

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Comparação entre Estratégias de Produção Utilizando Poços Verticais e Horizontais

**Autor: Ronice Paixão Silva Prado
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Comparação entre Estratégias de Produção Utilizando Poços Verticais e Horizontais

Autor: Ronice Paixão Silva Prado

Orientador: Denis José Schiozer

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2003
SP - Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Comparação entre Estratégias de Produção Utilizando Poços Verticais e Horizontais

Autor: Ronice Paixão Silva Prado

Orientador: Denis José Schiozer

Banca Examinadora:

**Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
FEM/UNICAMP**

**Dr. Cesar Luiz Palagi
PETROBRAS/RJ**

**Prof. Dr. Saul Barinisk Suslick
IG/UNICAMP**

Campinas, 25 de Fevereiro de 2003

Dedicatória:

Dedico este trabalho aos meus pais Vieira e Rivanda, ao meu marido Rubens e ao meu filhinho Alexandre Vitor.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais eu expresso meus agradecimentos:

A Deus por guiar todos os meus passos.

Aos meus pais e irmãos que mostraram os caminhos a serem seguidos em todos os momentos da minha vida.

Ao meu marido pelo incentivo, carinho, amor e compreensão em todos esses anos de felicidades.

Ao meu filho pelo brilho dos meus olhos em função da sua existência.

Ao meu orientador pela sua completa dedicação e papel motivador.

A Agência Nacional do Petróleo pela oportunidade de aprendizado e apoio financeiro.

Às amigas Joseli e Ana Paula pelos diversos conhecimentos compartilhados.

A todos os professores e colegas do Departamento de Engenharia de Petróleo e do Instituto de Geociências, que contribuíram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Resumo

PRADO, Ronice Paixão S. *Comparação entre Estratégias de Produção Utilizando Poços Verticais e Horizontais*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 115 p. Dissertação (Mestrado).

O objetivo deste trabalho foi fazer uma comparação do desempenho de poços horizontais e verticais levando em consideração diversos cenários geológicos e econômicos. A metodologia utilizada baseia-se inicialmente na definição de estratégias de produção ótimas para as configurações do modelo base através da simulação numérica de fluxo. Combinações de atributos geológicos e parâmetros econômicos resultam no cálculo do desempenho dos poços e do valor presente líquido em todos os cenários. Realizou-se então um estudo sobre a influência de parâmetros tais como: controle da produção do poço, heterogeneidade do reservatório, redução da taxa de atratividade, aumento da densidade do óleo e aumento do comprimento do poço horizontal no desempenho dos poços. Os resultados mostram a influência dos atributos de rocha e parâmetros econômicos no desempenho dos poços e as vantagens entre os poços nos diversos cenários. Pode-se concluir que para a maioria das situações, os poços horizontais apresentam vantagens sobre os poços verticais.

Palavras Chave

- Estratégias de Produção, Simulação Numérica de Fluxo, Poços Horizontais e Verticais, Valor Presente Líquido.

Abstract

PRADO, Ronice Paixão S. *Comparison between Production Strategy Using Vertical and Horizontal Wells*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 115 p. Dissertação (Mestrado).

The objective of this work is to present a comparison between vertical and horizontal wells taking into account different geological and economic scenarios. Initially, using numerical flow simulation, the optimum production strategies were defined for all base model configurations. Also, combinations of geological properties and economic parameters were used to compute the well performance and the net present value for all scenarios. After that, the following parameters were applied in this study: well production control, reservoir heterogeneity, discount tax variation, oil density increment and horizontal well extension. Using flow simulation, economic calculations and sensitivity analysis, well performances were calculated for each parameter. Results from the different scenarios are discussed suggesting that horizontal wells have better performance for most of the situations.

Key Words

- Production Strategy, Numerical Flow Simulation, Horizontal and Vertical Wells, Net Present Value.

Índice

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura	xv
1. Introdução	1
2. Revisão Bibliográfica	3
3. Fundamentos Teóricos	8
3.1 Aplicações de poços horizontais	8
3.2 Simulação Numérica de Fluxo	12
3.3 Cálculos econômicos	14
4. Metodologia	17
4.1 Seleção dos Atributos de Rocha e Fluidos	19
4.2 Simulação de Fluxo dos Modelos	23
4.3 Cálculo da Função-Objetivo	24
4.4 Análise de Sensibilidade	25
5. Aplicação	28
5.1. Montagem do Modelo Base e Configurações	29
5.2 Simulação das Configurações do Modelo Base	35
5.3. Parâmetros Econômicos	37
5.4. Tipos de Análise de Sensibilidade	42

6. Resultados e Discussões	44
6.1 Simulação de Fluxo	44
6.2 Análise de Sensibilidade Técnica	46
6.3 Análise de Sensibilidade Econômica	48
6.4. Discussão	59
6.5. Estudo sobre a Influência dos Parâmetros	61
6.6. Conclusões sobre a Influência dos Parâmetros	93
7. Conclusões e Sugestões	96
7.1 Conclusões	96
7.2 Sugestões	97
Referências Bibliográficas	99
Anexo	
Anexo I. Tabelas de Valores	103

Lista de Figuras

3.1	Ilustração das principais aplicações dos poços horizontais	10
4.1	Cenários geológicos representados por diversas alterações dos atributos	22
4.2	Exemplo de análise de sensibilidade aplicada nos resultados dos cenários econômicos e geológicos	26
4.3	Fluxograma geral da metodologia de comparação entre estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais	27
5.1	Modelo de simulação da configuração do modelo base com poço horizontal (Hori)- mapa de saturação de óleo	32
5.2	Modelo de simulação da configuração do modelo base com dois poços verticais (2Verts)-mapa de saturação de óleo	33
5.3	Modelo de simulação da configuração do modelo base com três poços verticais A (3VertsA) – mapa de saturação de óleo	33
5.4	Modelo de simulação da configuração do modelo base com três poços verticais B (3VertsB) – mapa de saturação de óleo	34
5.5	Modelo de simulação da configuração do modelo base com quatro poços verticais (4Verts) – mapa de saturação de óleo	34
5.6	Cenários geológicos gerados pela configuração do modelo base com poço horizontal através das alterações dos atributos	37
5.7	Cenários econômicos gerados a partir da configuração do modelo base com poço horizontal e porosidade alta	41
6.1	Perfil de produção das configurações de Modelo Base	46
6.2	Comparação entre as N_p dos poços verticais e horizontais	47
6.3	Comparação entre as W_p entre os poços verticais e horizontais	48
6.4	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em terra e preço de óleo igual a US\$ 15/bbl	50
6.5	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=500m e preço de óleo igual a US\$ 15/bbl	51
6.6	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=2000m e preço de óleo igual a US\$ 15/bbl	52
6.7	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em terra e preço do óleo igual a US\$ 20/bbl	54
6.8	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=500m e preço de óleo igual a US\$ 20/bbl	55

6.9	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=2000m e preço de óleo igual a US\$ 20/bbl	56
6.10	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em terra e preço de óleo igual a US\$ 25/bbl	57
6.11	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=500m e preço de óleo igual a US\$ 25/bbl	58
6.12	Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=2000m e preço de óleo igual a US\$ 25/bbl	59
6.13	Perfis de produção de óleo e água dos poços com as vazões de óleo liberadas	64
6.14	Perfis de produção de óleo e água dos poços com as vazões de óleo controladas	66
6.15	Comparação entre os valores presentes líquidos dos poços vertical e horizontal localizados em terra com produções limitadas, liberadas e controladas	67
6.16	Comparação entre os valores presentes líquidos dos poços vertical e horizontal localizados em LDA = 2000m e produções limitadas, liberadas e controladas	68
6.17	Distribuição da permeabilidade nos modelos base (modelo heterogêneo1)	71
6.18	Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo1	72
6.19	Distribuição da permeabilidade nos modelos base (modelo heterogêneo 2)	73
6.20	Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo2	74
6.21	Distribuição da permeabilidade nos modelos base (modelo heterogêneo 3)	75
6.22	Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo 3	75
6.23	Distribuição da permeabilidade na configuração do modelo base com poço horizontal (modelo heterogêneo 4)	76
6.24	Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo 4	77
6.25	Distribuição da permeabilidade no modelo heterogêneo 5	78
6.26	Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo5	79
6.27	Comparações entre VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em terra e com preço do óleo igual a US\$ 20/bbl	80
6.28	Comparações entre VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em LDA=500m e com preço do óleo igual a US\$ 20/bbl	82
6.29	Comparações entre VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em LDA=2000m e com preço do óleo igual a US\$ 20/bbl	83
6.30	Comparações entre os VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em terra, com preço do óleo igual a US\$ 25/bbl e diferentes taxas de atratividade	85

6.31	Perfis de produção de óleo e água das configurações do modelo base para óleo pesado	88
6.32	Perfil de produção da configuração do modelo base com dois poços horizontais para óleo pesado	89
6.33	Comparações entre VPL dos poços verticais e horizontais perfurados em terra com preço do óleo igual a US\$ 25/bbl	90
6.34	Perfis de produção dos poços considerando o aumento do comprimento do horizontal	92
6.35	Comparações entre VPL dos poços vertical e horizontal (com aumento do comprimento) perfurados em terra com preço do óleo igual a US\$ 25/bbl	93

Lista de Tabelas

4.1	Influência dos atributos no tempo de irrupção (tI) da água e gás e na localização ótima do poço horizontal (ZoPT) num reservatório (Wagenhofer e Hatzignatiou, 1996)	20
4.2	Características dos atributos e seus respectivos valores	21
4.3	Parâmetros econômicos fixos e variáveis	25
5.1	Valores assumidos pelos atributos de rocha	29
5.2	Valores médios assumidos pelos atributos de fluido	30
5.3	Condições de operação dos poços nas configurações do modelo base	35
5.4	Valores atribuídos aos parâmetros econômicos fixos	38
5.5	Valores atribuídos ao preço do óleo	38
5.6	Custos de investimentos em perfuração e completação para poço horizontal e vertical	39
5.7	Relação entre os custos dos poços horizontais e verticais	40
6.1	Resultados das comparações entre os poços verticais e horizontais de todos os cenários geológicos e econômicos estudados	60
6.2	Condições de operação considerando as produções liberadas dos poços	63
6.3	Condições de operação considerando as produções controladas dos poços	65
6.4	Valores atribuídos aos parâmetros econômicos fixos	84
6.5	Valores médios assumidos pelos atributos de fluido	87
6.6	Condições de operação dos poços	91
6.7	Resultado das comparações entre os poços verticais e horizontais	94

Nomenclatura

A	Alto
B	Baixo
Bo	Fator volume de formação do óleo
C	Custo
Cr	Compressibilidade de rocha
E&P	Exploração e Produção na indústria do petróleo
EP	Espessura porosa
FR	Fator de recuperação de óleo
Gp	Volume acumulado de gás produzido em condições padrão
Inc	Inclinação do reservatório
K	Permeabilidade
Kh	Permeabilidade horizontal
Kr	permeabilidade relativa
Kv	Permeabilidade vertical
LDA	Lâmina d'água
M	Médio
Np	Volume acumulado de óleo produzido em condições padrão
Por	Porosidade
PVT	Análise de óleo, pressão-volume-temperatura
Q	Vazão
S	Saturação
Vis	Viscosidade
VOIS	Volume de óleo <i>in situ</i> em condições padrão
VPL	Valor presente líquido
Wp	Volume acumulado de água produzido em condições padrão

Subscritos

a	água
g	gás
h	horizontal
o	óleo
r	relativa

Capítulo 1

Introdução

Nas últimas duas décadas, poços horizontais têm se tornado o foco da indústria de petróleo. O tópico é de interesse da maioria das companhias de petróleo como também das instituições de pesquisa como mostra o grande número de publicações.

Poços horizontais são aplicados para casos especializados, tais como formação com várias camadas, reservatórios inclinados, reservatórios depletados e processos de novas reservas. Para a maioria dos casos, o principal objetivo de perfurar poços horizontais é pelo fato de oferecer uma grande área de contato com o reservatório (área de escoamento), tornando a perfuração horizontal muito útil na produção primária. Para a mesma vazão de fluxo, a variação da pressão por metro no poço horizontal é menor que no poço vertical, isso torna o poço horizontal mais atrativo em aplicações de recuperações de óleo e em situações onde cone de água e óleo é um problema. Dessa forma, os poços horizontais são considerados excelentes ferramentas no desenvolvimento do reservatório.

Todavia, a otimização de desenvolvimento do reservatório requer muitas avaliações das combinações possíveis das variáveis de decisões, tais como as propriedades de reservatório, alocações e tipos de poços e parâmetros de planejamento de produção, para obter as melhores estratégias econômicas. O êxito econômico no gerenciamento do reservatório depende significativamente da otimização dos custos de exploração e produção do óleo. Sendo assim, apesar das aplicações bem sucedidas do poço horizontal em campos de gás e óleo pelo mundo, é

interessante conhecer o grau de viabilidade econômica dos poços horizontais quando comparados com os poços verticais em diversas combinações dos cenários geológicos e econômicos. O objetivo deste trabalho é comparar estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais verificando a influência dos atributos de rocha e fluido no desempenho desses poços.

Para tanto, estratégias de produção são definidas através da ferramenta simulação numérica de reservatórios. Diversos cenários geológicos são inseridos nos modelos, sequencialmente, e o desempenho dos poços é analisado em cada cenário a partir da simulação de fluxo. Cálculos das vantagens econômicas entre os poços são realizados para diversas combinações dos cenários geológicos e econômicos utilizando como função-objetivo o valor presente líquido. A partir de então, análises de sensibilidade técnica e econômica são realizadas com resultados. Alguns cenários são portanto selecionados para que sejam estudadas as influências de parâmetros tais como: controle da produção dos poços, heterogeneidade dos reservatórios, redução da taxa de atratividade, variação da densidade do óleo (óleo mais pesado) e aumento do comprimento do poço horizontal.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Um dos principais objetivos do gerenciamento de reservatórios é aumentar a rentabilidade de projetos de Exploração e Produção, sucesso esse que pode ser medido através do aumento do valor presente líquido e do cálculo da taxa de retorno no investimento. Entretanto, para que os projetos tenham êxito, é necessário otimizar os custos de exploração e produção do óleo já que na indústria do petróleo as empresas têm menor controle sobre a variável preço. Visando aumentar a produção de óleo e minimizar o seu custo de exploração e exploração, os poços horizontais se apresentam como uma efetiva ferramenta capaz de atingir esse objetivo. Entretanto, devido ao alto custo de perfuração, completação e interligação dos poços, é preciso verificar as situações em que as vantagens de desempenho dos poços horizontais superam esses altos custos.

No trabalho desenvolvido por Allard e Sawiris (1998) sobre o gerenciamento de dois reservatórios específicos, foram discutidos as várias opções de desenvolvimento consideradas, a seleção final dos tipos de poços e o investimento feito em perfuração e instalação. Mostraram as práticas de gerenciamento de reservatório que são utilizadas para otimizar o desempenho atual e futuro. Dessa forma, uma das decisões para desenvolver o reservatório foi a utilização de poços horizontais.

Concluiu-se que devido primariamente a alta permeabilidade dos reservatórios, a expectativa de recuperação das últimas reservas no final da vida do campo para ambos os poços, tanto para os poços verticais convencionais como para os poços horizontais, foi equivalente.

Devido a essa equivalência, a seleção pelos poços horizontais foi baseada no grau de aceleração da produção conseguido por estes poços, o que resultou num alto valor do presente líquido.

Utilizando simulação numérica de reservatório, Wagenhofer e Hatzignatiou (1996) estudaram o problema do cone de água e gás associado à produção primária de óleo para estimar o tempo de irrupção da água e do gás e a melhor localização do poço horizontal com respeito ao contato óleo-gás e contato óleo-água. Uma importante análise de sensibilidade foi conduzida com o objetivo de verificar os parâmetros de rocha e fluido que mais influenciam no cálculo do tempo de chegada e na localização ótima do poço horizontal.

O resultado do estudo feito por Wagenhofer e Hatzignatiou (1996) mostrou que apesar da permeabilidade horizontal influenciar significativamente no tempo de irrupção da água e gás, a influência dela na localização ótima do poço horizontal é pequena. A localização do poço é afetada pela vazão de óleo, viscosidade do óleo, densidade óleo-água, comprimento do intervalo de perfuração, razão de mobilidade água-óleo e pelo peso da coluna de água. E o tempo de irrupção da água e do gás além de ser afetado pela permeabilidade horizontal também é influenciado pela permeabilidade vertical, vazão de óleo, viscosidade do óleo, fator volume de formação do óleo, razão de mobilidade água-óleo e comprimento do intervalo de perfuração.

O trabalho de Dehane *et al* (2000) tem o mérito de apresentar um estudo sobre a comparação entre o desempenho de poços horizontais e verticais em reservatório de gás condensado. No caso apresentado são consideradas as particularidades das propriedades do reservatório de gás condensado que tem a fase e composição dos componentes leves alteradas durante a produção. No primeiro estágio da produção os reservatórios se comportam como reservatórios de gás. Alcançado o ponto de bôlha nas condições de pressão e temperatura do reservatório uma fase de condensação líquida é desenvolvida. Essa condensação na formação pode resultar em severas perdas de produtividade do poço e portanto de recuperação de condensado e gás. Dehane *et al* (2000) investigaram o desempenho dos poços horizontais e verticais em vários projetos de depletação dos reservatórios. A expectativa é que a baixa variação

de pressão ao longo do poço horizontal, comparada ao poço vertical e considerando a mesma vazão de fluxo, reduza consideravelmente a condensação retrógrada.

A simulação numérica de reservatório é utilizada para comparar os perfis de saturação de líquido dos poços horizontais e verticais em reservatórios de gás condensado. Foram estudadas as influências do comprimento do poço e espessura do reservatório na produtividade do poço horizontal e a recuperação de condensado.

Os principais resultados obtidos por Dehane *et al* (2000) mostram que:

- Há uma redução do depósito de líquido em poços horizontais devido a menor variação de pressão ao longo do comprimento do poço horizontal (para diferentes comprimentos do poço) quando comparado com o poço vertical.
- A recuperação de condensado e a variação da pressão são altamente influenciadas pela espessura do reservatório. Baixas variações de pressão ocorrem em formações finas e conseqüentemente mais líquidos são recuperados.
- A saturação de líquido ao redor do poço vertical pode chegar a um valor de 15% enquanto que para o poço horizontal não ultrapassa 6% para a mesma vazão de produção e depois do mesmo período de produção.
- As análises econômicas evidenciam que o comprimento ótimo para o poço horizontal é de 700m.

Joshi *et al* (1996) abordaram em seu trabalho a importância dos poços horizontais no gerenciamento de reservatórios. Para se obter sucesso em projetos utilizando poços horizontais é preciso ter projetos com objetivos definidos. Dentre eles podem incluir o aumento da taxa de produção, a antecipação de produção, a adição de reservas com baixo custo, o aumento de benefícios econômicos, etc. Esses objetivos podem ser alcançados caso seja possível utilizar os poços horizontais na redução de produção de fluido indesejável, na redução de custo na superfície, na produção em reservatórios finos e na margem (borda) do reservatório e na redução do número de poços injetores e produtores, seja no desenvolvimento de um campo novo ou no campo maduro.

O principal objetivo do gerenciamento de reservatório segundo Joshi *et al* (1996) é aumentar o lucro a curto e longo prazo de um projeto. O lucro em curto prazo pode ser obtido (melhorado) pelo aumento das taxas de produção com custo mínimo. O lucro em longo prazo é compreendido de elevadas taxas de produção e melhoramento das reservas finais que, juntas, aumentam o valor corrente do projeto. Ou seja, lucro em longo prazo e valor presente líquido dos projetos podem ser melhorados pela produção de reservas em uma extensão de tempo menor, como também pelas descobertas de reservas no campo. Com isso, este raciocínio é concluído afirmando que como os poços horizontais são efetivos no aumento da taxa de produção e melhoramento de reservas, são então considerados excelentes ferramentas para o gerenciamento do reservatório.

Para Joshi *et al* (1996) o desempenho dos poços horizontais em muitos projetos no mundo demonstram a eficiência deles no aumento das taxas de injeção e produção como também na descoberta de reservas. Um pequeno número de poços horizontais em diferentes partes do mundo tem sido usado na exploração. Apesar da maioria dos poços horizontais serem perfurados em reservatórios desenvolvidos, alguns deles não tiveram sucesso comercial. Até 1996 nenhum reservatório tinha sido desenvolvido exclusivamente com poços horizontais, planos são projetados para o redensolvimento de campos de petróleo usando somente poços horizontais.

A viabilidade comercial de um projeto depende da produtividade dos poços, do volume de óleo *in situ* e dos custos operacional, completação e perfuração. Segundo Joshi *et al* (1996) nos últimos cinco anos significativos avanços são feitos na redução do custo dos poços horizontais pelo uso de métodos de perfuração inovadores. A expectativa é que essas novas tecnologias aumentem o uso dos poços horizontais no gerenciamento de reservatórios e melhore a relação custo/benefício desses poços.

Por fim, Joshi *et al* (1996) conclui que os poços horizontais são ferramentas de altos custos para o gerenciamento de reservatório. São poços que aumentam as taxas de produção como

também aumentam as reservas em muitos campos. A aplicação deles continuará crescendo especialmente se os seus custos de perfuração diminuïrem ao longo do tempo.

Os trabalhos citados permitem observar a evolução da utilização dos poços horizontais no gerenciamento de reservatórios e seus resultados quando comparados com os poços verticais em reservatórios específicos. Observa-se também a preocupação da relação custo/benefício quanto   utilização dos poços horizontais.

Este trabalho procura contribuir apresentando uma metodologia de comparação estratégias de produção utilizando poços horizontais e poços verticais em diferentes cenários geológicos e econômicos, como parte de um projeto de otimização de estratégias de produção que tem como objetivo seguir em busca de soluções para a aplicação prática na indústria de petróleo.

Capítulo 3

Fundamentos Teóricos

3.1 Aplicações de poços horizontais

A perfuração de poços horizontais pode ser aplicada em qualquer fase da recuperação de um reservatório: primária, secundária e suplementar. Em todos os casos o objetivo é aumentar a recuperação econômica do óleo e gás.

Com relação a aplicações de poços horizontais geralmente consideram-se duas categorias: resolução de problemas decorrentes das características de fluxo (escoamento) de fluidos e resolução de problemas decorrentes das heterogeneidades do reservatório. Ambas aplicações podem estar presentes no mesmo sistema.

A formação de cone de água (deslocando-se para cima) ou gás (deslocando-se para baixo) ultrapassando o óleo no poço é decorrente da queda de pressão do reservatório nas proximidades do poço, elevando o nível da superfície óleo/água na vizinhança do poço. A altura desta elevação reflete a pressão de óleo imediatamente acima do contato. A inclinação da superfície óleo/água reflete o gradiente de pressão horizontal no contato. Conforme a produção de óleo aumenta, o gradiente de pressão aumenta e a água aumenta ainda mais. No final, alcança-se a vazão de produção crítica: a água alcança o poço e ocorre a chegada da água. A vazão de produção crítica depende da densidade diferencial do óleo e da água e da viscosidade do óleo (Butler, 1988).

A perfuração horizontal pode alocar o poço próximo do topo do reservatório, bem distante do contato óleo/água. O volume de óleo deslocado antes da chegada de água é o volume dentro de um cone em torno de um poço vertical. Em um poço horizontal, o cone se torna um pico (monte) e torna-se capaz de captar um volume de óleo muito maior. Devido ao comprimento do poço, a queda de pressão é minimizada, podendo-se manter a produção. Isto reduz o gradiente de pressão horizontal e aumenta a largura da base do pico.

Podem ocorrer problemas se a permeabilidade ao longo do poço horizontal for variável. A água pode ser produzida prematuramente em uma seção com alta permeabilidade e ter um efeito negativo no desempenho final do poço. A perfuração horizontal foi tentada em várias áreas para reduzir a formação de cones de água em aplicações com óleo pesado, com resultados encorajadores. A perfuração horizontal em Prudhoe Bay, Alaska, tem se mostrado interessante para tratar da formação de cone de gás. As vazões de produção aumentaram atingindo de 2-4 vezes mais que o desempenho do poço vertical, com razões gás/óleo reduzidas (Butler, 1988).

Em reservatórios com baixa permeabilidade, muitas vezes o poço vertical estimulado não é capaz de promover vazões de fluxo econômicas. No entanto, com fraturamento hidráulico, reservatórios com baixa permeabilidade podem se tornar economicamente viáveis se um comprimento de fratura significativo for colocado na formação. A fratura deve compensar o dano no poço e estimular positivamente o reservatório. Se o reservatório estiver localizado entre formações que não contém a fratura, então será difícil obter sucesso no fraturamento hidráulico.

Poços horizontais podem ser usados para alocar um caminho de fluxo (rota) ao longo do reservatório como uma alternativa para o fraturamento hidráulico. Mesmo que seja fácil fraturar a formação, os poços horizontais possuem uma vantagem inerente em reservatórios com baixa permeabilidade que requerem um espaçamento reduzido entre os poços. São necessárias apenas a localização da cabeça do poço, uma facilidade de superfície e uma amarração são necessários para um poço horizontal longo. O poço pode ser fraturado em intervalos ao longo do seu comprimento e assim alcançar o efeito de múltiplas completações verticais. Este conceito foi testado inicialmente em 1975 no campo de Caddo Pine Island no noroeste da Luisiana. Foram

colocadas quatro fraturas em um poço inclinado (52°) ao longo de um intervalo de 160 pés. Verificou-se que o poço produziu 2-3 vezes mais que o óleo produzido por um poço vertical médio (Bell and Babcock, 1986). Mais recentemente, a técnica foi tentada em poços horizontais com resultados encorajadores. Os poços podem ser fraturados utilizando fraturas longitudinais ou utilizando múltiplas fraturas verticais. Esta técnica foi utilizada no Arenito Cardium na Alberta Central. Vazões de fluxo iniciais foram de 3 a 4 vezes maiores que as apresentadas por um poço vertical fraturado na área escolhida (Canadian Hunter, 1989).

A Figura 3.1 ilustra as principais aplicações dos poços horizontais citadas anteriormente.

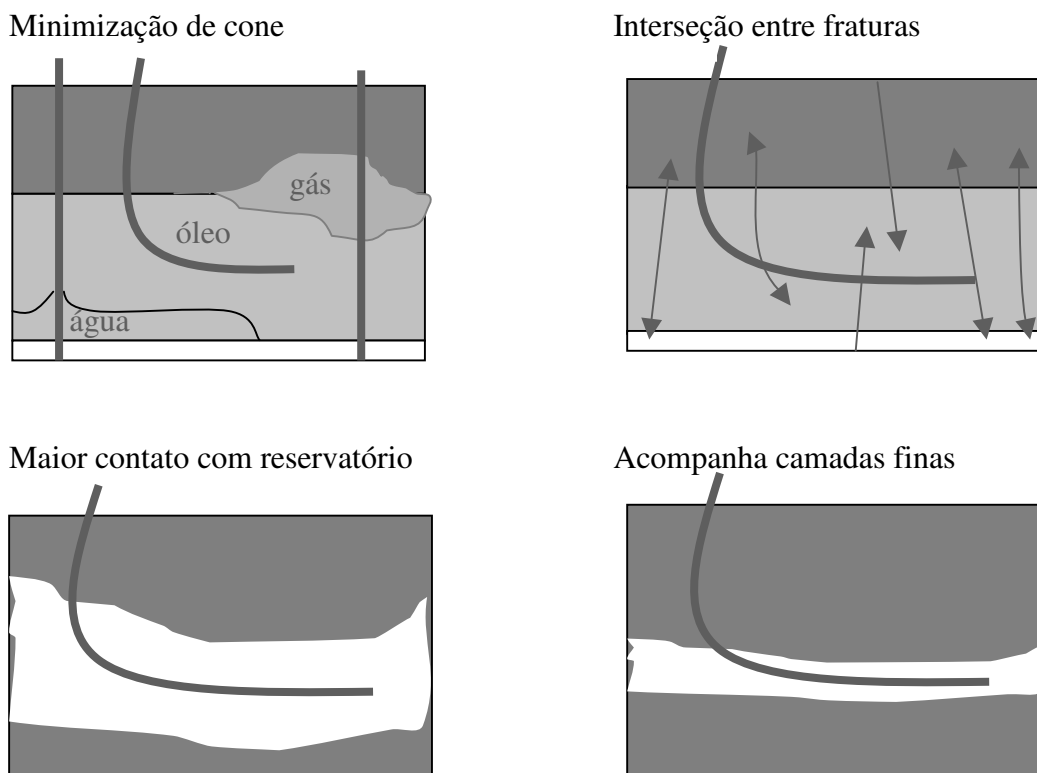


Figura 3.1 – Ilustração das principais aplicações dos poços horizontais

O entendimento do caráter heterogêneo de um reservatório e a relação direcional da permeabilidade do reservatório (anisotropia) é a chave para o sucesso nas completações de poços horizontais.

Freqüentemente, as distribuições de porosidade em reservatórios carbonáticos são complexas e difíceis de prever. O poço horizontal pode ser usado para desenvolver este tipo de reservatório, conectando áreas com rochas de alta permeabilidade que estão separadas por seções de baixa permeabilidade. Um entendimento claro do corpo carbonático é importante para determinar o azimuth do poço. No caso de um recife carbonático deve-se definir o azimuth paralelo à margem do Recife uma vez que a perfuração através do recife pode resultar em um poço que atravessa rochas reservatórios de qualidade cada vez pior dentro de uma região plana do recife ou lagoa.

Areias de barra de ponta de canal formada por deposição lateral de correntes fluviais muitas vezes contem camadas de argila não permeável, depositadas durante os períodos de cheia (elevação do nível das águas) do rio. Estas camadas, normalmente denominadas filme (cobertura) de folhelho, representam problemas para se conseguir altos fatores de recuperação porque eles inibem o fluxo lateral para o poço. O desenvolvimento com injeção de água freqüentemente apresenta um desempenho de produção complexo, resultados ruins para o desenvolvimento e baixa recuperação final. Se a orientação da barra da ponta pode ser determinada, pode-se direcionar um poço horizontal para penetrar os limites (contornos) da areia que normalmente estariam isolados do poço por filmes (coberturas) de folhelho. Isto pode levar a um aumento da recuperação final do reservatório (Peihua, 1986).

Sistemas anostomozados freqüentemente contêm lentes de baixa permeabilidade criadas por capas (conchas) de sedimentos mais finos dentro do corpo do canal. Tais conchas ou lentes são geralmente orientadas com seus eixos de comprimento paralelos à direção do canal. Conseqüentemente, a direção do escoamento do fluido geralmente será ao longo do canal. Em tal caso, um poço vertical produzirá reservas de uma seção estreita longa do reservatório com uma contribuição mínima das areias de canal localizadas adjacentes ao poço, mas em uma direção normal à direção de fluxo do canal. Um poço horizontal perfurado na direção normal ao fluxo do canal promoverá um aumento na recuperação ao ter acesso a mais segmentos do canal.

