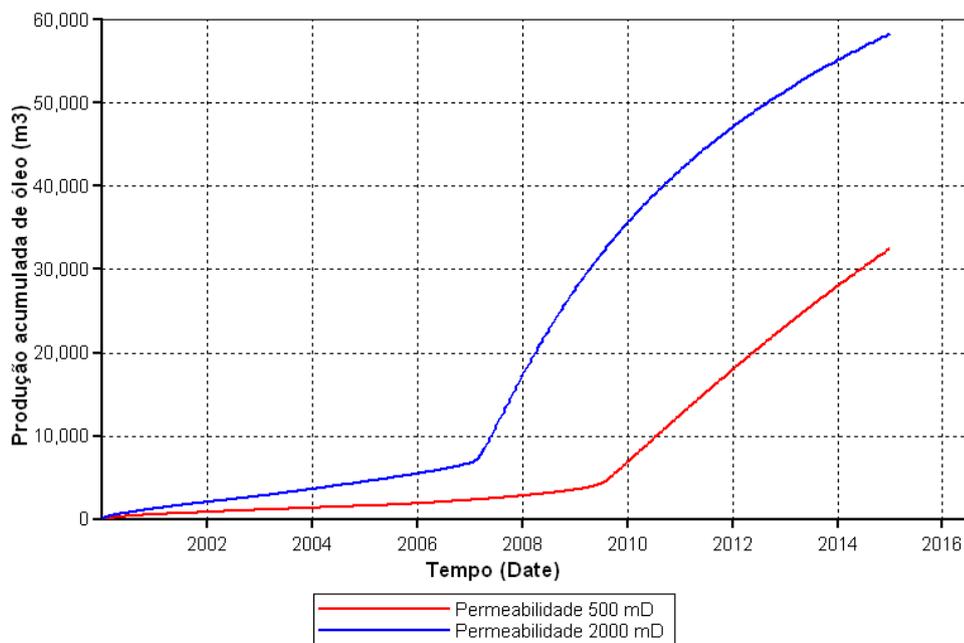
Apesar de ter uma maior segregação, o modelo de maior permeabilidade tem maior fator de recuperação. Isto pode ser explicado devido ao modelo que apresenta maior permeabilidade possuir maior facilidade do vapor fluir nos poros da rocha, sendo que o banco de óleo aquecido chega primeiro ao poço produtor neste modelo.

Para o caso do modelo de permeabilidade horizontal de 500 mD, o banco de óleo chega 2 anos depois e, apesar da irrupção do vapor no poço produtor acontecer depois, a vazão máxima obtida não ultrapassa 16 m³/dia. Enquanto que para o caso de maior permeabilidade a vazão máxima é próxima a 35 m³/dia. A Figura 5.23 ilustra a vazão de óleo no tempo para as duas situações.

Observa-se também nas curvas da Figura 5.23, que o declínio na vazão de óleo para o modelo de maior permeabilidade acontece mais rapidamente do que para o modelo de 500 mD, devido a produção ocorrer mais rapidamente nesse caso.

Figura 5. 23. Vazão de óleo *versus* Tempo

A Figura 5.24 exibe a produção acumulada de óleo para os dois modelos, onde mostra que apesar de apresentar uma vazão de óleo final menor devido às altas vazões de produção inicial, o modelo de maior permeabilidade apresenta uma maior produção acumulada de óleo.

Figura 5. 24. Produção Acumulada de Óleo *versus* Tempo – Permeabilidades 500 e 2000 mD

Logo conclui-se que o modelo de maior permeabilidade apresenta a segregação gravitacional com maior intensidade apesar de ter uma maior produção acumulada de óleo.

5.2.2. Capa de gás

A presença de uma maior capa de gás fez com que a irrupção do vapor no poço produtor ocorresse aproximadamente um ano antes que o modelo sem capa, e com capa de gás de 1 m. Isso não significou que este modelo apresentou um maior fator de recuperação pois, quanto menor a capa, o vapor apresenta um melhor varrido. As Figuras 5.25, 5.26 e 5.27 apresentam a saturação de gás no 10º ano de projeto, para os modelos de capa de gás de 6m , 1m e sem capa, onde pode ser observado o varrido do vapor para os três casos.

Os três modelos apresentam um volume de óleo original diferentes pois a capa de gás apresenta uma saturação de óleo de 5% . Como a diferença entre os volumes é pequena, não se alterou a vazão para manter o mesmo volume poroso injetado.

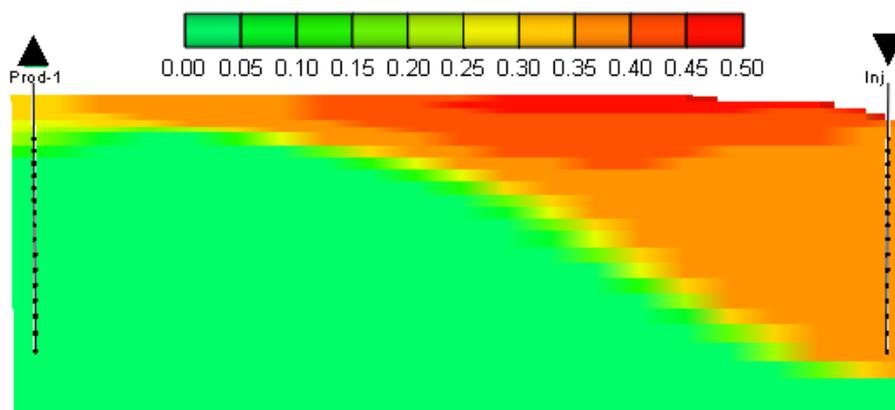


Figura 5. 25. Saturação de gás no 10º ano de produção – Reservatório com capa de gás 6 m

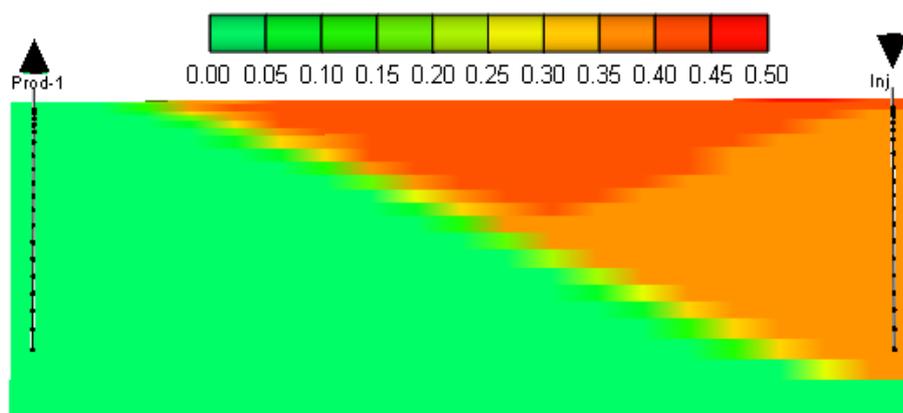


Figura 5. 26. Saturação de gás no 10º ano de produção – Reservatório com capa de gás 1 m

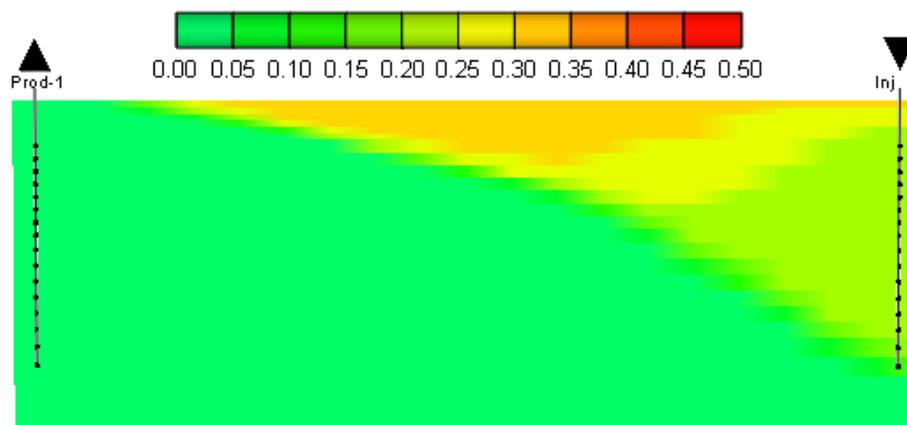


Figura 5. 27. Saturação de gás no 10º ano de produção – Reservatório sem capa de gás

Observa-se que no modelo que apresenta capa de gás de 1 m e no modelo sem capa, o vapor apresenta o mesmo comportamento dentro do reservatório. A diferença é que, para o modelo que apresenta a capa de gás, a saturação de gás média é maior.

A Tabela 5.2 mostra um resumo dos resultados obtidos para os três modelos. Nota-se que o modelo com capa de gás de 1 m e modelo sem capa apresentam praticamente o mesmo fator de recuperação.

Tabela 5. 2. Comparativo entre o modelo com e sem capa de gás

Modelo	Np (m ³ std)	VOIP (m ³ std)	Fr (%)	Vinjetado (m ³ std)	Vporoso (m ³ std)	VPI	ROV (%)
Capa de gás - 6 m	32514	89110	36.5	136875	166526	0,822	47,5
Capa de gás – 1 m	35742	88440	40.4	136875	159939	0,855	59,3
S/capa	35311	88245	40,0	136875	148428	0,922	60,6

Portanto conclui-se que o modelo de capa de gás mais espessa apresenta a segregação gravitacional com maior intensidade, e obteve um menor fator de recuperação.

5.2.3. Porosidade

A porosidade não apresentou relevância para a segregação gravitacional. Embora os modelos estudados apresentem segregação gravitacional, a variação desse parâmetro não altera a intensidade do fenômeno, como foi visto em outros parâmetros. As Figuras 5.28 e 5.29 destacam respectivamente que, para as porosidades de 20 e 30%, a frente de vapor tem o mesmo comportamento, tendo aproximadamente o mesmo tempo de irrupção do vapor no poço produtor.

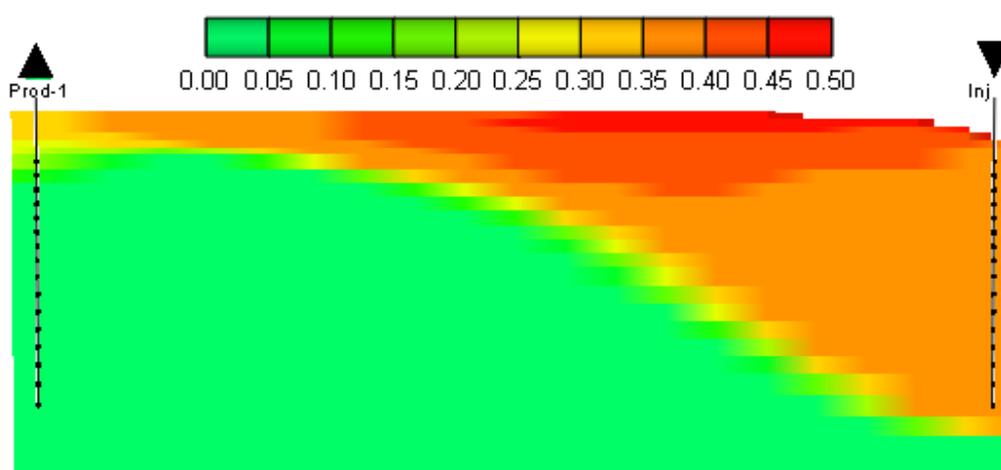


Figura 5. 28. Saturação de gás no período final de produção - Porosidade 30%

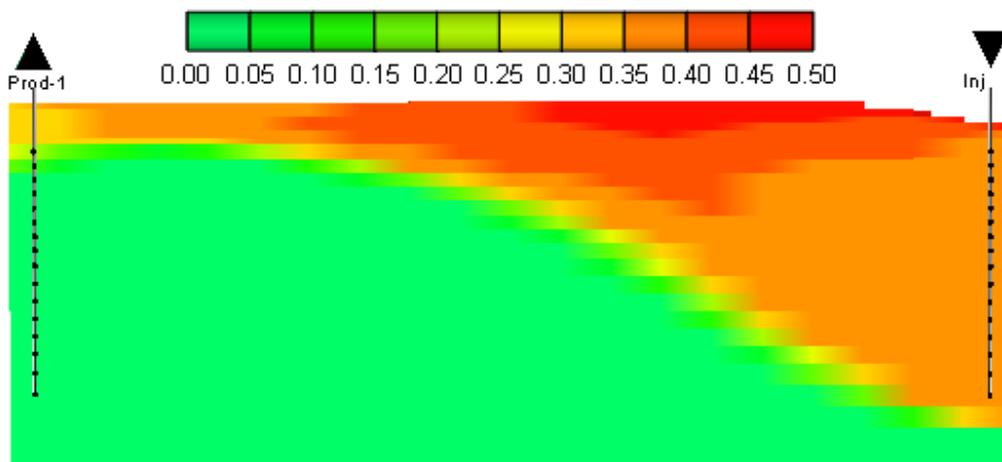


Figura 5. 29. Saturação de gás no período final de produção - Porosidade 20%

O gráfico de vazão de óleo (Figura 5.30) mostra o comportamento da produção dos modelos para diferentes porosidades. A diferença está no pico de vazão pois para um modelo mais poroso, o volume de óleo in place é maior e conseqüentemente a vazão de produção de óleo é maior. O gráfico abaixo aponta o comportamento da vazão de óleo no tempo para as duas situações.

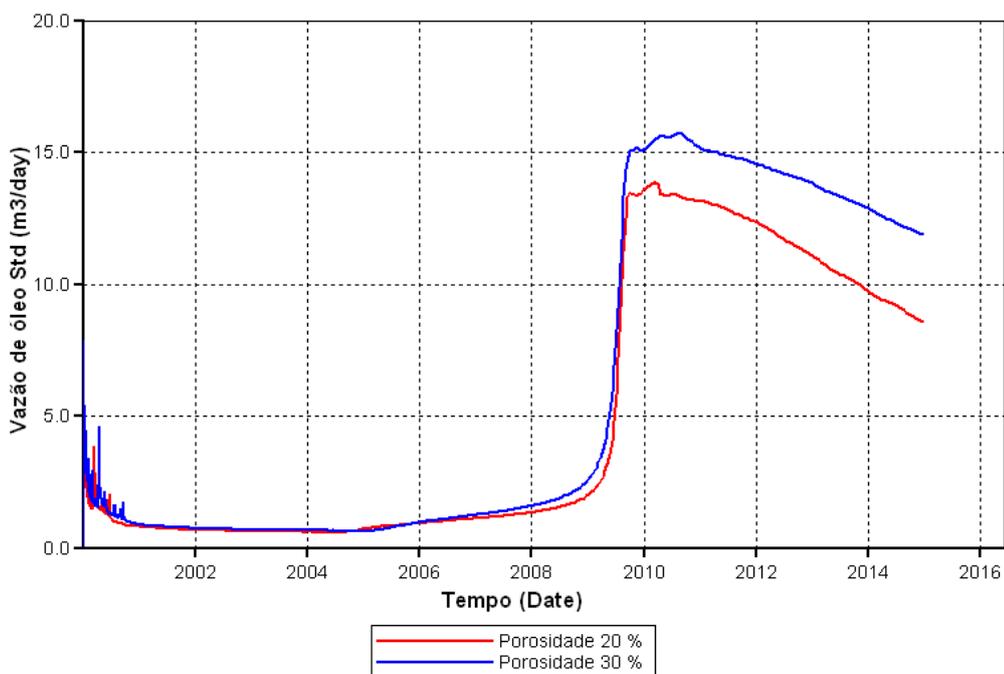


Figura 5. 30. Gráfico vazão de óleo versus tempo

Como foi observado, encontrou-se que a porosidade não influencia na segregação gravitacional.

5.2.4. Espessura do reservatório

Para analisar a influência da espessura do reservatório, guardaram-se as proporções do reservatório, de forma que as três zonas (gás, óleo e água) ficaram com as mesmas proporções. O parâmetro operacional que manteve a proporção foi a vazão de injeção de vapor pois, para efeitos comparativos, deve-se ter o mesmo VPI. Logo, para o reservatório de 40 m de zona de óleo, a vazão foi de 25 ton/dia enquanto que para o de 10 m foi de 6,25 t/dia.

As Figuras 5.31 e 5.32 mostram a saturação de gás ao final do projeto para os dois reservatórios de diferentes espessuras. Observa-se uma maior eficiência de varrido vertical para o reservatório de maior espessura já que, para o reservatório de menor espessura (mantendo o mesmo VPI), o vapor não aqueceu o reservatório por completo, não conseguindo deslocar o banco de óleo. Mesmo assim, pode ser vista a segregação gravitacional para o reservatório menos espesso. Então seria necessário realizar uma otimização do vapor neste reservatório.

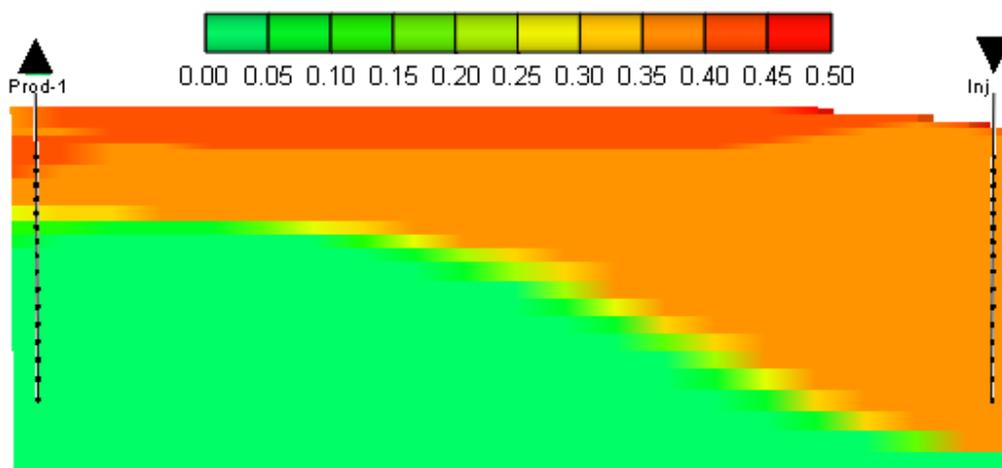


Figura 5. 31. Saturação de gás no período final de produção – Reservatório mais espesso

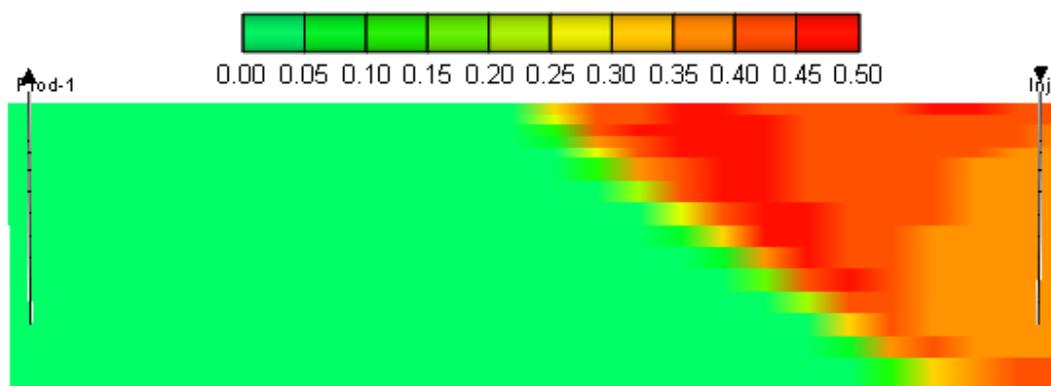


Figura 5. 32. Saturação de gás no período final de produção – Reservatório menos espesso

Na Figura 5.31, percebe-se que o modelo de maior espessura possui uma grande área na base do reservatório próximo ao poço produtor, onde o vapor não atuou. Logo se conclui que existe uma grande quantidade de óleo nesta área.

No reservatório delgado (Figura 5.32), o banco de óleo está logo à frente da frente de vapor, que não teve energia necessária para deslocar o óleo para o poço produtor durante os quinze anos de projeto.

As Figuras 5.33 e 5.34 exibem a saturação de óleo para os dois modelos de espessuras diferentes onde se pode notar a baixa eficiência de varrido para os dois modelos, resultando grandes reservas de óleo ao final do projeto.

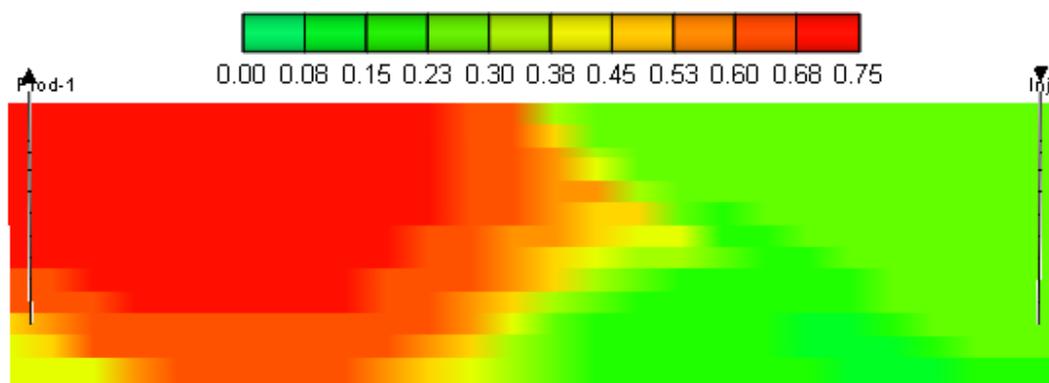


Figura 5. 33. Saturação de óleo no período final de produção – Reservatório delgado

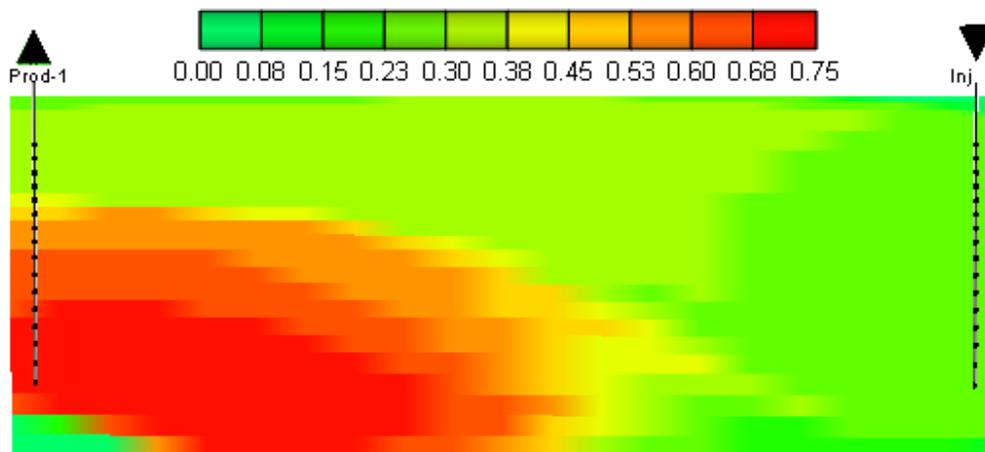


Figura 5. 34. Saturação de óleo no período final de produção – Reservatório espesso

Como foi observado, para o reservatório menos espesso o volume de vapor injetado não é suficiente para aquecer o reservatório por completo e levar o banco de óleo para o poço produtor. Fez-se então um estudo de VPI para analisar o comportamento desse reservatório delgado em relação à vazão.

A Figura 5.35 exibe o gráfico Volume Poroso Injetado *versus* Fator de recuperação para os dois tipos de reservatório, onde nota-se que para o reservatório de menor espessura é necessário um VPI em torno de três vezes maior, para que o banco de óleo atinja o poço produtor nos modelos de vazões otimizadas (curvas com marcadores). Neste tipo de reservatório, o aumento do fator de recuperação ocorre de forma mais brusca do que para reservatórios espessos, onde o aumento é mais suave.

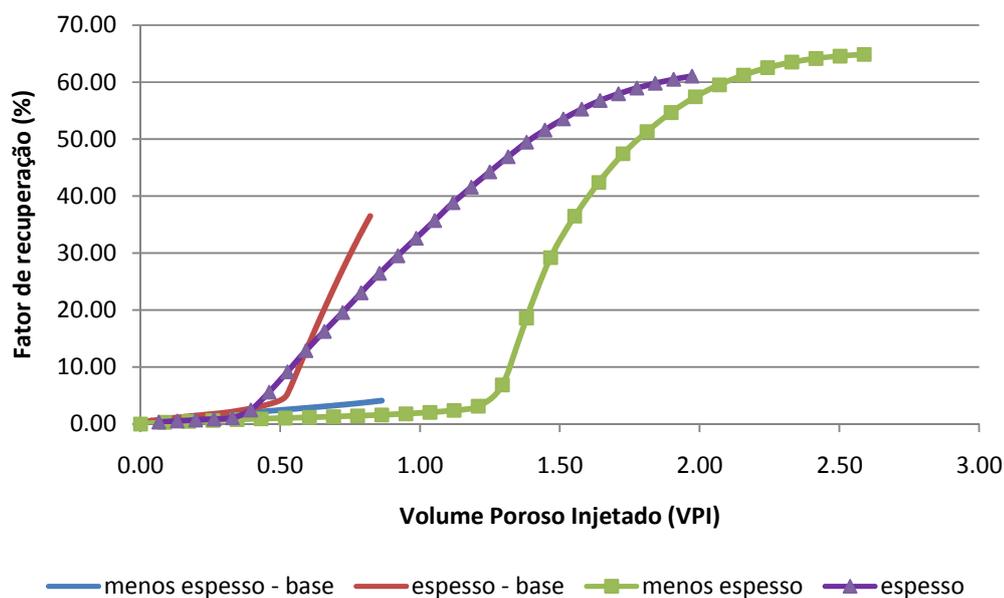


Figura 5. 35. Gráfico Volume Poroso Injetado *versus* Fator de Recuperação

Também pode ser observado que, a partir de um determinado VPI, não ocorre grandes ganhos no fator de recuperação. Diante disso, percebe-se que o reservatório de maior espessura se estabiliza a um VPI de 2, enquanto o reservatório de menor espessura com um VPI de 2,5 .

Os modelos utilizados para a comparação no estudo da segregação mantêm o mesmo VPI (0,808) de forma que para o reservatório de maior espessura, não houve tempo suficiente para produzir o banco de óleo nos 15 anos de projeto, enquanto que para o de menor espessura, o banco de óleo nem chegou ao poço produtor, resultando numa recuperação próxima a 5%.

5.2.5. Viscosidade

Quanto maior a viscosidade do óleo, maior a diferença de viscosidade entre o fluido injetado e o fluido do reservatório, permitindo que a segregação ocorra mais facilmente para reservatórios de óleo pesado.

É importante observar que, por ter menor razão de mobilidade, o óleo de menor viscosidade chega mais rapidamente ao poço produtor e, por isso, há uma menor segregação para este caso.

As Figuras 5.36 e 5.37 mostram a segregação gravitacional no 8º ano de projeto para os dois reservatórios de diferentes viscosidades onde percebe-se que o vapor atua da mesma maneira nos dois casos mas, devido à diferença de razão de mobilidade, ocorre uma menor eficiência de deslocamento para o óleo de 3000 cP e conseqüentemente uma menor produção acumulada de óleo.

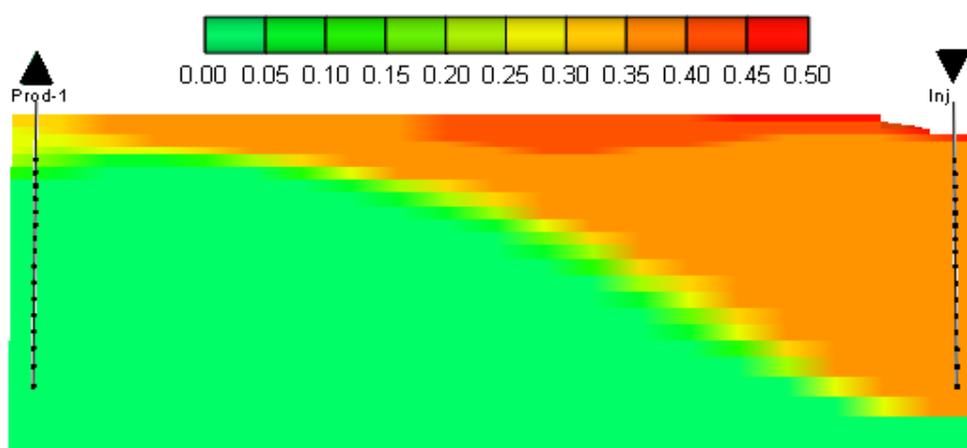


Figura 5. 36. Saturação de gás no 8º ano de produção – Óleo de viscosidade 300 cP

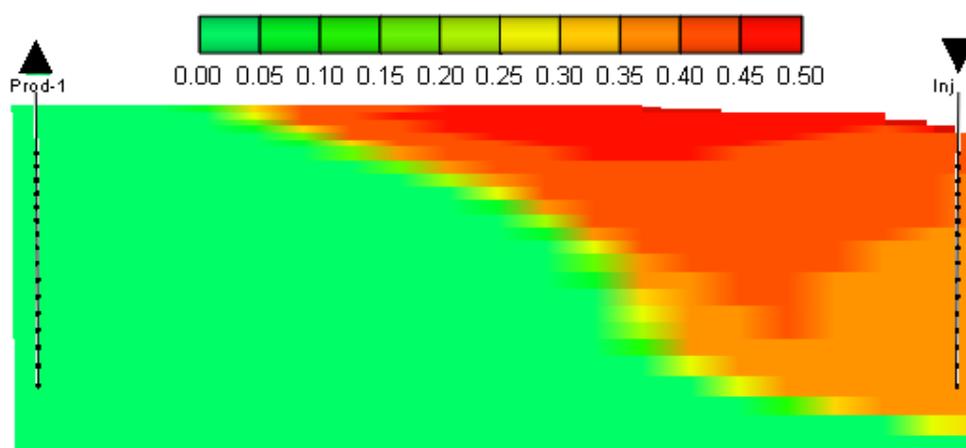


Figura 5. 37. Saturação de gás no 8º ano de produção – Óleo de viscosidade 3000 cP

Se aumentar o tempo de simulação para o modelo de óleo mais viscoso, provavelmente o vapor terá propagação idêntica à obtida no modelo em que se tem o óleo de 300 cP.

5.2.6. Relação K_v/K_h

As Figuras 5.38 e 5.39 exibem a saturação de gás ao final do período de produção, onde percebe-se que a relação K_v/K_h apresentou pouca influência para a segregação gravitacional. Uma diferença que pode ser vista é que para a relação menor de K_v/K_h (0.05), a permeabilidade vertical é menor, acarretando na segregação gravitacional ocorrer mais lentamente para esse caso. Isso permite que o vapor realize uma varredura um pouco melhor na base do reservatório.

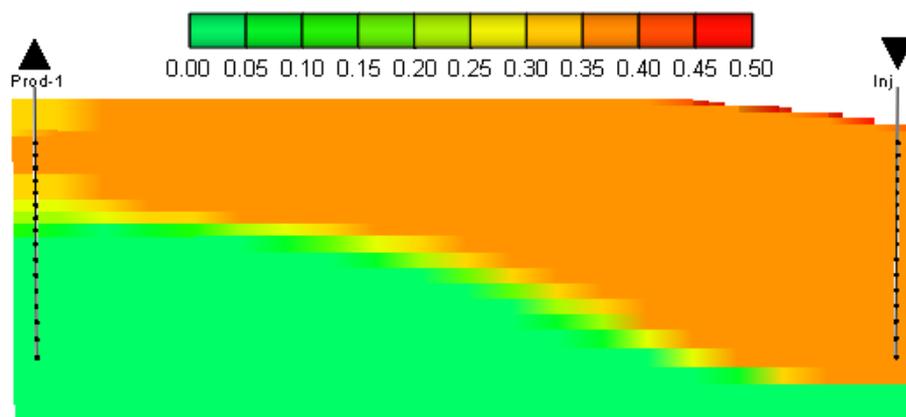


Figura 5. 38. Saturação de gás no período final de produção – Relação $K_v/K_h = 0.05$

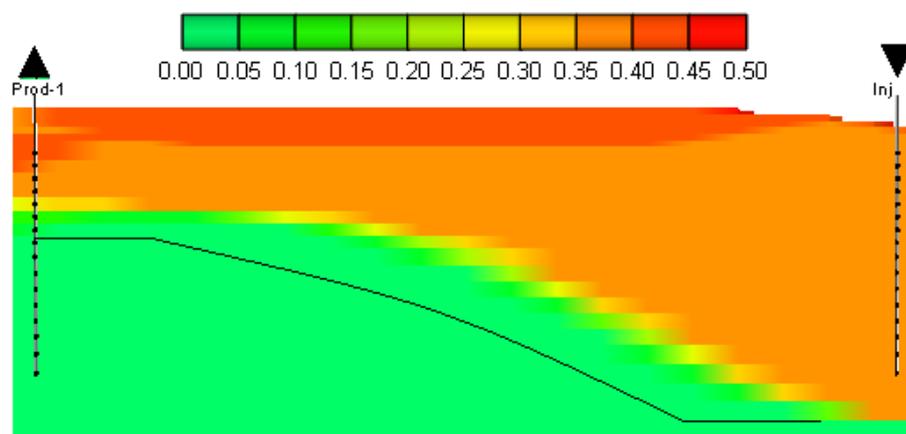


Figura 5. 39. Saturação de gás no período final de produção – Relação $K_v/K_h = 0.20$

A linha traçada na Figura 5.39 delimita a área que não foi varrida pelo modelo que apresenta a relação entre as permeabilidades vertical e horizontal maior, em relação ao que possui uma relação menor. Esse acréscimo de varrido significa que o modelo de relação K_v/K_h 0,20 possui uma menor eficiência de varrido vertical e, conseqüentemente, menor fator de recuperação.

A Tabela 5.3 apresenta um resumo dos resultados encontrados, no comparativo entre esses dois casos:

Tabela 5. 3. Comparativo para a relação K_v/K_h 0,05 e 0,2

K_v/K_h	N_p (m ³ std)	Fr (%)	ROV (%)
0,05	37430	42,0	18,2
0,2	32514	36,5	47,5

Um detalhe importante é que, ao final do período de estudo, o modelo que apresenta maior relação K_v/K_h possui uma ROV maior significando que o banco de óleo chegou mais tardiamente para esse caso.

5.3. Análise das interações dos parâmetros que mais afetaram a segregação gravitacional

5.3.1. Permeabilidade horizontal e espessura

Para o estudo da interação desses dois parâmetros, mantiveram-se todos os outros fixos e agrupou-se alta permeabilidade horizontal e espessura e baixa permeabilidade horizontal e espessura pois foi observada nos Diagramas de Pareto, a influência dessas duas variáveis na resposta do fator de recuperação. As Figuras 5.40 e 5.41 mostram a saturação de gás para esses dois modelos no 8º ano de produção.

É importante destacar que os modelos de espessuras mostrados não foram otimizados em relação à vazão de injeção, estando com o mesmo VPI de 0,808.

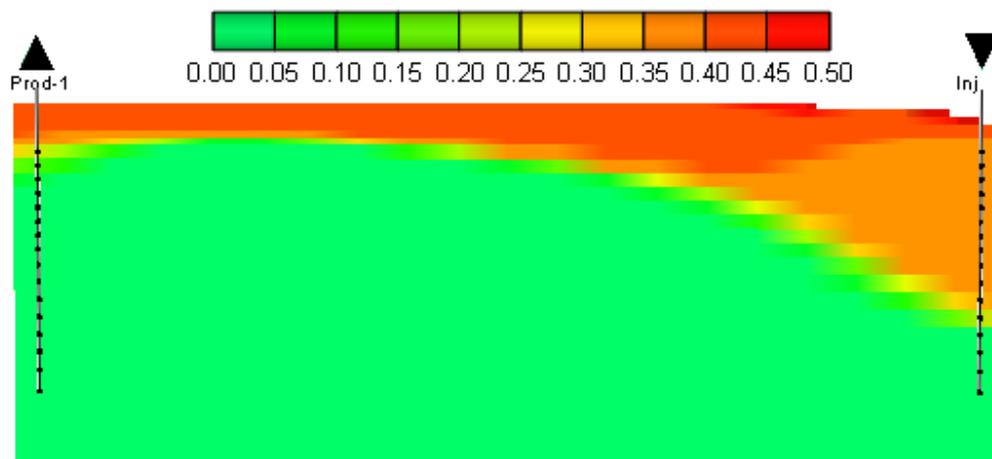


Figura 5. 40. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (+1) e espessura (+1)

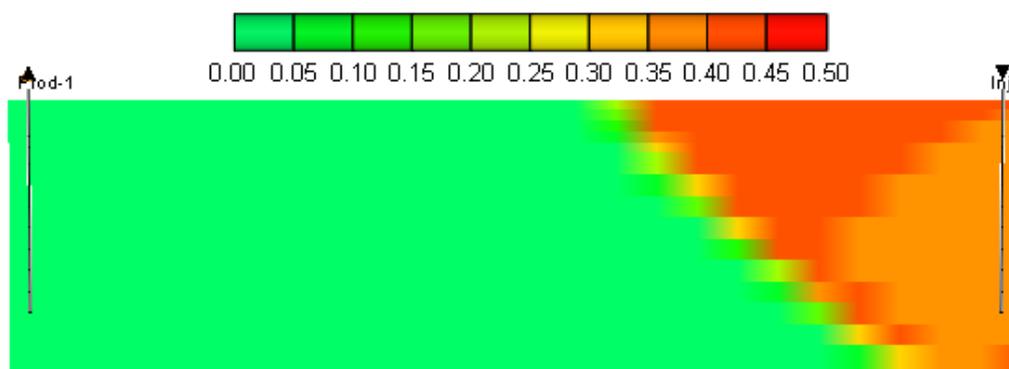


Figura 5. 41. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (-1) e espessura (-1)

Como pode ser observada, a irrupção do vapor no poço produtor para o modelo permeabilidade (+1), espessura (+1) ocorreu no 8º ano de produção, sendo que para o modelo de menor espessura e menor permeabilidade, o vapor não consegue aquecer todo o reservatório, resultando em um fator de recuperação de 4,08 %.

Não foram mostradas as outras duas interações possíveis pois elas apresentam o mesmo comportamento que as situações mostradas nas Figuras 5.40 e 5.41.

5.3.2. Viscosidade e espessura

Para o estudo da interação desses dois parâmetros, mantiveram-se todos os outros fixos e agrupou-se alta viscosidade e alta espessura e viscosidade (-1) e espessura (-1). As Figuras 5.42 e 5.43 mostram a saturação de gás para esses dois modelos no 8º ano de produção.

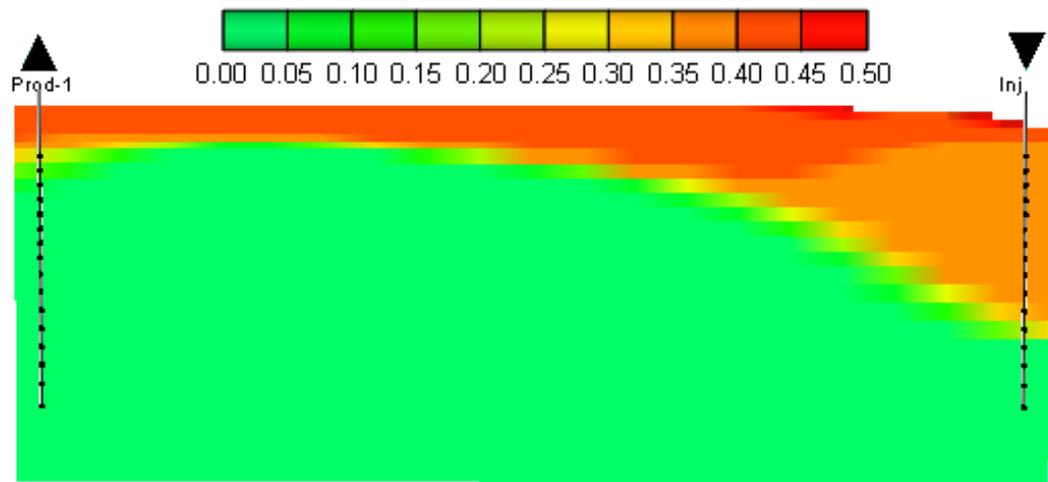


Figura 5. 42. Saturação de gás no 8º ano de produção – viscosidade (+1) e espessura (+1)

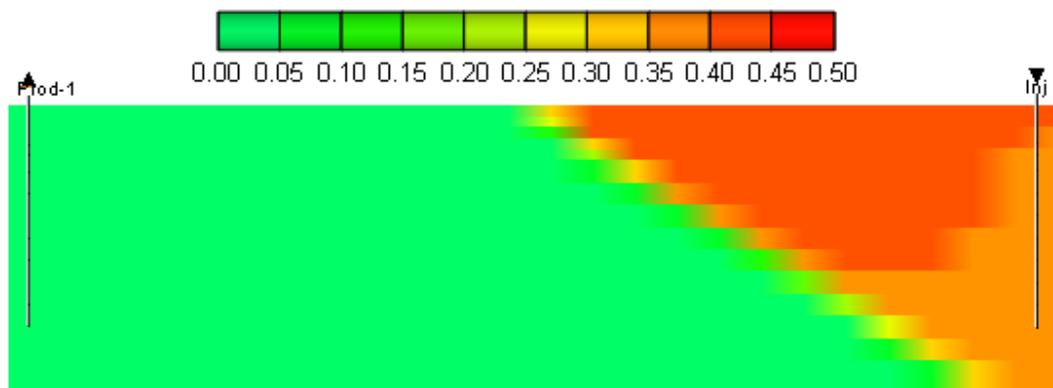


Figura 5. 43. Saturação de gás no 8º ano de produção – viscosidade (-1) e espessura (-1)

Igualmente como no caso anterior, a irrupção do vapor no poço produtor para o modelo de viscosidade (+1), espessura (+1) ocorreu no 8º ano de produção, sendo que para o modelo de menor espessura e menor viscosidade, o vapor não consegue aquecer todo o reservatório mas a frente de vapor consegue avançar mais do que no caso anterior (Figura 5.41). Neste caso a vazão de vapor também não foi otimizada.

5.3.3. Permeabilidade horizontal, viscosidade e espessura

Neste caso, mantiveram-se fixos os outros parâmetros e agrupou-se alta permeabilidade horizontal, viscosidade e espessura e permeabilidade horizontal (-1), viscosidade (-1) e espessura (-1). As Figuras 5.44 e 5.45 mostram a saturação de gás para esses dois modelos no 8º ano de produção.

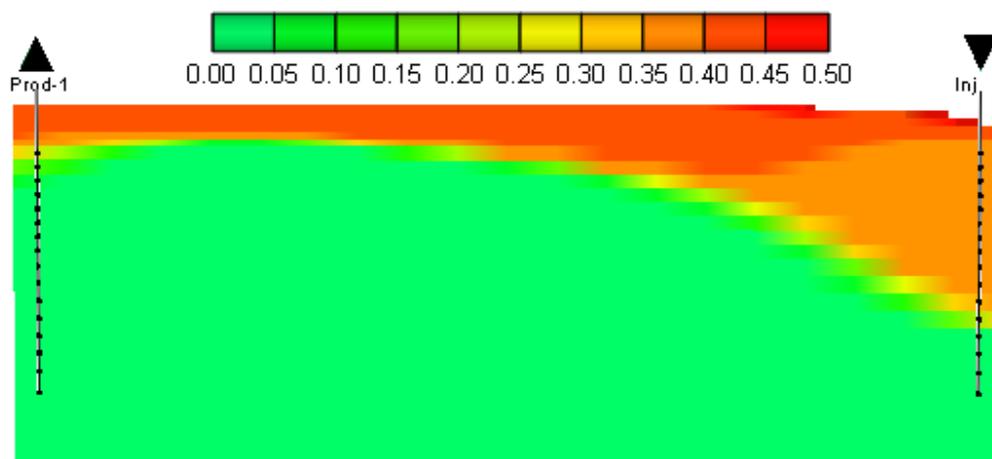


Figura 5. 44. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (+1), espessura (+1), viscosidade (+1)

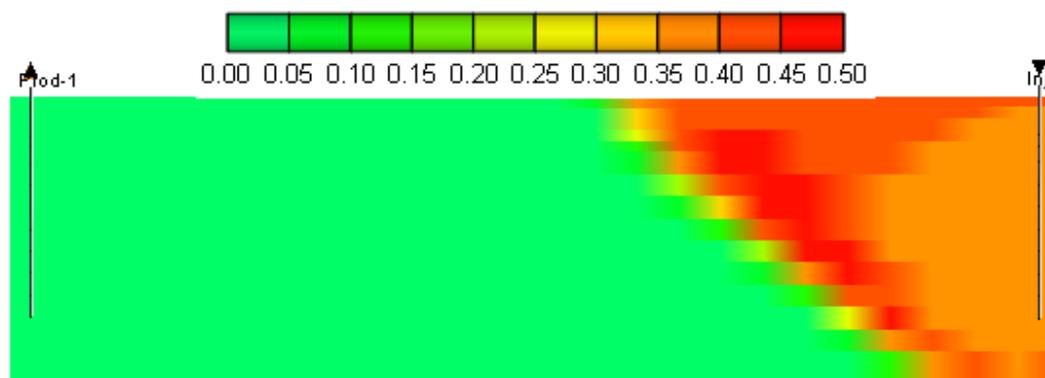


Figura 5. 45. Saturação de gás no 8º ano de produção – permeabilidade (-1), espessura (-1), viscosidade (-1)

Assim como nos outros dois casos não foi otimizado o vapor nos modelos. Não foram mostradas as outras combinações entre três parâmetros pois os comportamentos são muito parecidos. Observa-se que, mesmo o vapor não atingindo o poço produtor, ocorre a segregação gravitacional. Percebe-se também um melhor varrido vertical para o caso de menor permeabilidade, espessura e viscosidade.

5.4. Comparativo entre os resultados encontrados

A Tabela 5.4 descreve como o fator de recuperação, Razão Óleo Vapor final e o fenômeno da Segregação Gravitacional respondem para uma variação dos parâmetros rocha-fluido (aumento).

Tabela 5. 4. Comparativo entre os resultados obtidos

	Permeabilidade (↑)	Capa de gás (↑)	Porosidade (↑)	Espessura (↑)	Viscosidade (↑)	Kv/Kh (↑)
Fator de Recuperação	Aumenta	Diminui	Diminui	Aumenta	Diminui	Não influencia
ROV final	Diminui	Não influencia	Não influencia	Aumenta	Aumenta	Não influencia
Segregação Gravitacional	Aumenta	Aumenta	Não influencia	Diminui	Aumenta	Diminui

É importante destacar que, no caso do fator de recuperação e ROV final, estes resultados foram obtidos para condições operacionais fixas. Uma possível mudança operacional pode acarretar que os resultados podem não ser os mesmos que os encontrados.

5.5. Parâmetros operacionais

Para a escolha adequada dos parâmetros operacionais, fez-se um estudo prévio de como se comporta o fator de recuperação para uma variação de cada parâmetro individualmente. De acordo com a resposta, escolheram-se três valores de cada parâmetro para fazer a otimização.

O modelo utilizado para o estudo foi um dos que apresentaram a segregação gravitacional com maior intensidade para que, a partir do estudo dos parâmetros operacionais, fossem encontradas soluções que reduzam o efeito da segregação e, conseqüentemente, ocorra um aumento no fator de recuperação do campo.

5.5.1. Vazão de injeção de vapor

Para a escolha das vazões a serem utilizadas na simulação, foi realizado um teste com o modelo adotado onde consistiu em deixar fixo todos os outros parâmetros (reservatório, fluido, operacionais) e modificar apenas a vazão de injeção. Para isso foi analisado um intervalo de vazão de injeção entre 25 t/dia e 65 t/dia. O intervalo entre vazões adotado foi de 5 t/dia .

Observou-se naturalmente que aumentando a vazão, aumenta a produção acumulada de óleo e, conseqüentemente a recuperação final de óleo. Mas chega-se uma vazão limite que a curva de produção começa a ficar estável, ou seja, sem grandes mudanças, e a vazão já não se torna eficiente para aumentar a recuperação de óleo. A Figura 5.46 exhibe o fator de recuperação em função da vazão.