O sistema de fratura natural dentro do reservatório aumenta muito a produção de óleo e gás ao proporcionar caminhos naturais de fluxo para os fluidos do reservatório. Alguns reservatórios dependem exclusivamente do sistema para produzir óleo e gás. Em tais casos, se um sistema de fratura não for encontrado no poço, o poço não será capaz de produzir de modo economicamente viável. O poço horizontal aumenta muito a probabilidade de encontrar um sistema de fratura e reduz consideravelmente o risco de perfurar um poço seco. Os sistemas de fratura extensiva que se estendem por zonas acima da camada de água podem ser prejudiciais à produção e devem ser evitadas.

Por fim, a importância do entendimento da natureza heterogênea do reservatório não pode ser deixada de lado. A perfuração paralela aos filmes de folhelho ou paralela ao eixo do canal anastomozado não otimizará o desempenho do poço horizontal. Em sistemas fraturados o poço deve ser perfurado na direção perpendicular à direção da fratura para encontrar novas direções de fratura e novas reservas. Dados regionais de perfil e testemunho combinados com dados de poço piloto vertical devem ser usados para determinar as propriedades direcionais do reservatório antes de selecionar o azimute ótimo para o poço horizontal.

3.2 Simulação Numérica de Fluxo

O conhecimento parcial do reservatório pode ser expresso na simulação numérica de fluxo através das diversas possibilidades do modelo estrutural e estratigráfico (geometria externa, ciclos deposicionais, distribuição de porosidade e permeabilidade, espessura porosa com óleo), propriedades dos fluidos e interação rocha-fluido.

A simulação numérica de fluxo de diversos modelos que representam a incerteza do reservatório torna possível a obtenção do risco de desempenho, como volumes produzidos, fatores de recuperação e vazões de óleo, água e gás ou pressão no reservatório, a qualquer tempo do período simulado.

Para a simulação numérica de fluxo, depois de modelado reservatório é necessário a definição da estratégia de produção, com a posição e tipo dos poços, cronograma de entrada de operação e condições de operação.

A estratégia de produção inicial a ser utilizada geralmente é definida para o modelo base do reservatório partindo-se de premissas e regras gerais. A utilização de poços verticais e horizontais levará em consideração os critérios econômicos e a viabilidade técnica de perfurá-los. O número de poços dependerá do tipo de reservatório, geometria, do seu volume de óleo, do tempo de drenagem a ser considerado e expectativas do índice de produtividade entre outros fatores. Esta estratégia inicial é então otimizada para o modelo base através de diversas rodadas de simulação de fluxo. Este é um processo de grande demanda de tempo e o objetivo final é a obtenção de um esquema de produção ideal para o modelo base que é o alicerce para o processo de comparação entre os desempenhos dos poços verticais e horizontais em diversos cenários geológicos e econômicos.

Na simulação numérica de fluxo com incerteza é possível a incorporação dos parâmetros de produção e operação do campo, como as datas de abertura e fechamento dos poços, restrições de produção, vazões limites e recompletações, tornando as previsões mais realistas.

Para mostrar a relação entre a incerteza do meio físico com o desempenho do reservatório é apresentado o modelo matemático, que descreve o fluxo de fluidos em um sistema bifásico através do meio poroso (Lake, 1985):

$$\vec{\nabla} \cdot \frac{k_{rp} \bar{k}}{\mu_p B_p} (\vec{\nabla} P_p - \gamma_p \vec{\nabla} D_z) - \frac{\bar{q}_p}{B_p} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_p \phi}{B_p} \right) \quad \text{Equação 3.1}$$

onde:

t = tempo

p = fase fluido

$\vec{\nabla}$ = operador divergente

k_{rp} = permeabilidade relativa da fase p

$\bar{k}$ = tensor de permeabilidade absoluta

μ_p = viscosidade da fase p

S_p = saturação da fase p

ϕ = porosidade

B_p = fator voluma de formação da fase p

P_p = pressão da fase p

ρ_p = densidade da fase p

D_z = profundidade em relação ao plano de referência

$\overline{q_p}$ = produção de fluido da fase p

As outras equações adicionais são:

$$P_c = P_{\text{fase leve}} - P_{\text{fase pesada}} \quad \text{Equação 3.2}$$

$$S_{\text{fase leve}} + S_{\text{fase pesada}} = 1 \quad \text{Equação 3.3}$$

As condições de contorno principais são dadas pela localização dos poços, taxas de produção e injeção, geometria dos poços, existência ou não de aquífero ativo, reservatório selado. As condições iniciais incluem a geometria do reservatório, pressões e saturações iniciais, contatos originais de fluidos e propriedades iniciais de rocha e fluidos.

Na simulação numérica de fluxo o sistema de equações é resolvido numericamente e para isto, o domínio do reservatório tem que ser discretizado em um conjunto de blocos. Neste trabalho o emprego do termo modelo base do reservatório refere-se ao modelo numérico discretizado do reservatório.

3.3 Cálculos econômicos

A complexidade do modelo econômico está associada à complexidade da expressão analítica do fluxo de caixa associado. Um fluxo de caixa completo tem suas entradas e saídas geradas por: receitas da venda de óleo e gás; custos de produção das fases do fluido; custos de injeção das fases do fluido injetado; investimentos no campo na exploração; custo de descomissionamento; incidência de impostos e royalties. Os cálculos econômicos são feitos então

a partir dos dados de produção, injeção e parâmetros econômicos disponíveis para o cálculo de um fluxo de caixa.

Em um projeto de exploração e produção de petróleo as únicas receitas obtidas são resultantes da venda do óleo e do gás produzidos, ou somente do óleo, caso o gás não seja comercializado. O preço de venda do óleo depende de sua composição, variando em cada projeto de exploração e produção das companhias de petróleo. Usualmente um tipo de óleo padrão é o óleo tipo *Brent Dated*, e todos os outros tipos de óleos são então comparados a este. A comparação é feita através de um fator de conversão do preço do barril de óleo *Brent Dated* para determinar o preço de cada tipo adicional de óleo. Os óleos produzidos no Brasil normalmente possuem o fator de conversão entre 0,8 e 1,0.

Os custos operacionais de um projeto de exploração e produção estão usualmente vinculados à produção das fases produzidas (óleo, água e gás).

No cálculo econômico as despesas são usualmente geradas pela instalação de plataformas no campo de petróleo e pelos custos de investimento em perfuração e completação dos poços produtores e injetores (horizontais e verticais). As despesas com as plataformas quando inseridas no fluxo de saída podem ser gerados na origem do tempo (tempo zero) e constitui um valor presente. Já os custos de investimentos em perfuração e completação podem ser inseridos no tempo de abertura dos poços, tempo da primeira informação de produção (ou injeção) do poço.

Por fim, incidem nos cálculos econômicos os impostos, tributos e contribuições que são:

- Impostos proporcionais à produção
 - Royalties
 - Programa de integração social (PIS)
 - Contribuição para o financiamento da seguridade social (COFINS)
 - Participação Especial
- Impostos proporcionais ao lucro
 - Imposto de renda (IR)

- Contribuição social (CS)

Os Royalties é um tributo cobrado pelo governo federal sobre a receita de venda do óleo e gás. O PIS e COFINS são as contribuições cobradas em conjunto sobre a receita de venda do óleo e do gás. A participação especial também é uma contribuição proporcional à produção mas é cobrada trimestralmente e somente é aplicada sobre a produção que exceder um certo montante chamado de $Q_{\text{tributável}}$. O $Q_{\text{tributável}}$ é fornecido em m^3 de óleo equivalente e seu valor depende do tipo de campo de petróleo em questão. A participação especial só é cobrada se a produção de óleo equivalente for maior que o $Q_{\text{tributável}}$ correspondente.

Os últimos componentes do cálculo econômico são os impostos proporcionais ao lucro (IR e CS) que têm alíquotas definidas pelo governo federal que incidem sobre o lucro tributável.

Capítulo 4

Metodologia

A metodologia apresentada neste trabalho tem como objetivo principal comparar estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais em reservatórios de petróleo, baseada na simulação de modelos de fluxo e no cálculo de uma determinada função-objetivo.

Cenários geológicos e econômicos são estruturados para fundamentar todo o estudo desenvolvido. Os cenários geológicos são constituídos por atributos de rocha e fluido que recebem valores associados as suas particularidades e comportamentos em diversos campos de petróleo. Os cenários econômicos são constituídos por parâmetros econômicos representativos no resultado financeiro do projeto.

Devido à importância dos atributos de rocha e fluido na caracterização e modelagem dos reservatórios, a seleção desses atributos é baseada nos resultados dos estudos encontrados na literatura sobre a influência desses atributos no desempenho dos poços, e na experiência de especialistas da área. Para cada atributo são estimados valores que estão associados as suas particularidades e comportamentos em diversos campos de petróleo.

Considera-se como modelo base um reservatório modelado com os valores médios dos atributos de rocha e fluido e área de drenagem com tamanho ideal para representar o perfil de produção típico de um poço horizontal produtor, tendo como mecanismo de produção atuante o

influxo de água. O modelo base é formado por diversas configurações que mantêm as mesmas características em termos de atributos de rocha e fluido e tamanho de área de drenagem.

A melhor estratégia de produção para cada configuração do modelo base é definida através da simulação numérica de reservatórios com o objetivo de planejar o desenvolvimento ótimo do campo. A simulação numérica é utilizada para prever o comportamento dos modelos de reservatórios. Através dela, com modelos geológicos determinados, as características dos reservatórios são inseridas nos modelos, a melhor estratégia de produção do campo é definida e a previsão do comportamento dos reservatórios é então calculada.

Nesse trabalho as alterações das propriedades de fluido e rocha dos reservatórios geram diversos cenários geológicos. Essas alterações são feitas em cada atributo separadamente nas configurações do modelo base. Entre uma alteração e outra a simulação numérica é rodada para cada modelo alterado com o objetivo de fornecer nova previsão de produção referente a cada cenário geológico considerado.

Os cenários econômicos são montados com o objetivo de calcular a função-objetivo, levando em consideração os principais parâmetros econômicos do mercado financeiro. A função-objetivo é representada pelo valor presente líquido que tem como método de cálculo a comparação entre projetos que se diferenciam pelos investimentos, custos e receitas transportados para o tempo inicial.

As alterações dos parâmetros econômicos geram diversos cenários. Essas alterações são feitas para cada atributo separadamente nos modelos. Após cada alteração, novos cálculos econômicos são realizados com o objetivo de fornecer uma projeção financeira referente a cada cenário econômico considerado.

As análises de sensibilidade são realizadas com o objetivo de verificar a influência dos parâmetros. Essas análises são divididas em técnica e econômica. A análise de sensibilidade técnica é baseada nas variáveis resultantes das simulações numéricas de reservatórios e a análise

de sensibilidade econômica é baseada nos resultados dos cálculos da função-objetivo dos modelos econômicos. Os resultados obtidos a partir dessas análises permitem estudar detalhadamente a análise da influência de parâmetros adicionais importantes no processo. São eles:

- Controle da produção dos poços
- Heterogeneidade dos reservatórios
- Redução da taxa de atratividade
- Variação da densidade do óleo (óleo mais pesado)
- Aumento do comprimento do poço horizontal

4.1 Seleção dos Atributos de Rocha e Fluidos

A primeira etapa baseia-se na seleção dos principais atributos de rocha e fluidos que influenciam no desempenho dos poços e que fazem parte do cenário geológico estudado neste trabalho.

Os estudos feitos por Wagenhofer e Hatzignatiou (1996) revelaram os atributos de rocha e fluido que mais influenciam no cálculo do tempo de irrupção de água e na localização ótima do poço horizontal. Utilizando a simulação numérica de reservatório, eles estudaram o problema do cone de água e gás associado à produção primária de óleo. Visando estimar o tempo de irrupção de água e gás e a melhor localização do poço horizontal, levando em consideração o contato óleo-gás e contato óleo-água. Diversos atributos foram testados e os resultados foram submetidos a uma importante análise de sensibilidade que foi conduzida com o objetivo de verificar: (1) quais atributos de rocha e fluidos mais influenciam no cálculo do tempo de irrupção de água e (2) quais atributos de rocha e fluidos mais influenciam na localização ótima do poço horizontal em um reservatório de petróleo. A Tabela 4.1 mostra quais são esses atributos e a influência deles nos cálculos.

Tabela 4.1 – Influência dos atributos no tempo de irrupção (t_i) da água e gás e na localização ótima do poço horizontal (Z_{OPT}) num reservatório (Wagenhofer e Hatzignatiou, 1996).

Atributos	Z_{OPT}	t_i
Vazão de óleo	Alta	Alta
Permeabilidade vertical	Alta	Alta
Permeabilidade horizontal	Baixa	Alta
Viscosidade do óleo	Alta	Alta
Viscosidade do gás	Baixa	Baixa
Fator volume de formação do óleo	Alta	Alta
Fator volume de formação do gás	Baixa	Baixa
Densidade do óleo em relação à água	Alta	Baixa
Densidade do óleo em relação ao gás	Baixa	Baixa
Mobilidade da água em relação ao óleo	Alta	Alta
Mobilidade do gás em relação ao óleo	Baixa	Baixa
Porosidade	Nenhuma	Alta
Peso da coluna de gás	Alta	Baixa
Peso da coluna de água	Baixa	Baixa
Comprimento do intervalo de perfuração	Alta	Alta
Área de drenagem	Baixa	Baixa

Através da tabela acima, observa-se que apesar da permeabilidade horizontal influenciar significativamente no tempo de irrupção, a influência dela na localização ótima do poço horizontal é pequena. A localização ótima do poço é afetada pela vazão de óleo, viscosidade do óleo, densidade do óleo em relação a água, comprimento do intervalo de perfuração, razão de mobilidade água-óleo e pelo peso da coluna de água. O tempo de irrupção de água e gás além de ser afetado pela permeabilidade horizontal sofre influência também da permeabilidade vertical, vazão de óleo, viscosidade do óleo, fator volume de formação do óleo, razão de mobilidade água-óleo e comprimento do intervalo de perfuração.

Unindo os resultados acima obtidos por Wagenhofer e Hatzignatiou (1996) com as análises de especialistas da área foram selecionados os seguintes atributos: porosidade, permeabilidade vertical, permeabilidade horizontal, inclinação do reservatório e espessura porosa. A partir desses atributos e do nível de variação para cada um deles são montados os cenários geológicos.

A distribuição dos valores assumidos pelos atributos tenta respeitar os limites inferiores e superiores das variações dos mesmos em diversos campos de petróleo. Cada atributo assume um valor baixo, médio e alto separadamente, de acordo com sua abrangência de aplicações.

Os diferentes valores assumidos pelos atributos expressam diferentes características dos reservatórios indicadas aqui por diversos cenários geológicos. A Tabela 4.2 mostra as principais características dos atributos e suas respectivas variações.

Tabela 4.2 – Características dos atributos e seus respectivos valores.

Atributos	Valores		
	Baixo	Médio	Alto
Porosidade - classificada de acordo com o arranjo físico do material que cerca os poros e com a distribuição e a forma dos poros.	10 – 15% (Arenito consolidado)	15 – 25% (Arenito não consolidado)	> 25% (Areia não consolidada)
Espessura Porosa – intervalo específico de rocha reservatório capaz de produzir hidrocarbonetos comercialmente viáveis, excluindo porções não produtoras.	0 – 15 m	15 – 30 m	> 30 m
Permeabilidade Vertical – capacidade da rocha de permitir o fluxo de fluidos verticalmente	10 – 40 mD	40 – 100 mD	> 100 mD
Permeabilidade horizontal – capacidade da rocha de permitir o fluxo de fluidos horizontalmente	50 – 150 mD	150 – 400 mD	> 400 mD
Inclinação do reservatório – ângulo de mergulho das camadas do reservatório.	0 – 5 °	5 – 10 °	> 10°

Para comparar as estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais, cada cenário geológico assume separadamente um valor baixo, médio ou alto dos atributos enquanto

mantém constantes as outras características do reservatório. O desempenho dos poços horizontais e verticais é investigado através da simulação numérica de reservatório, portanto após cada simulação uma nova alteração dos atributos é feita no modelo base e um novo modelo é então gerado, como mostra a Figura 4.1.

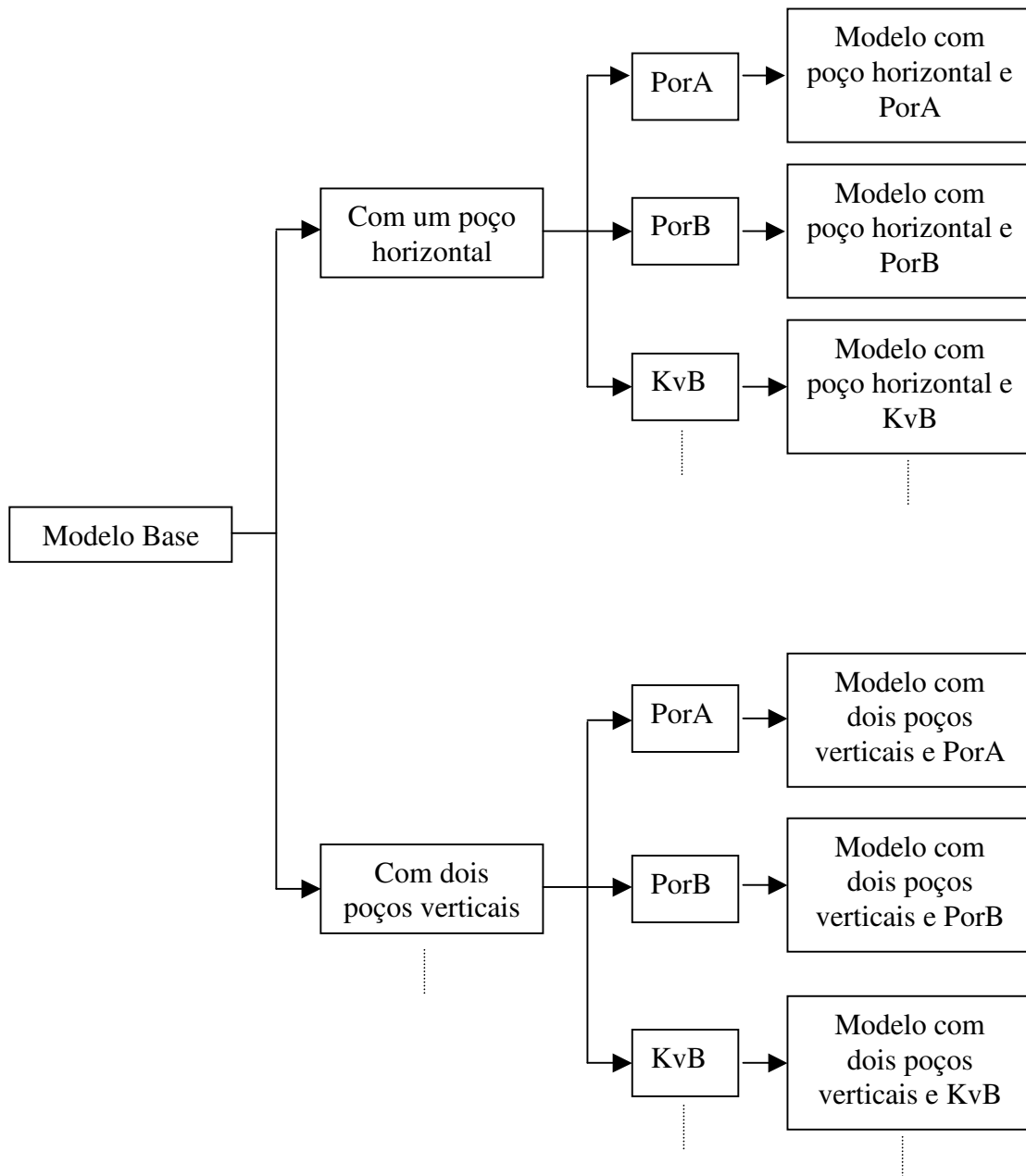


Figura 4.1 – Cenários geológicos representados por diversas alterações dos atributos.

4.2 Simulação de Fluxo dos Modelos

Nesta etapa são calculadas as previsões de produção dos modelos de simulação para cada cenário geológico considerado, utilizando como ferramenta a simulação numérica de reservatórios.

O tamanho da área de drenagem do modelo base é proporcional à produção de um poço horizontal com perfil típico de um perfil real, produzindo com vazão máxima entre dois e cinco anos e com aproximadamente quinze anos entre a vida e o abandono de poço. O modelo base é construído com os valores médios dos atributos de rocha e fluido e têm como mecanismo de produção atuante o influxo de água.

O modelo base é constituído por diversas configurações que se diferenciam pelo tipo de estratégia de produção utilizada para explorar a área de drenagem. A melhor estratégia de produção para cada configuração é definida após analisar os resultados das diversas simulações de fluxo realizadas nos modelos.

A escolha da melhor estratégia de produção está baseada na melhor definição dos seguintes tópicos:

- Quantidade e tipo de poços;
- Alocação dos poços;
- Condições de operação dos poços.

Baseado nos dados de que um poço horizontal tem maior produtividade, aumentando a produção três a seis vezes quando comparado com o vertical (Ben Wang *et al*, 1998), a comparação entre os poços neste estudo atinge os limites de comparar um poço horizontal com dois, três e quatro poços verticais. O limite inferior de dois poços verticais é devido ao fato de que a produção de um poço horizontal é sempre maior que a produção de um poço vertical em condições favoráveis para ambos, e o limite superior de quatro poços verticais é baseado no fato de que acima de quatro poços verticais nenhum fato relevante é adicionado ao resultado da comparação entre horizontais e verticais.

O monitoramento da produção das configurações do modelo base é feito considerando determinadas condições de operação dos poços, são elas: limite máximo da produção de água; limites das vazões máxima e mínima de produção de óleo para cada configuração; definição do mesmo tempo de produção na simulação, entre outras. O estabelecimento dessas condições pode influenciar os resultados obtidos neste trabalho mas procurou-se trabalhar com condições próximas das reais. Dessa forma, as variações para os casos reais não são tão grandes e minimiza os problemas de influência nos resultados da tese.

Além disso, para compor os cenários geológicos é necessário fazer o monitoramento dos parâmetros de saída para cada simulação, são eles: produção acumulada de óleo, produção acumulada de gás, produção acumulada de água, fator de recuperação, razão gás/óleo, corte de água, pressão média do reservatório e tempo de produção de cada poço.

4.3 Cálculo da Função-Objetivo

O cálculo da função-objetivo é feito através da aplicação dos principais parâmetros econômicos do mercado sobre os parâmetros de saída das simulações de fluxo com a finalidade de calcular a função-objetivo. A função-objetivo é representada pelo valor presente líquido (VPL), índice de decisão econômica que em seus cálculos compara projetos que se diferenciam pelos custos e receitas, esses cálculos transportam para o tempo inicial os custos e receitas dos projetos e representam os resultados financeiros dos mesmos.

Os cenários econômicos são gerados a partir dos parâmetros econômicos fixos e variáveis como mostra a Tabela 4.3. O modelo econômico utilizado foi simplificado pois o objetivo não era o cálculo preciso mas apenas uma aproximação adequada para a comparação entre poços verticais e horizontais.

Tabela 4.3 – Parâmetros econômicos fixos e variáveis.

Parâmetros Econômicos	
Fixos	Variáveis
Preço do gás	Preço do óleo
Tributação total	Taxa de atratividade
Custo de produção de gás	Custos e investimentos de perfuração e completação
Custo de produção de óleo	
Custo de produção de água	
Custo de tratamento de água	

Os parâmetros definidos como fixos permanecem com seus valores iniciais todas as vezes que a função-objetivo for calculada enquanto que, os parâmetros definidos como variáveis assumem diferentes valores ao longo dos cálculos com o objetivo de verificar a rentabilidade dos modelos nos diferentes cenários considerados.

O preço do óleo assume valor baixo, médio ou alto separadamente. Aos custos e investimentos são atribuídos os custos de perfuração e completação dos poços horizontais e verticais associados a diferentes localizações dos reservatórios. São adotadas as localizações em terra, em lâmina d'água rasa e em lâmina d'água profunda. As composições feitas entre os diferentes preços do óleo e os custos e investimentos geram os cenários econômicos onde são revelados importantes resultados de VPL para cada cenário geológico criado anteriormente.

4.4 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade tem com finalidade principal a identificação dos cenários favoráveis para cada tipo de estratégia de produção do campo. Os modelos com poços verticais têm seus resultados comparados aos modelos com poços horizontais com base nos resultados dos modelos de simulação e dos modelos econômicos. Quando os resultados comparados são os volumes produzidos de óleo e água, é feita a análise de sensibilidade técnica e, quando a comparação é entre os valores presentes líquidos dos modelos, é então feita a análise de sensibilidade econômica. Nas análises são utilizados todos os valores dos cenários geológicos e econômicos e comparados os resultados dos modelos com os verticais em relação aos modelos com o horizontal.

A Figura 4.2 exemplifica como os resultados das análises de sensibilidade são interpretados. O cenário econômico – ECO agrupa diferentes cenários geológicos (A, B e C) com suas respectivas rentabilidades. Na abscissa são inseridas as projeções financeiras dos campos com poços verticais para cada cenário geológico considerado (diferentes quantidades de poços verticais em cada campo). Na ordenada são inseridos os percentuais dos poços verticais quando comparados em relação aos horizontais. Observa-se na Figura 4.2 que nos cenários geológicos A e C os poços verticais têm rentabilidade maior quando comparados em relação aos horizontais, enquanto que no cenário geológico B, os poços verticais apresentam rentabilidade menor quando são comparados aos horizontais.

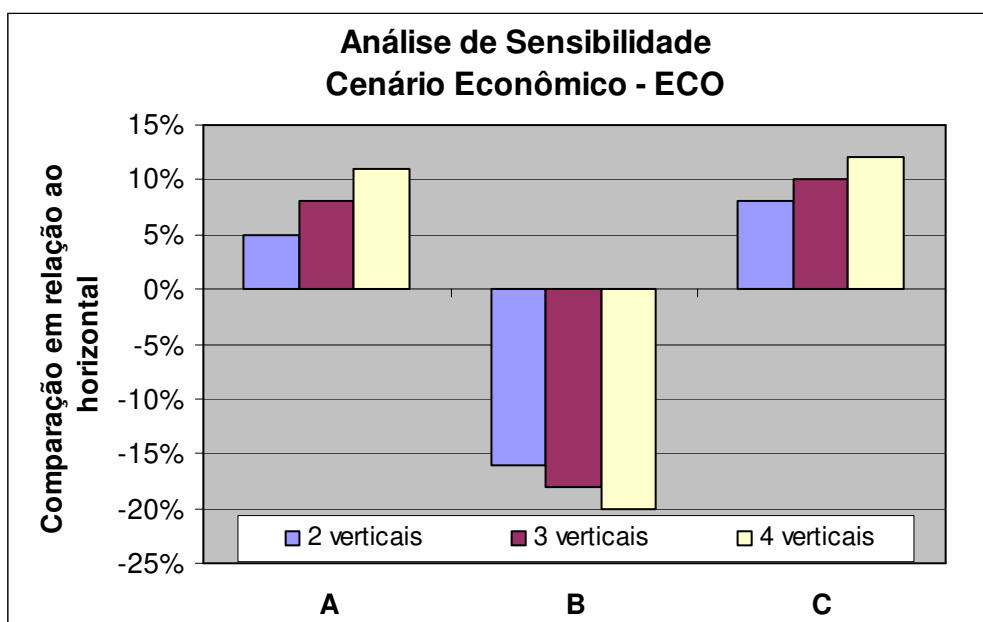


Figura 4.2 – Exemplo de análise de sensibilidade aplicada nos resultados dos cenários econômicos e geológicos.

A Figura 4.3 abaixo mostra um organograma de todas as etapas da metodologia desenvolvida para comparação entre estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais.

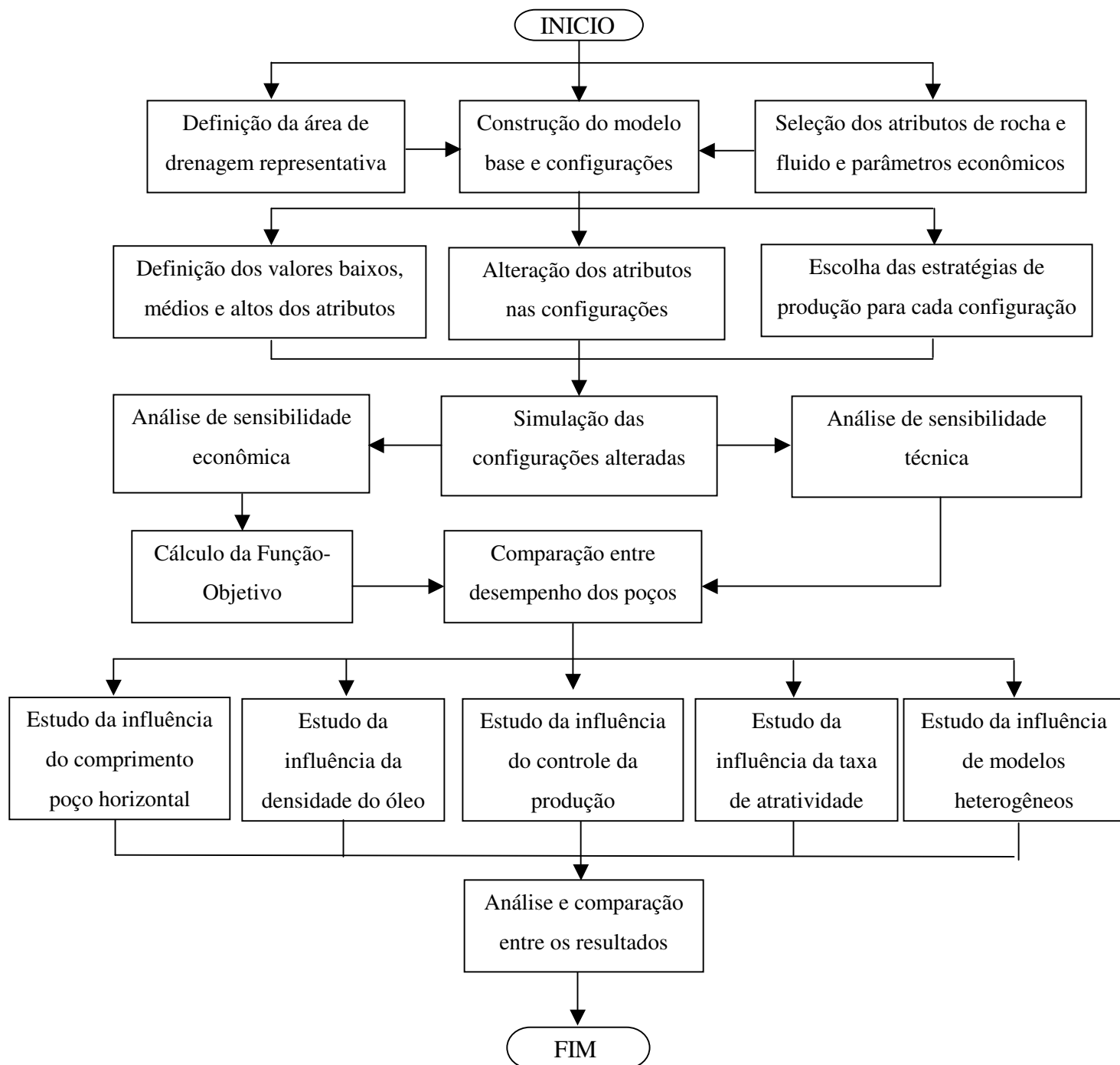


Figura 4.3 - Fluxograma geral da metodologia de comparação entre estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais.