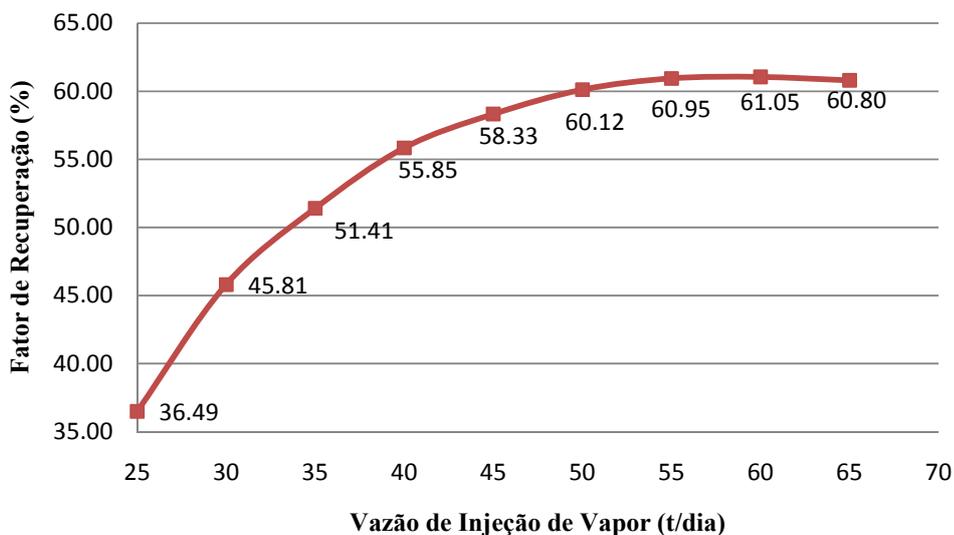


Figura 5. 46. Vazão de Injeção *versus* Fator de recuperação

Observa-se na Figura 5.46 que a vazão de vapor otimizada é de 58 t/dia que resulta num fator de recuperação próximo a 62%. Esta vazão não indica a economicidade do projeto pois além de se obter resultados muito próximos com vazão de injeção de vapor menores, a ROV é muito baixa no final do período de produção.

As Figuras 5.47 e 5.48 exibem a saturação de gás no 4º ano de produção onde ocorre a irrupção do vapor no poço produtor para o modelo com vazão de injeção de 50 t/dia e o modelo que apresenta vazão de injeção de 25 t/dia.

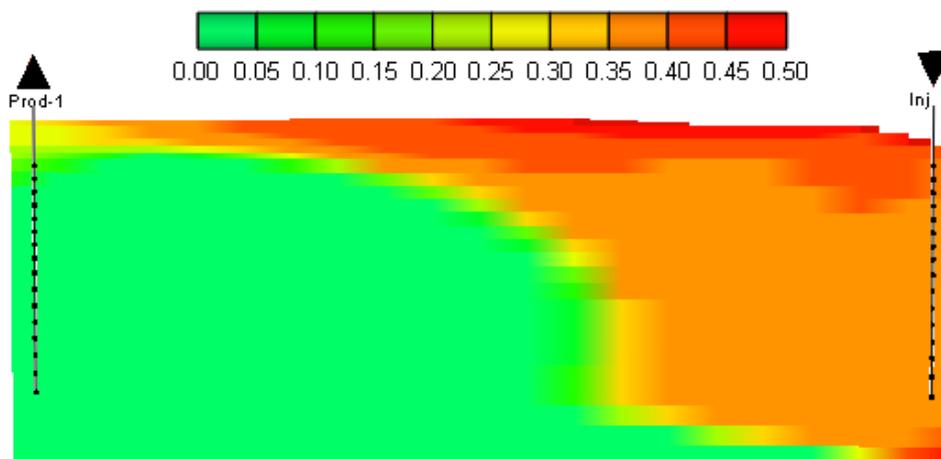


Figura 5. 47. Saturação de gás no 4º ano de produção– vazão de injeção 50 t/dia

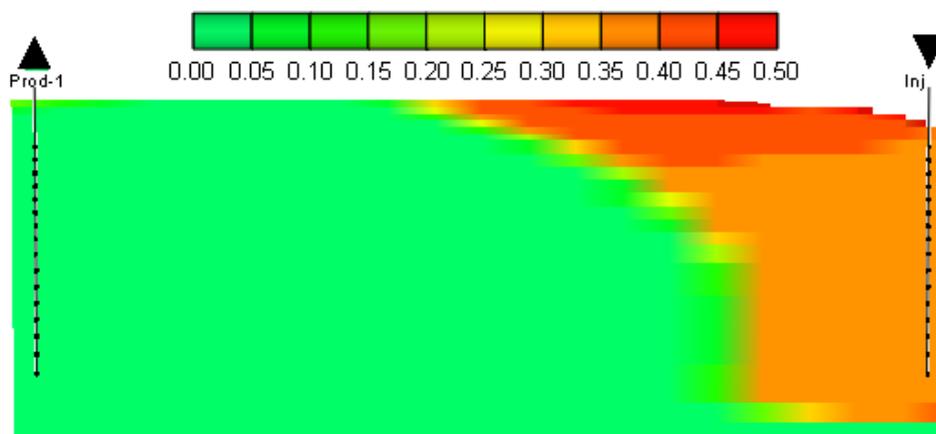


Figura 5. 48. Saturação de gás no 4º ano de produção– vazão de injeção 25 t/dia

Analisando a vazão de injeção de 50 t/dia de vapor pode-se perceber uma redução da segregação gravitacional pois aumentando a vazão, aumenta a velocidade de propagação do vapor no reservatório e diminui a velocidade de segregação, comparado ao modelo base que apresenta uma vazão de injeção de vapor de 25 t/dia. A irrupção do vapor no poço produtor ocorre no 4º ano de produção para este modelo, enquanto que para o modelo de vazão de 25 t/dia ocorre somente no 8º ano de produção.

5.5.2. Intervalo de completação

Para buscar os melhores intervalos de completação para a simulação, foram testadas 9 possibilidades e foram adotados para a análise de sensibilidade e otimização, os que retornavam melhores resultados em termos de produção acumulada de óleo e que também apresentasse alta ROV ao final do projeto pois apresentam altas vazões de óleo ao final do projeto. Por exemplo, o modelo em que a completação é feita no topo da zona de óleo tanto no injetor quanto no produtor, apresenta um fator de recuperação alto mas possui baixa ROV final em relação aos outros casos e por isso não foi escolhido, como mostra a Tabela 5.5.

Tabela 5. 5. Resultados para intervalos de completção diferentes

Injetor	Produtor	Np (m ³ std)	VOIP (m ³ std)	Fr (%)	VPI (m ³ / m ³ poroso)	ROV (%)
T	T	32514.10	89110	36.49	0.822	47.52
T	B	25063.50	89110	28.13	0.822	95.44
T	C	39959.60	89110	44.84	0.822	34.41
B	C	37411.00	89110	41.98	0.822	45.42
B	T	26227.80	89110	29.43	0.822	70.36
B	B	43347.10	89110	48.64	0.822	76.58
C	B	34913.70	89110	39.18	0.822	61.15
C	T	36617.80	89110	41.09	0.822	37.27
C	C	40269.20	89110	45.19	0.822	31.42

Onde:

T- Completção em todo o intervalo da zona de óleo

B- Completção na base da zona de óleo

C- Completção no topo da zona de óleo

A Figura 5.49 apresenta os resultados da produção acumulada de óleo para os intervalos de completção adotados:

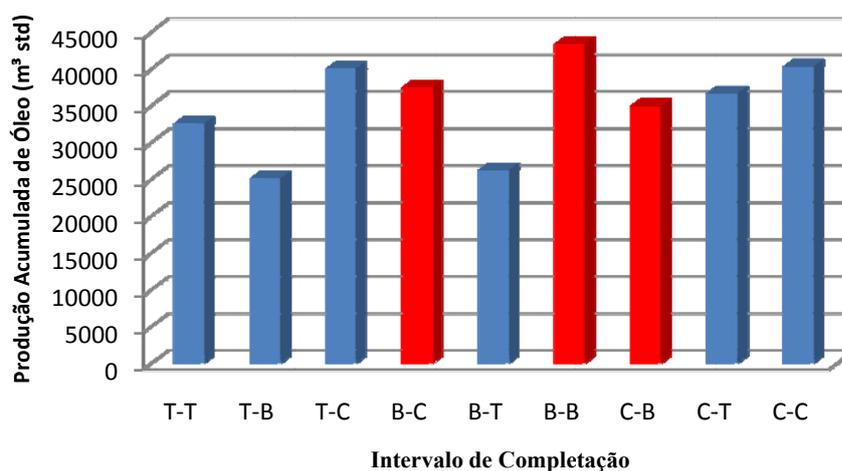


Figura 5. 49. Gráfico produção acumulada de óleo *versus* intervalo de completção no final do período de produção

As Figuras 5.50 e 5.51 mostram as saturações finais de gás e de óleo para o modelo de completação que apresentou o melhor resultado (injetar vapor e produzir fluidos na base da zona de óleo). Este modelo apresentou o maior fator de recuperação e maior ROV final em relação aos outros casos.

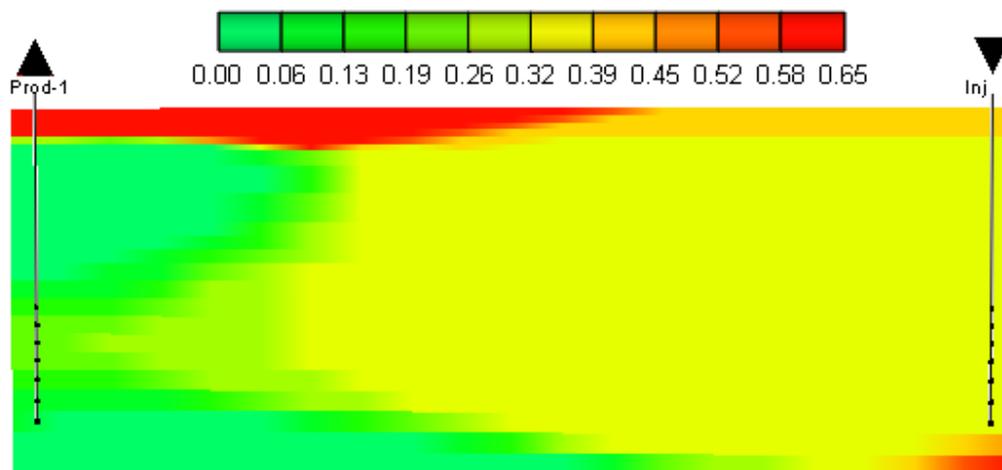


Figura 5. 50. Saturação de gás no período final de produção - Intervalo B-B

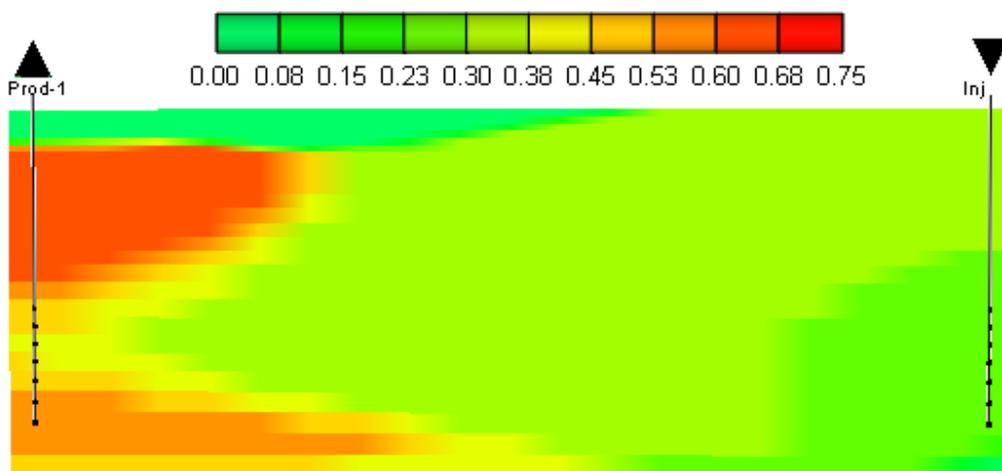


Figura 5. 51. Saturação de óleo no período final de produção - Intervalo B-B

Na Figura 5.50 observa-se uma alta eficiência de varrido do gás para esse tipo de completação onde pode se notar uma redução da segregação gravitacional e, conseqüentemente, um melhor varrido do óleo.

5.5.3. Distância entre poços

Para a distância entre poços, foram escolhidas distâncias que cobriam áreas menores do que o modelo base (10000 m²), pois neste tem-se um distância de 140 metros entre o poço injetor e o produtor. Como para a injeção de vapor, essa distância pode ser considerada grande, adotaram-se distâncias de 100 m, que resulta numa área de 5000 m² e 70 m (2500 m²) para comparar o comportamento destes com o do modelo base.

As Figuras 5.52, 5.53 e 5.54 mostram a saturação de gás no 7º ano de produção para as três distâncias adotadas. Para efeitos comparativos, as vazões de injeção de vapor dos três modelos são diferentes para manter o mesmo VPI, em torno de 0,8.

Nota-se que o modelo com menor distância entre poços tem a ocorrência da irrupção do vapor no poço produtor primeiro, porém o vapor atua numa área menor do que nos outros dois casos.

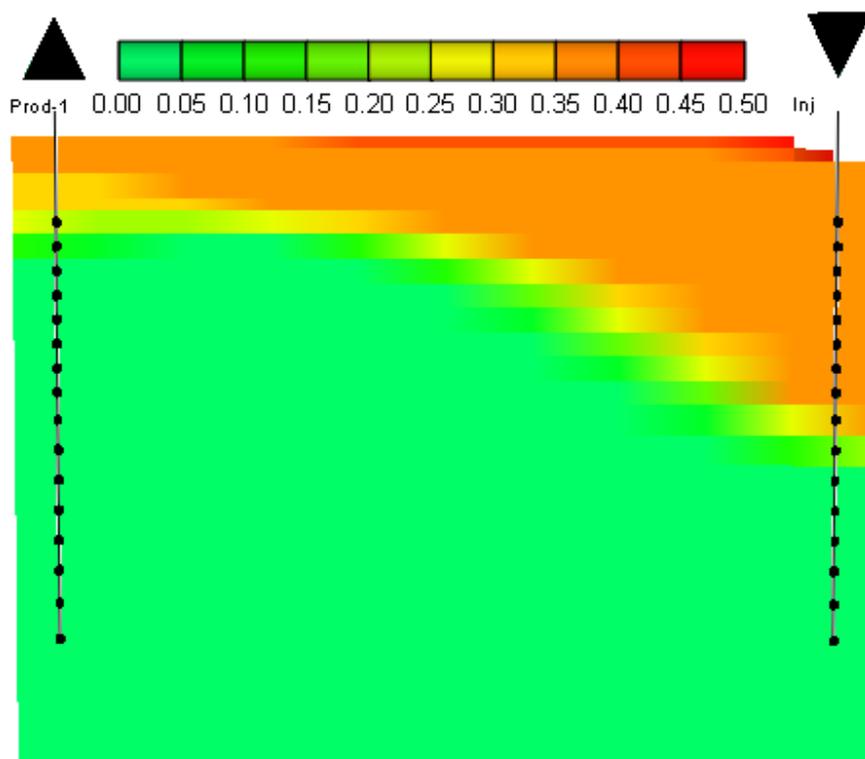


Figura 5. 52. Saturação de gás no 7º ano de produção - Distância entre poços 70 m

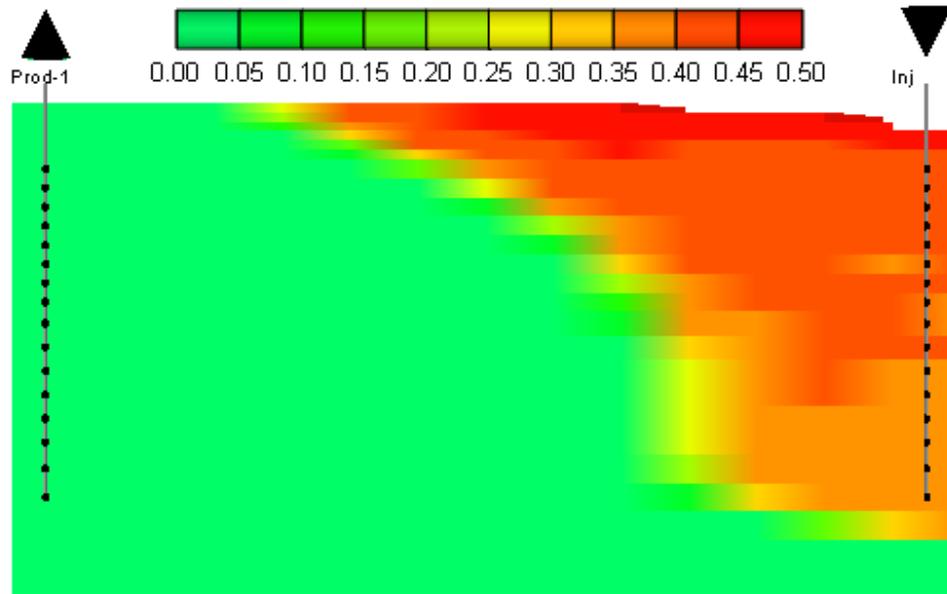


Figura 5. 53. Saturação de gás no 7º ano de produção – Distância entre poços 100 m

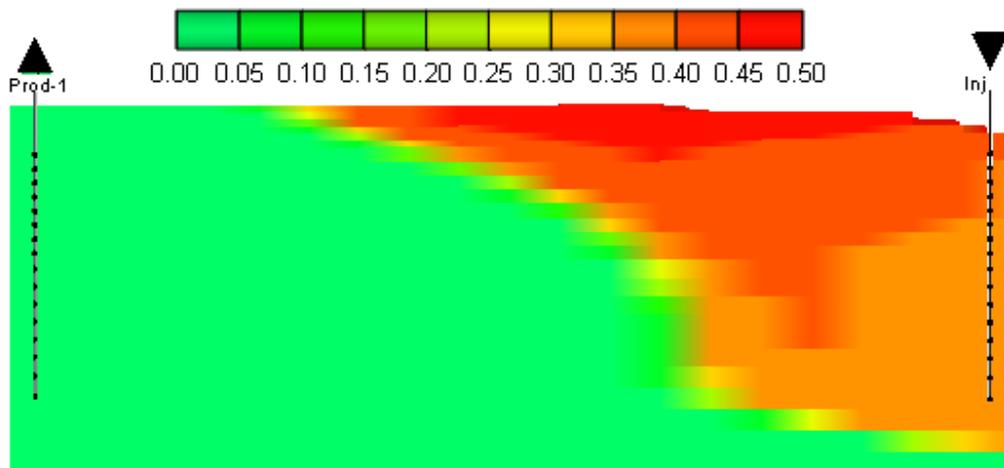


Figura 5. 54. Saturação de gás no 7º ano de produção – Distância entre poços 140 m

É importante destacar que não houve otimização do vapor para os três casos apresentados pois, como foi destacado, resolveu-se manter o VPI para os modelos que apresentam volume original de óleo diferente.

A Figura 5.55 apresenta o gráfico VPI *versus* fator de recuperação para as diferentes distâncias entre poços.

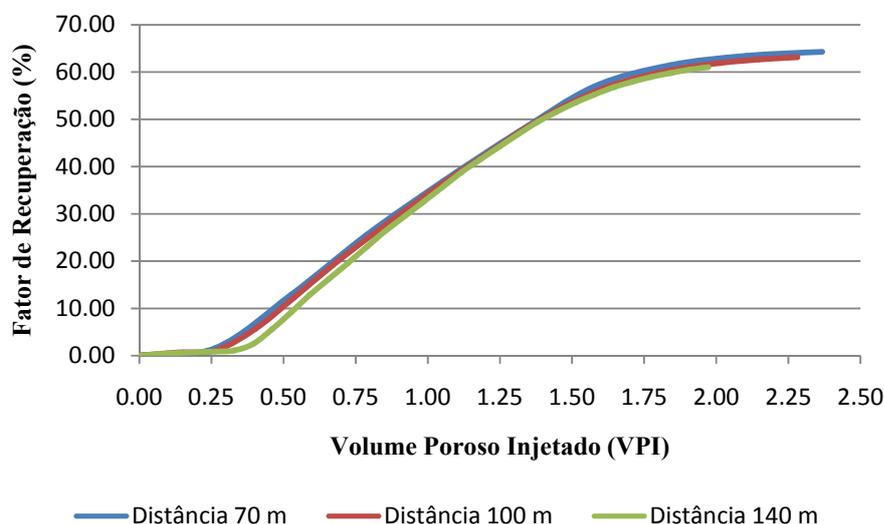


Figura 5. 55. Gráfico VPI versus fator de recuperação – distância entre poços

Observa-se na Figura 5.55 que as curvas apresentam comportamentos semelhantes, onde se pode concluir que, alterando a distância entre poços, os VPI's são muito próximos para se obter um mesmo fator de recuperação. Nota-se também que de 2 VPI em diante, não ocorre acréscimos significativos no fator de recuperação.

5.6. Otimização dos parâmetros operacionais

A otimização dos parâmetros operacionais busca uma forma de exploração e produção ótima, que obtenha o maior fator de recuperação possível ao menor custo. Esta análise levou em consideração a vazão, distância entre poços e intervalo de completação. Encontradas as condições operacionais ótimas, foi realizada uma análise de viabilidade técnica e econômica para avaliar se é rentável realizar essas mudanças operacionais. O modelo otimizado foi comparado com o modelo que apresentou melhor resultado para a distância de 140 m.

A Temperatura e o título do vapor não foram considerados na análise devido a estudos prévios mostrarem a pouca influência destes parâmetros no fator de recuperação e também na ROV.

A Tabela 5.6 mostra os intervalos escolhidos para a análise dos parâmetros operacionais.

Tabela 5. 6. Intervalo estudado dos parâmetros operacionais analisados

Parâmetros	Mínimo (-1)	Intermediário (0)	Máximo (+1)	Base
Vazão (Q) - t/dia	25	37.5	50	25
Intervalo de Completação	B-C	B-B	C-B	T-T
Distância entre poços (D) - m	70	100	140	140

Para uma análise mais detalhada, foi estudada a resposta a cada três anos, para mostrar que estas não são constantes, ou seja, um parâmetro que tem muita influência nos primeiros anos, pode não ter relevância estatística no final do projeto.

A seqüência de gráficos de Pareto abaixo, Figuras 5.56-5.60, exhibe a interação entre as variáveis e a sensibilidade destes com relação ao fator de recuperação.

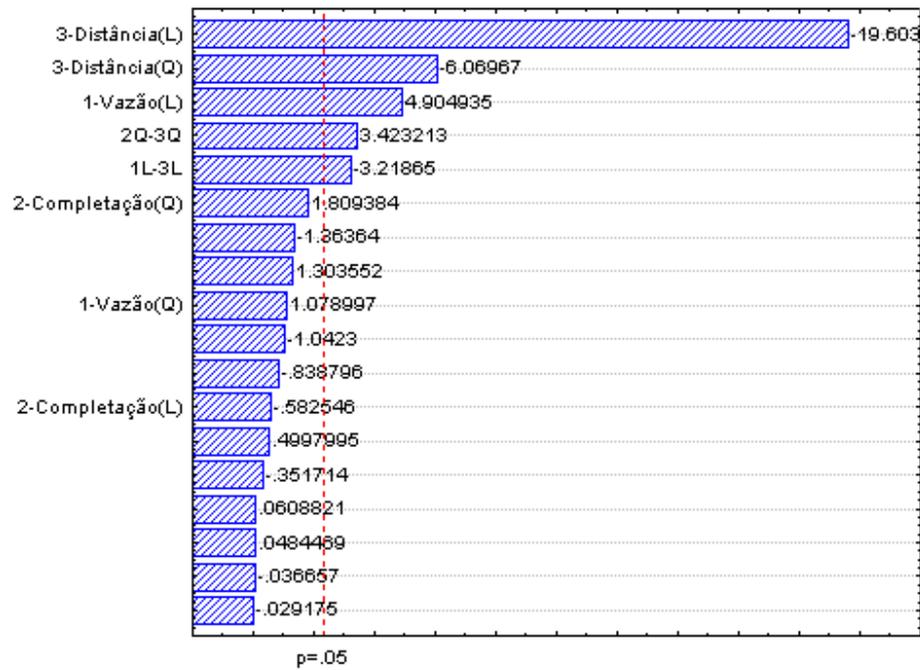


Figura 5. 56. Diagrama de Pareto- Parâmetros operacionais – Fator de Recuperação 3 anos

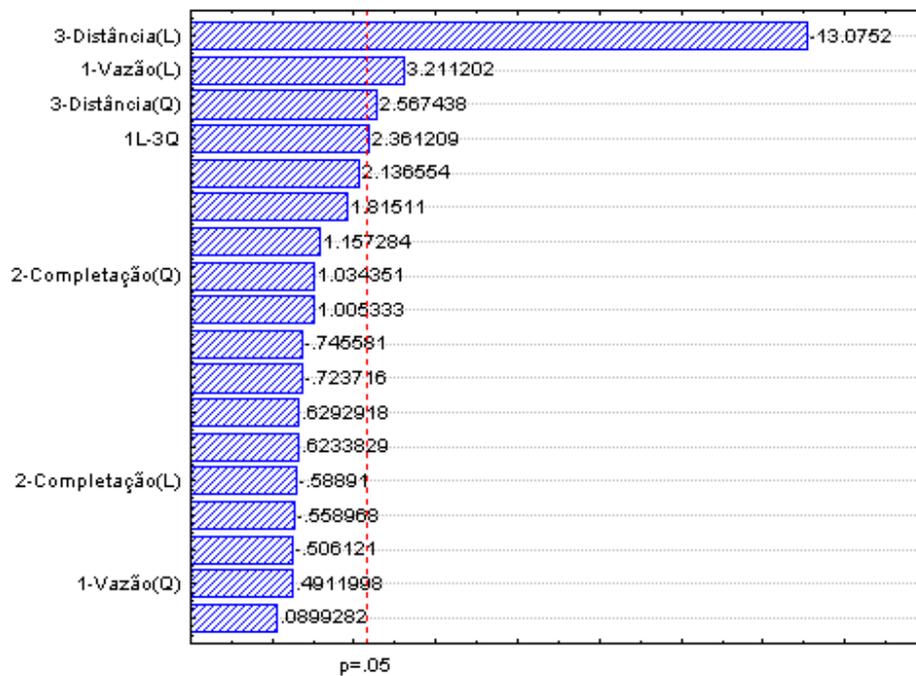


Figura 5. 57. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 6 anos

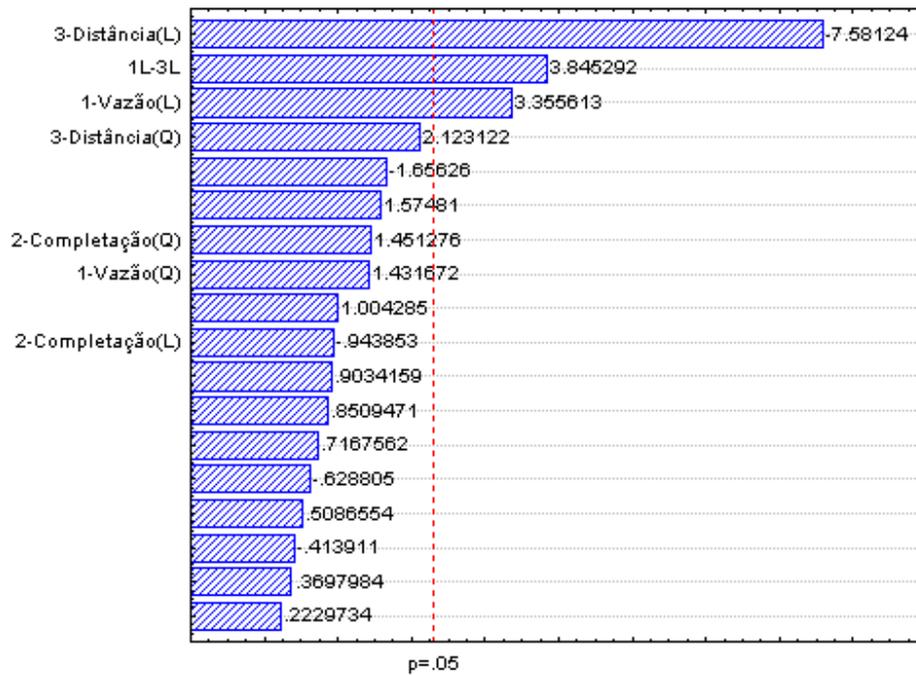


Figura 5. 58. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 9 anos

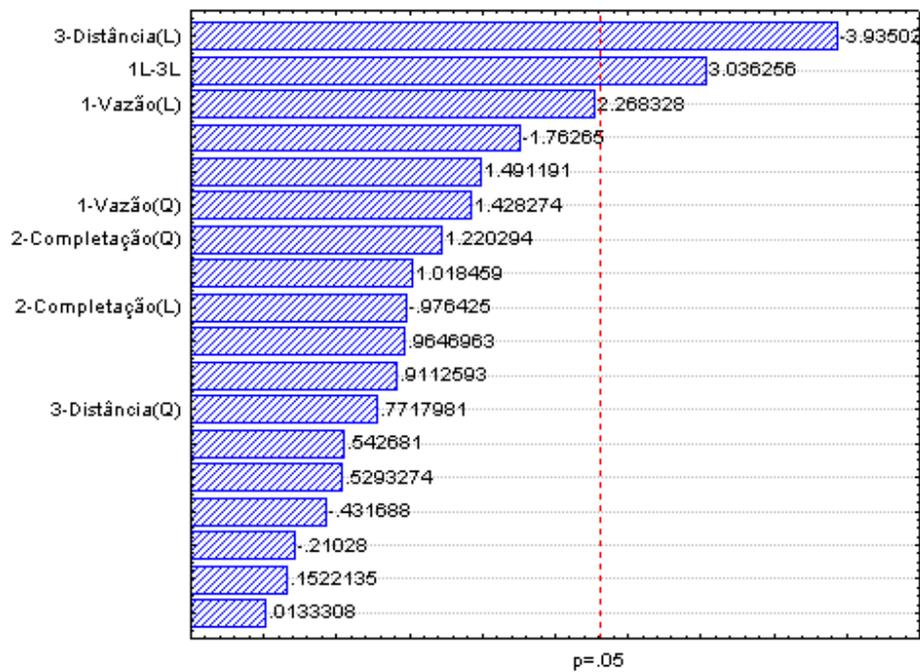


Figura 5. 59. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 12 anos

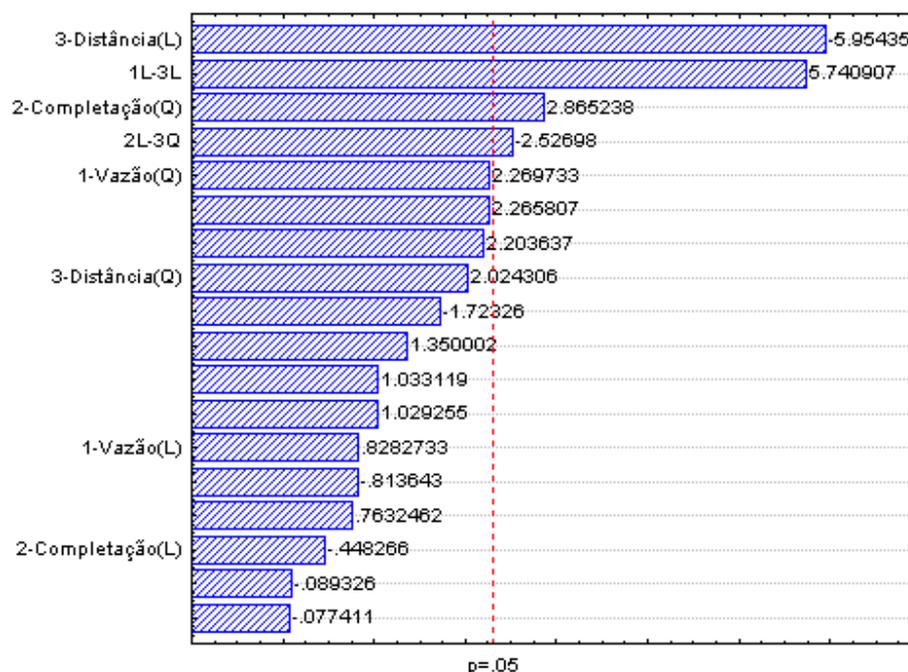


Figura 5. 60. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - Fator de Recuperação 15 anos

Nos primeiros três anos, os parâmetros que tinham relevância estatística para o fator de recuperação eram a distância entre poços com o efeito linear e quadrático (influência negativa), a vazão com o efeito linear, o efeito da interação linear da vazão com o efeito linear da distância entre poços e o efeito da interação quadrática da completação com o efeito quadrático da distância entre poços.

No 6º e no 9º ano, percebe-se que os únicos parâmetros que influenciam o fator de recuperação são a distância entre poços e a vazão com o efeito linear e o efeito da interação linear entre eles.

Nos últimos 6 anos, o fator de recuperação começa a não ter grandes mudanças e a vazão começa a não mostrar relevância estatística. No último ano de projeto, vê-se que o intervalo de completação começa a ter importância e a distância entre poços permanece como fator de maior relevância.

O intervalo de completção só passou a ter relevância porque a variação no fator de recuperação era muito pequena mas, dependendo do intervalo completado, o reservatório responde com vazões finais diferentes. A vazão passou a não ter influência, por isso não apareceu no último gráfico de Pareto.

A seqüência de Figuras 5.61-5.65, apresenta as superfícies de resposta para o fator de recuperação, mantendo o intervalo de completção B-B fixo devido à sua pouca influência. A região vermelha das superfícies de resposta mostra a região ótima de trabalho, onde se obtém maiores fatores de recuperação para cada período estudado.

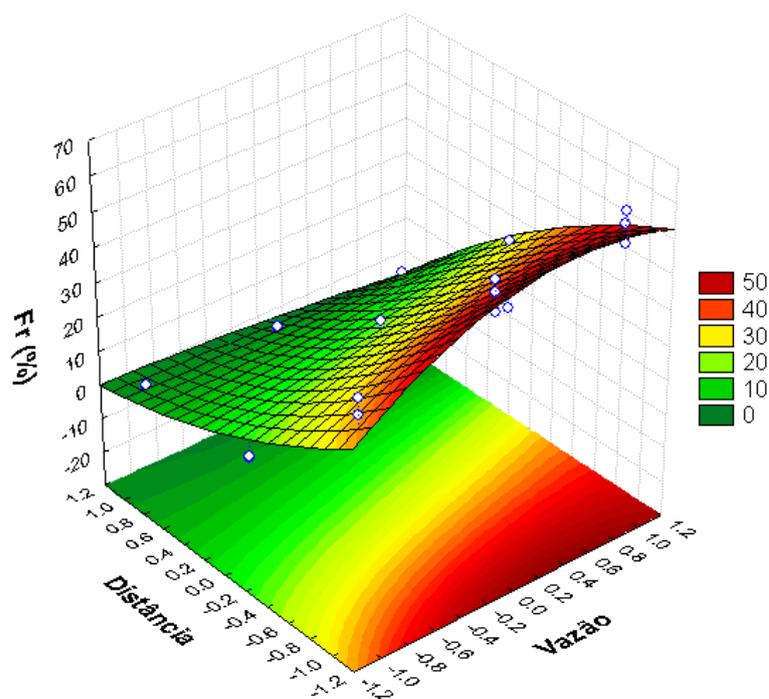


Figura 5. 61. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 3 anos

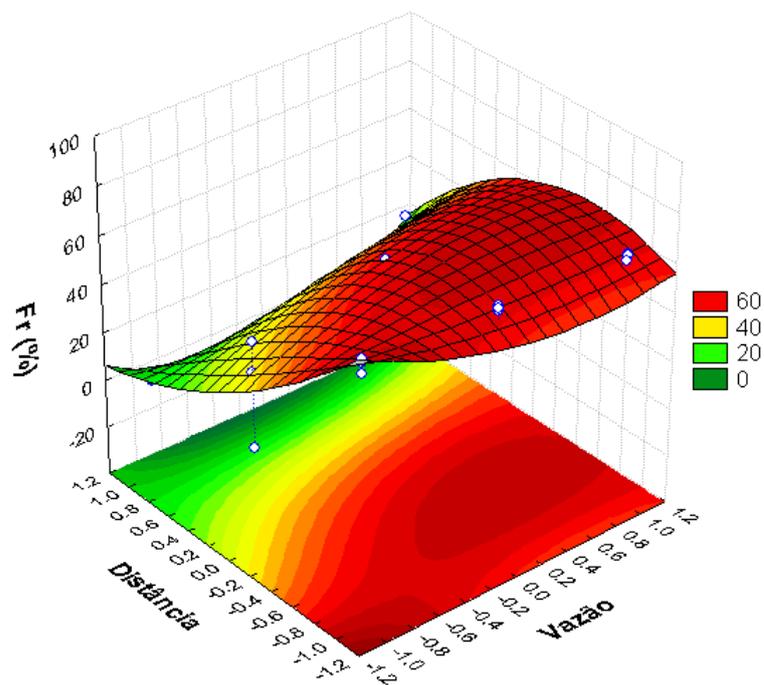


Figura 5. 62. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 6 anos

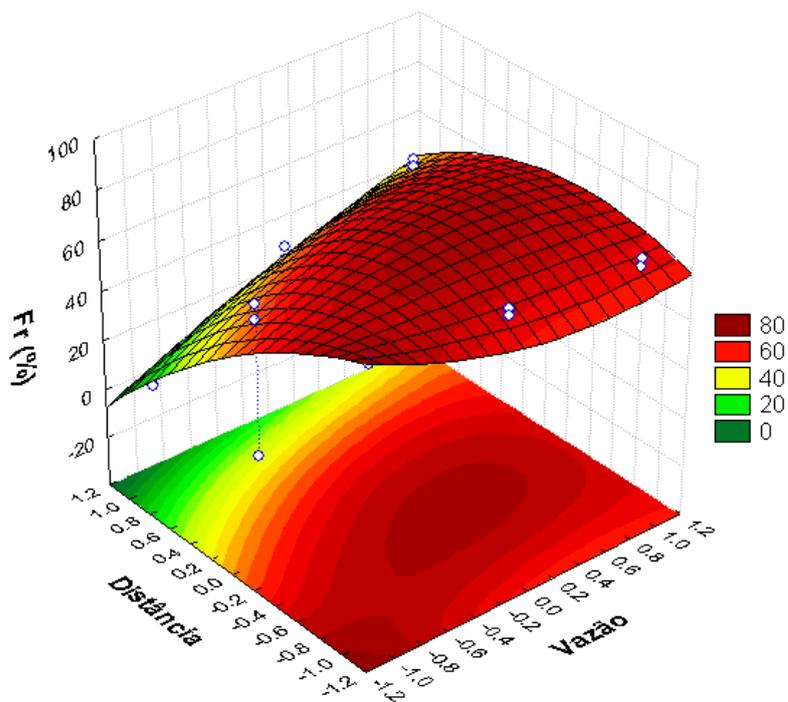


Figura 5. 63. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 9 anos

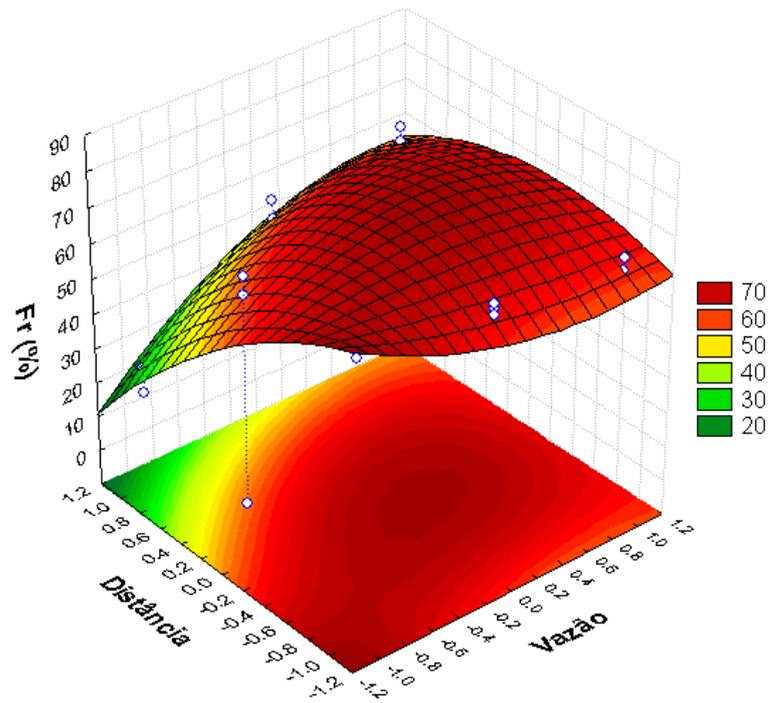


Figura 5. 64. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 12 anos

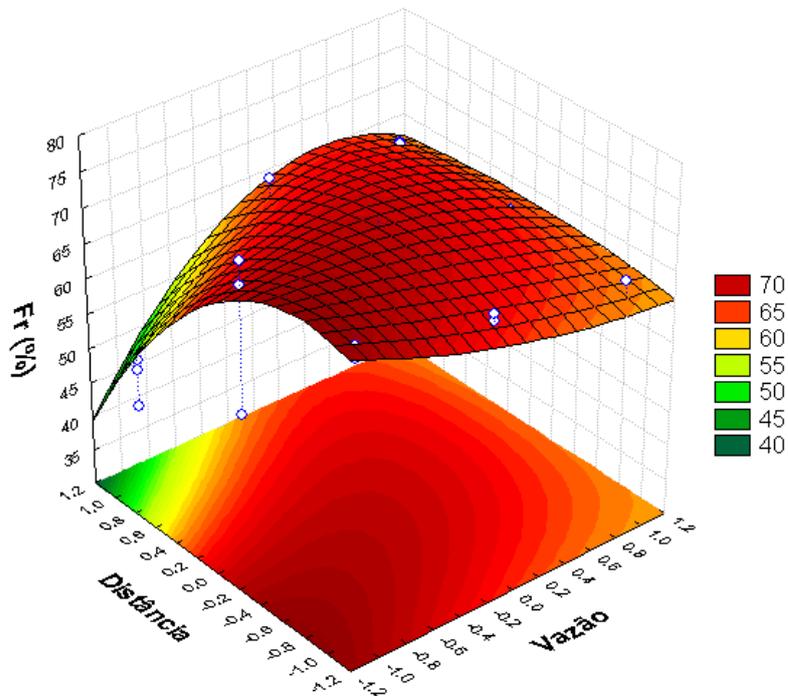


Figura 5. 65. Superfície de Resposta – Fator de Recuperação 15 anos

Na Figura 5.61 observa-se que a região ótima de trabalho no 3º ano de produção encontra-se para pequenas distâncias entre poços e vazão do nível intermediário (37.5 t/dia) ao máximo (50 t/dia). Isso pode ser explicado porque, para pequenas distâncias e altas vazões, o banco de óleo aquecido chega rapidamente ao poço produtor.

Analisando as Figuras 5.62 e 5.63, anos 6 e 9, observa-se que os melhores resultados em relação ao fator de recuperação podem ser encontrados para vazões do nível intermediário (0) ao máximo (+1) e distância entre poços do nível mínimo (-1) ao intermediário (0).

A Figura 5.64 mostra que a região ótima de trabalho localiza-se na área de vazões e distância entre poços intermediária, onde para esta data, 12º ano de projeto, obtêm-se fatores de recuperação de até 70%.

No final do projeto, 15º ano, as melhores respostas obtidas para o fator de recuperação podem ser obtidas para distância entre poços do nível mínimo (-1) até o intermediário (0) e vazões intermediárias.

A seqüência de Figuras 5.66-5.70, mostra os Diagramas de Pareto onde é mostrada a influência dos parâmetros operacionais e das interações entre eles na ROV para os períodos estudados.