Capítulo 5

Aplicação

A metodologia descrita no capítulo anterior foi aplicada em modelos de reservatórios com o objetivo de fazer a comparação entre estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais.

Para um melhor entendimento, esse capítulo foi dividido em etapas que evidenciam a aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior. São elas:

- montagem do modelo base e configurações
 - valores dos atributos de rocha e fluido
 - escolha da melhor estratégia de produção para as configurações do modelo base
- simulações dos modelos de fluxo
- cálculo da função-objetivo
- análise de sensibilidade
 - análise de sensibilidade técnica
 - análise de sensibilidade econômica

5.1. Montagem de modelo base e configurações

5.1.1 Valores dos atributos de rocha e fluido

Aos atributos de rocha e fluido selecionado para verificar o desempenho dos poços foram atribuídos valores baixos, médios e altos como mostram as Tabelas 5.1 e 5.2 abaixo. Cada valor assumido pelos atributos evidencia um diferente cenário geológico do campo necessário para a comparação entre os desempenhos dos poços horizontais e verticais.

O modelo base foi inicialmente construído com os valores médios dos atributos de rocha e fluido listados nas tabelas acima. Esses são valores provenientes de um campo na Bacia de Campos no Estado de Rio de Janeiro, Brasil. Na modelagem original, o campo contém 40000 blocos em sua malha de simulação e sua produção feita por aproximadamente quarenta (40) poços, uma média de um poço para cada 1000 blocos.

Dessa forma, a área de drenagem do modelo base foi composta por uma seção desse campo contendo aproximadamente 1000 blocos em sua malha de simulação, sendo esse o tamanho proporcional de uma área de drenagem desenvolvida por um poço horizontal. Esse poço se mantém produzindo durante quatro anos com a vazão máxima, e atinge sua produção mínima ao final de dezesseis anos, sendo este o tempo de simulação de fluxo definido para cada cenário geológico. Com este tempo foi possível analisar o comportamento de cada poço e não tornar demoradas as simulações já que o número de rodadas foi muito grande.

Tabela 5.1 – Valores assumidos pelos atributos de rocha

Atributos de rocha	Valores assumidos		
	Baixo(B)	Médio(M)	Alto(A)
Porosidade (Por)	10 %	23 %	30 %
Permeabilidade Vertical (Kv)	10 mD	50 mD	150 mD
Permeabilidade Horizontal (Kh)	50 mD	200 mD	500 mD
Espessura Porosa (EP)	10 m	20 m	40 m
Inclinação do Reservatório (Inc)	0°	10°	20°

Tabela 5.2 – Valores médios assumidos pelos atributos de fluido

Atributos de fluido		
Pressão (Kpa)	Bo (m^3/m^3)	Vis _{óleo} (mPa*seg)
Valores assumidos		
1694.59	1.162200	2.423
1984.87	1.172800	2.297
2960.63	1.188100	2.116
3820.67	1.202300	2.008
5079.84	1.218500	1.841
7720.77	1.250700	1.556
11274.71	1.293400	1.325
14705.07	1.335400	1.138
20631.27	1.421994	0.932
20729.30	1.423294	0.850
24425.42	1.472291	0.639
25105.02	1.481300	0.601
25693.42	1.489100	0.566
25771.88	1.49014	0.562
31577.41	1.567100	0.231
35303.94	1.615500	0.018
Compressibilidade do óleo = $3.26\text{E-}6$ (1/KPa)		
Densidade do óleo = 890 (Kg/m^3)		

A malha utilizada na simulação é Cartesiano com 16 blocos na direção i, 10 blocos na direção e 6 blocos na direção k. As camadas são direcionadas para baixo estando a primeira camada no topo e a última na base do reservatório. O comprimento dos blocos na direção i e j são constantes e iguais a 15 m.

O contato óleo-água apresenta a mesma profundidade em toda a área de drenagem, localizado a uma altura correspondente a 30% da base em relação ao topo. Não foi assumida a presença de capa de gás inicial.

O mecanismo de produção atuante é o influxo de água permanente através de um aquífero localizado na última camada com limitações e dimensões reduzidas. A região de localização do aquífero é a seguinte: Blocos de 1 a 7 na direção i, Blocos de 1 a 10 na direção j e na Camada 6. Este tipo de caso estudado abrange exemplos de campos desenvolvidos com mecanismos de influxo de água ou injeção de água.

5.1.2 Escolha da melhor estratégia de produção para as configurações do modelo base

O modelo base foi constituído por configurações que se diferenciam pelos diferentes tipos e quantidades de poços. As seguintes configurações foram definidas:

- Configuração do modelo base com poço horizontal (Hori)
- Configuração do modelo base com dois poços verticais (2Verts)
- Configuração do modelo base com três poços verticais (3Verts)
- Configuração do modelo base com quatro poços verticais (4Verts)

A escolha da melhor estratégia de produção para cada configuração do modelo base foi definida através da simulação de fluxo, verificando qual a melhor localização e combinação entre os poços que evidencia os seus melhores desempenhos e conseqüentemente a melhor produção do campo. Sendo assim, para cada configuração foram rodados modelos de simulação com diferentes localizações do(s) poço(s). Portanto, para a Hori o poço horizontal assumiu localizações diferentes em vários modelos de simulação. Na 2Verts os dois poços verticais assumiram diferentes localizações e combinações em cada modelo de simulação rodado. E nas 3Verts e 4Verts os três e quatro poços verticais assumiram diferentes localizações e combinações nos respectivos modelos de simulação rodados. A escolha da melhor estratégia de produção para cada configuração foi definida através da análise da quantidade de óleo e água produzida e do fator de recuperação.

Na 3Verts duas combinações de localização dos três poços apresentaram diferenças significativas nos resultados da simulação, portanto neste caso as duas configurações foram selecionadas e definidas como: configuração do modelo base com três poços verticais A

(3VertsA) e configuração do modelo base com três poços verticais B (3VertsB). O objetivo de permanecer com essas duas configurações ao invés de escolher somente uma é para comparar as estratégias de produção e verificar o desempenho dos poços nos diferentes cenários geológicos.

Dessa forma, foram montados cinco modelos de simulação com diferentes configurações como mostram as Figuras 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5, objetivando fazer o estudo de comparação entre estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais.

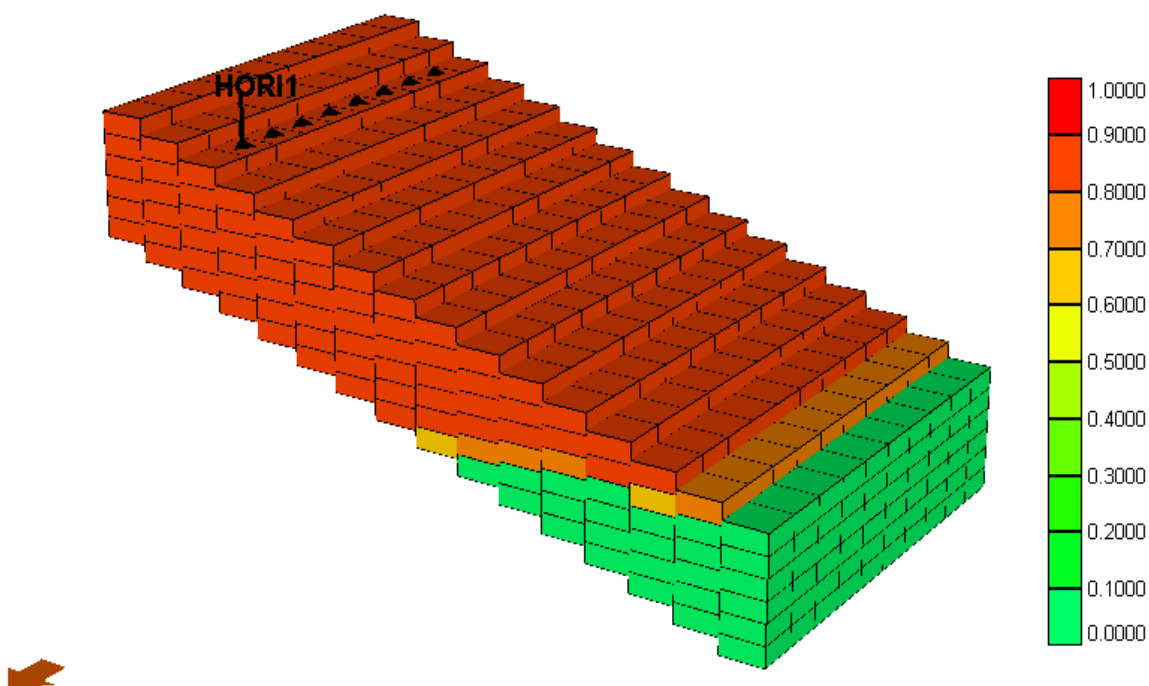


Figura 5.1 – Modelo de simulação da configuração do modelo base com poço horizontal (Hori) - mapa de saturação de óleo.

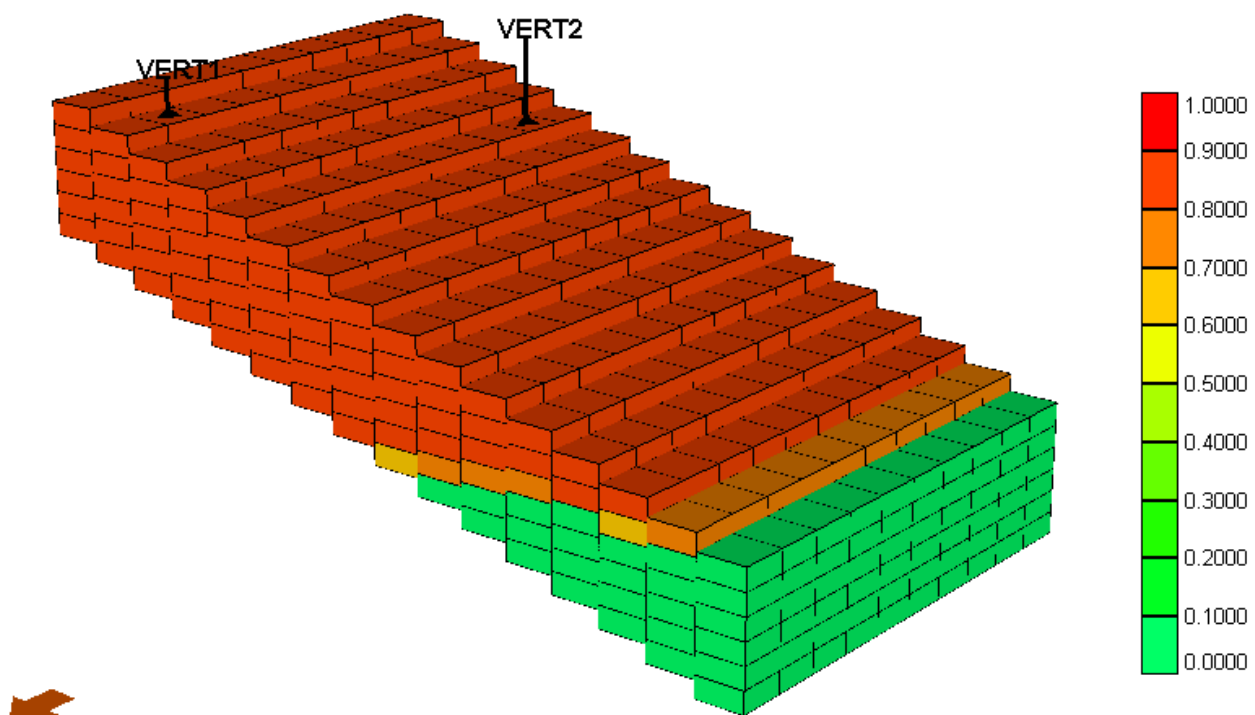


Figura 5.2 – Modelo de simulação da configuração do modelo base com dois poços verticais (2Verts) – mapa de saturação de óleo

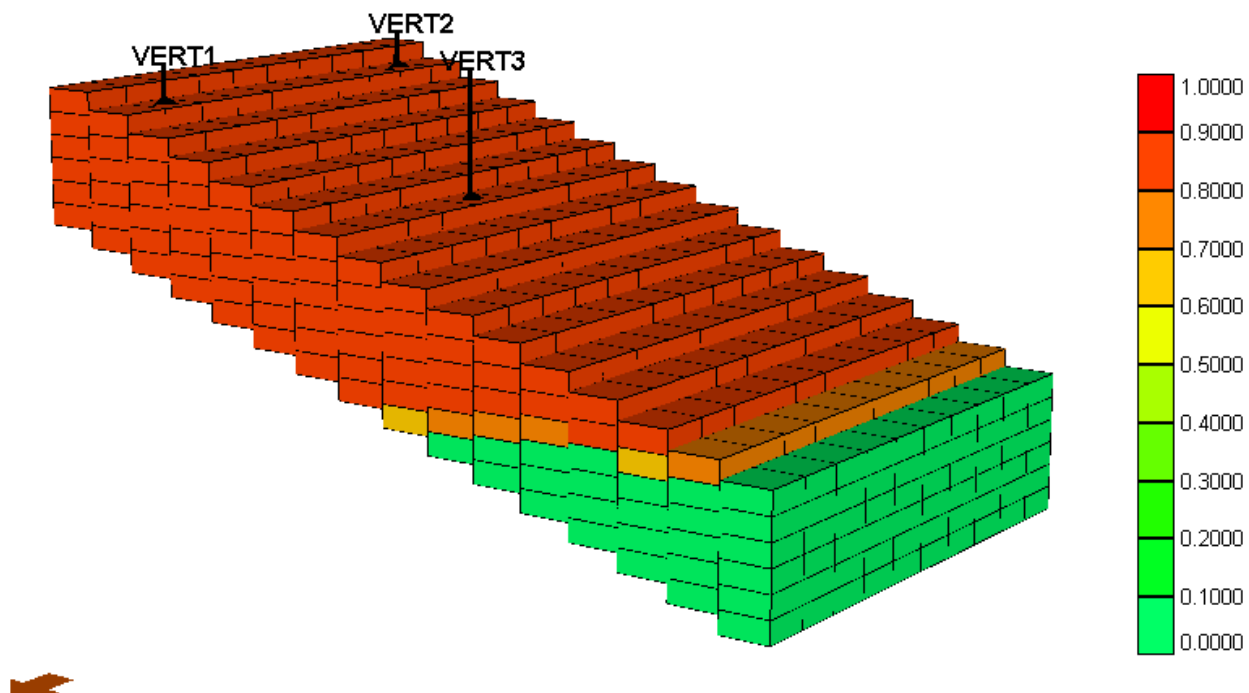


Figura 5.3 – Modelo de simulação da configuração do modelo base com três poços verticais A (3VertsA) – mapa de saturação de óleo.

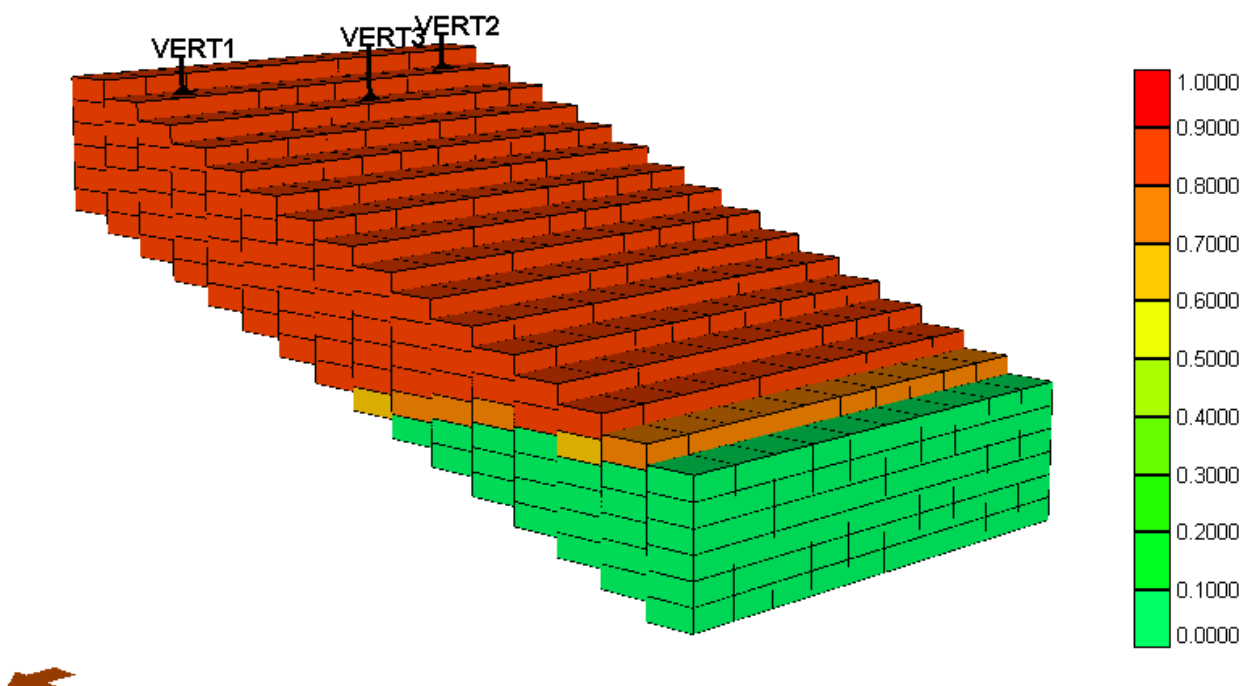


Figura 5.4 – Modelo de simulação da configuração do modelo base com três poços verticais B (3VertsB) – mapa de saturação de óleo.

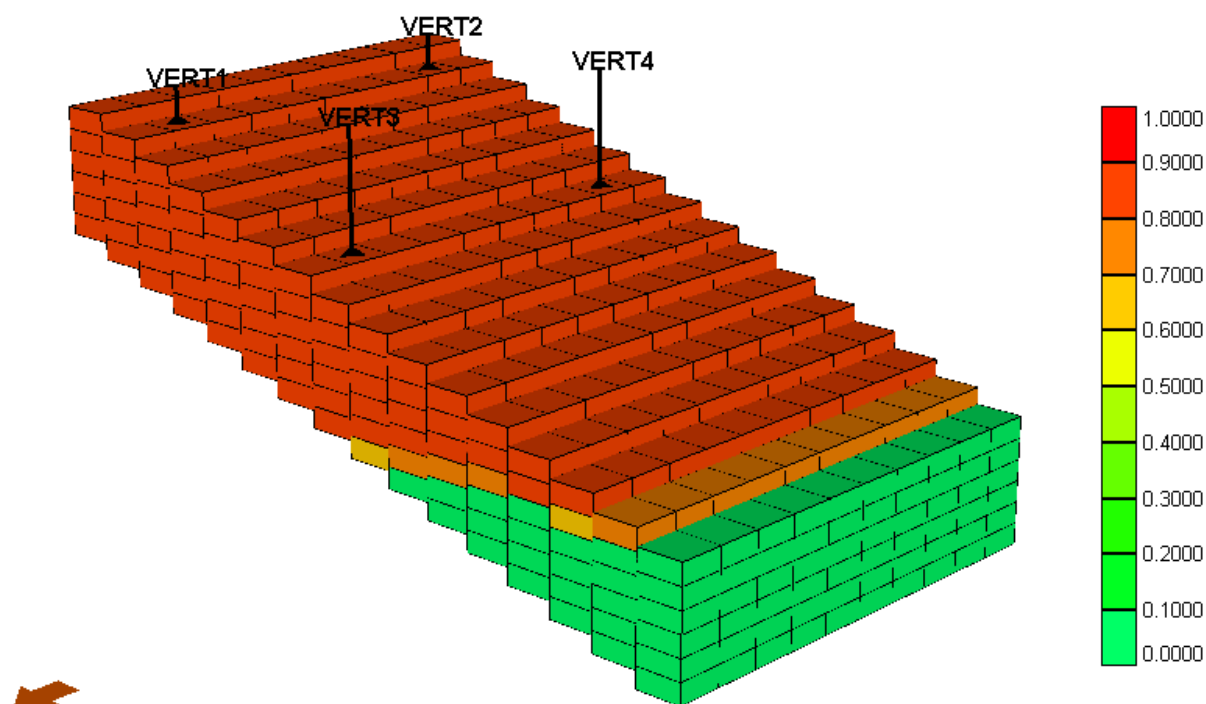


Figura 5.5 – Modelo de simulação da configuração do modelo base com quatro poços verticais (4Verts) – mapa de saturação de óleo

As condições de operação dos poços foram definidas levando em consideração que a vazão máxima de óleo do poço horizontal é igual à vazão máxima de óleo produzida no campo em todas as configurações. Portanto, o somatório das vazões máxima de óleo dos poços em cada configuração é igual à vazão máxima do poço horizontal como mostra a Tabela 5.3 abaixo. O objetivo dessas limitações foi imaginar um limite para a área mas adiante são apresentados os estudos feitos liberando a vazão máxima de produção dos poços em todas as configurações.

Tabela 5.3 – Condições de operação dos poços nas configurações do modelo base.

Condições de operação dos poços	Configurações do modelo base			
	Hori	2Verts	3Verts(A e B)	4Verts
Vazão máxima de óleo por poço (m ³ /dia)	2500	1250	833	625
Vazão mínima de óleo por poço (m ³ /dia)	100	50	33	25
Pressão mínima de operação (kgf/cm ²)	150	150	150	150
Corte de água(%)	90	90	90	90

Na configuração Hori, o poço horizontal está completado em toda a sua extensão localizada na primeira camada do reservatório. Nas configurações com poços verticais, estes são completados nas camadas 2, 3, 4, 5 e 6 que fecham quando o corte de água chega a 90%.

5.2 Simulação das Configurações do Modelo Base

O simulador numérico utilizado para prever o comportamento dos fluidos no reservatório foi o IMEX, versão 2001, e *Black-oil* o modelo de fluido utilizado para simulação.

Inicialmente, as cinco configurações do modelo base (Hori, 2Verts, 3VertsA, 3VertsB e 4Verts) foram simuladas com os valores médios dos atributos de rocha e fluido mostrados anteriormente na Tabela 5.1. Através dessas simulações foi possível analisar o desempenho dos poços; saber quanto tempo de produção com a vazão máxima de óleo em cada configuração; qual

poço produziu uma maior quantidade de água e por que; qual o tempo de chegada da água nos poços; qual o fator de recuperação; qual a produção acumulada de óleo, água e gás; qual a produção de gás ao longo do tempo de produção. Esses dados foram analisados, editados e armazenados para posterior comparação com os dados gerados pelas simulações seguintes.

Em seguida, as cinco configurações do modelo base tiveram os valores dos atributos de rocha alterados. Assumiram, gradativamente, os valores baixos e altos mostrados anteriormente na Tabela 5.1, gerando assim diversos cenários geológicos. A Figura 5.6 abaixo auxilia no entendimento das alterações dos atributos em cada configuração mostrando que após a alteração do atributo no modelo, a configuração recebe uma nova definição com o nome do atributo alterado seguido de uma letra representando o valor do atributo (A = alto e B = Baixo) como visto anteriormente na Tabela 5.1. A Figura 5.6 mostra somente os cenários geológicos gerados pela configuração do modelo base com poço horizontal (Hori), porém o mesmo processo de alteração acontece com as outras quatro configurações do modelo base (2Verts, 3VertsA, 3VertsB e 4Verts) que geram outros diferentes cenários geológicos.

Cada cenário geológico gerado após as alterações dos atributos nos modelos foi simulado e os principais pontos dos resultados foram analisados, tais como: desempenho dos poços, a produção de água, óleo e gás, tempo de produção dos poços, direção do escoamento do fluxo, tempo de chegada da água nos poços e fator de recuperação. Depois de analisados os resultados foram editados e armazenados para serem inseridos no estudo de sensibilidade técnica e econômica.

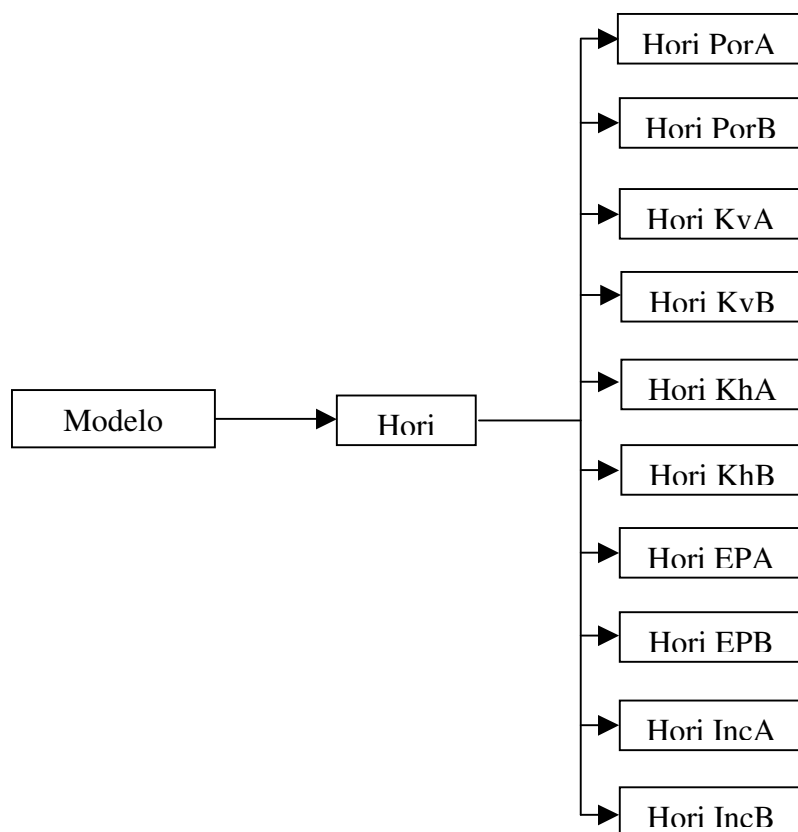


Figura 5.6 – Cenários geológicos gerados pela configuração do modelo base com poço horizontal através das alterações dos atributos

5.3. Parâmetros Econômicos

A função-objetivo escolhida para o cálculo foi o valor presente líquido que indica qual será o resultado financeiro caso o projeto seja executado. A análise econômica apresentada neste trabalho é condensada devido ao fato do estudo considerar mas não desmembrar os custos, receitas e taxaço.

Para fazer o estudo econômico de comparação entre diferentes estratégias de produção utilizando poços horizontal e vertical foram definidos parâmetros econômicos fixos e variáveis utilizados no cálculo da função-objetivo. A Tabela 5.4 mostra os parâmetros econômicos fixos que mantiveram seus valores nos diferentes cenários econômicos.

Tabela 5.4 – Valores atribuídos aos parâmetros econômicos fixos.

Parâmetros	Valores	Unidades
Taxa de atratividade	15	% ao ano
Tributação total	50	%
Custo de tratamento de água	0,50	US\$ / bbl
Custo de Produção de Água	0,50	US\$ / MSCF
Preço do gás	0,09	US\$ / SCF
Custo de produção de gás	0,02	US\$ / SCF
Custo de produção do óleo	5,00	US\$ / bbl

Posteriormente serão apresentadas discussões sobre o estudo da influência da taxa de atratividade nos modelos e os resultados obtidos através da variação desse parâmetro.

Os parâmetros econômicos variáveis utilizados na planilha de cálculo da função-objetivo foram o preço do óleo e o custo de investimento em perfuração e completção. Os valores atribuídos a este último estão diretamente relacionados à localização dos reservatórios que contempla reservatórios localizados em terra, em lâmina d'água de 500 metros e em lâmina d'água de 2000 metros. Aos parâmetros econômicos variáveis foram atribuídos três valores diferentes considerados alto, médio e baixo. A Tabela 5.5 mostra os valores atribuídos ao preço do óleo montando dessa forma diferentes cenários para o cálculo da função-objetivo.

Tabela 5.5 – Valores atribuídos ao preço do óleo.

Tipos de valores	Preço do óleo (US\$ / bbl)
Baixo (B)	15
Médio (M)	20
Alto (A)	25

Esses valores da Tabela 5.5 acima já foram praticados pelo mercado competitivo da indústria do petróleo. Diante do comportamento do preço do óleo ao longo dos anos, viabilizar projetos com um valor superior a US\$ 25,00 é colocar em risco o retorno financeiro do projeto já que a volatilidade do preço do óleo é grande e os projetos longos.

Os valores dos custos de investimentos em perfuração e completção dos poços utilizados nos cálculos econômicos estão apresentados na Tabela 5.6. Esses custos praticados na indústria petrolífera brasileira variam de acordo com a localização dos reservatórios e com o tipo de poço perfurado.

Tabela 5.6 – Custos de investimentos em perfuração e completção para poço horizontal e vertical (US \$).

Localização dos reservatórios	Poço vertical		Poço horizontal	
	Perfuração	Completção	Perfuração	Completção
Terra (500 m de rocha)	200.000	200.000	420.000	280.000
LDA=500 m (1500 m de rocha)	2.300.000	3.000.000	4.000.000	4.000.000
LDA=2000 m (2000 m de rocha)	9.500.000	9.500.000	11.500.000	11.500.000

Em relação aos dados da Tabela 5.6 acima algumas considerações devem ser ressaltadas. São elas:

- Quanto à localização dos reservatórios considerou-se o custo em terra e em mar, sendo que no mar em locais com lâmina d'água de 500 e 2000 metros;
- Para o poço horizontal localizado em terra os custos são referentes a um poço com trecho horizontal de 200 metros sem poço piloto. E para poço horizontal localizado em lâminas d'água de 500 e 2000 metros os custos são para um trecho horizontal de 500 metros com poço piloto.
- Para localização em terra os custos são referentes a um reservatório localizado aproximadamente a 500 metros de profundidade da rocha;
- Para lâmina d'água de 500 metros os custos são referentes a um reservatório localizado aproximadamente a 1500 metros de profundidade da rocha;
- Para lâmina d'água de 2000 metros os custos são referentes a um reservatório localizado aproximadamente a 2000 metros de profundidade da rocha.