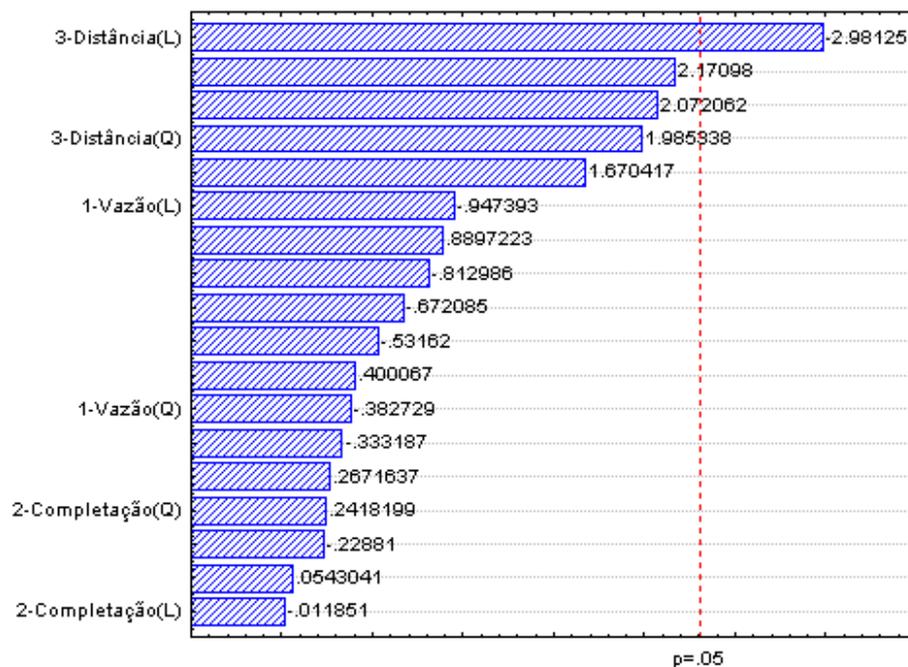


Figura 5. 66. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 3 anos

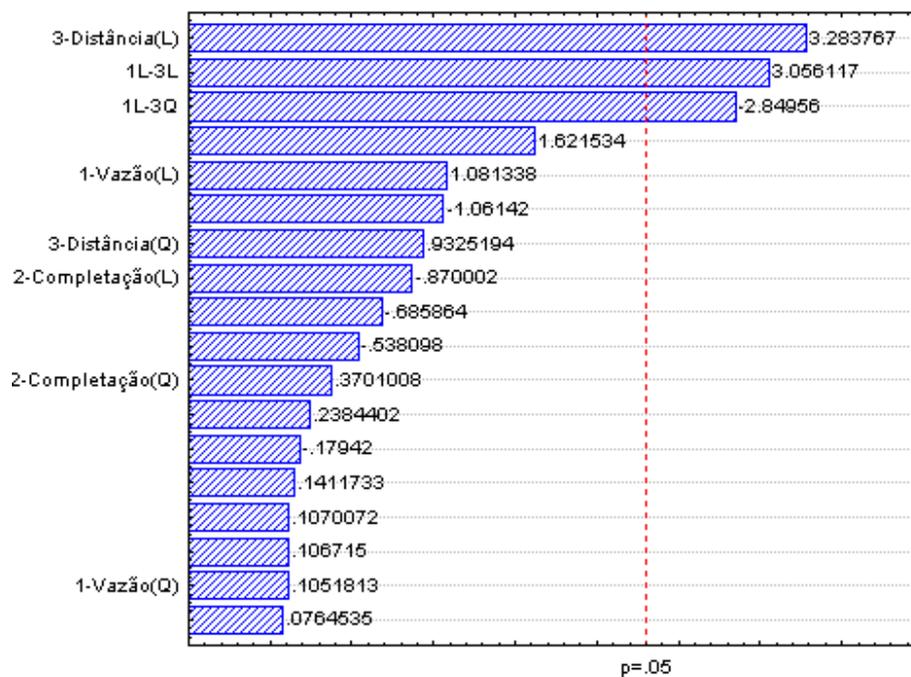


Figura 5. 67. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 6 anos

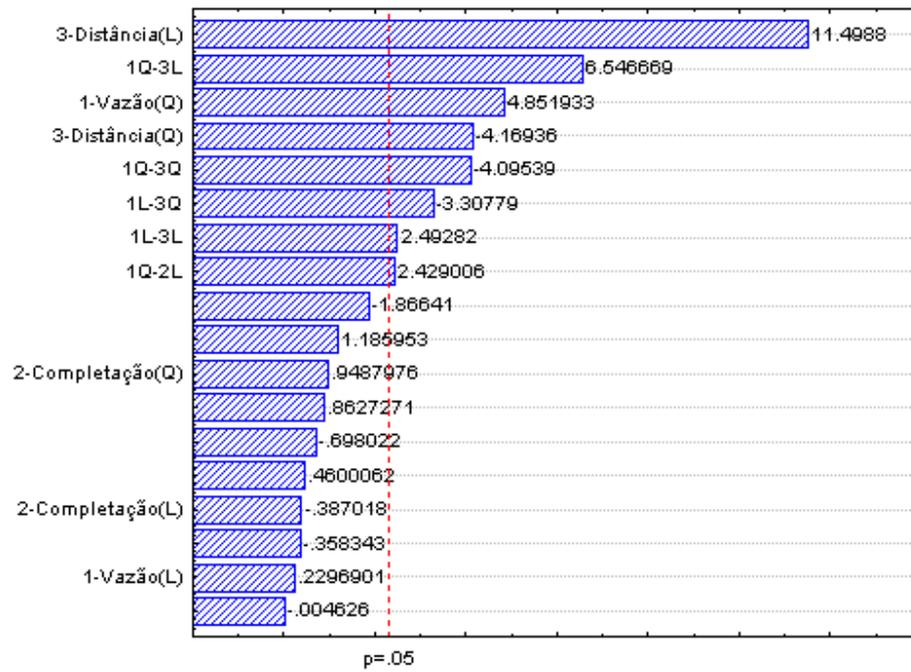


Figura 5. 68. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 9 anos

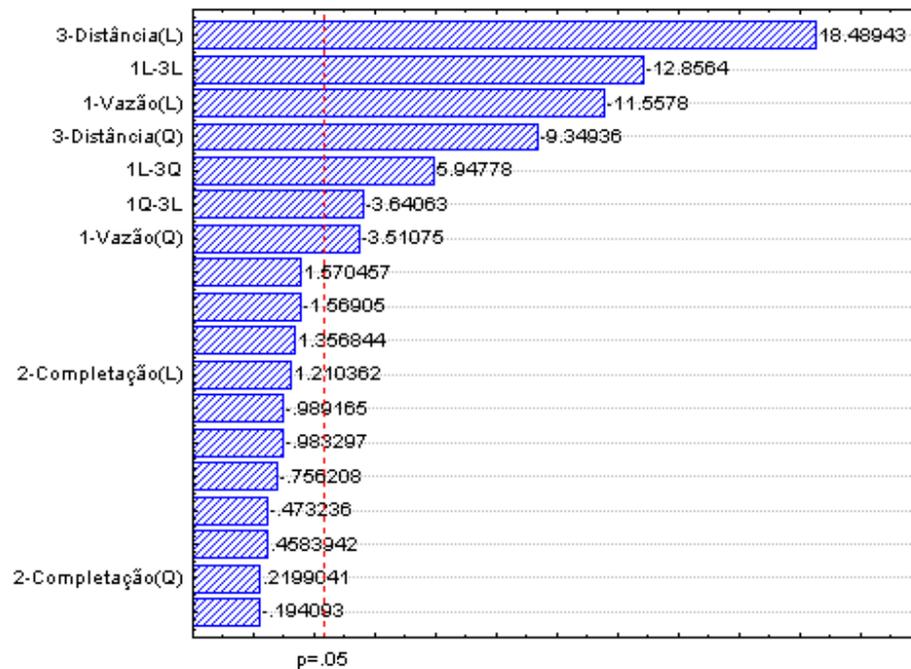


Figura 5. 69. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 12 anos

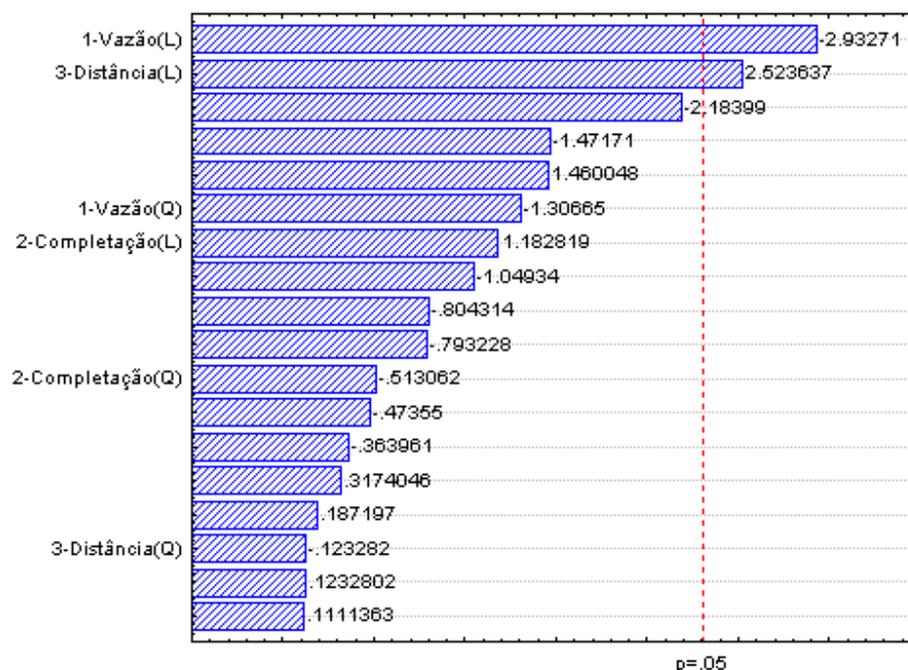


Figura 5. 70. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais - ROV 15 anos

Nos primeiros três anos, vê-se que apenas a distância entre poços com o efeito linear tem influência negativa para a ROV. Quanto menor à distância, o óleo chega mais rapidamente ao poço produtor e a ROV aumenta. Com o passar do tempo, a vazão começa a interferir, pois faz com que aumente a velocidade de propagação do vapor e, quanto maior a vazão, mais rápido o óleo flui no meio poroso .

No 12º ano percebe-se que a vazão passa a influenciar negativamente pois, como grande parte do óleo recuperável foi produzida, a vazão cai rapidamente fazendo que ocorra a queda também da ROV.

Ao final dos 15 anos de projeto os parâmetros que apresentam importância estatisticamente são vazão e a distância entre poços, ambos com o efeito linear. Quanto maior a distância entre poços, maior será a ROV no último ano de projeto.

A seqüência de Figuras 5.71-5.75, exibe as Superfícies de Resposta para a ROV, mantendo o intervalo de completção B-B fixo, devido a pouca influência deste parâmetro.

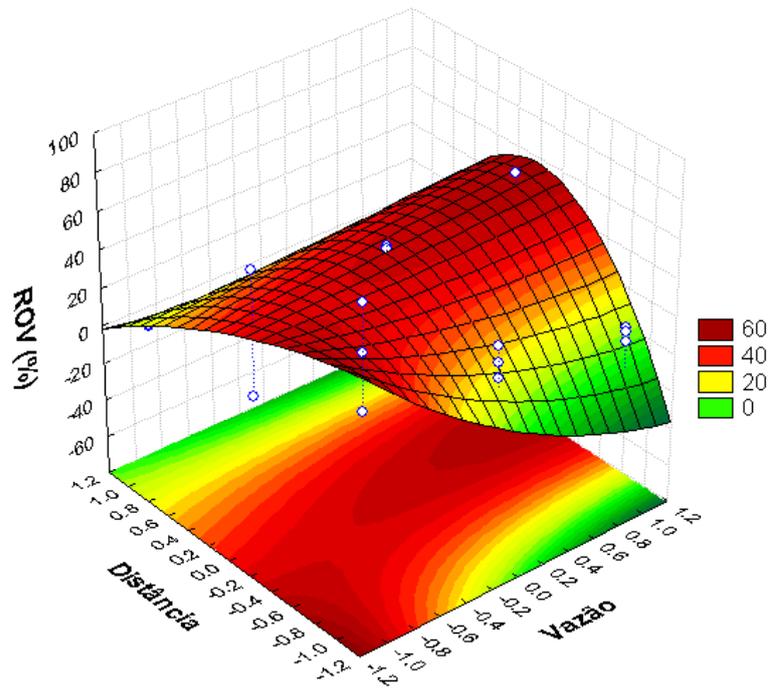


Figura 5. 71. Superfície de Resposta – ROV 3 anos

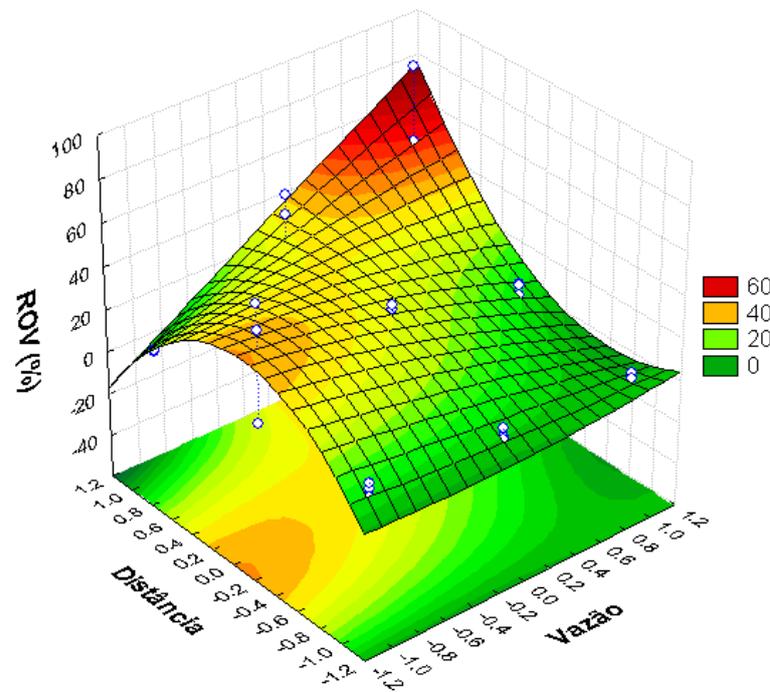


Figura 5. 72. Superfície de Resposta – ROV 6 anos

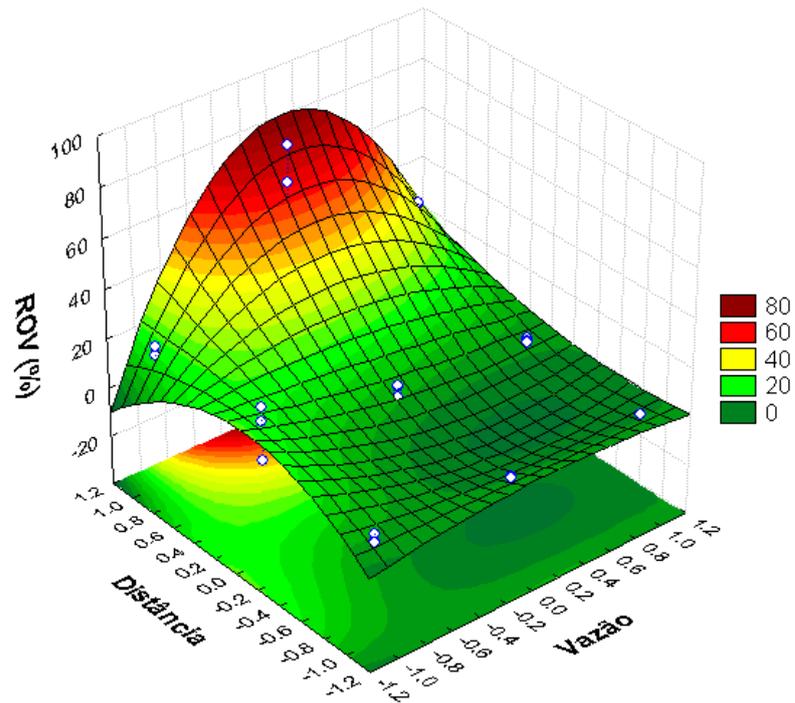


Figura 5. 73. Superfície de Resposta – ROV 9 anos

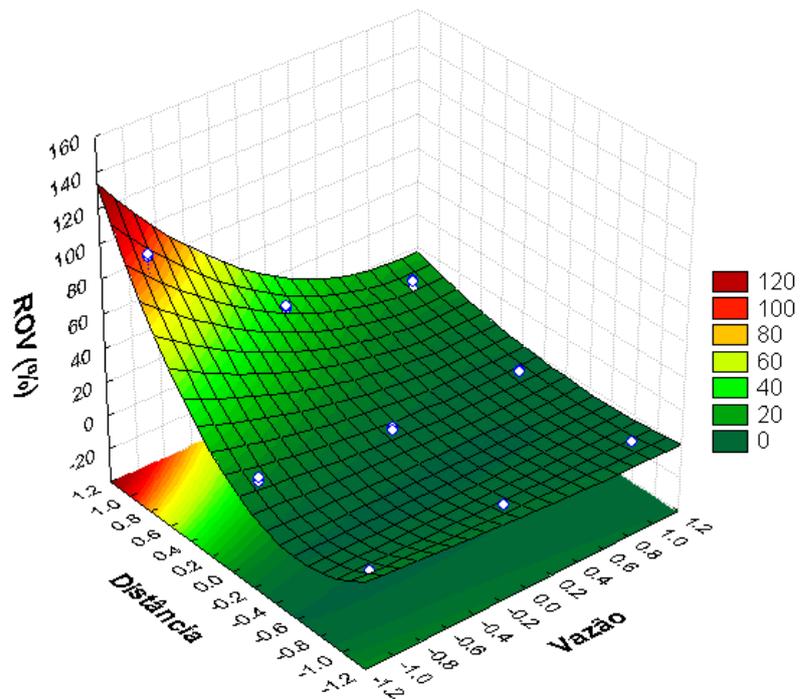


Figura 5. 74. Superfície de Resposta – ROV 12 anos

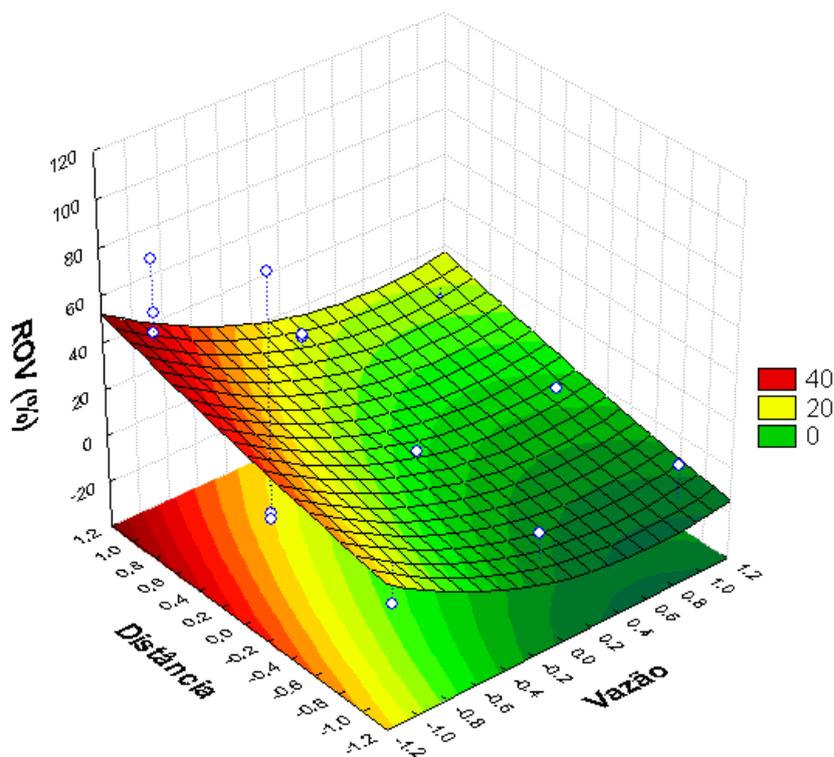


Figura 5. 75. Superfície de Resposta – ROV 15 anos

Na Figura 5.71, 3º ano de projeto, nota-se que os melhores resultados em relação à ROV, podem ser encontrados em duas áreas distintas: uma para baixas vazões de injeção e distância entre poços e a outra área para altas vazões e distâncias do nível intermediário (100 m).

Na Figura 5.72 observa-se que a região ótima de trabalho no 6º ano de produção pode ser encontrada para altas vazões de injeção e distância entre poços. Para essa data, obtêm-se ROV's de até 60 %.

A Figura 5.73 exhibe que as melhores respostas em relação à ROV para o 9º ano podem ser encontradas para grandes distâncias entre poços e vazão de injeção de nível intermediário (37.5 ton/dia). Na região onde se tem pequenas distâncias entre poços e altas vazões de injeção mostra que, para esse período, as vazões de óleo estariam muito baixas tornando inviável economicamente injetar vapor.

Analisando as Figuras 5.74 e 5.75, 3 últimos anos de produção, mostram que a região ótima de trabalho localiza-se na região de baixas vazões de injeção de vapor e altas distâncias entre poços. Como foram citadas acima, as vazões de óleo na região onde se tem pequenas distâncias entre poços e altas vazões estão muito baixas de forma que se deve intervir na produção, sendo necessário ou reduzir a vazão de injeção de vapor ou até mesmo cessá-la de forma que o projeto não fique inviável economicamente no final.

De acordo com os resultados obtidos, pode-se perceber que, para uma distância muito grande entre os poços, tende-se a ter a segregação gravitacional. Não se escolheu a de 70 metros pois acarretaria na perfuração de muitos poços, tornando o projeto muito oneroso. Os resultados mostram também que a diferença entre o fator de recuperação para as distâncias de 100 e 70 metros é muito pequena, inviabilizando trabalhar com a distância menor. Por isso a distância entre poços adequada é a de 100 m. A Tabela 5.7 mostra um resumo do melhor resultado obtido para cada distância.

Tabela 5. 7. Melhores resultados obtidos para cada distância entre poços estudada

Rodada	Q	Distância (m)	Completação	Np (m³ std)	Fr (%)	ROV (%)
4	25 t/dia	70	B-B	15918.60	71.45	0.00
5	25 t/dia	100	B-B	31787.80	72.80	0.07
15	37.5 t/dia	140	B-B	59311.80	66.56	8.16

Para óleos muito viscosos, a opção de trabalhar com distâncias menores seriam interessantes, pois a diferença de densidade entre fluido injetado e fluido de reservatório seria maior que a estudada e a segregação gravitacional atuaria mais fortemente.

As superfícies de resposta mostram que para uma distância entre poços de 100 metros, a vazão de injeção de 25 t/dia dá melhores resultados em relação ao fator de recuperação.

Em relação ao intervalo de completação, como visto anteriormente, injetar e produzir vapor nas camadas inferiores da zona de óleo reduz a segregação tendo assim uma melhor eficiência de varrido vertical do reservatório e, conseqüentemente, um maior fator de recuperação.

Levando em consideração o que foi descrito acima, o modelo que apresenta condições operacionais consideradas ótimas são: vazão de 25 t/dia, distância entre poços de 100 m e intervalo de completação na base do reservatório tanto para o poço injetor quanto produtor. As Figuras 5.76 e 5.77 mostram a saturação de gás e de óleo para esse modelo.

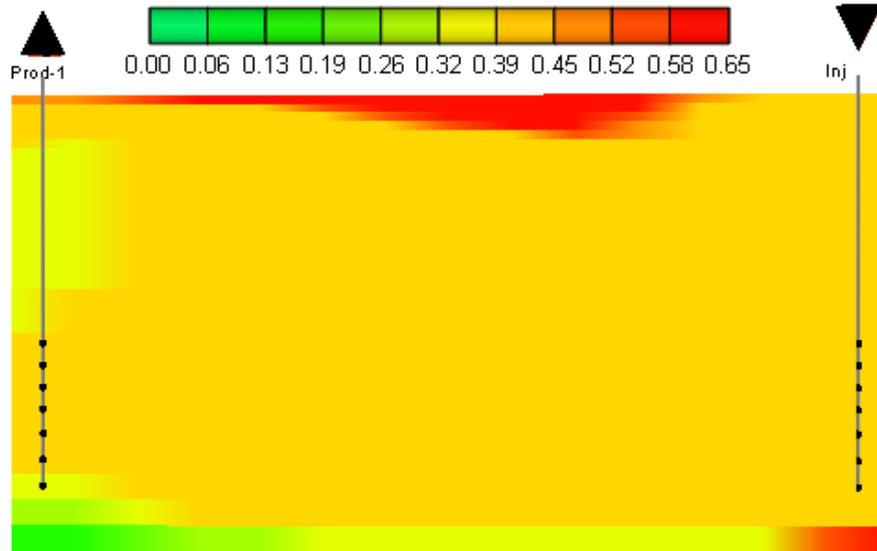


Figura 5. 76. Saturação final de gás – Modelo otimizado

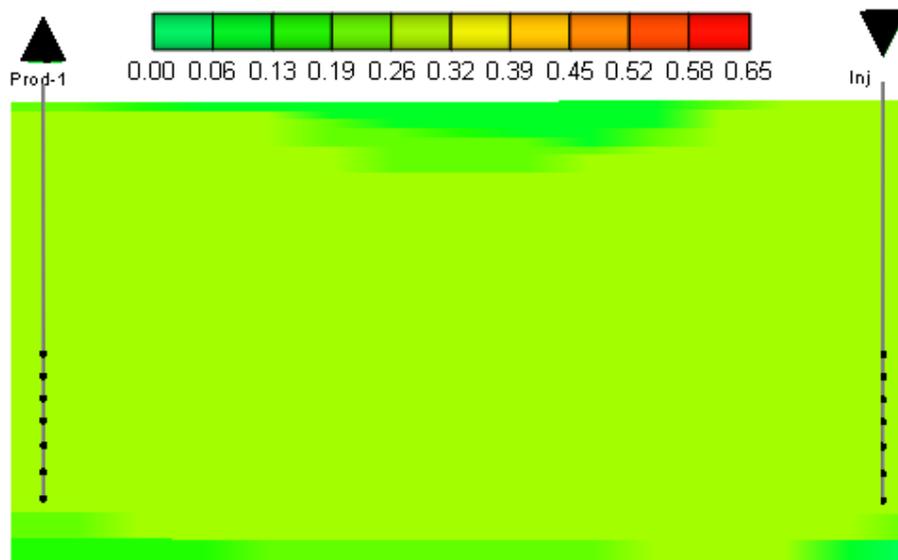


Figura 5. 77. Saturação final de óleo – Modelo otimizado

5.7. Análise técnico-econômica

As Tabelas 5.8 e 5.9 exibem o cálculo da receita para os dois modelos que apresentaram melhores resultados em termos de fator de recuperação para a distância entre poços de 140 e 100 m. Os cálculos foram feitos com base no gráfico de produção acumulada de óleo.

Depois de calculadas as receitas, a seqüência de Tabelas 5.10-5.12 exibe os fluxos de caixa para o modelo de distância de 140 m e as Tabelas 5.13-5.15 para o modelo otimizado de 100 m. Com o fluxo de caixa pronto, pode-se calcular o VPL para os três cenários.

Tabela 5. 8. Cálculo das receitas do modelo otimizado de 140 m

Ano	Produção (m ³ std)	Produção (bbl)	Receita Otimista (US\$)	Receita Realista (US\$)	Receita Pessimista (US\$)
1	255,03	1.604,07	160.406,51	112.284,56	80.203,25
2	166,46	1.047,01	104.701,44	73.291,00	52.350,72
3	186,58	1.173,55	117.354,65	82.148,25	58.677,32
4	260,53	1.638,70	163.869,68	114.708,77	81.934,84
5	1.025,37	6.449,39	644.938,88	451.457,21	322.469,44
6	3.468,36	21.815,33	2.181.532,54	1.527.072,78	1.090.766,27
7	8.547,57	53.762,59	5.376.259,13	3.763.381,39	2.688.129,56
8	9.544,30	60.031,83	6.003.183,36	4.202.228,35	3.001.591,68
9	8.816,00	55.450,96	5.545.096,50	3.881.567,55	2.772.548,25
10	7.636,20	48.030,25	4.803.024,71	3.362.117,30	2.401.512,36
11	6.174,50	38.836,43	3.883.643,18	2.718.550,23	1.941.821,59
12	4.879,30	30.689,87	3.068.986,99	2.148.290,90	1.534.493,50
13	3.819,20	24.022,04	2.402.204,24	1.681.542,96	1.201.102,12
14	2.863,90	18.013,39	1.801.338,69	1.260.937,08	900.669,34
15	1.668,50	10.494,55	1.049.454,80	734.618,36	524.727,40

Onde:

Receita = Volume de óleo (bbl) *versus* Preço do óleo (US\$/bbl)

Tabela 5. 9. Cálculo das receitas do modelo otimizado de 100 m

Ano	Produção (m ³ std)	Produção (bbl)	Receita	Receita	Receita
			Otimista (US\$)	Realista (US\$)	Pessimista (US\$)
1	251,03	1.578,96	157.895,62	110.526,93	78.947,81
2	301,29	1.895,03	189.503,17	132.652,22	94.751,58
3	2.806,98	17.655,37	1.765.537,09	1.235.875,96	882.768,54
4	6.655,80	41.863,72	4.186.371,74	2.930.460,22	2.093.185,87
5	5.714,10	35.940,60	3.594.060,33	2.515.842,23	1.797.030,17
6	4.612,70	29.013,01	2.901.300,66	2.030.910,46	1.450.650,33
7	3.457,30	21.745,76	2.174.576,01	1.522.203,21	1.087.288,01
8	2.492,40	15.676,72	1.567.672,24	1.097.370,57	783.836,12
9	1.826,50	11.488,34	1.148.833,80	804.183,66	574.416,90
10	1.363,50	8.576,16	857.615,59	600.330,92	428.807,80
11	1.024,90	6.446,43	644.642,63	451.249,84	322.321,31
12	719,70	4.526,78	452.677,63	316.874,34	226.338,81
13	414,20	2.605,24	260.523,93	182.366,75	130.261,97
14	129,00	811,39	81.138,55	56.796,98	40.569,27
15	18,40	115,73	11.573,25	8.101,28	5.786,63

Os custos foram calculados de acordo com a Tabela 4.4 na seção 4.4 para períodos anuais. O custo de operação e manutenção diário, é calculado para um ano e multiplicado pelo critério de rateio que, no caso, é o volume de vapor injetado. No caso onde foi injetado 25 t/dia e como a capacidade do gerador é de 450 t/dia, multiplica-se o custo por 0,0555 e, quando injetado 37,5 multiplica por 0,0833. Os custos de produção são calculados multiplicando a produção anual em barris (Tabelas 5.7 e 5.8) pelo custo por barril, descrito na Tabela 4.4.