Para melhor entendimento da relação de custos de investimentos entre os poços horizontais e verticais expostos na tabela anterior, são mostrados na Tabela 5.7 abaixo os valores totais dos

custos de investimentos entre os poços e a relação entre os custos do poço horizontal pelos custos do poço vertical de acordo com as diferentes localizações dos reservatórios.

Tabela 5.7 – Relação entre os custos dos poços horizontais e verticais.

Localização do Reservatório	Total dos custos de investimentos		$C_{\text{PoçoHorizontal}} / C_{\text{PoçoVertical}}$
	Poço Vertical	Poço Horizontal	
Terra	400.000	700.000	1,75
LDA=500 m	5.300.000	8.000.000	1,50
LDA=2000 m	19.000.000	23.000.000	1,20

Observa-se que à medida que os custos de investimentos em perfuração e completação aumentam a diferença entre os custos dos poços horizontais e verticais diminuem. Em terra os horizontais custam em torno de 75% em relação aos verticais. Em lâmina d'água de 500 metros os horizontais custam em média 50% dos verticais e em lâmina d'água de 2000 metros os horizontais custam aproximadamente 20% em relação aos verticais.

Sendo assim, os valores atribuídos ao preço do óleo e ao custo de investimento em perfuração e completação são utilizados para montar diferentes cenários econômicos. Inicialmente a função-objetivo de cada modelo de simulação é calculada com os valores médios dos parâmetros econômicos variáveis e considerando as três localizações dos reservatórios. Em seguida, para o mesmo modelo de simulação são alterados os parâmetros econômicos variáveis com valores altos e baixos e para cada um desses valores é efetuado o cálculo considerando as três localizações dos reservatórios.

A Figura 5.7 abaixo auxilia no entendimento de como esses cálculos foram realizados mostrando o modelo econômico gerado após cada cálculo da função-objetivo, iniciando o processo a partir do cenário geológico gerado anteriormente.

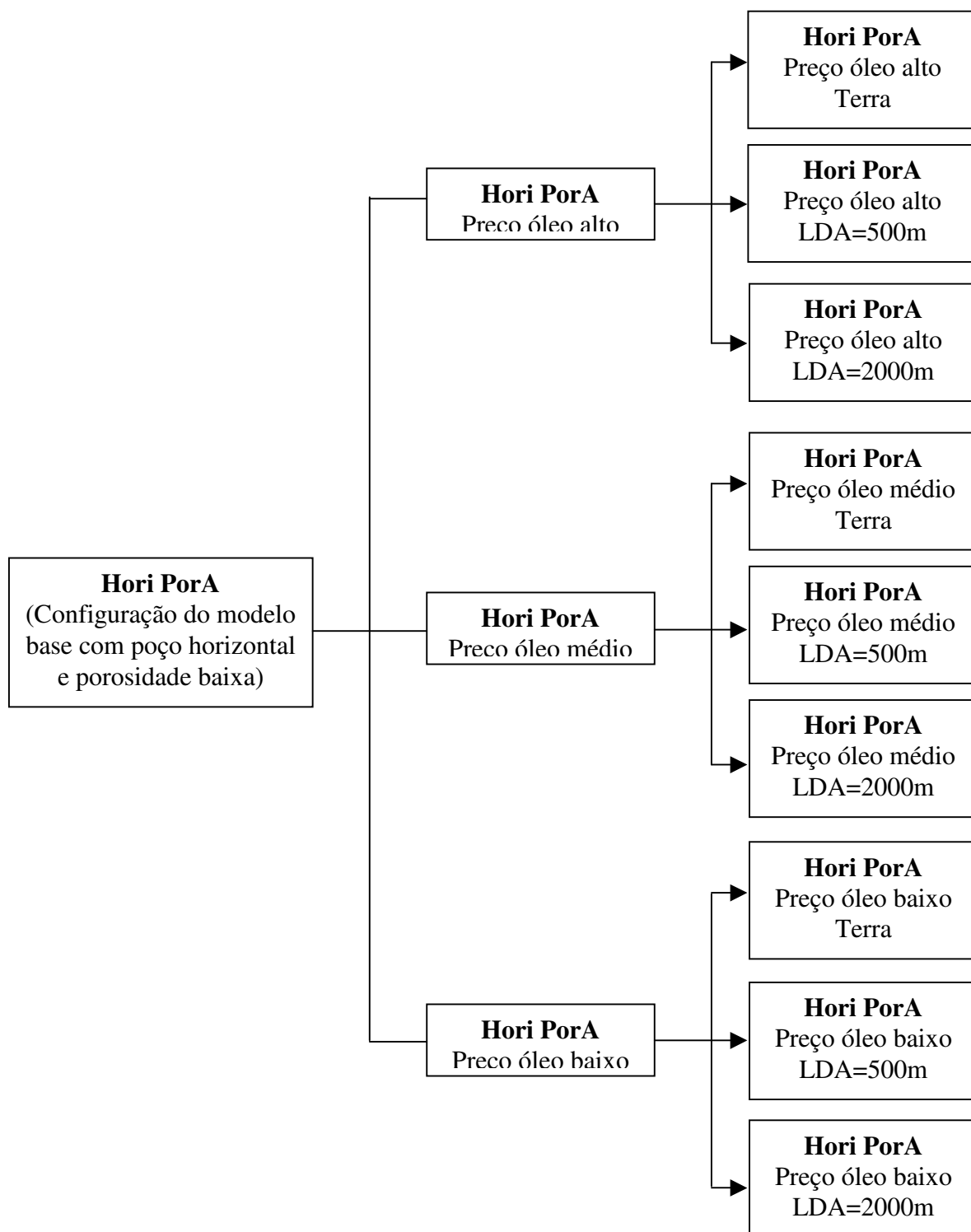


Figura 5.7 – Cenários econômicos gerados a partir da configuração do modelo base com poço horizontal e porosidade alta.

Porém a Figura 5.7 acima mostra somente os cenários econômicos que são gerados pela configuração do modelo base com poço horizontal e porosidade alta (Hori PorA). O mesmo processo de cálculo econômico foi realizado nos outros nove cenários geológicos gerados pela configuração do poço horizontal e para os outros dez cenários geológicos gerados por cada uma das configurações do modelo base (2Verts, 3VertsA, 3VertsB e 4Verts). As outras configurações do modelo base com poço horizontal são: Hori PorB, Hori KvA, Hori KvB, Hori KhA, Hori KhB, Hori EPA, Hori EPB, Hori IncA, Hori IncB.

Depois de efetuados os cálculos da função-objetivo para os diversos cenários geológicos os resultados são analisados, editados e armazenados para posterior análise de sensibilidade com o objetivo de verificar a influência dos parâmetros no desempenho dos poços horizontais e verticais.

5.4. Tipos de Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade tem como objetivo verificar técnica e economicamente o desempenho dos poços horizontais e verticais. A análise baseia-se em mostrar em quais cenários os poços verticais têm vantagens quando comparados aos horizontais, independente de qual seja a quantidade de poços verticais na configuração.

Por exemplo, se a configuração com dois poços verticais tem vantagem em relação à configuração com poço horizontal em um determinado cenário, e neste mesmo cenário as outras configurações com os poços verticais não tiveram vantagens em relação ao horizontal, conclui-se que os poços verticais de uma forma geral têm vantagem em relação ao horizontal neste cenário, pois pelo menos uma das configurações com poços verticais apresentou essa vantagem.

Visando analisar os diversos resultados das simulações e dos cálculos feitos nos cenários geológicos e econômicos respectivamente, a análise de sensibilidade foi classificada em dois diferentes tipos: análise de sensibilidade técnica e análise de sensibilidade econômica.

5.4.1. Análise de Sensibilidade Técnica

A análise de sensibilidade técnica utilizou os resultados das simulações de fluxo realizadas nos diversos cenários geológicos para verificar o desempenho dos poços. Os parâmetros comparados foram as produções acumuladas de óleo e as produções acumuladas de água de todos os modelos.

5.4.2. Análise de Sensibilidade Econômica

A análise de sensibilidade econômica utilizou os resultados do cálculo da função-objetivo dos diversos cenários econômicos para verificar o desempenho dos poços. Os parâmetros comparados foram os valores de VPL (valor presente líquido) de todos os cenários econômicos. O valor presente líquido indica qual o resultado financeiro caso o projeto seja executado e é muito utilizado na comparação de projetos de mesmo porte.

Capítulo 6

Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados da análise de sensibilidade técnica em relação às produções acumuladas de óleo e água e da análise de sensibilidade econômica em relação ao valor presente líquido. É discutida a influência dos atributos de rocha e fluido no desempenho dos poços verticais e horizontais.

Em seguida, são apresentados os resultados dos estudos feitos sobre a influência, no desempenho dos poços, dos seguintes parâmetros: taxa de atratividade, densidade do óleo, comprimento do poço horizontal e heterogeneidade do modelo.

6.1 Simulação de Fluxo

As configurações do Modelo Base foram simuladas com os valores médios dos atributos de rocha e fluido mostrados nas Tabelas 5.1 e 5.2. Inicialmente, diversas simulações foram realizadas na busca da melhor estratégia de produção para cada configuração. A escolha da melhor estratégia de produção foi baseada na melhor alocação dos poços no campo, quantidade e tipo de poços e definição das condições de operação dos poços.

Após analisar os resultados das diversas estratégias de produção previstas, as seguintes configurações para o Modelo Base foram definidas: Hori, configuração do Modelo Base com poço horizontal; 2Verts, configuração do Modelo Base com dois poços verticais; 3Verts A e B,

configurações do Modelo Base com três poços verticais A e B; e 4Verts, configuração do Modelo Base com quatro poços verticais.

Das diferentes estratégias de produção utilizadas para definir a alocação dos poços na configuração com três poços verticais, duas delas apresentaram resultados próximos mesmo estando os poços alocados de forma diferente. Por isso, decidiu-se permanecer com as duas configurações (A e B) para o mesmo Modelo Base com três poços verticais, com o objetivo de verificar se ao longo do processo de comparação entre o desempenho dos poços horizontais e verticais essas configurações mostram resultados diferentes.

O tempo de produção dos poços foi de dezesseis anos e o perfil de produção dos poços foi analisado em cada simulação de fluxo realizada. Por fim, com uma estratégia de produção definida para cada configuração, o perfil de produção final dos poços foi selecionado.

A Figura 6.1 mostra que os diferentes poços apresentaram perfis de produção parecidos com vazão máxima de óleo entre quatro e cinco anos de produção. Todos os poços atingiram o corte de água máximo de 90% e tiveram um perfil de produção de gás associado acompanhando a produção de óleo com uma razão gás óleo em torno de $115 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

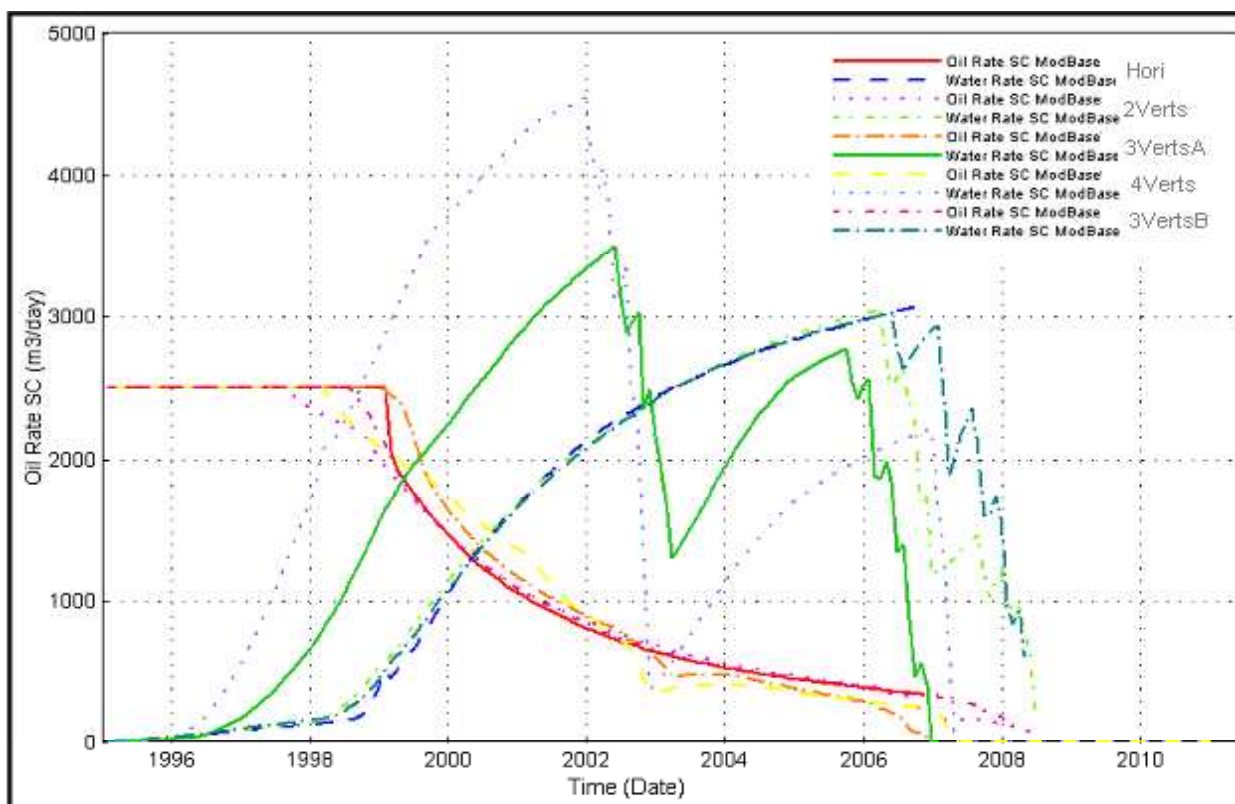


Figura 6.1 – Perfil de produção das configurações de Modelo Base.

6.2 Análise de Sensibilidade Técnica

As configurações do Modelo Base tiveram seus atributos de rocha alterados gradativamente, criando um novo cenário geológico para cada alteração e uma simulação de fluxo foi realizada em cada cenário gerado. A análise de sensibilidade técnica se baseou nos resultados dessas simulações mais especificamente nas produções acumuladas de óleo e água (N_p e W_p) para fazer a comparação entre os poços horizontais e verticais.

A comparação foi feita entre as produções acumuladas obtidas em cada cenário geológico. Todos os resultados obtidos pelas configurações com poços verticais foram comparados com os resultados obtidos com poço horizontal.

A Figura 6.2 mostra graficamente o resultado da comparação entre os dados de produção acumulada de óleo dos poços verticais e do horizontal. Observa-se que no eixo das coordenadas estão as variações positivas e negativas das produções de óleo dos poços verticais comparadas com o poço horizontal. No eixo das abscissas estão os cenários geológicos com os valores baixos, médios e altos dos atributos de rocha e fluido.

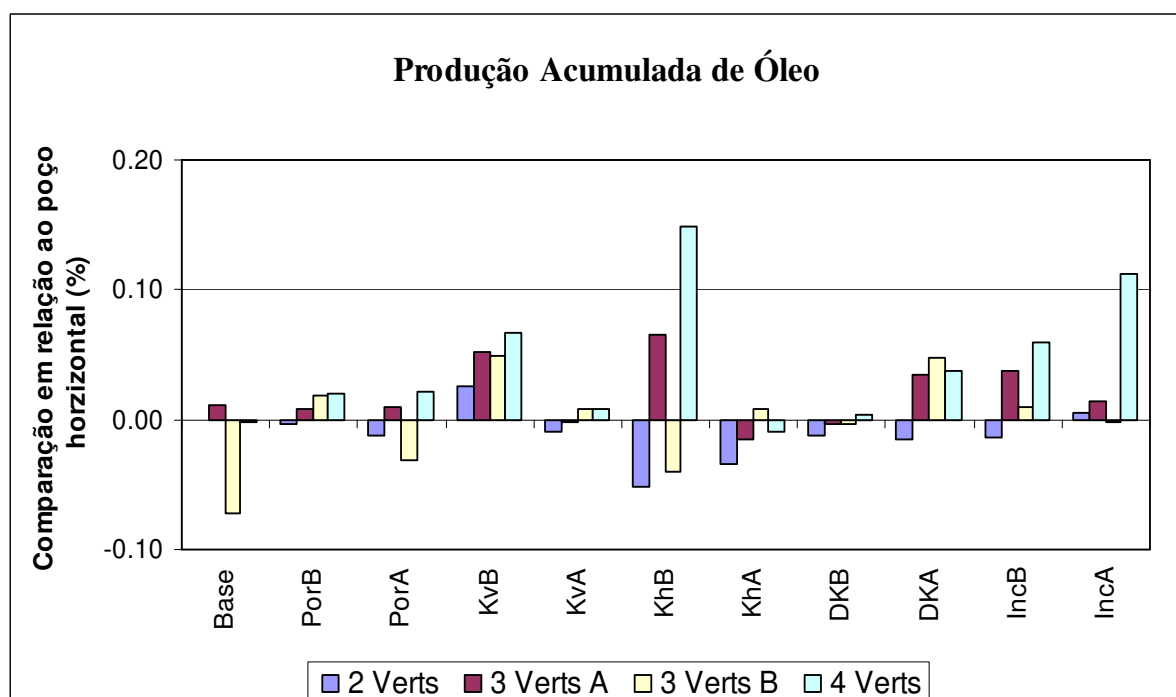


Figura 6.2 – Comparação entre Np dos poços verticais e horizontais.

Observando a Figura 6.2, verifica-se que em todos os cenários geológicos pelo menos uma configuração com poços verticais produz mais óleo que a configuração com poço horizontal. Observa-se que o cenário geológico onde a permeabilidade horizontal é baixa (KhB) os poços verticais chegam a produzir até 15% mais quando comparados com o poço horizontal.

A Figura 6.3 mostra graficamente o resultado da comparação entre os dados de produção acumulada de água dos poços verticais e do horizontal. Observa-se que no eixo das coordenadas estão as variações positivas e negativas das produções de água dos poços verticais quando comparadas com o poço horizontal. No eixo das abscissas estão os cenários geológicos com os valores baixos, médios e altos dos atributos de rocha e fluido.

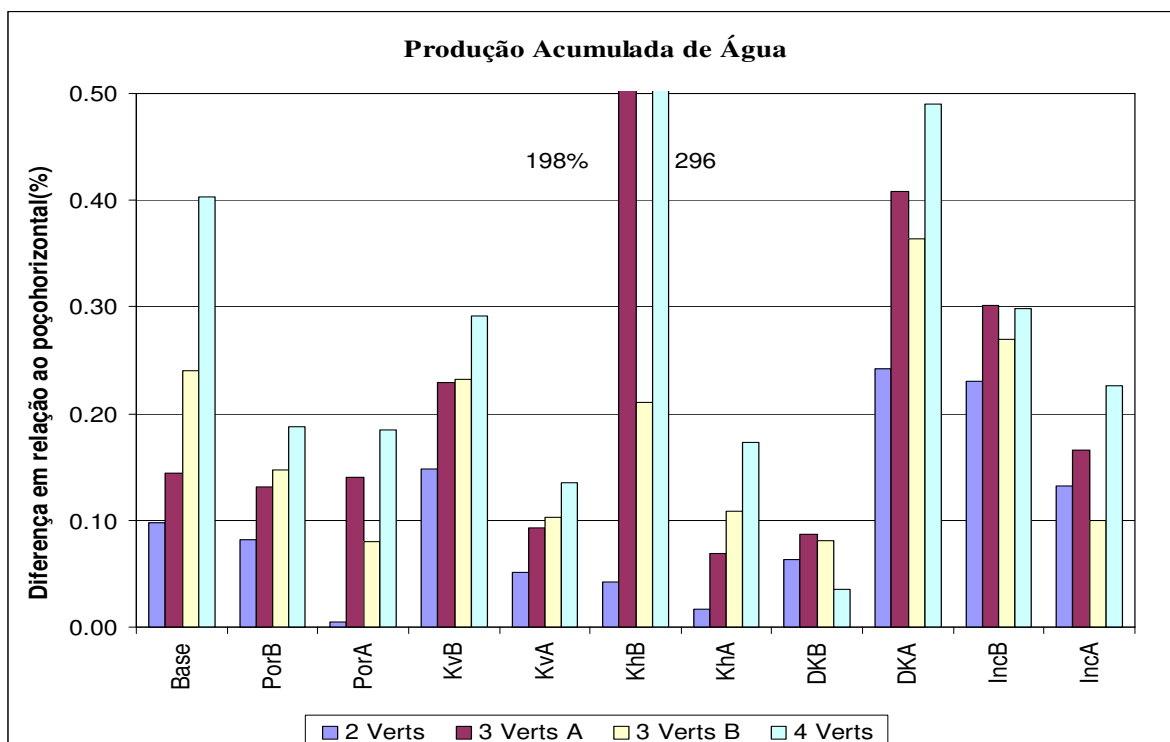


Figura 6.3 – Comparação entre Wp entre os poços verticais e horizontais.

Observando a Figura 6.3, verifica-se que em todos os cenários geológicos pelo menos uma configuração com poços verticais produz mais água que a configuração com poço horizontal. Observa-se que no cenário geológico onde a permeabilidade horizontal é baixa (KhB) os poços verticais aumentam consideravelmente a produção de água, sendo superior a 50% quando comparados ao poço horizontal.

No Anexo I, estão as tabelas com todos os valores das produções acumuladas de óleo e água de todas as configurações com poços verticais e horizontais e todos os cenários geológicos gerados pelas simulações numéricas de fluxo.

6.3. Análise de Sensibilidade Econômica

A função-objetivo escolhida para fazer os cálculos econômicos foi o valor presente líquido (VPL). Esse parâmetro indica qual o resultado financeiro caso o projeto seja executado e é muito utilizado na comparação de projetos de mesmo porte. A análise de sensibilidade econômica se

baseou nos resultados do cálculo do valor presente líquido nos diversos cenários econômicos para fazer a comparação entre o desempenho dos poços horizontais e verticais.

O valor presente líquido foi calculado utilizando os parâmetros econômicos fixos e variáveis. Estes últimos são: o preço do óleo e o custo de investimentos em perfuração e completação dos poços horizontais e verticais. Ao preço do óleo foi atribuído valor baixo, médio ou alto (como mostra a Tabela 5.5) e ao custo de investimentos foram atribuídos valores que estão diretamente relacionados à localização dos reservatórios em terra e em lâminas d'água de 500 e 2000 m (como mostra a Tabela 5.6).

Os resultados das análises de sensibilidade econômica estão apresentados neste capítulo de acordo com os preços do óleo. Para cada valor atribuído ao preço do óleo foram analisados os resultados econômicos dos diferentes cenários geológicos nas três diferentes localizações dos reservatórios.

6.3.1. Preço de óleo igual a US\$ 15

Todas as análises apresentadas nesta seção são referentes ao preço de óleo igual a US\$ 15 por barril. Foram feitos cálculos econômicos com os resultados dos cenários geológicos para este valor do preço de óleo e para o custo de perfuração e completação dos poços em reservatórios localizados em terra e em lâminas d'água de 500 e 2000m. Todos os resultados obtidos pelas configurações com poços verticais foram comparados com os resultados obtidos pela configuração com poço horizontal. Em seguida, apresentaremos os resultados dessas comparações por tipo de localização de reservatório.

a) Em terra

A Figura 6.4 mostra graficamente o resultado da comparação entre os valores presentes líquidos (VPL) dos poços verticais e do horizontal. No eixo das coordenadas estão as variações positivas e negativas dos VPL dos poços verticais quando comparados com o poço horizontal. No

eixo das abscissas estão os cenários geológicos com os valores baixos, médios e altos dos atributos de rocha e fluido.

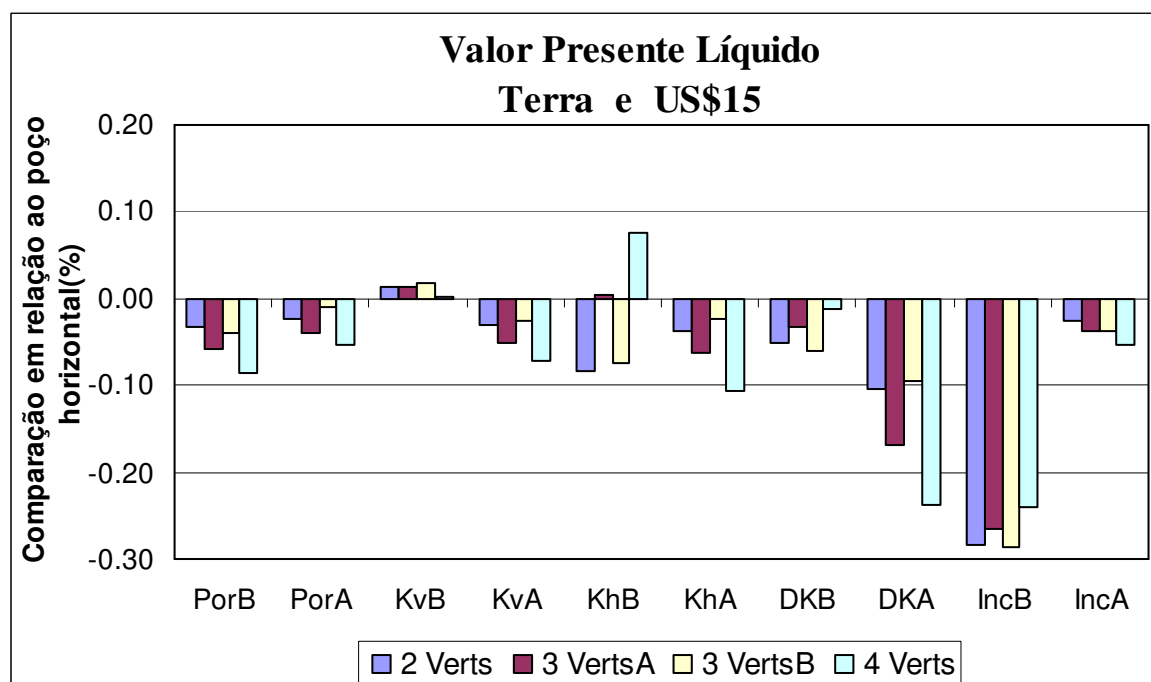


Figura 6.4 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em terra e preço de óleo igual a US\$ 15/bbl.

A Figura 6.4 acima mostra que os poços verticais têm vantagens superiores ao poço horizontal quando as permeabilidades vertical e horizontal são baixas. Porém essa vantagem é muito pequena, inferior a 10%.

Nos outros cenários geológicos o poço horizontal tem sempre vantagem quando comparado aos verticais, principalmente quando a espessura porosa é alta e a inclinação do reservatório é baixa. Porém, pode-se observar que as vantagens do horizontal em relação aos verticais nos diversos cenários geológicos são pequenas, mostrando que é fundamental minimizar ao máximo as incertezas geológicas, para que os custos de investimento dos poços horizontais não sejam muito superiores ao previsto e as vantagens não sejam ainda mais minimizadas evitando assim inviabilidade do projeto neste tipo de cenário econômico.

b) Em lâmina d'água igual a 500m

A Figura 6.5 mostra graficamente o resultado da comparação entre os VPL dos poços verticais e do horizontal. No eixo das coordenadas estão as variações positivas e negativas dos VPL dos poços verticais quando comparados com o poço horizontal. No eixo das abscissas estão os cenários geológicos com os valores baixos, médios e altos dos atributos de rocha e fluido.

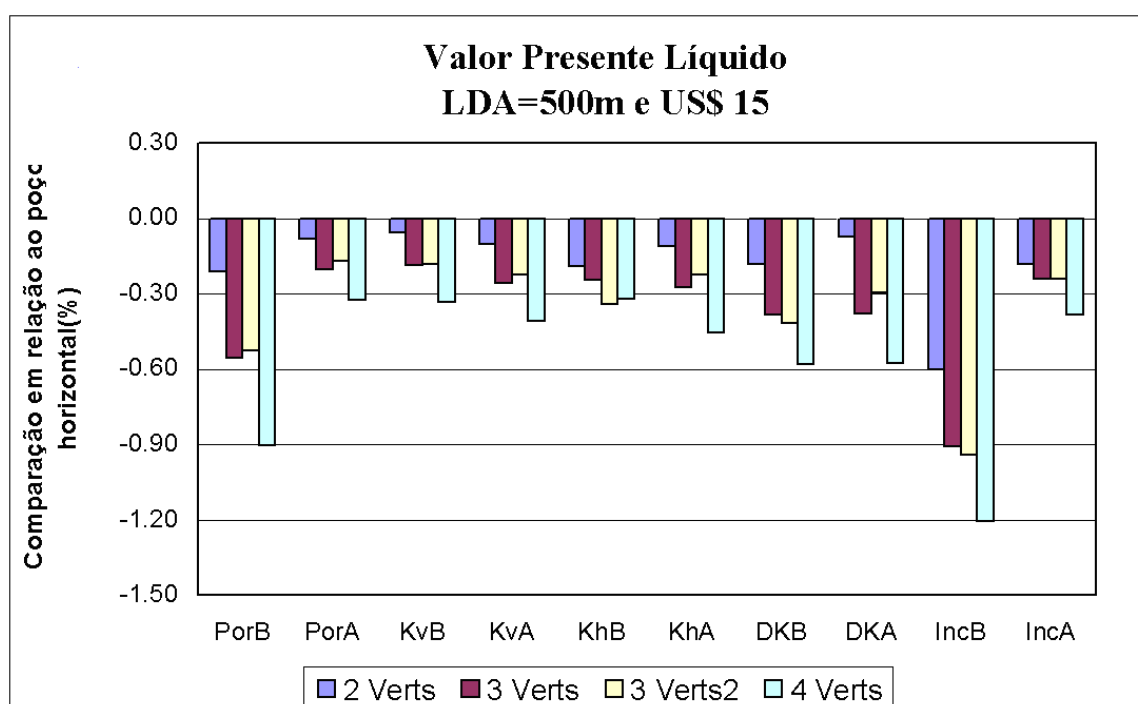


Figura 6.5 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA = 500m e preço de óleo igual a US\$ 15/bbl.

Observa-se na Figura 6.5 acima que os valores presentes líquidos dos poços verticais quando comparados ao horizontal têm reduções acima de 30% neste cenário econômico, principalmente nos atributos porosidade baixa (PorB) e inclinação baixa (IncB).