O investimento inicial é composto pelo preço de aquisição do gerador de vapor e o custo de perfuração. Para o custo de aquisição usa-se o mesmo critério de rateio, no caso, volume de vapor injetado. Já para o custo de perfuração, o critério utilizado é a influência do poço na malha. Para um modelo “five spot”, tanto no poço injetor quanto no produtor, a influência é de 0.25 pois o custo é dividido por quatro.

Fluxos de Caixa (distância 140 m):

Tabela 5. 10. Fluxo de caixa – Distância 140 m - Cenário otimista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		160407	104701	117355	163870	644939	2181533	5376259	6003183	5545096	4803025	3883643	3068987	2402204	1801339	1049455
I₀ (US\$)	300000															
Custo - produção (US\$)		37150	24249	27179	37952	149368	505243	1245142	1390337	1284244	1112381	899452	710777	556351	417190	243054
Custo - Operação (US\$)		304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136
Fluxo de Caixa	300000	-180880	-223684	-213961	-178219	191435	1372153	3826981	4308710	3956716	3386508	2680055	2054073	1541717	1080012	502265

Tabela 5. 11. Fluxo de caixa – Distância 140 m - Cenário realista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		112285	73291	82148	114709	451457	1527073	3763381	4202228	3881568	3362117	2718550	2148291	1681543	1260937	734618
I₀ (US\$)	300000															
Custo - produção (US\$)		37150	24249	27179	37952	149368	505243	1245142	1390337	1284244	1112381	899452	710777	556351	417190	243054
Custo -Operação (US\$)		304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136
Fluxo de Caixa	300000	-229002	-255094	-249167	-227380	-2047	717694	2214104	2507755	2293187	1945601	1514962	1133377	821056	539611	187428

Tabela 5. 12. Fluxo de caixa – Distância 140 m - Cenário pessimista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		80203	52351	58677	81935	322469	1090766	2688130	3001592	2772548	2401512	1941822	1534493	1201102	900669	524727
I₀ (US\$)	300000															
Custo - produção (US\$)		37150	24249	27179	37952	149368	505243	1245142	1390337	1284244	1112381	899452	710777	556351	417190	243054
Custo -Operação (US\$)		304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136	304136
Fluxo de Caixa	300000	-261083	-276034	-272638	-260154	-131035	281387	1138852	1307118	1184168	984996	738234	519580	340615	179343	-22463

Fluxos de Caixa (Distância 100 m):

Tabela 5. 13. Fluxo de caixa – Distância 100 m - Cenário otimista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		157896	189503	1765537	4186372	3594060	2901301	2174576	1567672	1148834	857616	644643	452678	260524	81139	11573
I₀ (US\$)	266667															
Custo - produção (US\$)		36569	43889	408898	969564	832384	671941	503632	363073	266070	198624	149299	104840	60337	18792	2680
Custo -Operação (US\$)		202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758
Fluxo de Caixa	266667	-81431	-57143	1153881	3014051	2558918	2026602	1468187	1001842	680006	456234	292586	145080	-2571	-140411	-193865

Tabela 5. 14. Fluxo de caixa - Distância 100 m - Cenário realista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		110527	132652	1235876	2930460	2515842	2030910	1522203	1097371	804184	600331	451250	316874	182367	56797	8101
I₀ (US\$)	266667															
Custo - produção (US\$)		36569	43889	408898	969564	832384	671941	503632	363073	266070	198624	149299	104840	60337	18792	2680
Custo -Operação (US\$)		202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758
Fluxo de Caixa	266667	-128799	-113994	624220	1758139	1480700	1156212	815814	734298	335356	198950	99193	9277	-80728	-164752	-197337

Tabela 5. 15. Fluxo de caixa - Distância 100 m - Cenário pessimista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		78948	94752	882769	2093186	1797030	1450650	1087288	783836	574417	428808	322321	226339	130262	40569	5787
I₀ (US\$)	266667															
Custo - produção (US\$)		36569	43889	408898	969564	832384	671941	503632	363073	266070	198624	149299	104840	60337	18792	2680
Custo -Operação (US\$)		202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758
Fluxo de Caixa	266667	-160378	-151895	271113	920865	761888	575952	380899	218006	105589	27427	-29735	-81259	-132833	-180980	-199651

As Tabelas 5.16, 5.17 e 5.18 exibem o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) médio, variância e desvio padrão e coeficiente de variação (relação risco-retorno) respectivamente.

Cálculo do VPL médio:

Tabela 5. 16. Cálculo do VPL médio

Cenário	Probabilidade	VPL (US\$)- 140 m	VPL (US\$) – 100 m
1	0,3333	\$6.053.375,51	\$5.481.138,16
2	0,3333	\$2.878.555,34	\$2.840.469,25
3	0,3333	\$762.008,56	\$969.553,67
	Médio	\$3.230.990,01	\$3.096.743,99

Cálculo da variância e do desvio padrão:

Tabela 5. 17. Cálculo da variância e do desvio padrão

Modelo	Variância (σ^2)	Desvio-padrão (σ)
140 m	4,72817E+12	2.174.436,39
100 m	3,42497E+12	1.850.668,64

Cálculo do coeficiente de variação (Relação risco-retorno):

Tabela 5. 18. Cálculo do coeficiente de variação

Modelo	CV
140 m	0,6730
100 m	0,5976

Como foi dito anteriormente, para o modelo de distância entre poços de 140 m tem-se uma área de cobertura em torno de 10000 m², enquanto o modelo de distância de 100 m cobre uma área próxima de 5000 m². Então para fazermos uma análise correta de VPL deve-se comparar os modelos de forma que :

$$2.VPL_{100\text{ m}} > VPL_{140\text{ m}}$$

$$2.(3.096.743,99) > 3.230.991,01$$

$$\underline{6.193.487,98 > 3.230.991,01}$$

Logo pode ser observado que o modelo de distância entre poços de 100 m tem um VPL 91,69 % maior que o modelo de distância 140 m. Por isso o modelo otimizado de 100 m é mais rentável.

Pode-se concluir também que o modelo otimizado de 100 m possui uma menor relação risco retorno em relação ao outro modelo. Esse fator é muito importante para a tomada de decisão entre alternativas de produção.

Analisando o fluxo de caixa do cenário realista, que apresenta um VPL próximo ao médio, vê-se que a partir do 12º ano os fluxos de caixa são negativos. A partir desta data pode-se fazer estudos para injeção de fluidos alternativos como água, gás ou simplesmente deixar o reservatório produzir sem nenhum método de recuperação. Para o modelo otimizado de 100 m, resolveu-se então adotar a estratégia de não injetar fluidos deixando o poço produzir livremente a partir do 12º ano e, com isto, não terá mais o custo de operação e manutenção do gerador de vapor, que representa a maioria do custo total anual.

Em princípio, pode-se esperar um aumento considerável no VPL mas não se deve esquecer que se trata de um fluxo de caixa descontado, onde essas alterações são no final do projeto. Outra coisa importante é que o volume de óleo nesses 4 anos finais de projeto será menor do que continuando com a injeção de vapor.

A Tabela 5.19 apresenta o cálculo das receitas para o modelo otimizado com interrupção de vapor ao final do 11º ano e as Tabelas 5.20, 5.21 e 5.22 os fluxos de caixa.

Tabela 5. 19. Cálculo das receitas para o modelo com interrupção do vapor no 11º ano

Ano	Produção (m³ std)	Produção (bbl)	Receita Otimista (US\$)	Receita Realista (US\$)	Receita Pessimista (US\$)
1	251,03	1.578,96	157.895,62	110.526,93	78.947,81
2	301,29	1.895,03	189.503,17	132.652,22	94.751,58
3	2.806,98	17.655,37	1.765.537,09	1.235.875,96	882.768,54
4	6.655,80	41.863,72	4.186.371,74	2.930.460,22	2.093.185,87
5	5.714,10	35.940,60	3.594.060,33	2.515.842,23	1.797.030,17
6	4.612,70	29.013,01	2.901.300,66	2.030.910,46	1.450.650,33
7	3.457,30	21.745,76	2.174.576,01	1.522.203,21	1.087.288,01
8	2.492,40	15.676,72	1.567.672,24	1.097.370,57	783.836,12
9	1.826,50	11.488,34	1.148.833,80	804.183,66	574.416,90
10	1.363,50	8.576,16	857.615,59	600.330,92	428.807,80
11	1.024,90	6.446,43	644.642,63	451.249,84	322.321,31
12	1.055,20	6.637,01	663.700,75	464.590,53	331.850,38
13	1.005,20	6.322,52	632.251,70	442.576,19	316.125,85
14	786,40	4.946,31	494.630,66	346.241,46	247.315,33
15	572,00	3.597,77	359.777,13	251.843,99	179.888,57

Tabela 5. 20. Fluxo de caixa – Modelo com interrupção do vapor - Cenário otimista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		157896	189503	1765537	4186372	3594060	2901301	2174576	1567672	1148834	857616	644643	663701	632252	494631	359777
I ₀ (US\$)	266667															
Custo - produção (US\$)		36569	43889	408898	969564	832384	671941	503632	363073	266070	198624	149299	153713	146429	114556	83324
Custo -Operação (US\$)		202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758				
Fluxo de Caixa	266667	-81431	-57143	1153881	3014051	2558918	2026602	1468187	1001842	680006	456234	292586	509988	485822	380074	276453

Tabela 5. 21. Fluxo de caixa – Modelo com interrupção do vapor - Cenário realista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		110527	132652	1235876	2930460	2515842	2030910	1522203	1097371	804184	600331	451250	464591	442576	346241	251844
I ₀ (US\$)	266667															
Custo - produção (US\$)		36569	43889	408898	969564	832384	671941	503632	363073	266070	198624	149299	153713	146429	114556	83324
Custo -Operação (US\$)		202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758				
Fluxo de Caixa	266667	128799	-113994	624220	1758139	1480700	1156212	815814	734298	335356	198950	99193	310877	296147	231685	168520

Tabela 5. 22. Fluxo de caixa – Modelo com interrupção do vapor - Cenário pessimista

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receitas (US\$)		78948	94752	882769	2093186	1797030	1450650	1087288	783836	574417	428808	322321	331850	316126	247315	179889
I ₀ (US\$)	266667															
Custo - produção (US\$)		36569	43889	408898	969564	832384	671941	503632	363073	266070	198624	149299	153713	146429	114556	83324
Custo -Operação (US\$)		202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758	202758				
Fluxo de Caixa	266667	160378	-151895	271113	920865	761888	575952	380899	218006	105589	27427	-29735	178137	169696	132759	96564

A Tabela 5.23 exibe o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) médio. A variância e o desvio padrão, coeficiente de variação são mostrados abaixo.

Tabela 5. 23. Cálculo do VPL médio – Modelo com interrupção do vapor

Cenário	Probabilidade	VPL (US\$)
1	0,3333	\$5.760.078,38
2	0,3333	\$3.059.082,92
3	0,3333	\$1.147.949,63
	Médio	\$3.322.038,08

Variância (σ^2): 3,57959E+12

Desvio-padrão (σ): 1.891.980,67

CV: 0,5695

Sendo assim, tem-se agora que:

$$2.VPL_{MO} > VPL_{MB}$$

$$2.(3.322.038,08) > 3.230.991,01$$

$$\underline{6.644.076,16 > 3.230.991,01}$$

Agora o modelo otimizado tem um VPL 105,64 % maior que o modelo de distância 140 m e 13,95% maior que o modelo otimizado com 15 anos de injeção de vapor.

Observa-se também que a relação risco retorno é o menor dos três. Isso significa que o projeto de injeção de vapor com interrupção de injeção no fim do 11º ano possui menor risco que os outros dois analisados.

5.8. Segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos

Nesta seção do trabalho, buscou-se mostrar a influência de uma camada de baixa permeabilidade e baixa porosidade no reservatório, em três diferentes posições (base, centro e topo da zona de óleo) de forma que em alguns casos ele foi benéfico para a recuperação final e em outros prejudicou a recuperação.

Devido à baixa porosidade, os modelos que apresentam heterogeneidade possuem volumes de óleo “in place” (VOIP) menores do que o modelo homogêneo.

Também se buscou encontrar soluções operacionais para reduzir a segregação gravitacional nesses tipos de reservatório, aumentando assim a produção de óleo.

5.8.1. Segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos – modelo base

Para o estudo foi utilizado o modelo que apresentou a segregação gravitacional com maior intensidade para verificar como se dá a segregação em reservatórios heterogêneos. As principais características da rocha-reservatório e dos fluidos do modelo foram:

- Permeabilidade horizontal do reservatório: 500 mD;
- Permeabilidade horizontal da camada de baixa permeabilidade: 100 mD;
- Relação K_v/K_h : 0,2;
- Relação K_v/K_h da camada de baixa permeabilidade: 0,2;
- Porosidade do reservatório: 30%;
- Porosidade da camada de baixa permeabilidade: 15%;
- Espessura da capa de gás: 6 m;
- Espessura da zona de água: 6 m;
- Viscosidade do óleo: 3000 cP;
- Espessura da zona de óleo: 40 m

Os gráficos das Figuras 5.78 e 5.79 apresentam os resultados de produção acumulada de óleo e vazão de óleo encontrado para os três casos com heterogeneidade em relação ao modelo homogêneo.

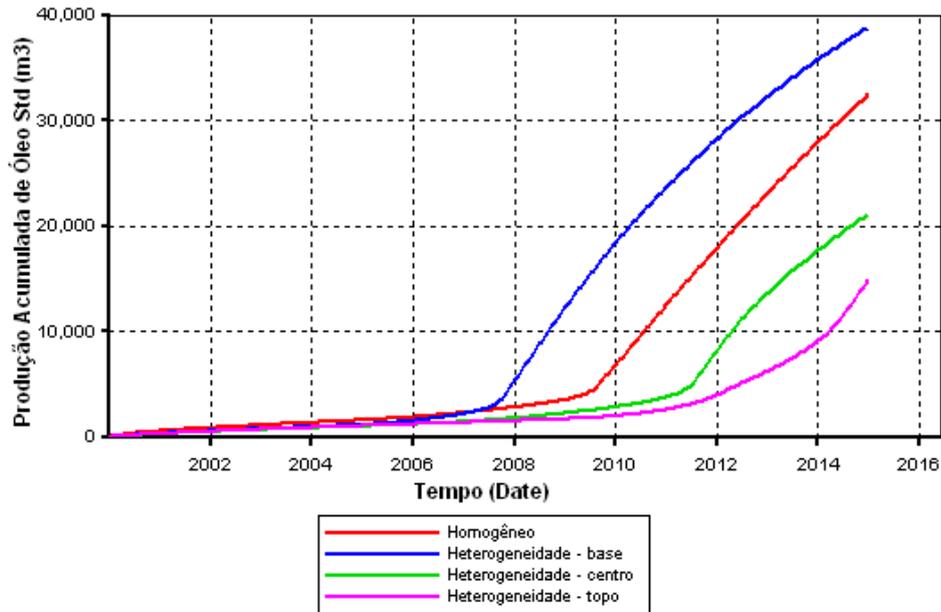


Figura 5. 78. Gráfico produção acumulada de óleo *versus* tempo - Heterogeneidades

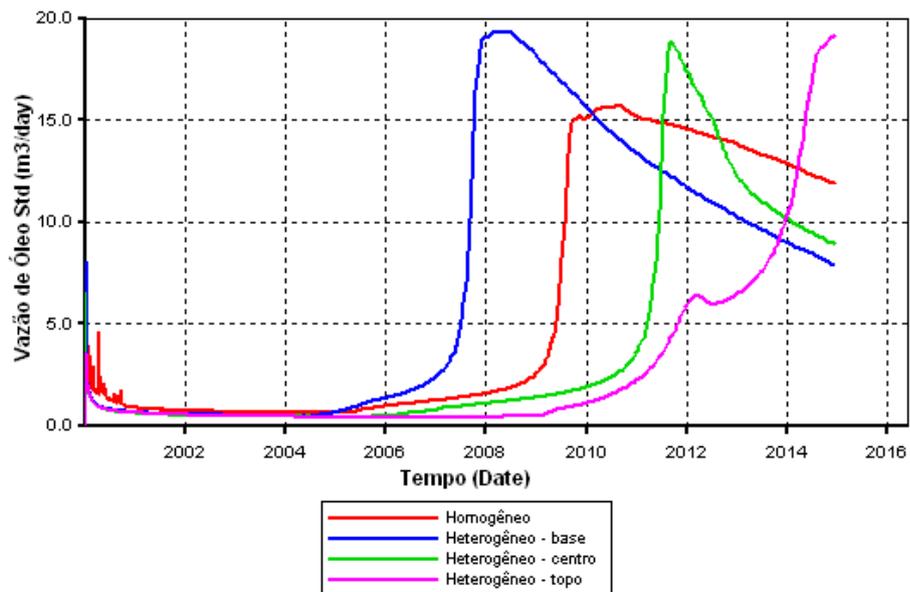


Figura 5. 79. Gráfico vazão de óleo *versus* tempo - Heterogeneidades

Como pode ser visto, o modelo que apresenta a heterogeneidade na base do reservatório, apresentou uma maior produção acumulada de óleo em relação ao modelo homogêneo, significando um maior fator de recuperação como mostra a Figura 5.78.

O gráfico de vazão de óleo (Figura 5.79) mostra que o banco de óleo chegou primeiro para o modelo com a heterogeneidade na base devido não haver a presença de barreiras que dificultassem a ascensão e propagação do vapor, além de que apresentou o maior pico de vazão de produção de óleo devido ao vapor migrar para o topo do reservatório e fluir mais rapidamente para o poço produtor. Já com a heterogeneidade no topo da zona de óleo ocorre que, por esta apresentar baixa permeabilidade, o vapor tem maior dificuldade para migrar para o topo e, com isso, não houve tempo necessário para produzir todo o banco de óleo aquecido. Outra razão importante para a não chegada do banco de óleo ao poço produtor foi devido o vapor não ter conseguido atingir a zona de gás.

A seqüência de Figuras 5.80-5.82 aponta a saturação de gás nos três modelos, para oito anos de projeto.

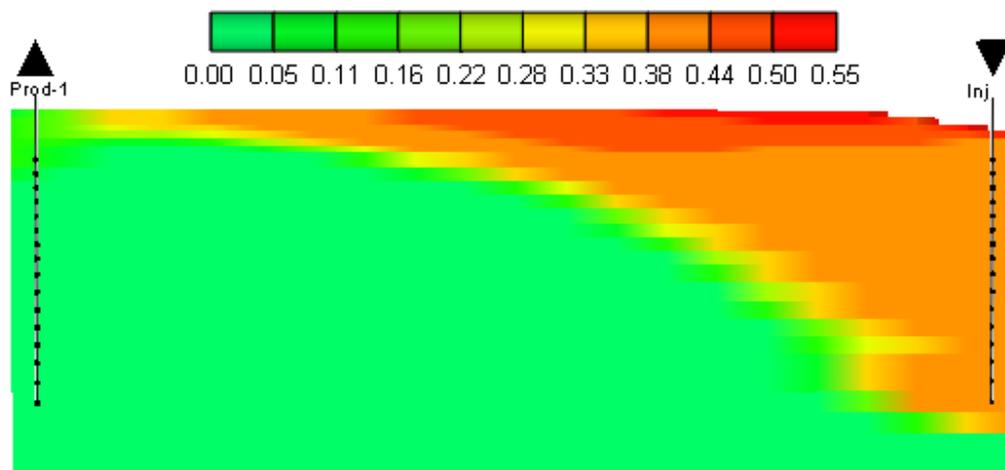


Figura 5. 80. Saturação de gás ao final do 8º ano de produção- Heterogeneidade na base da zona de óleo

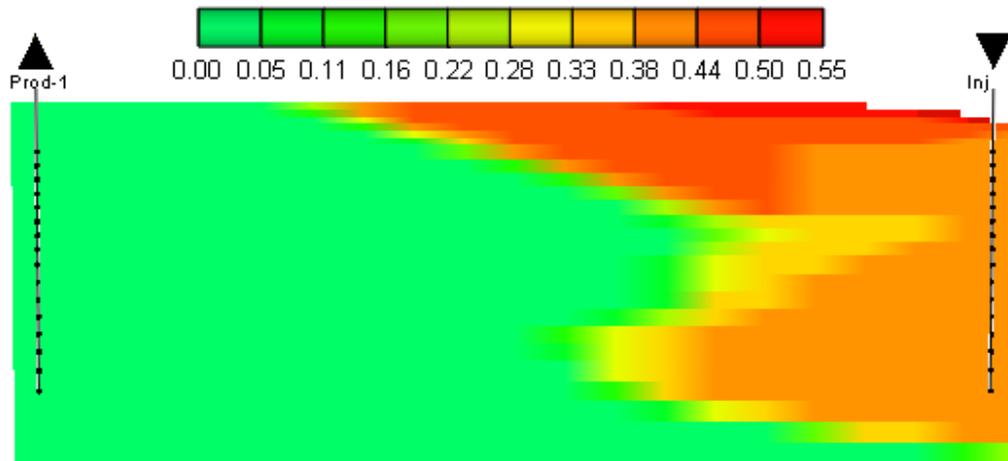


Figura 5. 81. Saturação de gás ao final do 8º de produção - Heterogeneidade no centro da zona de óleo

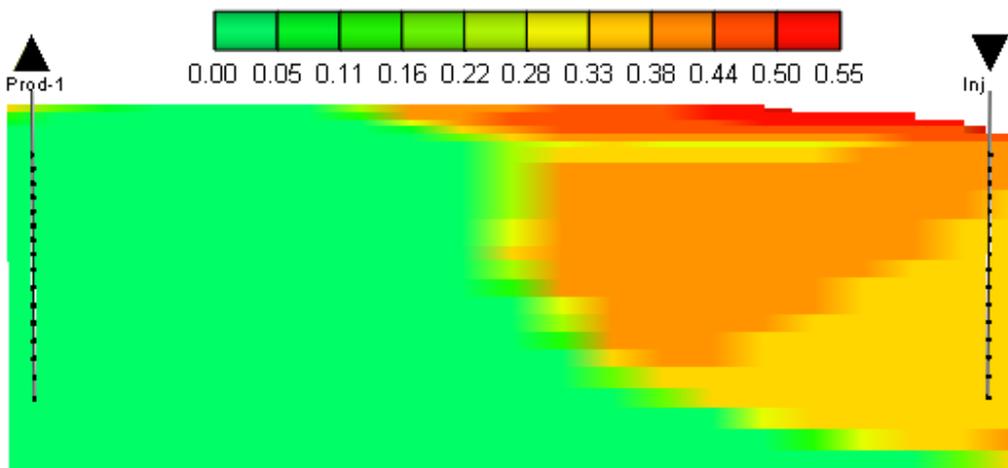


Figura 5. 82. Saturação de gás ao final do 8º de produção - Heterogeneidade no topo da zona de óleo

Analisando o comportamento do vapor ao final do 8º ano, percebe-se que no modelo em que a camada de baixa permeabilidade está na base, já ocorre à irrupção do vapor no poço produtor, significando que o banco de óleo chegou ao poço produtor e, a partir daí, começa o aumento na vazão de óleo como visto no gráfico acima. Neste mesmo tempo, temos a formação de 2 zonas de vapor, para o modelo de reservatório com a heterogeneidade no centro do reservatório, formando duas frentes de vapor distintas.

Já para o modelo onde a heterogeneidade está em cima, percebe-se que a camada de baixa permeabilidade está retardando a frente de avanço do vapor e, com isso, a irrupção do vapor no poço produtor acontecerá mais tardiamente.

Ao final do 12º ano, ocorreu a irrupção do vapor no poço produtor do modelo em que a heterogeneidade está no centro da zona de óleo (Figura 5.83). É importante notar que as duas zonas de vapor foram desfeitas pois, com o tempo, o vapor conseguiu migrar para o topo do reservatório.

Já o modelo que apresenta a heterogeneidade no topo do reservatório, o seu banco de óleo não chegou ao poço produtor, permanecendo com baixas vazões de óleo como mostra a Figura 5.84. Para este modelo o fenômeno da segregação ocorre com menor intensidade.

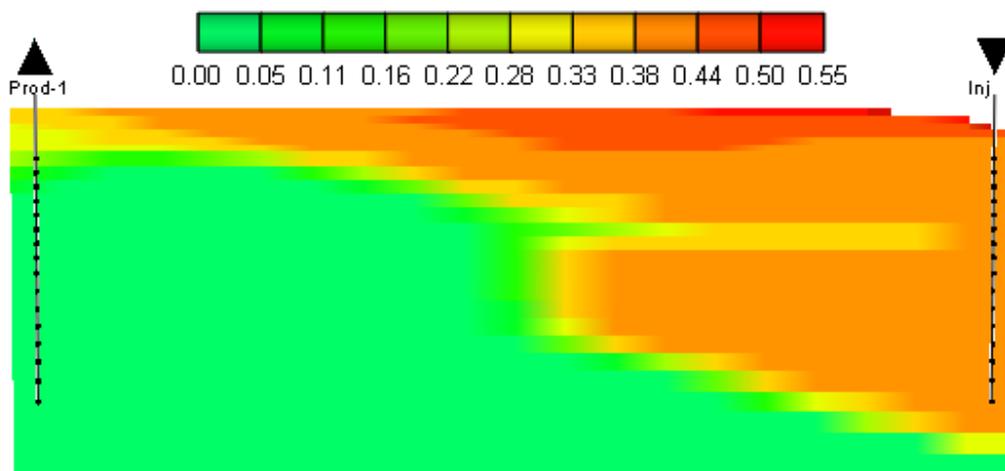


Figura 5. 83. Saturação de gás ao final do 12º ano de produção- Heterogeneidade no centro da zona de óleo

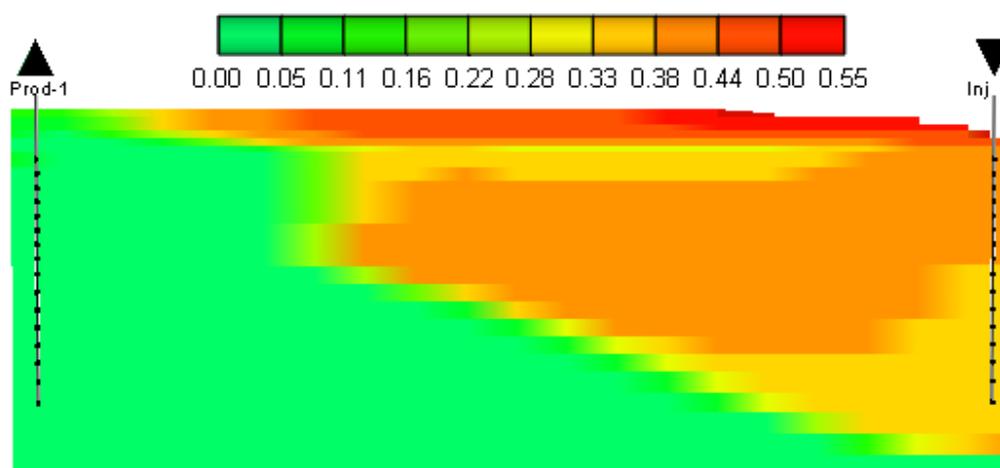


Figura 5. 84. Saturação de gás ao final do 12º ano de produção - Heterogeneidade no topo da zona de óleo

Ao final dos 15 anos de projeto, observou-se que o modelo que apresentava a heterogeneidade na base do reservatório teve melhor resposta sendo melhor até, em termos de fator de recuperação que o modelo base homogêneo. Logo, neste caso, a presença de uma camada de baixa permeabilidade na base do reservatório foi benéfica. Para os outros dois casos, viu-se que a presença da heterogeneidade prejudicou o desempenho do reservatório, sendo que estes tiveram fatores de recuperação menores que o modelo base. É importante observar que isso ocorreu para estas condições operacionais de produção. Com mudanças operacionais, os reservatórios poderiam apresentar respostas diferentes, como por exemplo um aumento de vazão ou se fosse utilizado um intervalo de completação que reduzisse a segregação.

A Tabela 5.24 exhibe o resumo dos resultados obtidos para os quatro casos:

Tabela 5. 24. Quadro resumo dos resultados obtidos

Modelo	Np (m³ std)	VOIP	Fr (%)	ROV (%)
Heterogêneo – base	38567	73788	52,3	31,1
Heterogêneo - centro	21177	73295	28,9	35,5
Heterogêneo – topo	14996	73881	20,3	77,0
Homogêneo	32514	89110	36,5	47,5

É importante observar que, apesar de apresentar uma maior segregação gravitacional, o modelo de heterogeneidade na base apresentou um maior fator de recuperação em relação aos outros três casos, pois o vapor conseguiu atingir a zona de gás e se propagou rapidamente até o poço produtor levando o banco de óleo que, nos outros casos, chegou mais tardiamente e não conseguiu ser produzido.

Apesar do modelo homogêneo também não apresentar barreira que dificulte a migração do vapor para o topo, a área de propagação do vapor no reservatório é maior e no modelo de heterogeneidade na base o vapor atua pouco na base mas com grande volume de gás do centro até o topo do reservatório fluindo com maior velocidade.

As Figuras 5.85, 5.86 e 5.87 apontam a saturação de óleo ao final dos 15 anos de projeto. Estas mostram onde o vapor não foi atuante e, por isso, o óleo ficou retido formando os bancos de óleo.

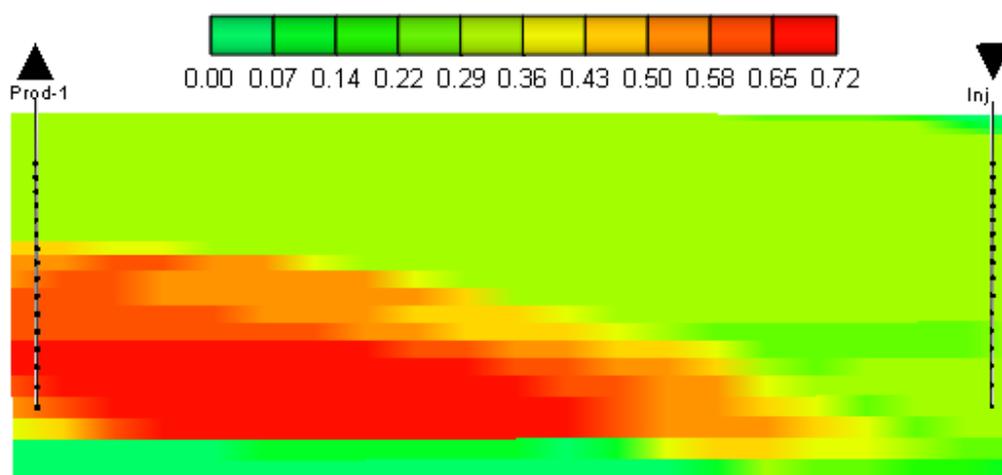


Figura 5. 85. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade na base da zona de óleo

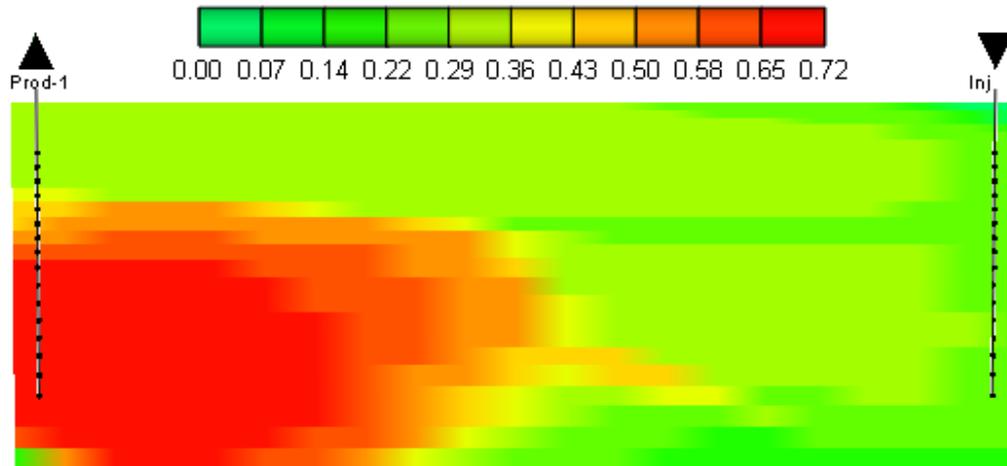


Figura 5. 86. Saturação de óleo ao final do período de produção- Heterogeneidade no centro da zona de óleo

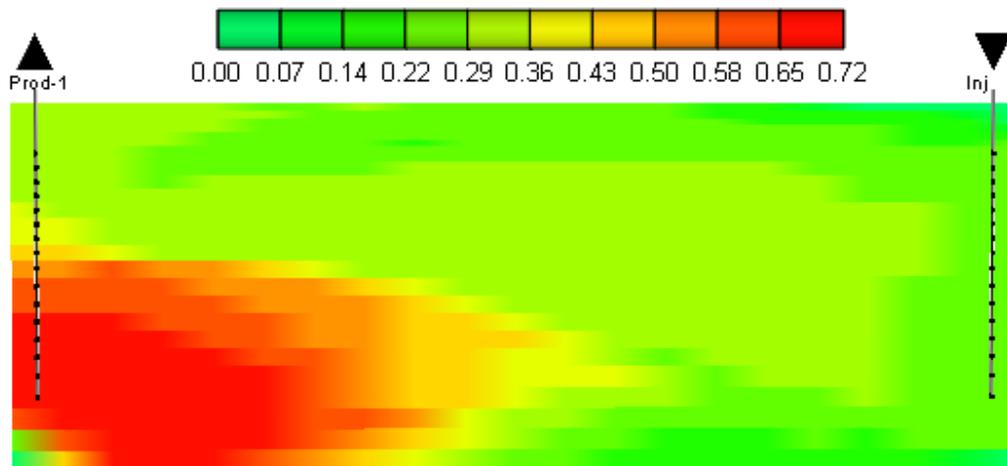


Figura 5. 87. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade no topo da zona de óleo

5.8.1.1. Influência do intervalo de completação em reservatórios heterogêneos

Um parâmetro operacional muito importante que influencia na recuperação final de óleo é o intervalo de completação. Mudanças no intervalo de completação podem acarretar em uma boa solução para reduzir a segregação gravitacional do vapor, aumentar a produção de óleo sem

nenhum custo adicional, como se tem ao aumentar a vazão, por exemplo. Daí a importância desse parâmetro.

Inicialmente fez-se um estudo de intervalo de completção, não canhoneando na área onde está localizada a heterogeneidade, não se injetando vapor nem produzindo fluidos nessa área. A Tabela 5.25 mostra os resultados obtidos para essas mudanças.

Tabela 5. 25. Resultados para não injeção e produção nas heterogeneidades

Modelo	Np (m³ std)	VOIP (m³)	Fr (%)	ROV (%)
Heterogêneo - baixo	40753	73788	55,2	28,2
Heterogêneo - centro	20475	73295	27,9	34,3
Heterogêneo - topo	32862	73881	44,5	74,3

De acordo com os resultados encontrados e, comparando com a Tabela 5.24, observa-se que não houve muita diferença para a heterogeneidade na base e no centro mas, houve um aumento de 3% para o reservatório que apresenta a heterogeneidade na base e uma redução de quase 1 % para que apresenta a camada no centro.

Para a heterogeneidade no topo, o fator de recuperação passou de 20,30% para 44,48%, ou seja, mais que dobrou.

A Figura 5.88 exibe a saturação final de gás para o modelo com a heterogeneidade no topo, sendo que a injeção de vapor e a produção de fluidos foram feitos fora da camada que apresenta a heterogeneidade.

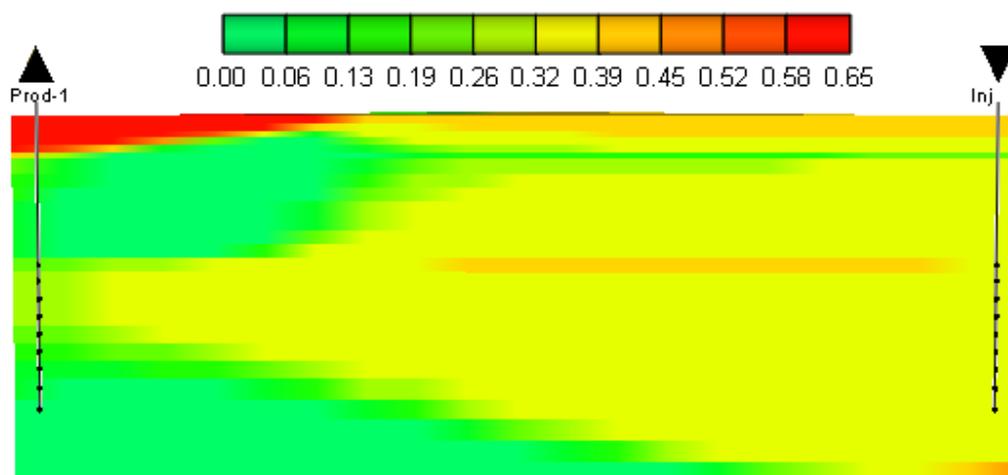


Figura 5. 88. Saturação de gás ao final do período de produção – Heterogeneidade no topo – perfurações fora da heterogeneidade

Como pode ser observado na Figura 5.88 o vapor apresenta um melhor varrido para esse caso do que no mostrado com a injeção do vapor em todo o intervalo da zona de óleo. Isso ocorre porque para menor área canhoneada, o vapor se propaga com maior velocidade, reduzindo assim a velocidade de segregação e, por estar na base, migra para o topo do reservatório mais tardiamente.

A Figura 5.89 exibe a saturação de óleo ao final de 15 anos de projeto, onde se percebe que o óleo ficou armazenado na zona em que o vapor não atuou. Nessas áreas têm-se saturações de óleo da ordem de 65%. Nas outras áreas do reservatório as saturações estão numa faixa de 30-40%

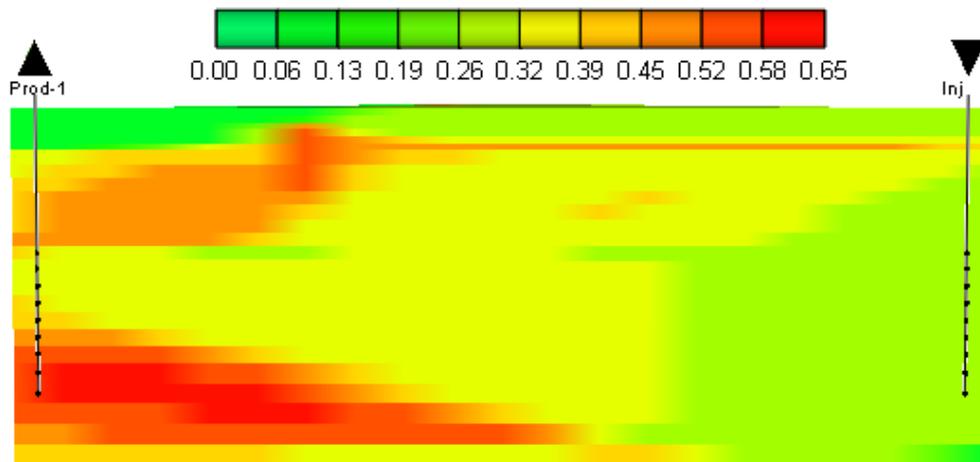


Figura 5. 89. Saturação de óleo ao final do período de produção – Heterogeneidade no topo – perfurações fora da heterogeneidade

Fazendo o estudo de outras possibilidades de completação para esses tipos de reservatório, encontrou-se que para reservatórios com heterogeneidades no centro, a melhor solução obtida foi injetar o vapor abaixo da heterogeneidade. O resultado obtido está mostrado na Figura 5.90.

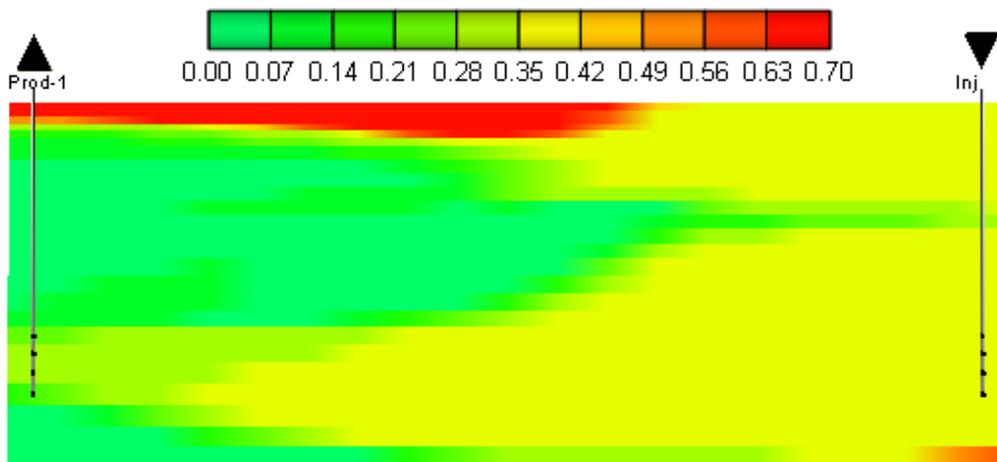


Figura 5. 90. Saturação de gás ao final do período de produção – Heterogeneidade no centro – injeção de vapor e produção na base

Observa-se que a segregação gravitacional do vapor ocorre com pouca intensidade, o que leva a um fator de recuperação maior e, ao contrário do que normalmente ocorre, o banco de óleo ficou armazenado no topo do reservatório.

Para esse caso o fator de recuperação obtido foi de 47,75% , resultado bem maior que os obtidos com a injeção de vapor em todo intervalo da zona de óleo e injetando fora da área ocupada pelas heterogeneidades.

Já para o caso de heterogeneidade no topo, obteve-se como melhor solução, o mesmo intervalo que reduziu a segregação gravitacional para reservatório homogêneo, ou seja, injetar e produzir na base do reservatório.

A Figura 5.91 mostra a saturação final de gás para o modelo com heterogeneidade no topo, onde se obteve um fator de recuperação de 49,38%.

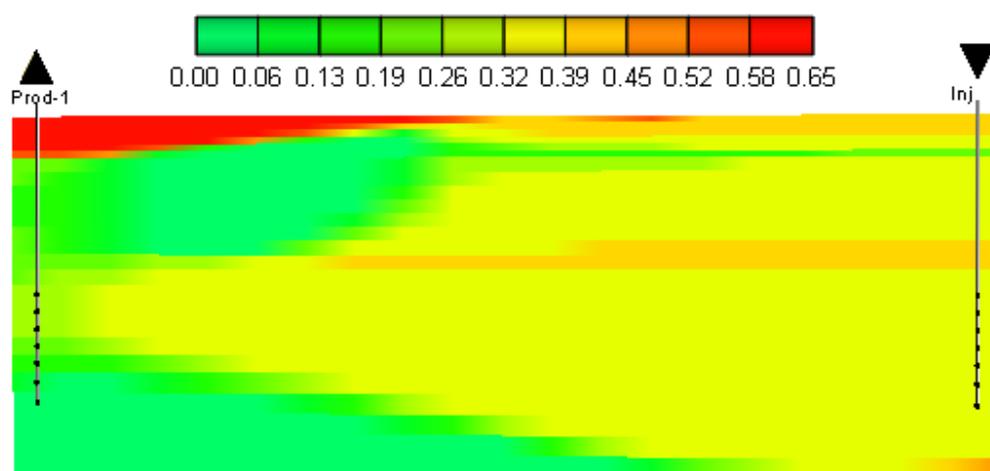


Figura 5. 91. Saturação de gás ao final do período de produção – Heterogeneidade no topo – injeção de vapor e produção na base

Em resumo, a Tabela 5.26 mostra os melhores resultados obtidos para diferentes intervalos de completção, em termos de fator de recuperação e razão óleo-vapor.

Tabela 5. 26. Melhores resultados – Intervalo de Completação

Modelo	Np (m³ std)	VOIP (m³ std)	Fr (%)	ROV (%)
Heterogêneo - baixo	40753	73788	55,23	28,16
Heterogêneo - centro	35002	73295	47,75	24,35
Heterogêneo - topo	36484	73881	49,38	58,27

5.8.2. Influência do aumento de vazão em reservatórios heterogêneos

De acordo com tudo que foi visto em relação a heterogeneidades, observou-se que mudanças nas condições operacionais podem acarretar em resultados diferentes da análise inicial, como no intervalo de completação.

Para realizar o estudo da vazão de injeção de vapor, utilizaram-se os modelos que apresentavam os melhores resultados na completação (Tabela 5.25) e aumentou-se a vazão de 25 ton/dia para 50 ton/dia, para verificar se o aumento de vazão acarretará num grande aumento no fator de recuperação.

Foi utilizada a vazão de 50 ton/dia pois, no estudo prévio realizado nesse mesmo trabalho, observou-se que para vazões maiores que essa não há respostas consideráveis no fator de recuperação.

As Figuras 5.92 e 5.93 mostram as produções acumuladas de óleo e as vazões de óleo respectivamente, onde se observa que o modelo homogêneo possui melhores resultados em relação aos três casos com heterogeneidade.

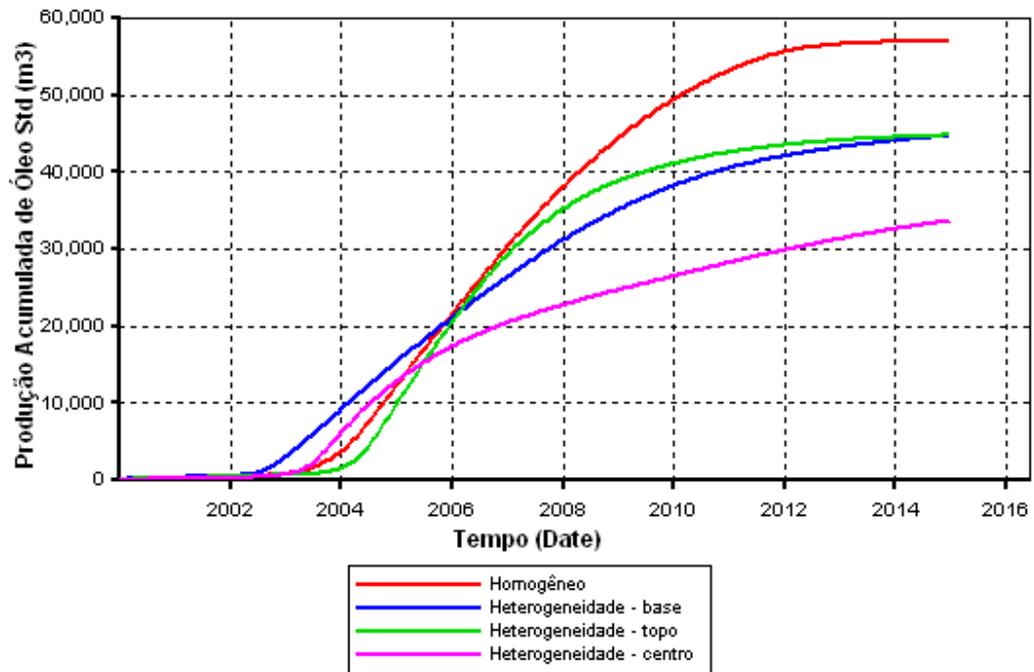


Figura 5. 92. Gráfico produção acumulada de óleo *versus* tempo – Vazão de injeção 50 t/dia

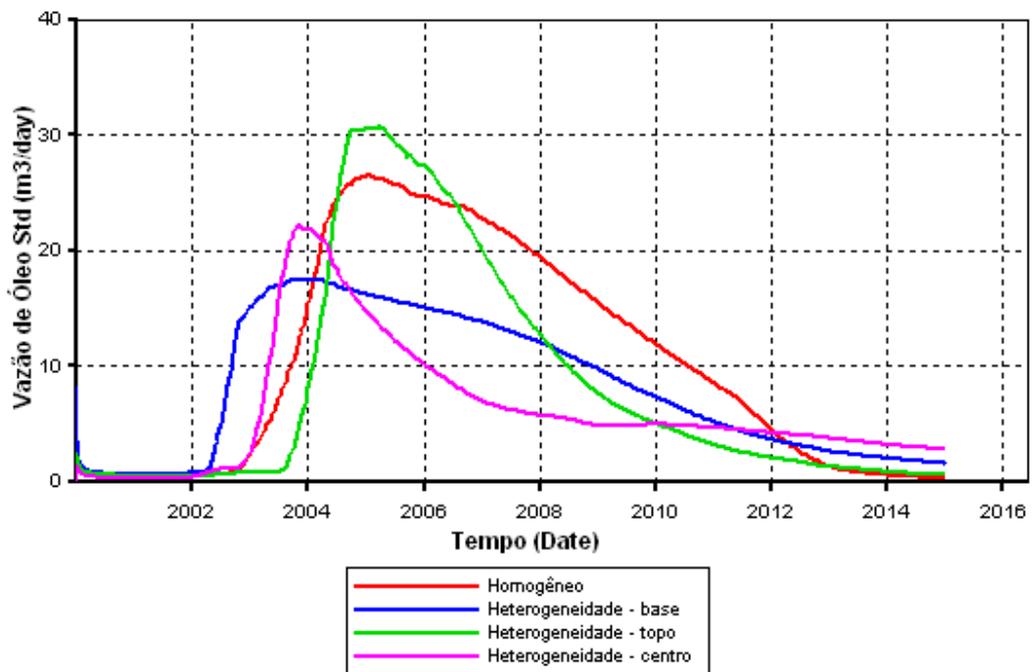


Figura 5. 93. Gráfico vazão de óleo *versus* tempo – vazão de injeção 50 t/dia

Observa-se na Figura 5.92 que os resultados para N_p tiveram um aumento em relação à produção encontrada para a mudança no intervalo de completação (Tabela 5.25), com exceção da heterogeneidade no centro, onde um aumento de vazão acarretou em uma redução no fator de recuperação.