De acordo com os dados da Tabela 2 do Anexo 1, todos os poços verticais produziram muita água e mantiveram praticamente a mesma produção de óleo que o horizontal, dessa forma os custos de produção e tratamento da água são maiores nos verticais reduzindo os valores presentes líquidos desses poços quando comparados com o horizontal.

c) Em lâmina d'água igual a 2000m

A Figura 6.6 mostra graficamente o resultado da comparação entre os VPL dos poços verticais e do horizontal. No eixo das coordenadas estão as variações positivas e negativas dos VPL dos poços verticais quando comparados com o poço horizontal. No eixo das abscissas estão os cenários geológicos com os valores baixos, médios e altos dos atributos de rocha e fluido.

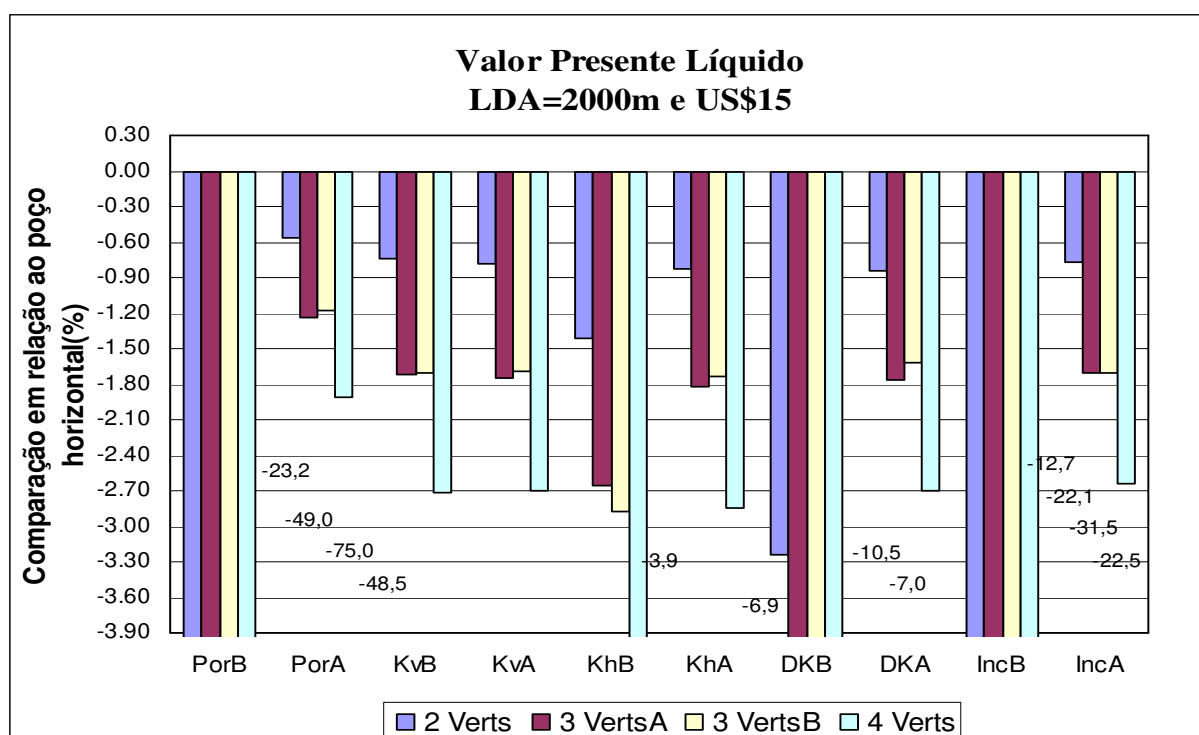


Figura 6.6 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=2000m e preço de óleo igual a US\$ 15/bbl.

Observa-se, na Figura 6.6, que os valores da função-objetivo dos verticais quando comparados ao horizontal são inferiores a 60% e para os atributos porosidade baixa e inclinação baixa as reduções são ainda maiores em função dos altos custos de produção e tratamento da água produzida. Neste cenário econômico incondicionalmente o poço horizontal é melhor que os verticais.

Através dos resultados obtidos nesses três cenários econômicos com o preço de óleo igual a US\$ 15 por barril, observa-se que à medida que os custos de investimentos em perfuração e

completação aumentam, os poços verticais se tornam cada vez menos atrativos quando comparados ao horizontal.

Os resultados dos valores presentes líquidos dos cenários econômicos onde o preço de óleo foi igual a US\$ 15 por barril estão descritos no Anexo I. A Tabela 3 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em terra. A Tabela 4 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em lâmina d'água de 500m. A Tabela 5 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em lâmina d'água igual a 2000m.

Observa-se na Tabela 5 do Anexo I que alguns resultados dos valores presentes líquidos são negativos, inclusive para o poço horizontal nos cenários geológicos onde a porosidade e a inclinação dos reservatórios são baixas (PorB e IncB). Portanto, é necessário analisar criteriosamente as condições de utilização do poço horizontal neste cenário econômico, pois eles apresentam custos de investimentos altos e um resultado financeiro negativo em uma demanda reprimida com o preço do óleo de US\$ 15 por barril.

6.3.2. Preço do Óleo igual a US\$ 20

Todas as análises apresentadas nesta seção são referentes ao preço de óleo igual a US\$ 20 por barril. Foram feitos cálculos econômicos com os resultados dos cenários geológicos para este valor do preço de óleo e para o custo de perfuração e complementação dos poços em reservatórios localizados em terra e em lâminas d'água de 500 e 2000m.

Todos os resultados obtidos pelas configurações com poços verticais foram comparados com os resultados obtidos pela configuração com poço horizontal. Em seguida, apresentaremos os resultados dessas comparações por tipo de localização de reservatório.

a) Em terra

A Figura 6.7 mostra graficamente o resultado da comparação entre os VPL dos poços verticais e do horizontal. Nos cenários geológicos onde a permeabilidades vertical e horizontal são baixas e a espessura porosa é baixa os poços verticais são mais vantajosos quando comparados com o horizontal.

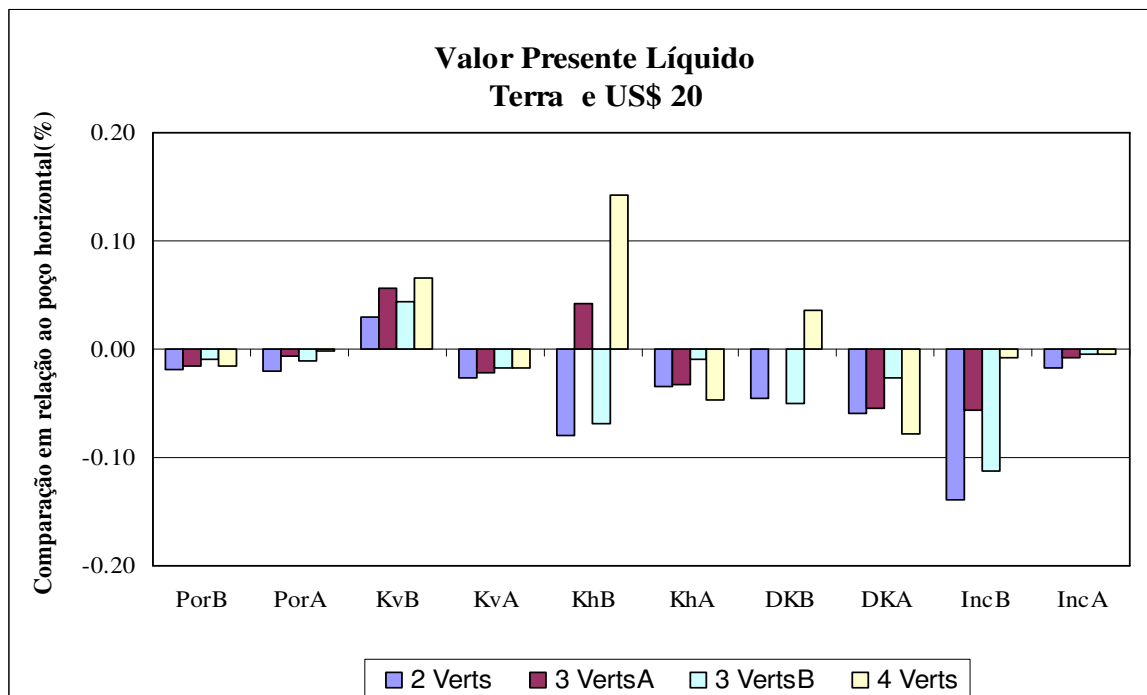


Figura 6.7 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em terra e preço do óleo igual a US\$ 20/bbl.

Observa-se no entanto que neste cenário econômico as vantagens entre os poços são pequenas, os valores presentes líquidos são próximos e a tomada de decisões fica por conta da minimização das incertezas geológicas, da minimização dos custos de investimentos e de uma análise criteriosa dos fatores que influenciam estrategicamente essas decisões, já que para os dois tipos e quantidades de poços o retorno financeiro é aproximadamente o mesmo.

b) Em lâmina d'água igual a 500m

Na Figura 6.8 observa-se o resultado da comparação entre os VPL dos poços verticais e do horizontal deste cenário econômico. No cenário geológico onde a permeabilidade vertical é baixa (KvB) os poços verticais apresentam pequeníssima vantagem quando comparados ao horizontal.

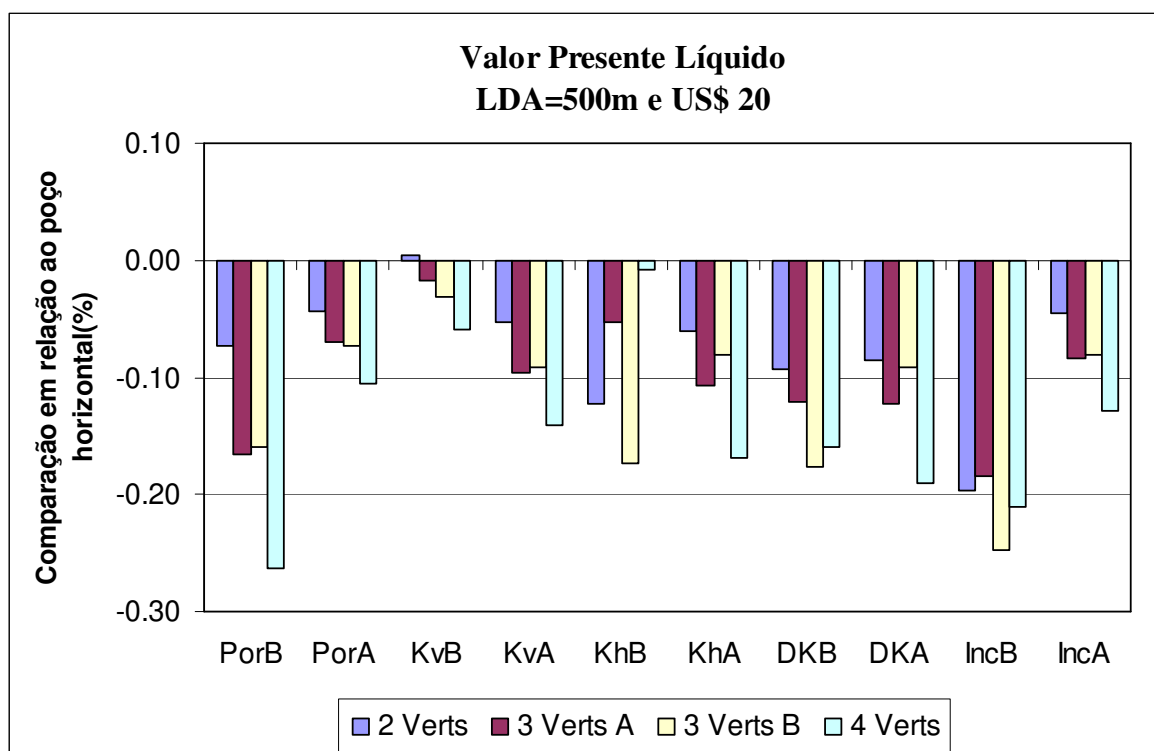


Figura 6.8 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=500m e preço de óleo igual a US\$ 20/bbl.

Observa-se na grande maioria dos cenários geológicos que os valores presentes líquidos dos poços verticais são inferiores ao do poço horizontal para este cenário econômico.

c) Em lâmina d'água igual a 2000m

Na Figura 6.9 observa-se o resultado da comparação entre os VPL dos poços verticais e do horizontal deste cenário econômico.

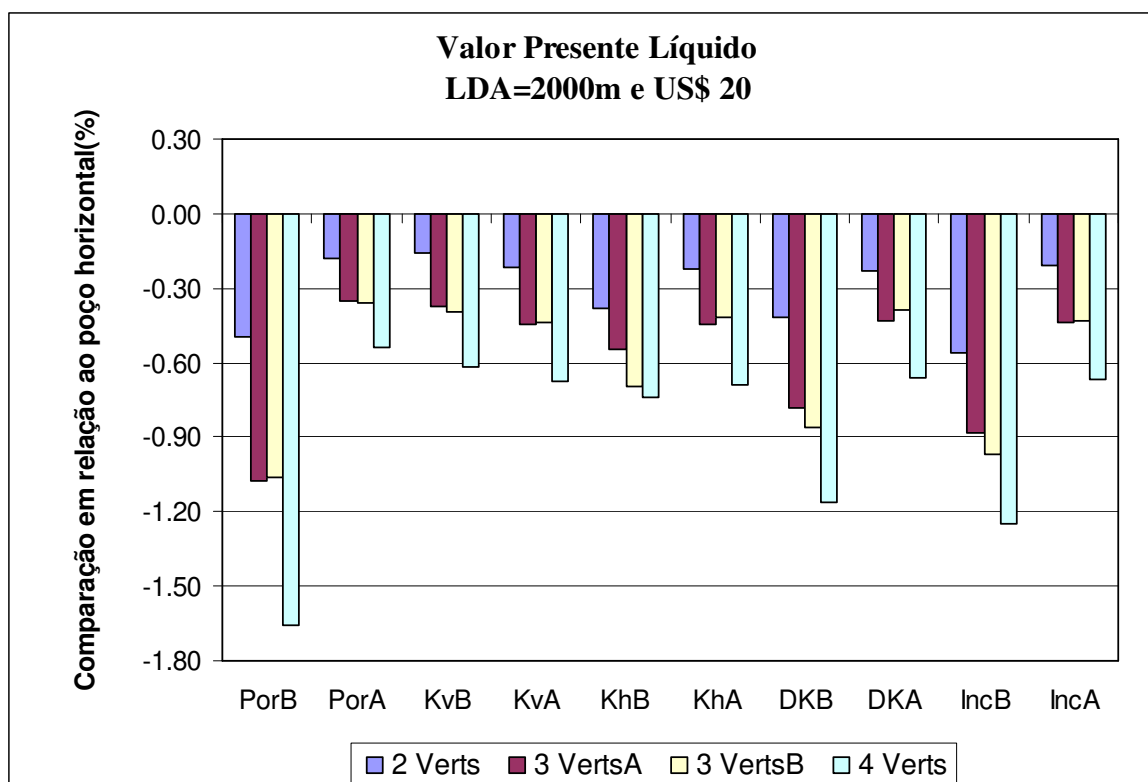


Figura 6.9 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em LDA=2000m e preço de óleo igual a US\$ 20/bbl.

Observa-se que incondicionalmente os poços horizontais são melhores em lâmina d'água profunda.

Os resultados dos valores presentes líquidos dos cenários econômicos onde o preço de óleo foi igual a US\$ 20 por barril estão registrados no Anexo I. A Tabela 6 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em terra. A Tabela 7 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em lâmina d'água de 500m. A Tabela 8 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em lâmina d'água igual a 2000m.

6.3.3. Preço do Óleo igual a US\$ 25

Nesta seção são apresentados os resultados dos valores presentes líquidos dos poços verticais quando comparados ao poço horizontal. Os cálculos econômicos foram realizados com

preço do óleo igual a US\$ 25 por barril, para os custos de investimentos de perfuração e completação com reservatórios localizados em terra e em lâminas d'água de 500 e 2000m.

Todos os resultados obtidos pelas configurações com poços verticais foram comparados com os resultados obtidos pela configuração com poço horizontal. Em seguida, apresentaremos os resultados dessas comparações por tipo de localização de reservatório.

a) Em terra

A Figura 6.10 mostra que nos cenários geológicos onde as permeabilidades vertical e horizontal são baixas, a espessura porosa é baixa e a inclinação do reservatório é baixa os poços verticais têm pequena vantagem quando comparados ao poço horizontal.

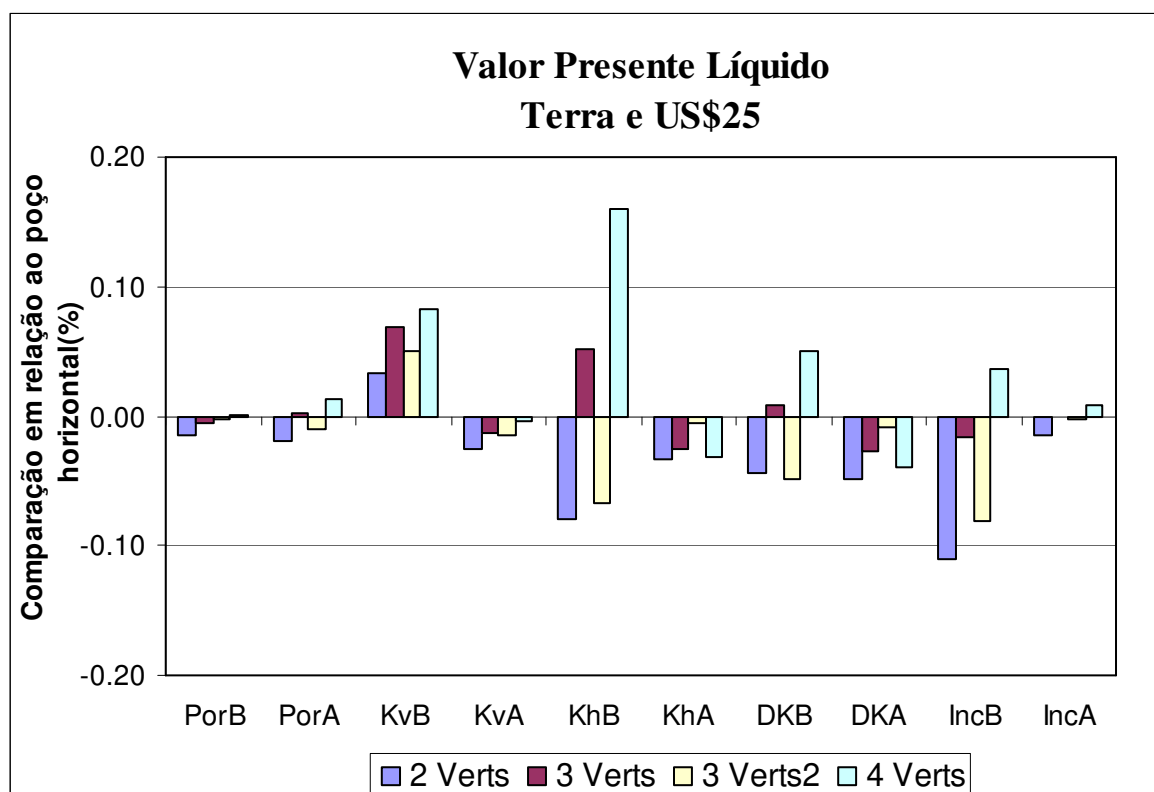


Figura 6.10 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados em terra e preço de óleo igual a US\$ 25/bbl.

Observa-se que as vantagens do horizontal em relação aos verticais nos diversos cenários geológicos são pequenas, mostrando também que para este cenário econômico as incertezas geológicas devem ser minimizadas ao máximo para que os custos de investimento dos poços horizontais não sejam muito superiores ao previsto e as vantagens não sejam ainda mais minimizadas evitando assim a inviabilidade do projeto.

b) Em lâmina d'água igual a 500m

Na Figura 6.11 observa-se o resultado da comparação entre os VPL dos poços verticais e do horizontal deste cenário econômico.

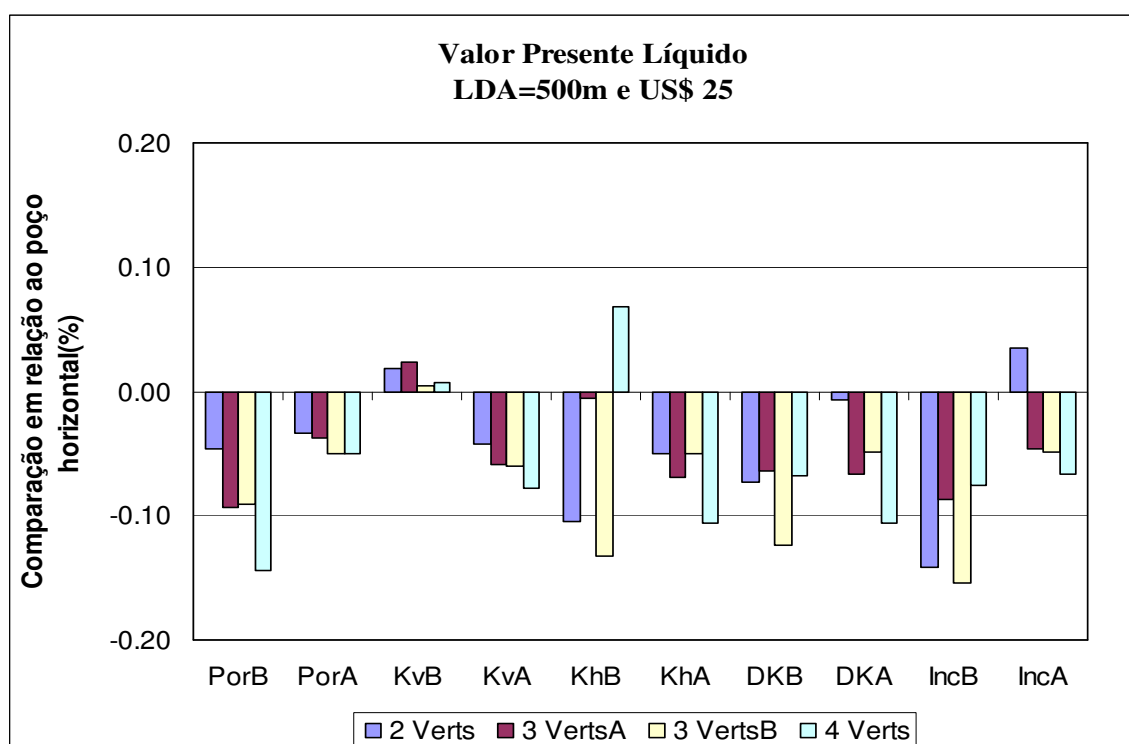


Figura 6.11 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados LDA=500m e preço de óleo igual a US\$ 25/bbl.

Observa-se que nos cenários geológicos onde as permeabilidades vertical e horizontal são baixas e a inclinação do reservatório é alta os poços verticais apresentaram pequena vantagem quando comparados com o poço horizontal.

c) Em lâmina d'água igual a 2000m

Na Figura 6.12 observa-se que os poços horizontais são incondicionalmente melhores em lâmina d'água profunda.

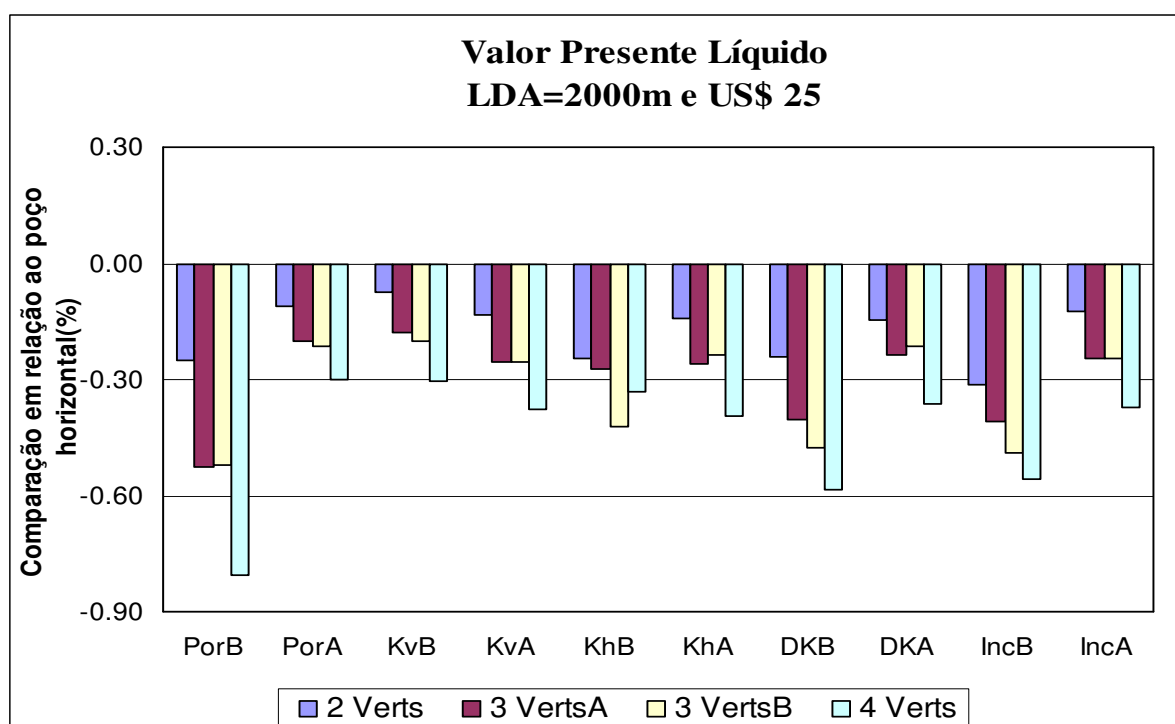


Figura 6.12 – Comparação entre VPL dos poços vertical e horizontal localizados LDA=2000m e preço de óleo igual a US\$ 25/bbl.

Os resultados dos valores presentes líquidos dos cenários econômicos onde o preço de óleo foi igual a US\$ 25 por barril estão registrados no Anexo 4. A Tabela 9 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em terra. A Tabela 10 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em lâmina d'água de 500m. A Tabela 11 do Anexo I é para custos de investimentos com reservatórios localizados em lâmina d'água igual a 2000m.

6.4. Discussão

A Tabela 6.1 mostra os resultados das comparações entre os poços verticais e o poço horizontal de forma mais condensada e completa. As setas ao lado das letras V e H indicam que a

diferença entre os valores presentes líquidos do vertical para o horizontal é superior a 10% ou vice-versa. Ou seja, V significa que o vertical é mais vantajoso que o horizontal com uma diferença de VPL, Np ou Wp superior a 10%. Abaixo de 10% os resultados foram considerados iguais devido ao número de fatores não testados que ainda influenciam no cenário.

Tabela 6.1 – Resultados das comparações entre os poços verticais e horizontais de todos os cenários geológicos e econômicos estudados.

Cenário Econômico Cenário Geológico	US\$ 15			US\$ 20			US\$ 25			Np	Wp
	Terra	LDA 500	LDA 2000	Terra	LDA 500	LDA 2000	Terra	LDA 500	LDA 2000		
Modelo Base	H ↑	H ↑	H ↑	H	H ↑	H ↑	V	H ↑	H ↑	V	V ↑
Porosidade Baixa	H	H ↑	H ↑	H	H ↑	H ↑	V	H ↑	H ↑	V	V ↑
Porosidade Alta	H	H ↑	H ↑	H	H ↑	H ↑	V	H	H ↑	V	V ↑
Permeabilidade Vertical Baixa	V	H ↑	H ↑	V	V	H ↑	V	V	H ↑	V	V ↑
Permeabilidade Vertical Alta	H	H ↑	H ↑	H	H ↑	H ↑	H	H	H ↑	V	V ↑
Permeabilidade Hor. Baixa	V	H ↑	H ↑	V ↑	H ↑	H ↑	V ↑	V	H ↑	V ↑	V ↑
Permeabilidade Horizontal Alta	H ↑	H ↑	H ↑	H	H ↑	H ↑	H	H ↑	H ↑	V	V ↑
Espessura Porosa Baixa	H	H ↑	H ↑	V	H ↑	H ↑	V	H ↑	H ↑	V	V
Espessura Porosa Alta	H ↑	V	H ↑	H	H ↑	H ↑	H	H ↑	H ↑	V	V ↑
Inclinação Reservatório Baixa	H ↑	H ↑	H ↑	H ↑	H ↑	H ↑	V	H ↑	H ↑	V	V ↑
Inclinação Reservatório Alta	H	V	H ↑	H	H ↑	H ↑	V	V	H ↑	V ↑	V ↑

Observa-se através da Tabela 6.1 que:

- Para reservatórios localizados em terra à medida que os preços de óleo aumentam os poços verticais podem ser competitivos tornando-se até mais atrativos em alguns casos. Principalmente nos cenários geológicos onde as permeabilidades vertical e horizontal são baixas os valores presentes líquidos dos poços verticais permanecem superiores ao do poço horizontal nos três preços de óleo.
- Para reservatórios localizados em lâmina d'água igual a 500m nos cenários geológicos onde as permeabilidades vertical e horizontal são baixas, à medida que o preço de óleo aumenta os valores presentes líquidos dos poços verticais passam a ser superiores ao do poço horizontal.

- Para os reservatórios localizados em lâmina d'água igual a 2000m os valores presentes líquidos dos poços horizontais são sempre superiores ao dos verticais independente do preço do óleo e com valores superiores a 10%.
- Uma análise criteriosa nas decisões estratégicas deve ser feita quando o cenário econômico se apresentar da seguinte forma: preço de óleo baixo e custos de investimentos em perfuração e completação definidos para reservatórios localizados em lâmina d'água igual a 2000m, visto em vermelho na tabela acima. Neste cenário, 60% dos valores presentes líquidos dos poços foram negativos incluindo inclusive dos poços horizontais em alguns cenários geológicos (os valores dos VPL são mostrados na Tabela 5 do Anexo I). Nesses casos, melhores desempenhos em porcentagem devem ser comparados com cuidado para não levar a decisões erradas.
- Observa-se que em alguns cenários, fixando o preço do óleo à medida que os custos de investimentos aumentam passando de terra para lâmina d'água de 500m e para de 2000m, os poços verticais vão se tornando menos atrativos evidenciando, de uma forma geral, o bom desempenho dos poços horizontais em lâmina d'água profunda, como pode ser visto em azul na tabela acima.
- É arriscado a tomadas de decisões baseadas somente em análises de sensibilidade técnica. Os resultados tornam-se mais claros e reais à medida que são efetuados em paralelo, análises de sensibilidade econômicas do projeto com o objetivo de viabilizar ou não a sua implementação.

6.5. Estudo sobre a influência dos parâmetros

Nesse estudo o desempenho dos poços verticais e horizontais é investigada mediante diversos parâmetros de produção. A partir dos resultados obtidos e apresentados na Tabela 6.1 cenários geológicos e econômicos são selecionados de acordo com a representatividade dos mesmos e com o objetivo de verificar se o desempenho dos poços verticais supera o dos poços

horizontais. Simulações de fluxo e análises de sensibilidade são realizadas e os novos resultados são comparados com os resultados obtidos na condição exposta inicialmente.

A seguir são apresentados os estudos sobre a influência dos seguintes parâmetros no desempenho dos poços verticais e horizontais:

- Controle da produção (produtividade)
- Inserção de modelos de reservatórios heterogêneos.
- Redução da taxa de atratividade
- Aumento da densidade do óleo (óleo mais pesado)
- Aumento do comprimento do poço horizontal

6.5.1. Influência do controle da produção.

O objetivo de estudar este parâmetro é verificar o desempenho dos poços verticais e horizontais em diferentes situações de controle da produção no campo. A seleção dos cenários está baseada em uma condição intermediária para o cenário geológico e em condições extremas para os cenários econômicos, visando examinar os diferentes resultados desses modelos para em seguida compará-los entre si.

Os cenários selecionados são os seguintes:

- Cenário geológico – modelo base com os valores médios para os atributos de rocha e fluido (como mostram as Tabelas 5.1 e 5.2 no Capítulo 5).
- Cenário econômico – custo de investimento em perfuração e completação para poços perfurados em terra e custo de investimento em perfuração e completação para poços perfurados em lâmina d'água igual a 2000m (como mostra a Tabela 5.6 no Capítulo 5). Ambos com o preço do óleo igual a US\$ 25 por barril.

O estudo sobre o controle da produção é dividido em duas etapas: (1) produções de óleo liberadas; (2) produções de óleo controladas. Em cada etapa os limites de vazão máxima de óleo dos poços nos modelos de simulação são alterados enquanto os outros parâmetros e atributos são

mantidos os mesmos. Após as simulações de fluxo desses modelos, novos cálculos da função-objetivo (valor presente líquido) e análises de sensibilidades são realizadas.

Os resultados dos novos modelos são comparados com os resultados dos modelos com produções de óleo limitadas (Tabela 5.3 no Capítulo 5), comparação feita sempre entre os modelos pertencentes aos mesmos cenários geológico e econômico. São realizadas então as análises de sensibilidade que mostram as vantagens dos poços verticais quando comparados aos horizontais nos cenários onde as vazões de óleo são liberadas e controladas. A seguir são apresentados os resultados obtidos pelos modelos com produções liberadas e controladas dos poços.

a) Produções liberadas dos poços.

Nesta etapa os poços tiveram suas vazões de óleo liberadas e todas as outras condições definidas na simulação de fluxo foram mantidas as mesmas. Significando que os limites de vazão de óleo de cada configuração do modelo base (Hori, 2Verts, 3VertsA, 3VertsB e 4Verts) foram extrapolados para valores máximos com o objetivo de permitir que os poços atinjam o máximo de produção possível. A Tabela 6.2 mostra as novas condições de operação dos poços das configurações do modelo base.

Tabela 6.2 – Condições de operação considerando as produções liberadas dos poços.

Condições de operação dos poços	Configurações do modelo base			
	Hori	2Verts	3Verts(A e B)	4Verts
Vazão máxima de óleo por poço (m ³ /dia)	liberada	liberada	liberada	liberada
Vazão mínima de óleo por poço (m ³ /dia)	100	50	33	25
Pressão mínima de operação (kgf/cm ²)	150	150	150	150
Corte de água (%)	90	90	90	90

Essas alterações permitiram que os poços produzissem até seus limites máximos e apresentassem específicos perfis de produção ao longo dos dezesseis anos de produção. Após a

simulação observamos através da Figura 6.13, que os poços tiveram praticamente os mesmos perfis de produção, todos tiveram um pico no início da curva de declínio da produção e depois uma queda brusca da produção chegando ao final em diferentes tempos.

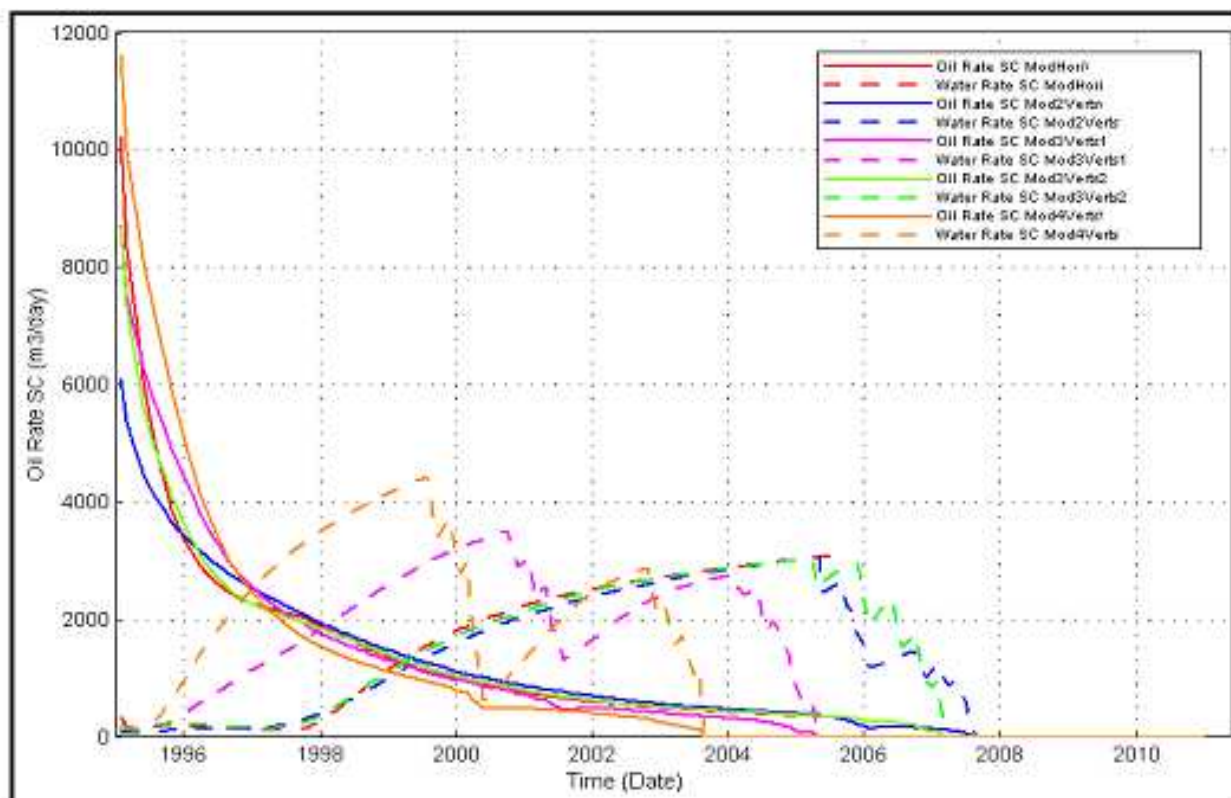


Figura 6.13 – Perfis de produção de óleo e água dos poços com as vazões de óleo liberadas.

O maior pico de produção de óleo ficou por conta da configuração com quatro verticais (4Verts), entretanto foi o modelo com o menor tempo de produção (até o ano de 2004) fechando os poços por atingir a vazão mínima de óleo estabelecida. O segundo maior pico de produção foi da configuração com poço horizontal (Hori), depois da configuração com três poços verticais (3Verts) e em seguida a configuração com dois poços verticais (2Verts).

b) Produções controladas dos poços.

Nesta etapa os poços tiveram suas vazões de óleo controladas, limitando-as com o mesmo valor e abrindo os poços verticais em tempos diferentes. Isto significando que os modelos de simulação das configurações do modelo base (Hori, 2Verts, 3VertsA, 3VertsB e 4Verts) tiveram os seus limites de vazão de óleo alterados para o valor máximo, sendo o mesmo valor para todos os poços, e mantêm constantes todas as outras condições de operação dos poços. A Tabela 6.3 mostra as novas condições de operação dos poços das configurações do modelo base.

Tabela 6.3 – Condições de operação considerando as produções controladas dos poços.

Condições de operação dos poços	Configurações do modelo base			
	Hori	2Verts	3Verts(A e B)	4Verts
Vazão máxima de óleo por poço (m ³ /dia)	5000	5000	5000	5000
Vazão mínima de óleo por poço (m ³ /dia)	100	50	33	25
Pressão mínima de operação (kgf/cm ²)	150	150	150	150
Corte de água (%)	90	90	90	90

Com essas alterações cada poço produziu até o seu limite máximo e quando a produção começou a declinar o poço seguinte foi aberto num tempo diferente, aumentando a produção do campo. Dessa forma, a curva de declínio da produção do campo se apresenta com vários picos de produção justificados pela quantidade de poços abertos em diferentes tempos, como mostra a Figura 6.14.

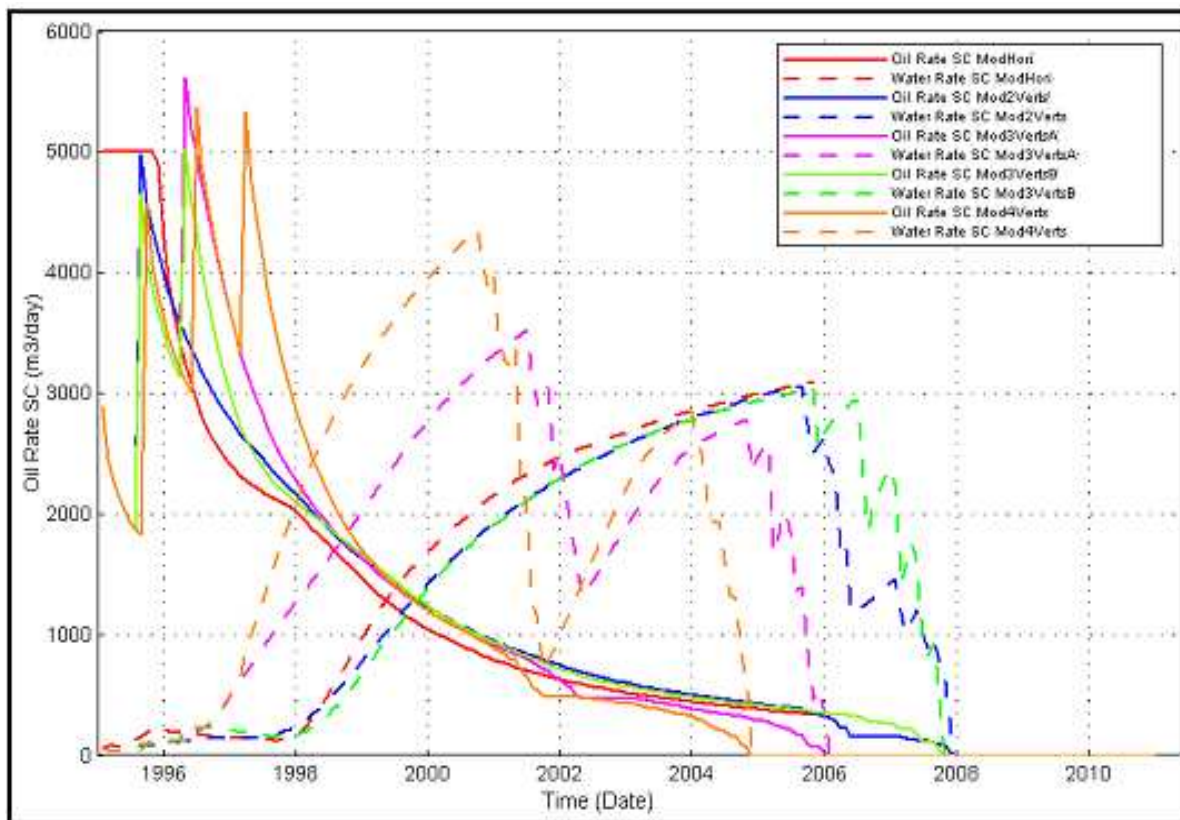


Figura 6.14 – Perfis de produção de óleo e água dos poços com as vazões de óleo controladas.

O fato dos poços verticais serem abertos em tempos diferentes permitiu que as configurações com três e quatro poços (3VertB e 4VertB) tivessem uma maior produção de óleo.

O poço horizontal praticamente manteve a produção de óleo nos três controles de vazão de óleo (vazão de óleo limitada, controlada e liberada). Os valores das produções acumuladas de óleo e água desse estudo sobre a influência do controle da produção encontram-se nas Tabelas 12 e 13 do Anexo I.

c) Análise de sensibilidade econômica

Com os resultados das simulações de fluxo foi possível fazer a análise de sensibilidade econômica para os dois cenários selecionados: custo de investimento em perfuração e completação para poços perfurados em terra e em lâmina d'água igual a 2000m. Os dois cenários

com o preço do óleo igual a US\$ 25 por barril e o mesmo cenário geológico, ou seja, os atributos de rocha e fluido com seus valores médios (modelo base). A seguir estão os resultados das análises de sensibilidade econômica.

Em terra:

O resultado do cenário econômico onde os poços foram perfurados em terra com produções de óleo liberadas e controladas está apresentado na Figura 6.15. No gráfico encontra-se também o resultado dos poços com produções limitadas, visto no capítulo anterior. O objetivo é verificar a influência dos três tipos de produção comparando os valores presentes líquidos dos poços verticais com do poço horizontal neste cenário econômico.

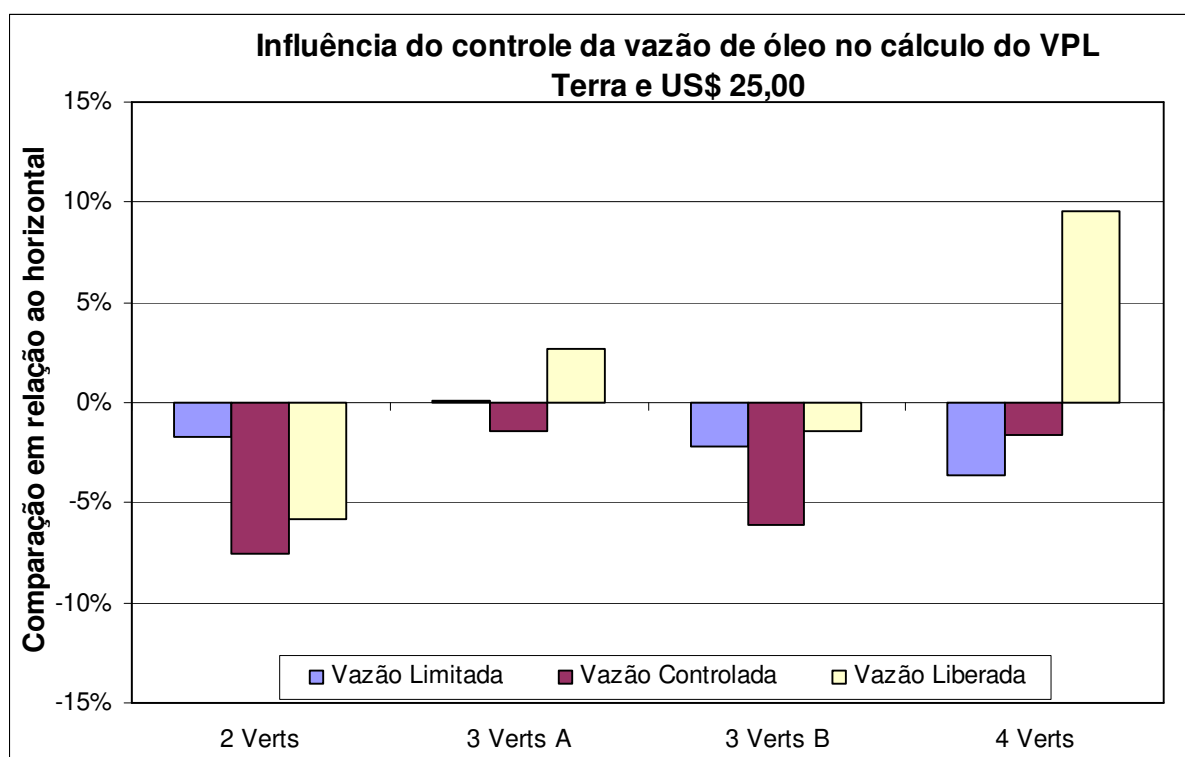


Figura 6.15 – Comparação entre os valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais localizados em terra com produções limitadas, liberadas e controladas.

Observa-se que liberando as vazões de óleo neste cenário econômico os poços verticais têm vantagens quando comparado ao horizontal, os poços verticais têm VPL superiores,

aproximadamente 10%, quando comparados ao horizontal neste cenário onde o custo do horizontal é 1,75 vez o custo do vertical (Tabela 5.7, Capítulo 5).

De uma forma geral, analisando os três tipos de controle de vazão, conclui-se que tomadas de decisões neste tipo de cenário devem ser analisadas criteriosamente e com grau de incerteza baixo, pois as vantagens entre os poços são sempre inferiores a 10% independente de qual seja o tipo de controle de vazão.

Em LDA igual a 2000m:

O resultado do cenário econômico onde os poços foram perfurados em lâmina d'água de 2000m com produções de óleo liberadas e controladas está apresentado na Figura 6.16. No gráfico encontra-se também o resultado dos poços com produções limitadas visto no capítulo anterior. O objetivo é verificar a influência dos três tipos de produção comparando os valores presentes líquidos dos poços verticais com do poço horizontal neste cenário econômico.

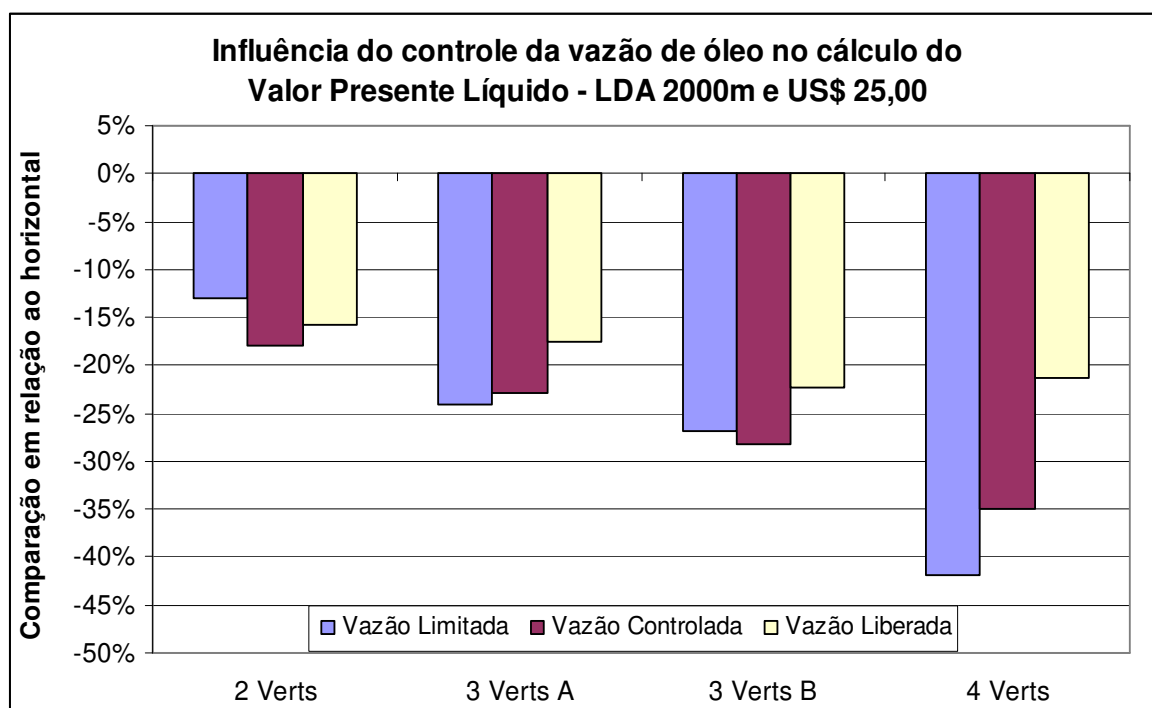


Figura 6.16 – Comparação entre os valores presentes líquidos dos poços vertical e horizontal localizados em LDA = 2000m e produções limitadas, liberadas e controladas.

Observa-se que neste cenário econômico os poços verticais não têm vantagem alguma quando comparados ao horizontal. As vantagens do horizontal são superiores a 15% no cenário onde o custo do horizontal é 1,20 vez o custo do vertical (Tabela 5.7, Capítulo 5).

As tabelas contendo os valores presentes líquidos desse estudo sobre a influência do controle da produção nos desempenhos dos poços verticais e horizontais encontram-se no Anexo I, Tabelas 12 e 13.

6.5.2. Influência da heterogeneidade do reservatório.

O objetivo de estudar este tipo de influência é verificar o desempenho dos poços verticais e horizontais em diferentes tipos de heterogeneidade do reservatório. Para simular essas heterogeneidades são gerados modelos com diferentes permeabilidades nas camadas dos reservatórios.

A partir dos resultados mostrados na Tabela 6.1, cenários geológico e econômico são selecionados para fazerem parte desse estudo. A seleção é baseada em uma condição intermediária para os dois tipos de cenários visando examinar os diferentes resultados desses modelos para em seguida compará-los entre si.

Os cenários selecionados para esse estudo são os seguintes:

- Cenário geológico – modelo base com os valores médios para os atributos de rocha e fluido (como mostram as Tabelas 5.1 e 5.2 no Capítulo 5).
- Cenário econômico – custo de investimento em perfuração e completação para poços perfurados em terra, em lâmina d'água igual a 500 e em lâmina d'água igual a 2000m (como mostra a Tabela 5.6 no Capítulo 5). Todos com o preço do óleo igual a US\$ 20 por barril.

Para comparar as estratégias de produção utilizando poços horizontais e verticais em reservatórios heterogêneos é preciso alterar os perfis de permeabilidade do modelo base e cada

perfil alterado representa um novo modelo com diferente capacidade de permitir o fluxo de fluidos.

De acordo com a distribuição da permeabilidade em cada camada, procura-se manter os poços perfurados em locais com alta permeabilidade para não inviabilizar as suas produtividades. As condições de operações dos poços são as mesmas definidas na Tabela 5.3 no Capítulo 5, e o tempo de simulação de fluxo igual a vinte e cinco anos.

Os resultados dos novos modelos são comparados entre si e com os resultados dos modelos homogêneos (Tabela 5.1, Capítulo 5), comparações feitas sempre entre modelos pertencentes aos mesmos cenários geológico e econômico. São realizadas então as análises de sensibilidade que mostram as vantagens dos poços verticais quando comparados aos horizontais nos cenários onde os modelos são homogêneos e heterogêneos. A seguir estão apresentados os resultados obtidos em cada modelo heterogêneo gerado.

a) Modelo Heterogêneo 1

Neste modelo há uma redução da permeabilidade horizontal nos blocos centrais em todas as camadas do reservatório. A malha do reservatório e a distribuição da permeabilidade nas camadas são mostradas na Figura 6.17. Observa-se também as localizações dos poços em cada configuração.

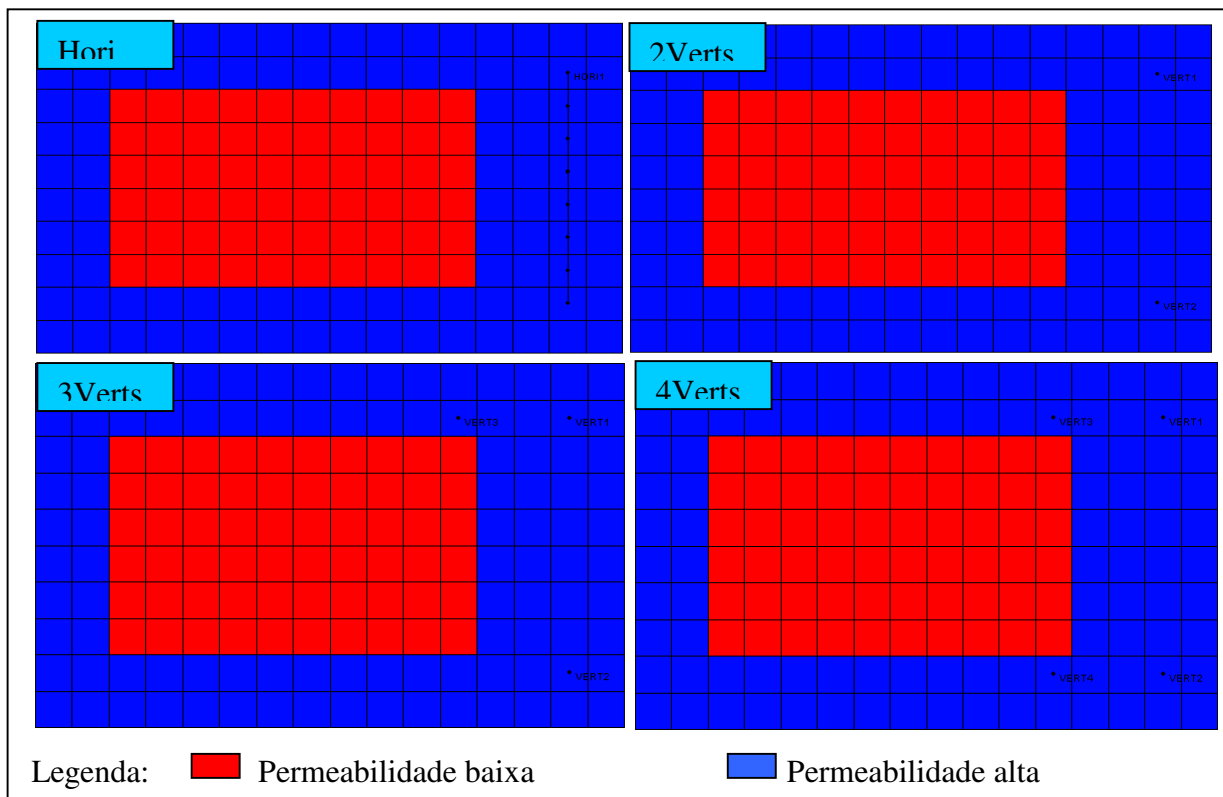


Figura 6.17 – Distribuição da permeabilidade nos modelos base (modelo heterogêneo1).

As reduções das permeabilidades nos blocos centrais permitem que o fluxo de óleo seja menor no centro do reservatório. A Figura 6.18 mostra graficamente a produção dos poços nas diferentes configurações.

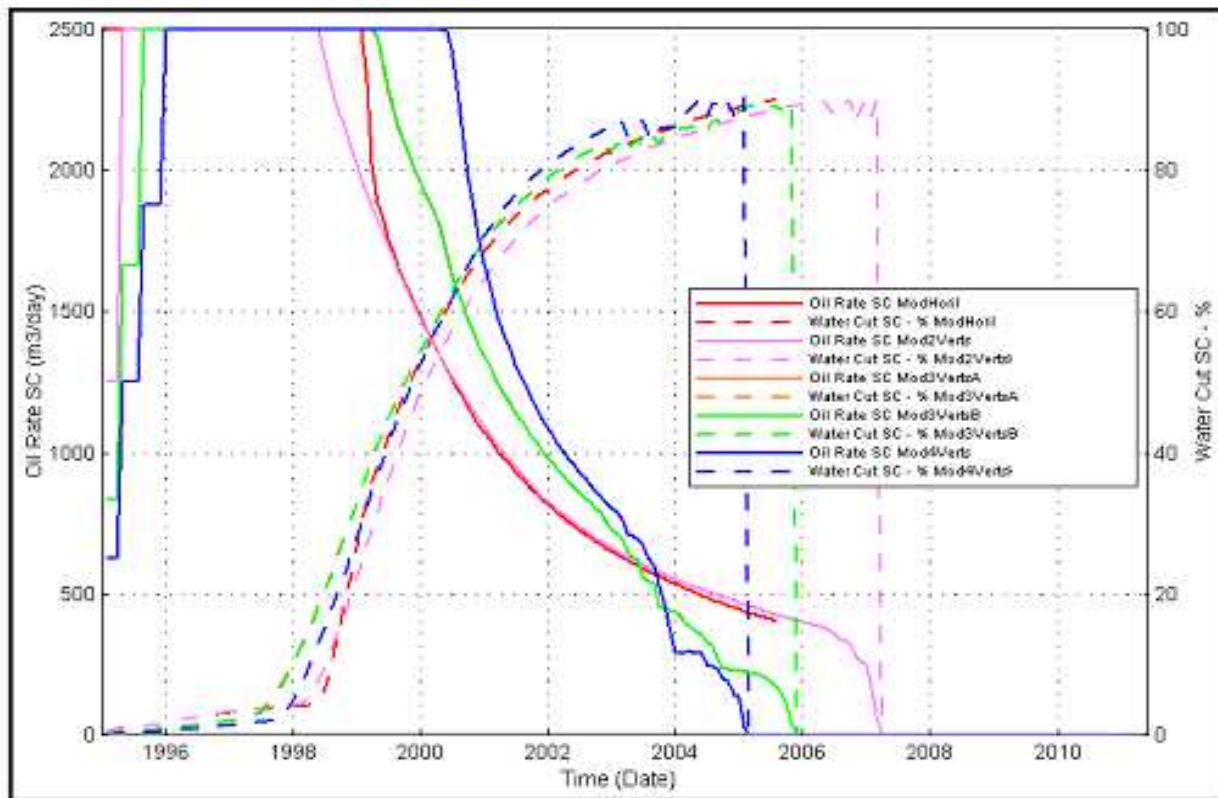


Figura 6.18 – Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo1.

Observa-se que todas as configurações produziram com a vazão máxima de óleo durante no mínimo cinco anos. A configuração com quatro poços verticais (4Verts) foi a que mais produziu óleo e água e a configuração com poço horizontal (Hori) foi a que menos produziu óleo e água.

b) Modelo Heterogêneo2

Neste modelo há diferentes reduções da permeabilidade horizontal em cada camada do reservatório. A Figura 6.19 mostra as seis camadas do reservatório e os locais das suas respectivas reduções de permeabilidade, mostra também em determinadas camadas a localização dos poços verticais e horizontal. Todas as camadas do reservatório das configurações do modelo base (Hori, 2Verts, 3Verts, 4Verts) têm a mesma distribuição da permeabilidade.