Nesses casos notou-se que a produção acumulada de óleo para o modelo no topo e na base tiveram praticamente o mesmo resultado.

Nota-se na Figura 5.93 que os bancos de óleo para os quatro modelos chegam quase ao mesmo tempo sendo que a diferença do que chega primeiro (heterogeneidade na base) e por último (heterogeneidade no topo) é em torno de 1 ano. A vazão de óleo mostra que o maior pico de vazão ocorre justamente no caso da heterogeneidade no topo do reservatório.

O modelo que apresentou uma maior vazão de óleo final foi o modelo com heterogeneidade no centro.

A Tabela 5.27 apresenta os resultados obtidos com o aumento de vazão, em termos de fator de recuperação e razão óleo vapor (ROV).

Tabela 5. 27. Resultados – vazão de 50 ton/dia

Modelo	N_p (m³ std)	VOIP (m³ std)	Fr (%)	ROV (%)
Heterogêneo - base	44711	73788	60,6	3,1
Heterogêneo - centro	33687	73295	46,0	5,7
Heterogêneo - topo	44755	73881	60,6	1,2
Homogêneo	57024	89110	64,0	0,6

O modelo homogêneo utilizado foi o que apresentou melhor resposta para o fator de recuperação, com uma vazão de 50 ton/dia e distância entre poços de 140 m.

As Figuras 5.94, 5.95 e 5.96 exibem a saturação de gás no quarto ano de projeto. É interessante notar que as heterogeneidades na base (Figura 5.94) e no centro (Figura 5.96), a

irrupção do vapor no poço produtor acontece neste ano, sendo que no centro ocorre a chegada da primeira zona de vapor.

Em relação à heterogeneidade no topo (Figura 5.95), esta faz com que ocorra uma redução na velocidade de propagação do vapor. Apenas a zona de gás do reservatório faz com que o gás se propague rapidamente para o poço produtor.

A Figura 5.96 mostra duas zonas de vapor, separadas pela camada de baixa permeabilidade e porosidade. Com o tempo, o vapor consegue migrar e esta zona começa a se desfazer. Se a barreira fosse impermeável, ela ficaria todo o tempo com as duas zonas de vapor.

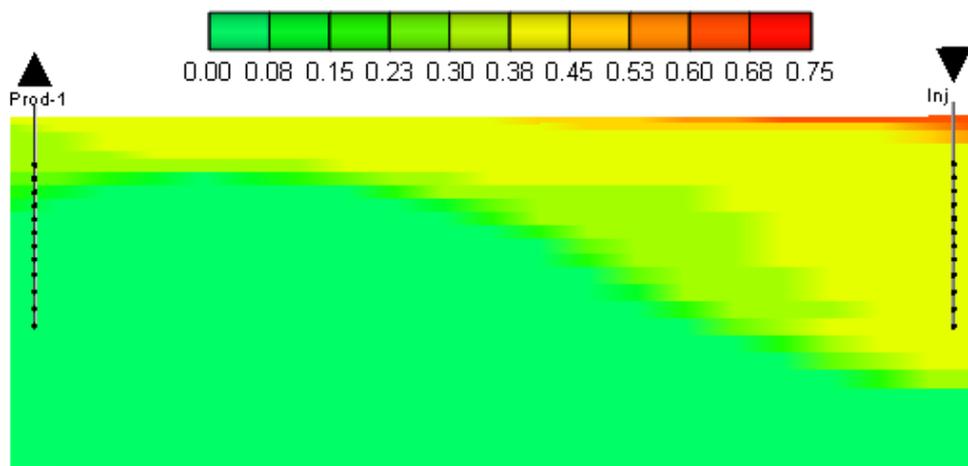


Figura 5. 94. Saturação de gás no 4º ano de produção - Heterogeneidade na base- vazão de injeção 50 t/dia

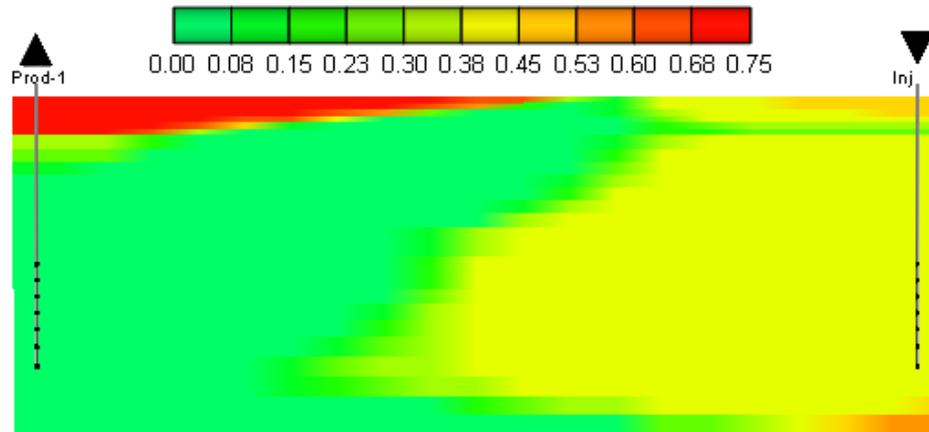


Figura 5. 95. Saturação de gás no 4º ano de produção - Heterogeneidade no topo- vazão de injeção 50 t/dia

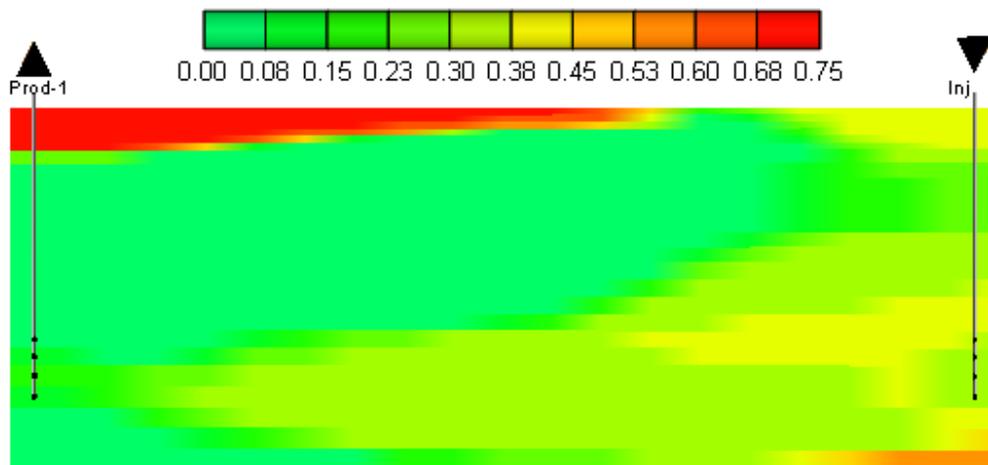


Figura 5. 96. Saturação de gás no 4º ano de produção - Heterogeneidade no centro- vazão de injeção 50 t/dia

As Figuras 5.97, 5.98 e 5.99 apresentam a saturação final de gás para os três modelos com heterogeneidade.

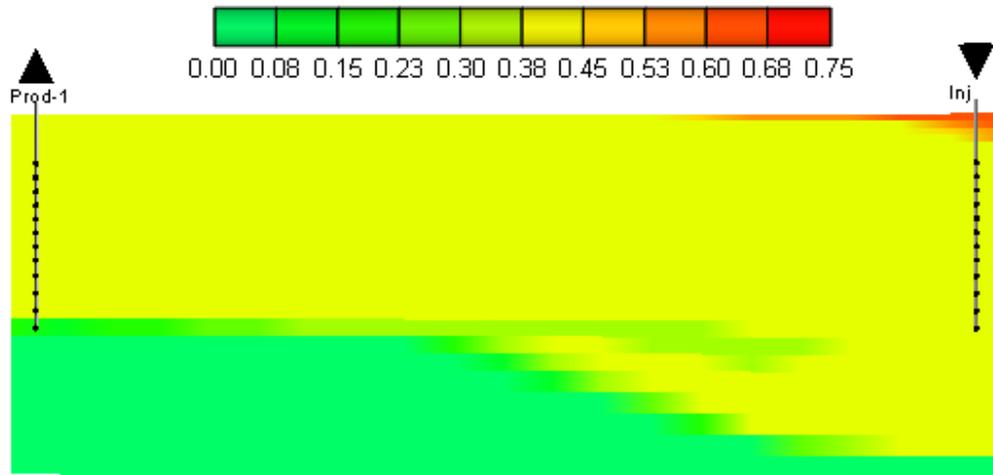


Figura 5. 97. Saturação de gás no período final de produção - Heterogeneidade na base- vazão de injeção 50 t/dia

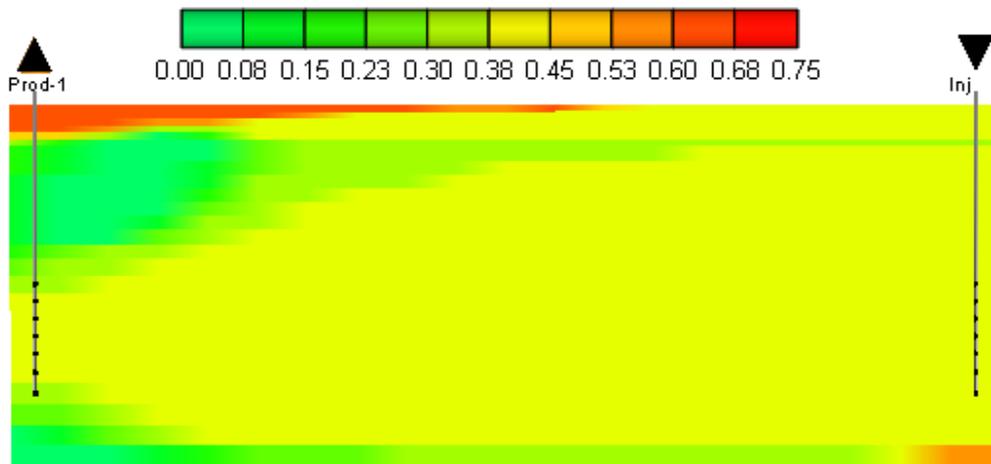


Figura 5. 98. Saturação de gás no período final de produção - Heterogeneidade no topo- vazão de injeção 50 t/dia

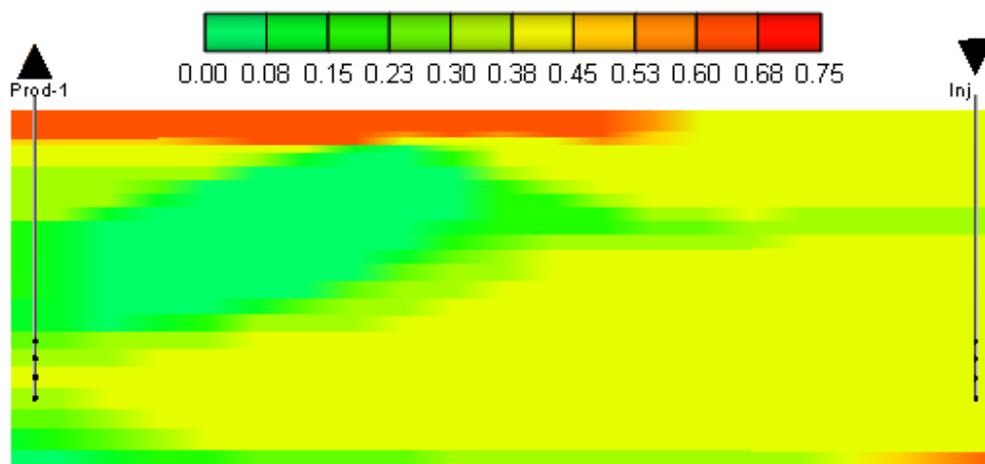


Figura 5. 99. Saturação de gás no período final de produção - Heterogeneidade no centro- vazão de injeção 50 t/dia

No modelo de heterogeneidade na base, o vapor apresentou um bom varrido na parte superior do reservatório, como pode ser visto na Figura 5.97. Observa-se que o óleo que está na base não foi deslocado pois devido à segregação, o vapor migra para o topo do reservatório, além de que não foi injetado vapor nessa área.

No modelo com a heterogeneidade no centro (Figura 5.99), o vapor não conseguiu atuar em toda essa área e, como não se está injetando no topo, o vapor quase não chegou na parte superior não conseguindo varrer parte desse óleo.

A Figura 5.98 mostra o modelo com a heterogeneidade no topo, onde se vê que o vapor não conseguiu invadir por completo essa área do reservatório, ficando ali um acumulado de óleo. Pode ser notada pela saturação de gás, uma melhor distribuição do vapor para este tipo de reservatório em relação aos outros dois casos.

A seqüência de Figuras 5.100-5.102 mostra as saturações finais de óleo para os três casos.

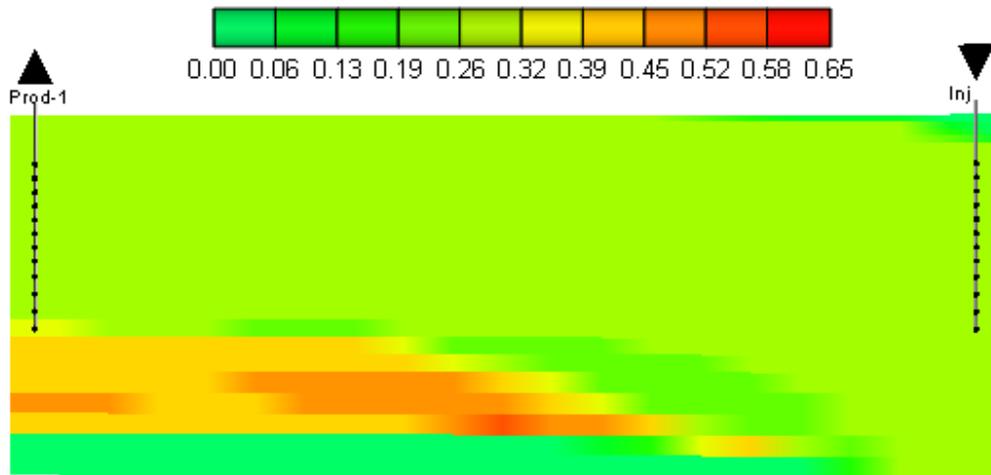


Figura 5. 100. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade na base - vazão de injeção 50 t/dia

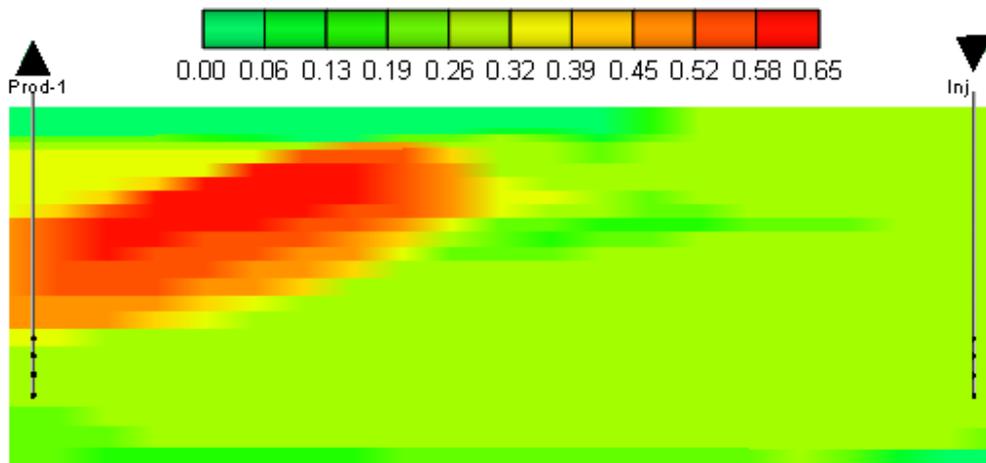


Figura 5. 101. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade no centro - vazão de injeção 50 t/dia

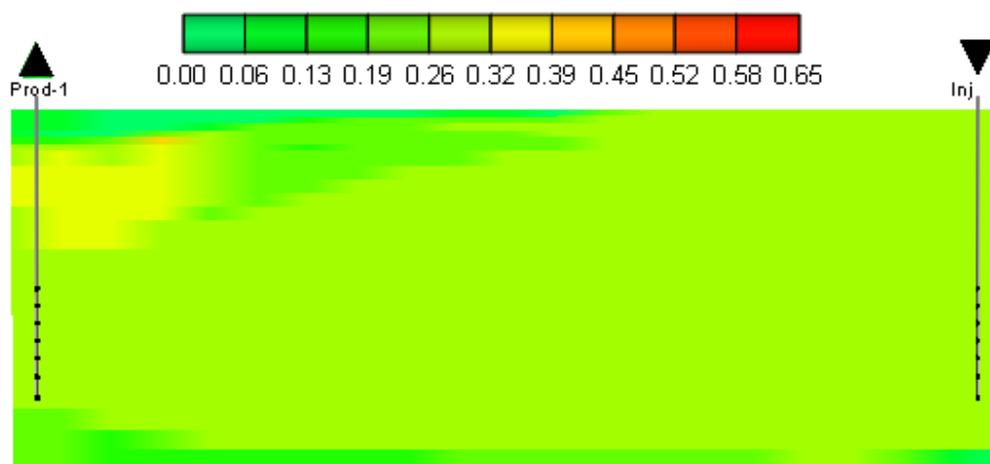


Figura 5. 102. Saturação de óleo ao final do período de produção - Heterogeneidade no topo - vazão de injeção 50 t/dia

Nota-se que para a heterogeneidade na base, o óleo fica retido nessa região devido à segregação do vapor além de que não se injetou vapor nessa área, como destaca a Figura 5.100. No caso da heterogeneidade no centro, Figura 5.101, como foi injetado vapor na base do reservatório, o óleo ficou acumulado no topo pois a barreira criou dificuldade para o vapor migrar para o topo do reservatório.

Já o caso da barreira no topo (Figura 5.102) apresentou um melhor varrido do vapor, porém apenas uma pequena área no topo do reservatório próximo ao poço produtor apresentou um acúmulo de óleo.

CAPÍTULO VI:

Conclusões e recomendações

6. Conclusões

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

- Todos os parâmetros da rocha-reservatório utilizados nesse trabalho influenciaram na segregação gravitacional, com exceção da porosidade;
- Espessura da zona de óleo e viscosidade foram os parâmetros que mais influenciaram na segregação gravitacional;
- O aumento da permeabilidade e da espessura da zona de óleo, aumenta a segregação gravitacional e também o fator de recuperação;
- Reduzindo a distância entre poços, reduz a segregação mas, se muito pequenas, torna o projeto oneroso;
- O aumento de vazão reduz a segregação gravitacional mas chega a um ponto que, aumentando-a, não se torna eficiente para reduzir o fenômeno e aumentar o fator de recuperação.
- Encontrou-se um intervalo de completação ótimo que, mantendo todos os outros parâmetros constantes, reduziu a segregação gravitacional que consiste em injetar vapor e produzir fluidos na base do reservatório;
- Obteve-se um modelo de condições operacionais ótima, para atuar em um caso que apresentou a segregação com grande intensidade;
- O modelo otimizado de 100 m de distância entre poços apresentou um VPL 91,69% maior do que o VPL do modelo de melhor resultado em termos de fator de recuperação para 140 m de distância;

- O modelo otimizado com a interrupção do vapor no 11º ano de projeto, apresentou um VPL 13,95% maior do que o modelo sem interrupção;
- Mantendo as condições operacionais do modelo inicial, a presença de uma camada de baixa permeabilidade na base do reservatório foi benéfica para reduzir a segregação e, com isso, aumentar o fator de recuperação;
- Com a perfuração fora da heterogeneidade tanto no poço injetor quanto no produtor, os resultados obtidos foram próximos ao completando toda a zona de óleo, com exceção do modelo que apresenta a heterogeneidade no topo, onde o fator de recuperação mais que dobrou.
- Encontraram-se, para todos os casos, intervalos de completação que retornam fatores de recuperação maiores que os obtidos inicialmente, onde a perfuração era feita em toda a zona de óleo.
- Com o aumento da vazão de injeção de vapor, o único caso que não resultou em um melhor fator de recuperação foi o que apresenta a heterogeneidade no centro da zona de óleo.

6.1. Recomendações

- Estudo de injeção de um fluido alternativo ao vapor, de menor custo que possa levar a maiores fatores de recuperação;
- É necessário fazer um estudo detalhado do reservatório antes de escolher as condições operacionais adequadas pois a validade do modelo otimizado está vinculada aos intervalos dos parâmetros estudados;
- Estudo mais complexo do comportamento da segregação gravitacional para reservatórios heterogêneos;
- Estudo mais aprofundado da segregação gravitacional em reservatórios delgados, assim como a viabilidade técnico-econômica de produção nesses tipos de reservatórios.
- Análise técnico-econômica das alternativas que vierem a substituir o vapor;
- Estudo da segregação gravitacional para óleos de maior viscosidade do que os estudados nesse trabalho;

Referências Bibliográficas

Referências bibliográficas

- BARILLAS J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. 2005. 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.
- CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá.
- FAROUQ ALI S. M. Heavy oil-evermore mobile. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 37, 5-9, 2003.
- FAROUQ ALI S. M. *Selected aspects of steam injection processes*. Edmonton, Alberta, Canada: University of Alberta, 1995.
- JENKINS M. K. An analytical model for water/gas miscible displacements. Society of Petroleum Engineers: Abril, 1984.
- KUMAR M.; Hong K.C. Effects of Wellbore Steam Segregation on Steamflood Performance. Society of Petroleum Engineers: Fevereiro, 1992
- NEUMAN.C.H. A Gravity Override Model of Steamdrive. Society of Petroleum Engineers: 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.
- ROSA A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- ROSSEN W.R.; Van Dujin C.J. Gravity segregation in steady-state horizontal flow in homogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 43, 99-111, 2004.
- ROSSEN W.R. et al. Injection Strategies To Overcome Gravity Segregation in Simultaneous Gas and Liquid Injection Into Homogeneous Reservoirs. Society of Petroleum Engineers- 99794: Abril, 2006.
- ROSSEN W.R.; Shen C. Gravity Segregation in Gas-Injection IOR. Society of Petroleum Engineers-107262: Junho, 2007.

- SCHIOZER, D. J. *Texto Auxiliar para simulação numérica de reservatórios*. UNICAMP.75 p.
Disponível em: < http://www.dep.fem.unicamp.br/denis/ip341/pp321_auxiliar.pdf> Acesso em 15 de dezembro 2007.
- SHAN, D. *Simulation study of gravity override for foam processes*. 2001. Tese de Doutorado – Universidade do Texas, Austin.
- SHI, J. -X.; Rossen, W.R. Simulation and dimensional analysis of foam processes in porous media. *Journal SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 1, 148-154.
- 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.