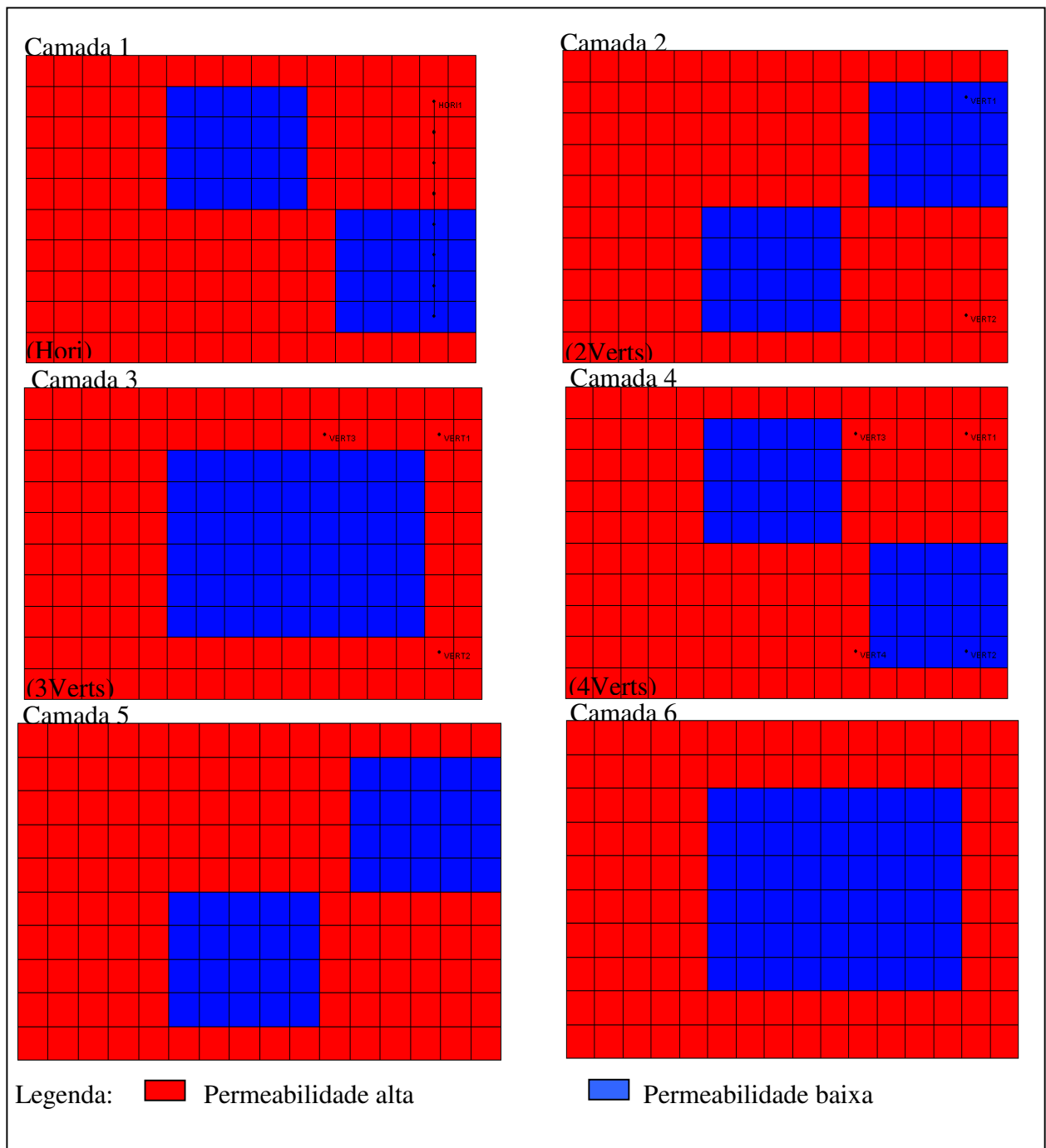


Figura 6.19 – Distribuição da permeabilidade nos modelos base (modelo heterogêneo 2).

As reduções das permeabilidades em diversos pontos das camadas do reservatório permitiram que os poços produzissem pouco tempo com a vazão máxima de óleo como mostra a Figura 6.20.

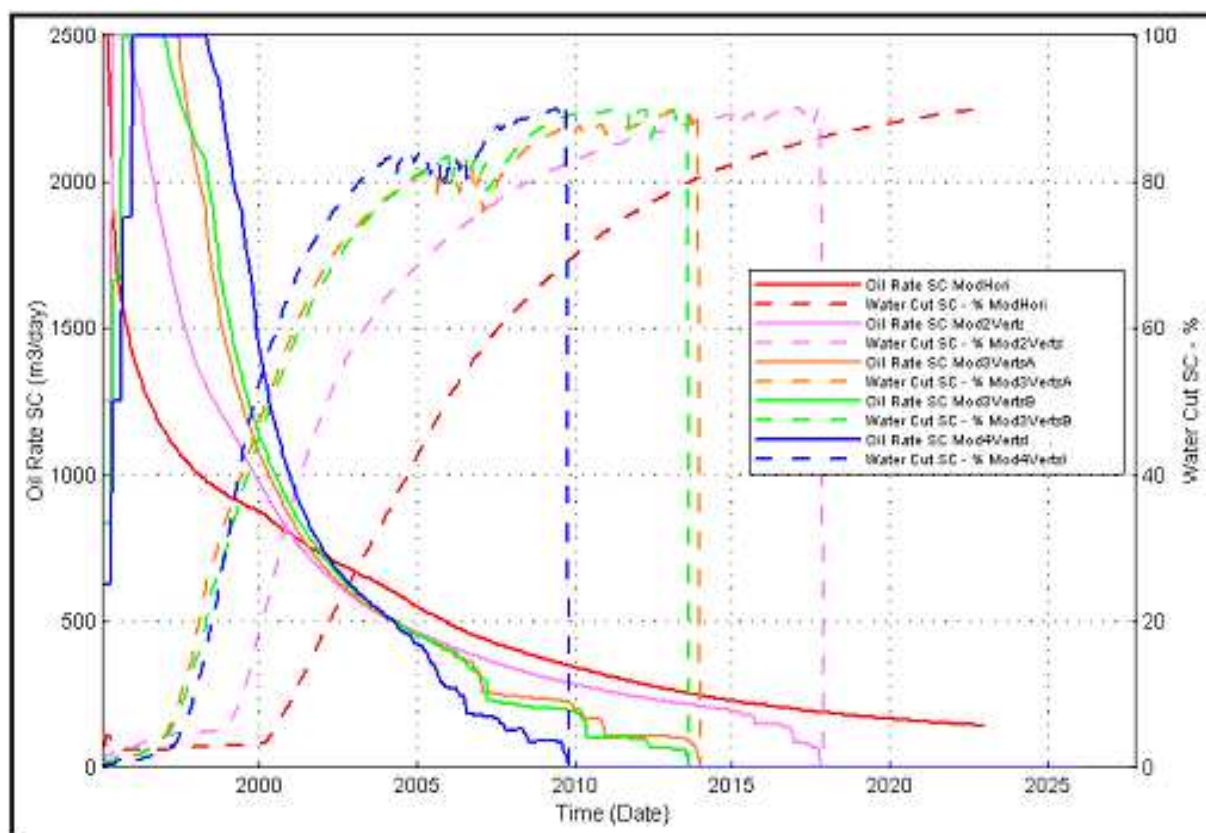


Figura 6.20 – Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo2.

Observa-se que a configuração com quatro poços verticais (4Verts) foi a que produziu mais óleo e menos água. Como parte da área de contato do poço horizontal encontrava-se em uma zona com baixa permeabilidade na Camada 1, a sua produção de óleo foi pequena.

c) Modelo Heterogêneo3

Neste modelo a distribuição da permeabilidade segue o mesmo esquema do modelo heterogêneo2 com exceção da distribuição da permeabilidade na Camada 1. A área de contato do poço horizontal nesta camada não está numa região com baixa permeabilidade como mostra a Figura 6.21. As outras camadas do reservatório têm a mesma distribuição de permeabilidade definida na Figura 6.19 (acima).

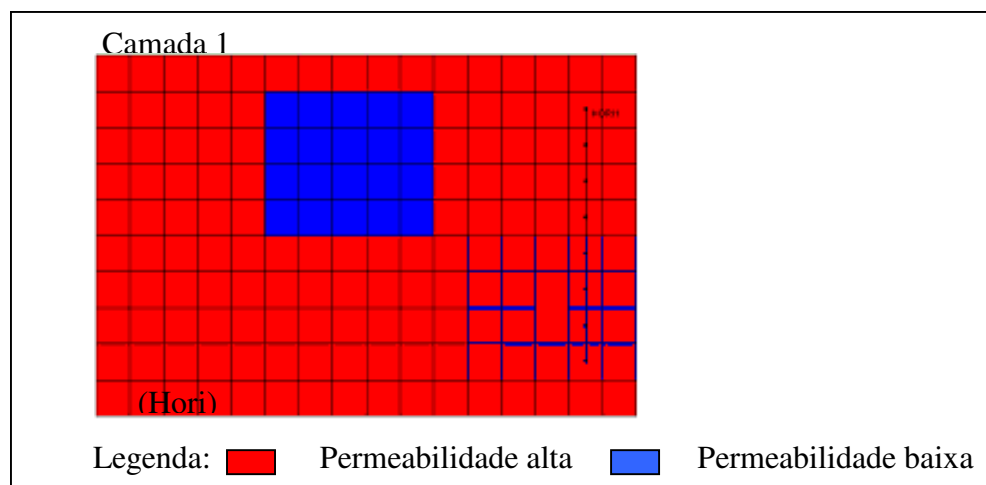


Figura 6.21 – Distribuição da permeabilidade nos modelos base (modelo heterogêneo 3)

A Figura 6.22 mostra os perfis de produção dos poços incluindo o poço horizontal com sua área de contato numa região com alta permeabilidade na Camada 1.

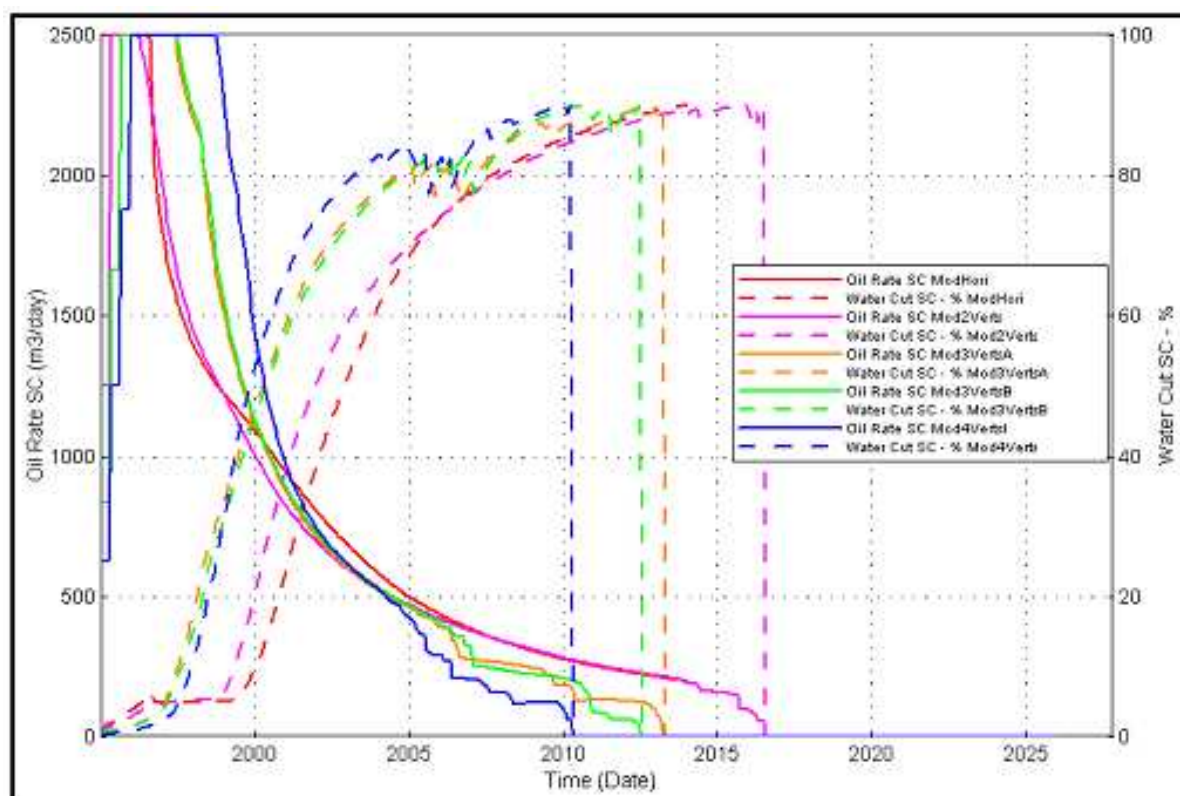


Figura 6.22 – Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo 3.

Observa-se que todos os poços produziram mais óleo e menos água quando comparado com o modelo heterogêneo2 já que houve uma redução da região com baixa permeabilidade. A

produção de óleo do poço horizontal aumentou em relação a sua produção no modelo heterogêneo2 porém a configuração com quatro poços verticais (4Verts) continua com a produção de fluido.

d) Modelo Heterogêneo4

Neste modelo há uma permeabilidade alta na linha central do reservatório, caracterizando um possível acúmulo de fluido neste ponto do reservatório. A Figura 6.23 mostra a configuração do modelo base com poço horizontal (Hori) para exemplificar como está distribuída a permeabilidade em todas as configurações.

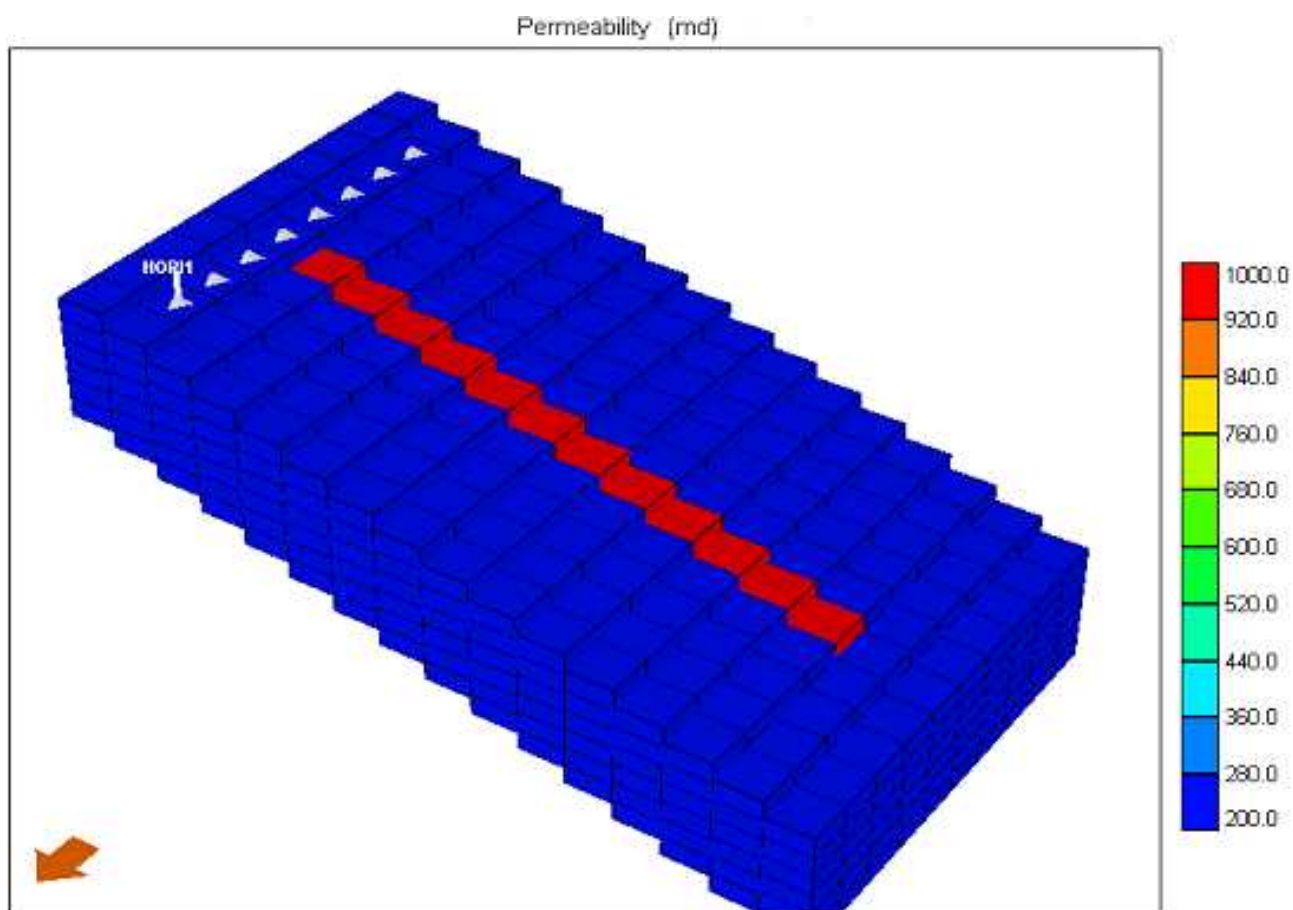


Figura 6.23 – Distribuição da permeabilidade na configuração do modelo base com poço horizontal (modelo heterogêneo4).

Em todas as outras configurações do modelo base a distribuição da permeabilidade é igual à apresentada na figura acima.

Os perfis de produções de óleo e água dessas configurações estão apresentadas na Figura 6.24.

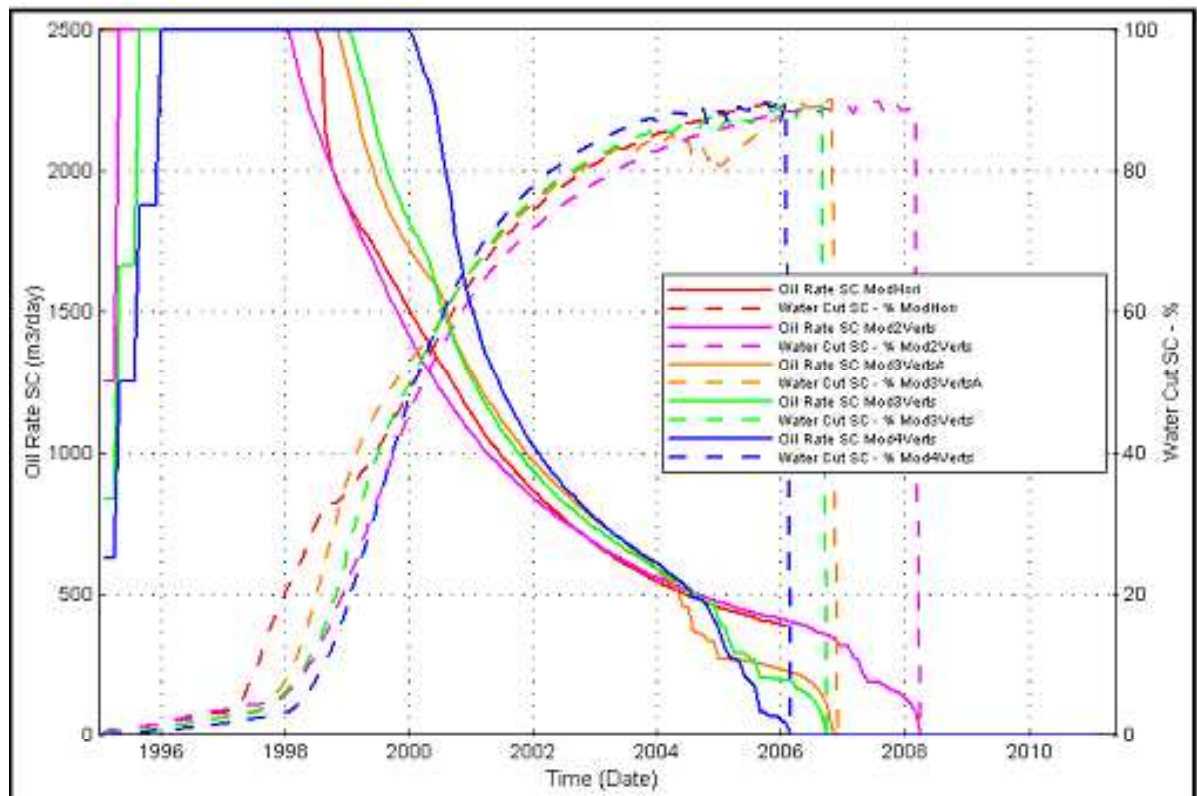


Figura 6.24 – Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo 4.

Observa-se que os poços produziram com a vazão máxima por um período mínimo de quatro anos com a concentração do fluxo de fluidos na parte central do reservatório devido a região com alta permeabilidade.

e) Modelo Heterogêneo5

Neste modelo várias regiões da camada têm permeabilidade alta, propagando-se para as outras camadas do reservatório. A Figura 6.25 mostra como está distribuída a permeabilidade no reservatório.

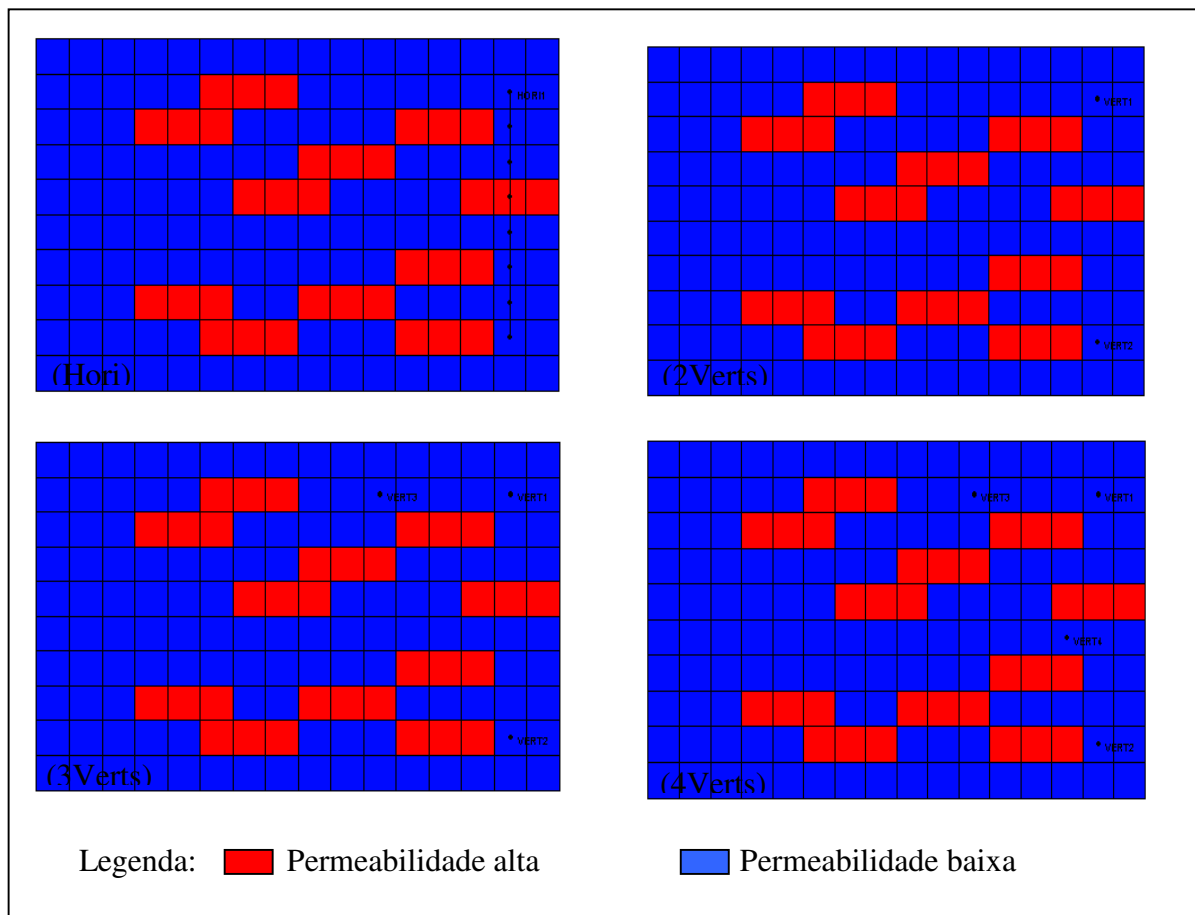


Figura 6.25 – Distribuição da permeabilidade no modelo heterogêneo 5.

A distribuição da permeabilidade é a mesma em todas as camadas do reservatório. Observa-se que nenhum poço está perfurado em região com baixa permeabilidade para isso a estratégia de produção de algumas configurações foi alterada.

A Figura 6.26 mostra os perfis de produção dos poços em um reservatório contendo várias regiões com alta permeabilidade.

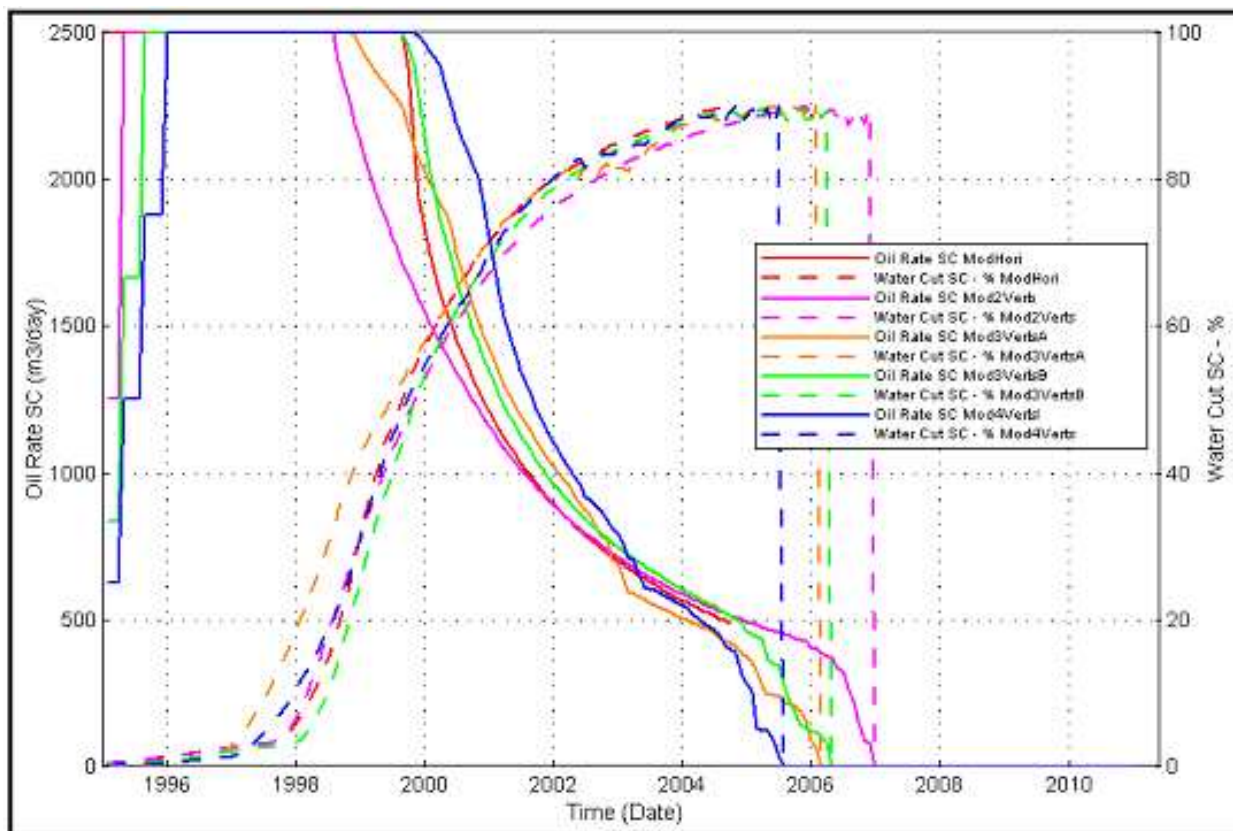


Figura 6.26 – Perfis de produção de óleo e água do modelo heterogêneo5.

Observa-se que com este tipo de distribuição de permeabilidade os poços produziram mais óleo e água quando comparados com os modelos anteriores.

Os valores das produções acumuladas de óleo e água desse estudo sobre a influência dos modelos heterogêneos encontram-se na Tabela 14, 15 e 16 do Anexo I.

Análise de sensibilidade econômica

Com os resultados das simulações de fluxo foi possível fazer a análise de sensibilidade econômica para os três cenários selecionados: custo de investimento em perfuração e completção para poços perfurados em terra e em lâminas d'água iguais a 500m e 2000m. Os três cenários com o preço do óleo igual a US\$ 20 por barril e o mesmo cenário geológico, ou seja, os atributos de rocha e fluido com seus valores médios (modelo base).

São apresentados os resultados dos valores presentes líquidos dos poços verticais comparados com dos poços horizontais nos diversos modelos heterogêneos estudados acima. São também apresentados os resultados obtidos no modelo homogêneo nestes mesmos cenários geológicos e econômicos.

- **Em terra**

O resultado do cenário econômico onde os poços foram perfurados em terra em diferentes reservatórios heterogêneos está apresentado na Figura 6.27. No gráfico encontra-se também o resultado do modelo homogêneo para o mesmo cenário econômico. O objetivo é verificar o desempenho dos verticais em relação aos horizontais em diferentes modelos de reservatórios.

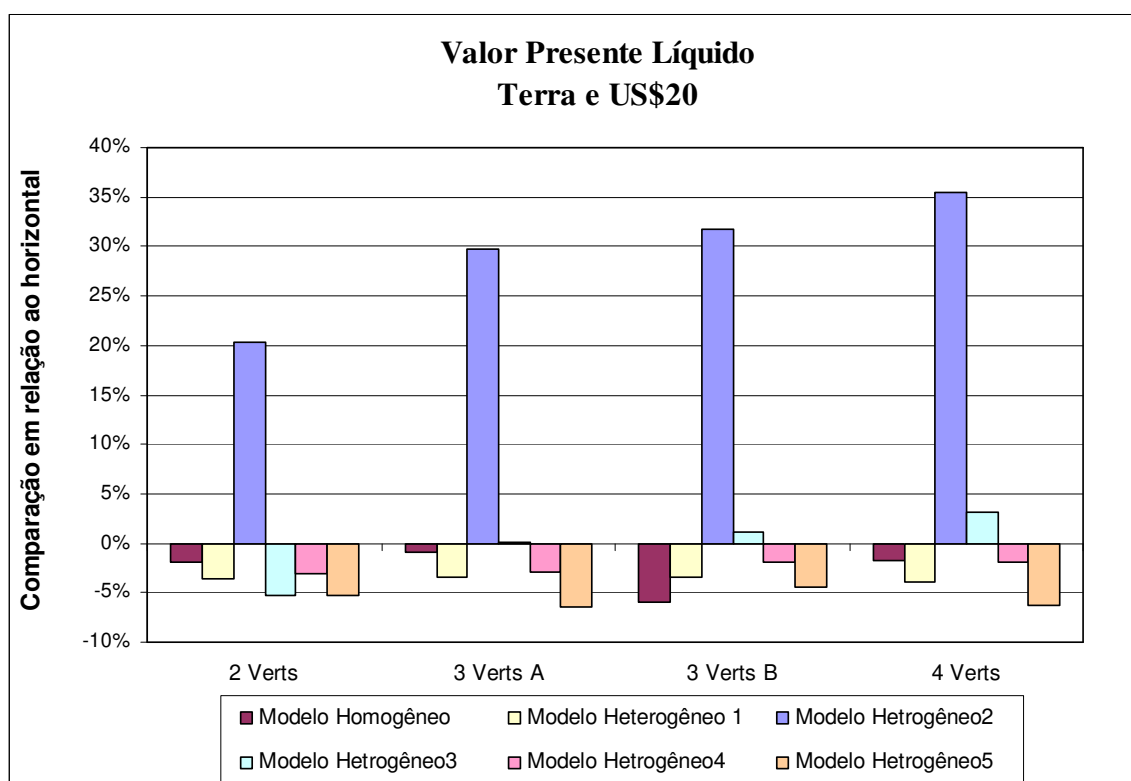


Figura 6.27 – Comparações entre VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em terra e com preço do óleo igual a US\$ 20/bbl.

Observa-se que os poços horizontais mantêm uma vantagem pequena sobre os poços verticais na maioria dos modelos neste tipo de cenário econômico. Exceção ocorre quando a

produtividade do poço horizontal é afetada ao ser perfurado num local com baixa permeabilidade (como no modelo heterogêneo²). Pode-se concluir nesse caso que para modelo muito heterogêneos, o risco relacionado a poços horizontais é maior do que poços verticais onde a produção é dividida por mais poços e os custos envolvidos são menores.

O resultado do modelo heterogêneo³ mostra que apesar do poço horizontal ter produzido mais óleo e menos água que os verticais, estes últimos tornam-se vantajosos em relação ao horizontal neste tipo de modelo num cenário econômico onde o custo do horizontal é 1.75 vezes o custo do vertical.

- **Em lâmina d'água igual a 500m**

O resultado do cenário econômico onde os poços foram perfurados em lâmina d'água de 500m em diferentes reservatórios heterogêneos está apresentado na Figura 6.28. No gráfico encontra-se também o resultado do modelo homogêneo para o mesmo cenário econômico. O objetivo é verificar o desempenho dos verticais em relação aos horizontais em diferentes modelos de reservatórios.

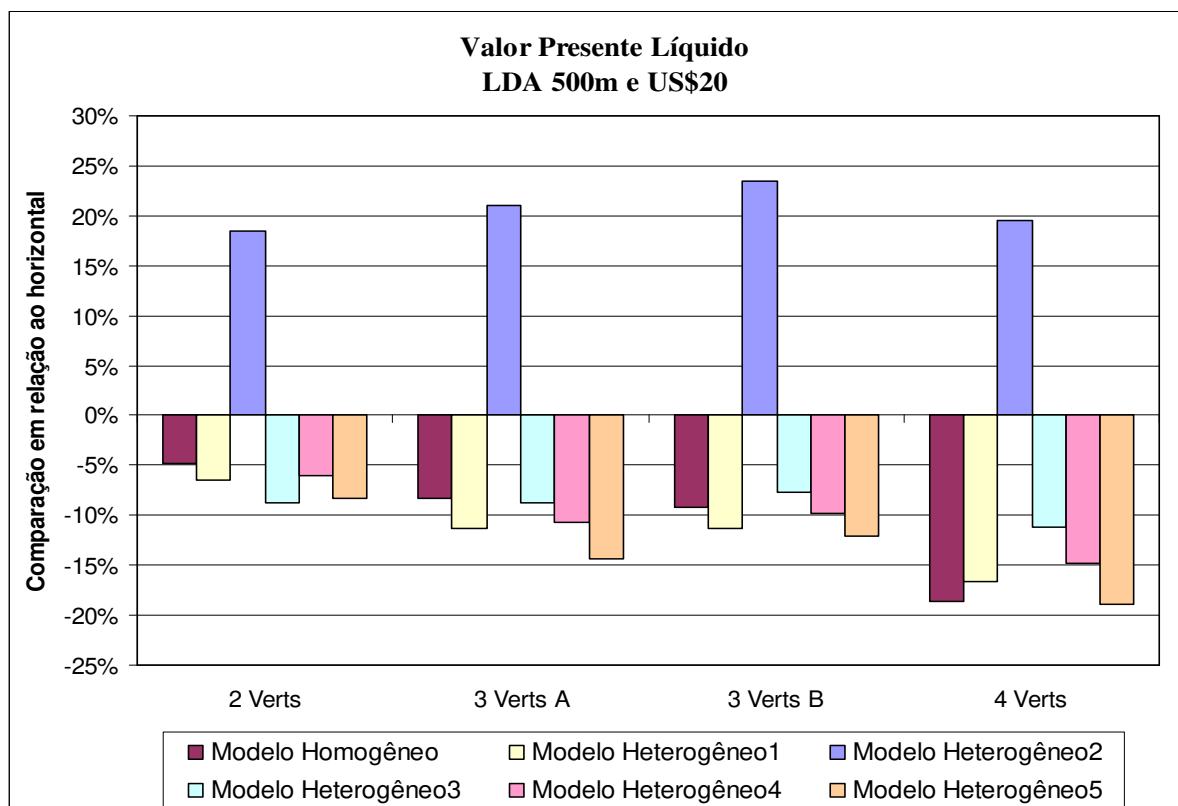


Figura 6.28 – Comparações entre VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em LDA = 500m e com preço do óleo igual a US\$ 20/bbl.

Observa-se que neste tipo de cenário onde o custo do horizontal foi considerado 1,50 vezes o custo do vertical, este último não tem vantagem alguma sobre o horizontal, exceto quando a produtividade do poço horizontal é afetada ao ser perfurado numa região com baixa permeabilidade, pelos mesmo motivos apresentados no modelo heterogêneo2.

- **Em lâmina d'água igual a 2000m**

O resultado do cenário econômico onde os poços foram perfurados em lâmina d'água de 2000m em diferentes reservatórios heterogêneos está apresentado na Figura 6.29. No gráfico encontra-se também o resultado do modelo homogêneo para o mesmo cenário econômico. O objetivo é verificar o desempenho dos verticais em relação aos horizontais em diferentes modelos de reservatórios.

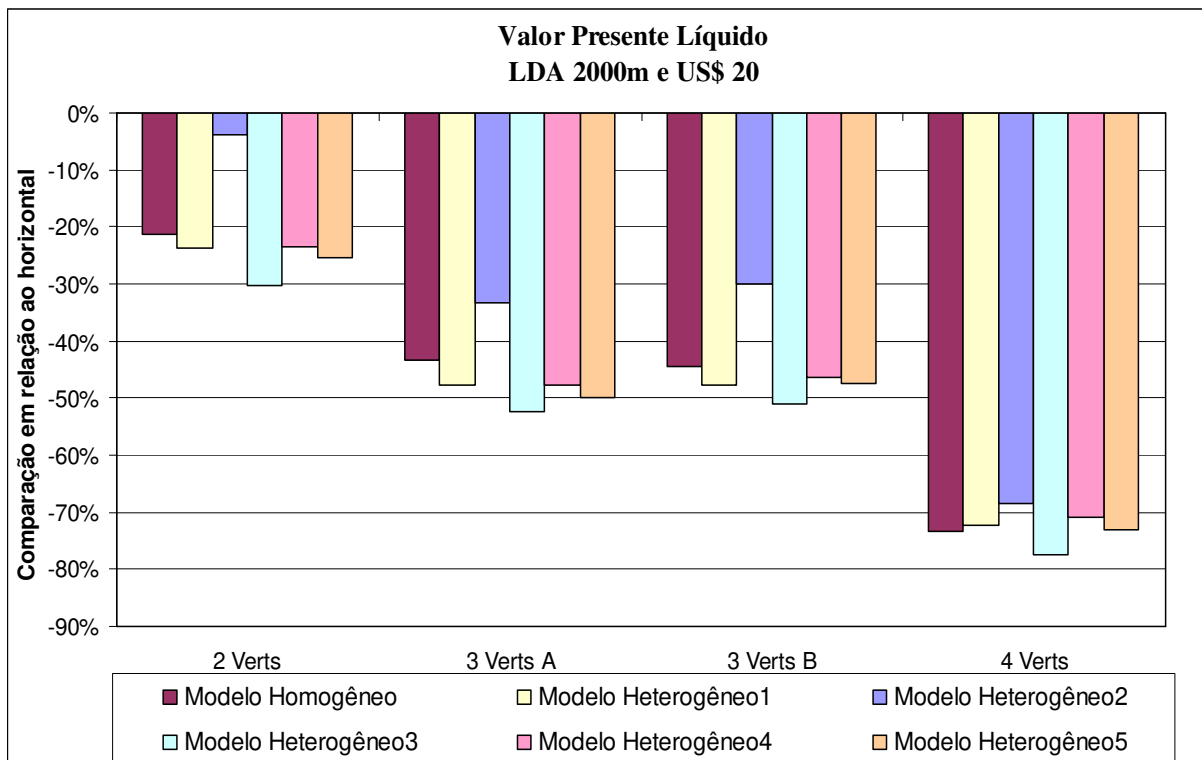


Figura 6.29 – Comparações entre VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em LDA = 2000m e com preço do óleo igual a US\$ 20/bbl.

Observa-se que neste tipo de cenário econômico onde o custo do horizontal é 1,20 vez o custo do vertical, este último torna-se completamente inviável em relação ao horizontal, inclusive no modelo heterogêneo 2 onde parte da área de contato do poço horizontal encontra-se numa região do reservatório com baixa permeabilidade afetando a sua produtividade.

As tabelas contendo os valores presentes líquidos desse estudo sobre a influência dos modelos heterogêneos nos desempenhos dos poços verticais e horizontais encontram-se no Anexo I, Tabelas 14, 15 e 16.

6.5.3. Influência da redução da taxa de atratividade.

O valor presente líquido é uma análise econômica que visa comparar a previsão de ganhos futuros obtidos pela exploração de um campo de petróleo, com a alternativa de investir no mercado com uma taxa, definida como taxa de atratividade.

O cálculo econômico realizado neste estudo é baseado na previsão de um fluxo de caixa para o projeto e posterior transformação dos valores futuros em valores presentes através da técnica de desconto, onde a taxa de desconto é a taxa de atratividade. O valor presente líquido das configurações do modelo base é calculado com uma taxa de atratividade reduzida, ou seja, a taxa de mercado com o qual o investimento na exploração do campo será comparado é inferior à taxa considerada inicialmente neste trabalho.

O estudo deste parâmetro tem como objetivo verificar a influência da redução da taxa de atratividade num cenário econômico onde o poço horizontal tenha sido menos favorecido devido ao seu alto custo de investimentos. A redução da taxa de atratividade leva a uma redução dos juros diários utilizados no cálculo do valor presente líquido.

No início deste trabalho os cálculos econômicos foram realizados com a taxa de atratividade igual a 15% ao ano, conforme Tabela 5.4 no Capítulo 5. A Tabela 6.4 mostra o novo valor para a taxa de atratividade adotado nesta nova etapa do trabalho e os valores dos parâmetros que permaneceram fixos para o cálculo do valor presente líquido.

Tabela 6.4 – Valores atribuídos aos parâmetros econômicos fixos.

Parâmetros	Valores	Unidades
Taxa de atratividade	12	% ao ano
Tributação total	50	%
Custo de tratamento de água	0,50	US\$ / bbl
Custo de Produção de Água	0,50	US\$ / MSCF
Preço do gás	0,09	US\$ / SCF
Custo de produção de gás	0,02	US\$ / SCF
Custo de produção do óleo	5,00	US\$ / bbl

Os cenários selecionados para esse estudo são os seguintes:

- Cenário geológico – modelo com permeabilidade horizontal baixa (KhB), como mostra a Tabelas 5.1 no Capítulo 5.
- Cenário econômico – custo de investimento em perfuração e completção para poços perfurados em terra (como mostra a Tabela 5.6 no Capítulo 5) e preço do óleo igual a US\$ 25 por barril.

A seguir são apresentados os resultados dos cálculos econômicos feitos com os modelos nos cenários definidos acima.

O resultado do cenário econômico onde os poços horizontais e verticais foram perfurados em terra está apresentado na Figura 6.30, considerando o custo do horizontal 1,75 vez o custo do vertical e taxa de atratividade reduzida. No gráfico encontra-se também o resultado dos cálculos com a taxa de atratividade inicial (15%) para o mesmo cenário geológico.

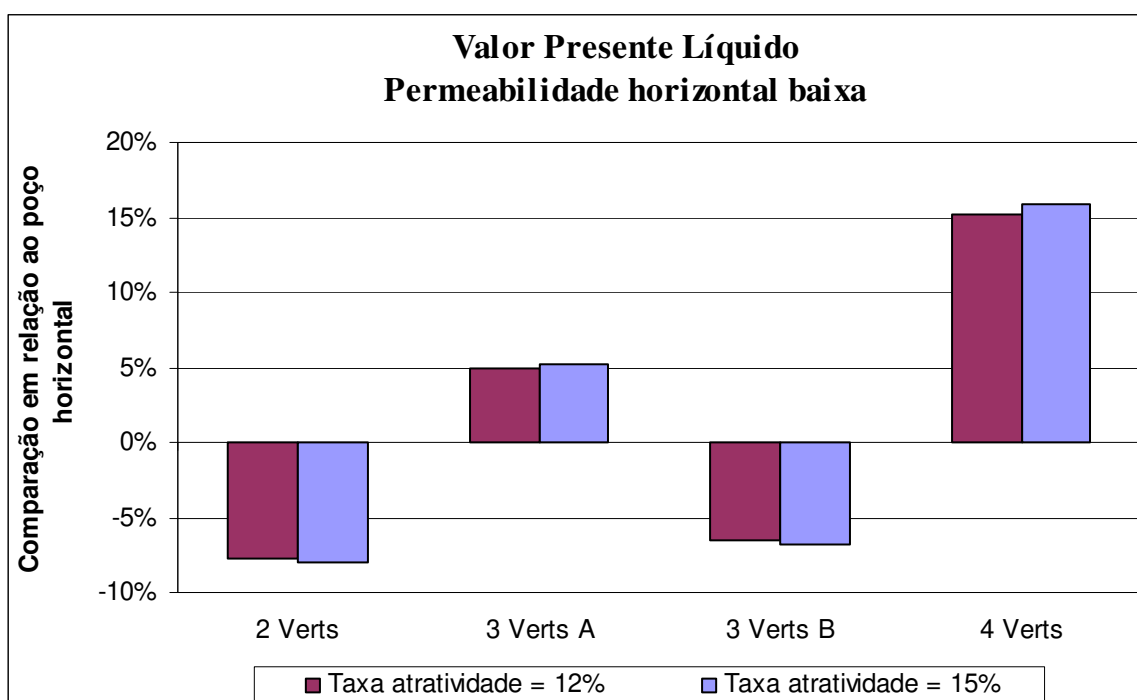


Figura 6.30 – Comparações entre VPL dos poços verticais em relação aos horizontais perfurados em terra com preço do óleo igual a US\$ 25/bbl e diferentes taxas de atratividade.

Observa-se que houve um aumento generalizado do valor presente líquido não afetando significativamente os resultados de comparação dos verticais em relação ao horizontal, permanecendo os verticais mais vantajosos que o horizontal neste cenário e com a redução da taxa de atratividade.

6.5.4. Influência do aumento da densidade do óleo.

O objetivo desse estudo é verificar a influência do escoamento de um óleo mais pesado no desempenho dos poços verticais e horizontais. Para isso, modelos de simulação recebem novos valores para os atributos de fluido correspondentes ao °API do óleo.

A partir dos resultados mostrados na Tabela 6.1, os seguintes cenários geológico e econômico são selecionados para fazerem parte desse estudo:

- Cenário geológico – modelo base com os valores médios para os atributos de rocha (como mostra a Tabela 5.1 no Capítulo 5).
- Cenário econômico – custo de investimento em perfuração e completação para poços perfurados em terra (como mostra a Tabela 5.6 no Capítulo 5) e preço do óleo igual a US\$ 25 por barril.

A Tabela 6.5 mostra os novos valores assumidos pelos atributos de fluido nos novos modelos base de simulação de fluxo.

Tabela 6.5 – Valores médios assumidos pelos atributos de fluido.

Atributos de fluido		
Pressão (KPa)	Bo (m ³ /m ³)	Vis _{óleo} (mPa*seg)
Valores assumidos		
3000	1.064	18.49
6000	1.084	14.52
9000	1.101	12.18
12000	1.117	10.55
15000	1.132	9.05
18000	1.145	7.97
21000	1.159	7.13
24000	1.171	6.22
26700	1.174	6.19
28000	1.178	6.17
30000	1.180	6.15
34000	1.182	6.13
Compressibilidade do óleo = 1.346095E-6 (1/KPa)		
Densidade do óleo = 930.40 (Kg/m ³)		

Com essas características listadas na tabela acima o óleo tem °API igual a 20,5. As condições de operação dos poços seguem o mesmo perfil da Tabela 5.3 apresentada no Capítulo 5 onde o somatório da vazão máxima de óleo produzida pelo campo é igual a 2500 m³/dia. Foi mantido também o mesmo tempo de simulação de quinze anos definido no capítulo anterior.

As produções dos poços são menores quando a densidade do óleo é maior. Neste estudo, para que a comparação entre verticais e horizontais ocorra de forma equivalente, outro poço horizontal é inserido na configuração do modelo base com poço horizontal. A inserção desse poço horizontal tem como objetivo fazer a comparação entre estratégias de produção utilizando dois a quatro poços verticais e de um a dois poços horizontais num cenário geológico onde o óleo é considerado pesado. Dessa forma, a análise de sensibilidade econômica é feita utilizando as produções e os custos das configurações com um poço horizontal e com dois poços horizontais.

A seguir são apresentados os resultados das simulações de fluxo feitas nos modelos base. A Figura 6.31 mostra os perfis de produção de todas as configurações (Hori, 2Verts, 3VertsA, 3VertsB e 4Verts) considerando a nova densidade do óleo.

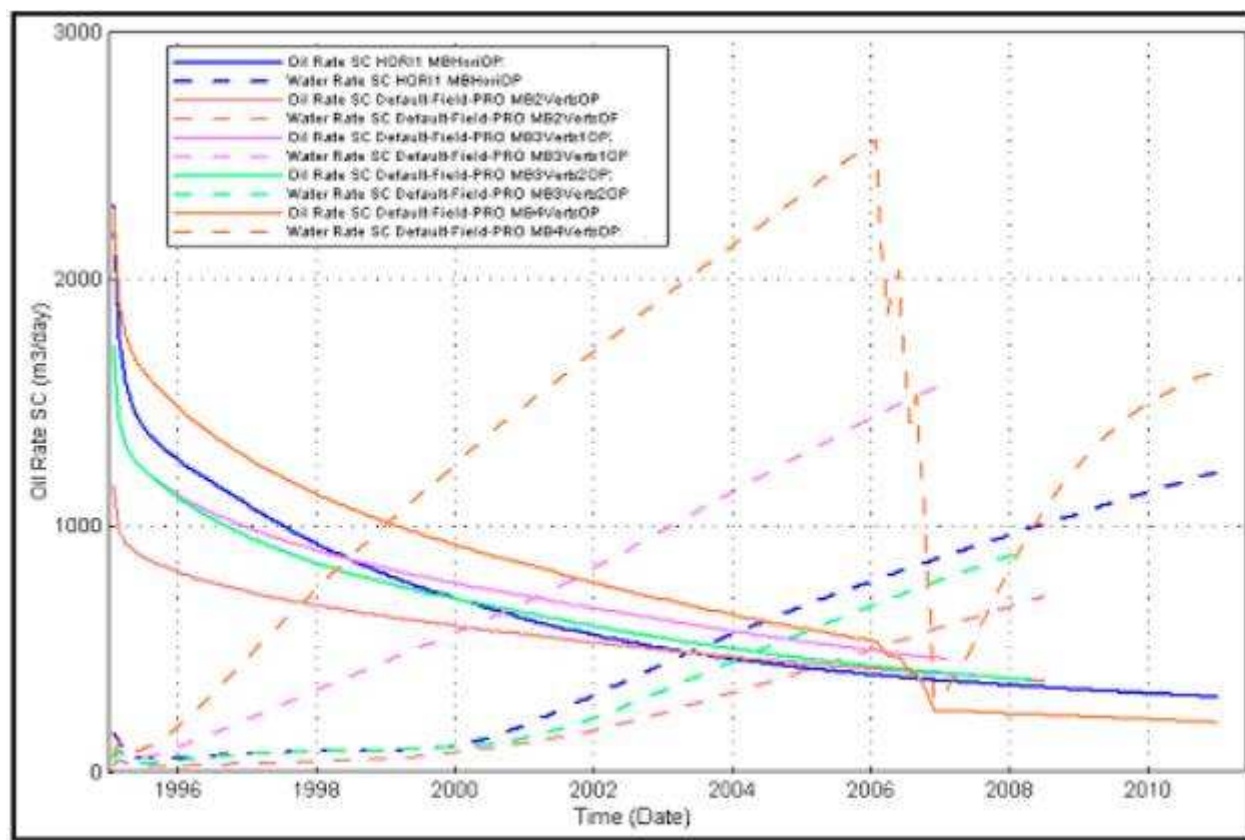


Figura 6.31 – Perfis de produção de óleo e água das configurações do modelo base para óleo pesado.

Observa-se que a distribuição dos quatro poços verticais favoreceu a maior produção de óleo. A Figura 6.32 mostra o perfil de produção da configuração com dois poços horizontais.

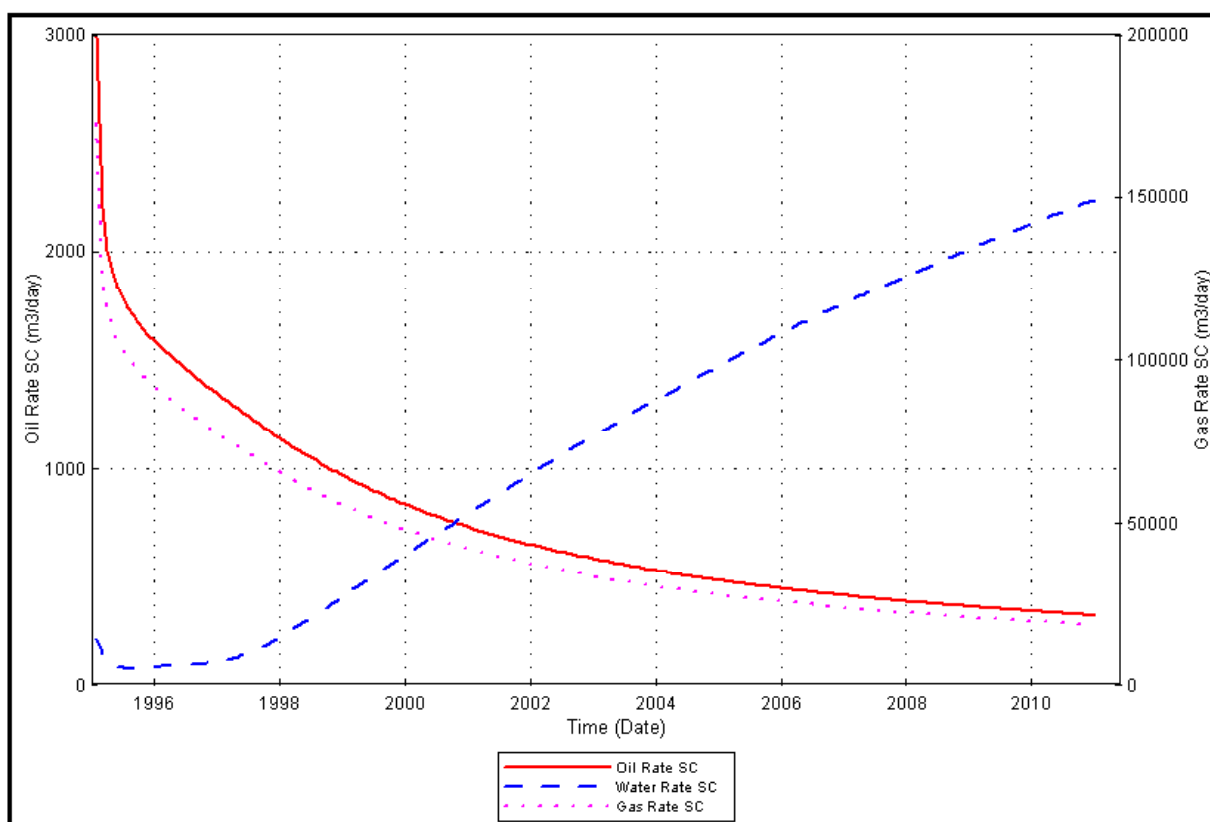


Figura 6.32 – Perfil de produção da configuração do modelo base com dois poços horizontais para óleo pesado.

Através das Figuras 6.31 e 6.32, observa-se que a configuração do modelo base com dois poços horizontais superou a produção da configuração com quatro poços verticais e obviamente a produção com um poço horizontal.

A seguir são apresentados os resultados dos cálculos econômicos feitos com os resultados das simulações. Os cálculos foram realizados para um cenário econômico onde os poços foram perfurados em terra e o preço do óleo igual a US\$ 25 por barril. A Figura 6.33 mostra a comparação entre os verticais e as configurações com um e com dois poços horizontais.

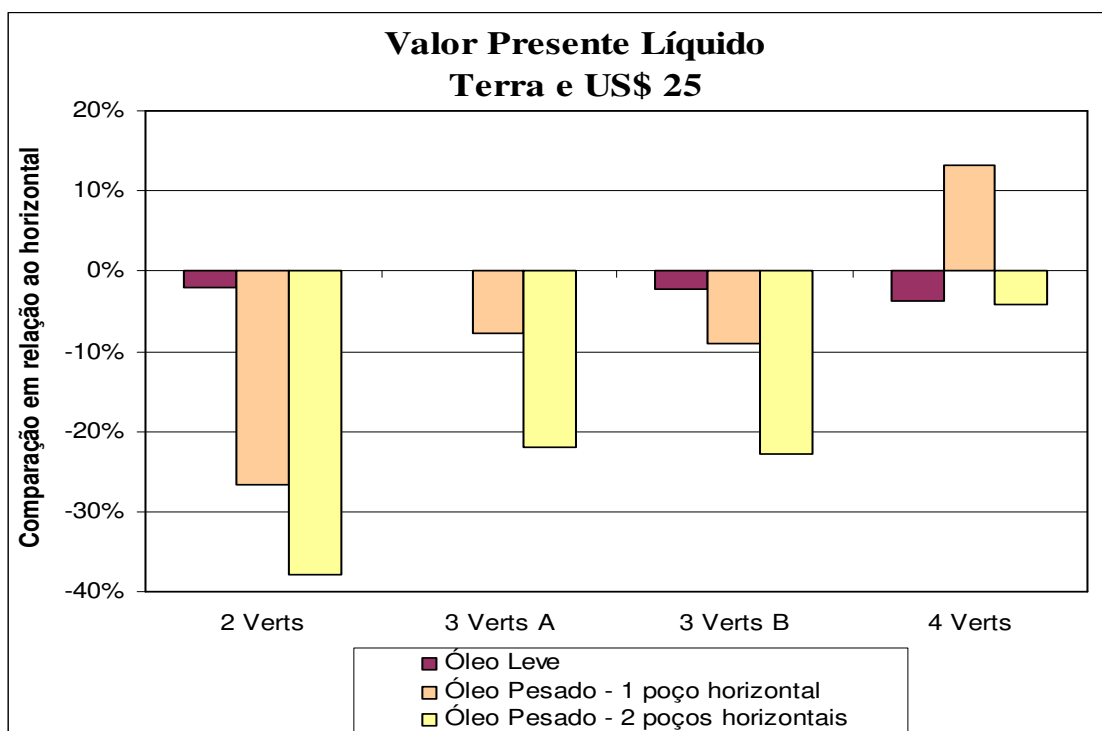


Figura 6.33 – Comparações entre VPL dos poços verticais e horizontais perfurados em terra com preço do óleo igual a US\$ 25/bbl.

Neste cenário geológico onde os atributos de rocha estão com seus valores médios e os atributos de fluido recebem valores referentes ao óleo leve ($^{\circ}\text{API} = 31$) e ao óleo pesado ($^{\circ}\text{API} = 20.5$) pode-se concluir que: quando o óleo é leve os poços praticamente não têm vantagem uns sobre os outros; quando o óleo é pesado e a configuração tem um poço horizontal, os poços verticais têm vantagens sobre o horizontal; quando o óleo é pesado e a configuração tem dois poços horizontais, os horizontais passam a ter vantagens sobre os verticais. Portanto, a produção de dois poços horizontais viabiliza um projeto num cenário onde o custo do horizontal é considerado 1,75 maior que o custo do vertical.

A tabela contendo os valores presentes líquidos desse estudo sobre a influência do aumento da densidade do óleo nos desempenhos dos poços verticais e horizontais encontram-se no Anexo I, Tabela 17.

6.5.5. Influência do aumento do comprimento do poço horizontal.

O objetivo desse estudo é verificar a influência do aumento do comprimento do poço horizontal na comparação entre as estratégias de produção utilizando verticais e horizontais num cenário onde as vantagens do horizontal sejam mínimas. Para isso, o modelo de simulação e o cálculo econômico sofrem alterações para a inserção do aumento do comprimento do poço horizontal e seus custos.

A partir dos resultados mostrados na Tabela 6.1, os seguintes cenários geológico e econômico são selecionados para fazerem parte desse estudo:

- Cenário geológico – modelo base com os valores médios para os atributos de rocha (como mostra a Tabela 5.1 no Capítulo 5).
- Cenário econômico – custo de investimento em perfuração e completação para poços perfurados em terra (como mostra a Tabela 5.6 no Capítulo 5) e preço do óleo igual a US\$ 25 por barril.

As condições de operação dos poços para a simulação de fluxo estão definidas na Tabela 6.6. O aumento do comprimento do poço horizontal é de 300m e para este estudo o tempo de simulação é extrapolado para vinte e cinco anos.

Tabela 6.6 – Condições de operação dos poços.

Condições de operação dos poços	Configurações do Modelo Base			
	Hori	2Verts	3Verts(A e B)	4Verts
Vazão máxima de óleo por poço (m ³ /dia)	8000	8000	8000	8000
Vazão mínima de óleo por poço (m ³ /dia)	100	50	33	25
Pressão mínima de operação (kgf/cm ²)	150	150	150	150
Corte de água (%)	90	90	90	90

A seguir são apresentados os resultados das simulações de fluxo e dos cálculos econômicos feitos com os modelos nos cenários definidos acima. A Figura 6.34 mostra os perfis de produção dos poços considerando as condições de operação dos poços.

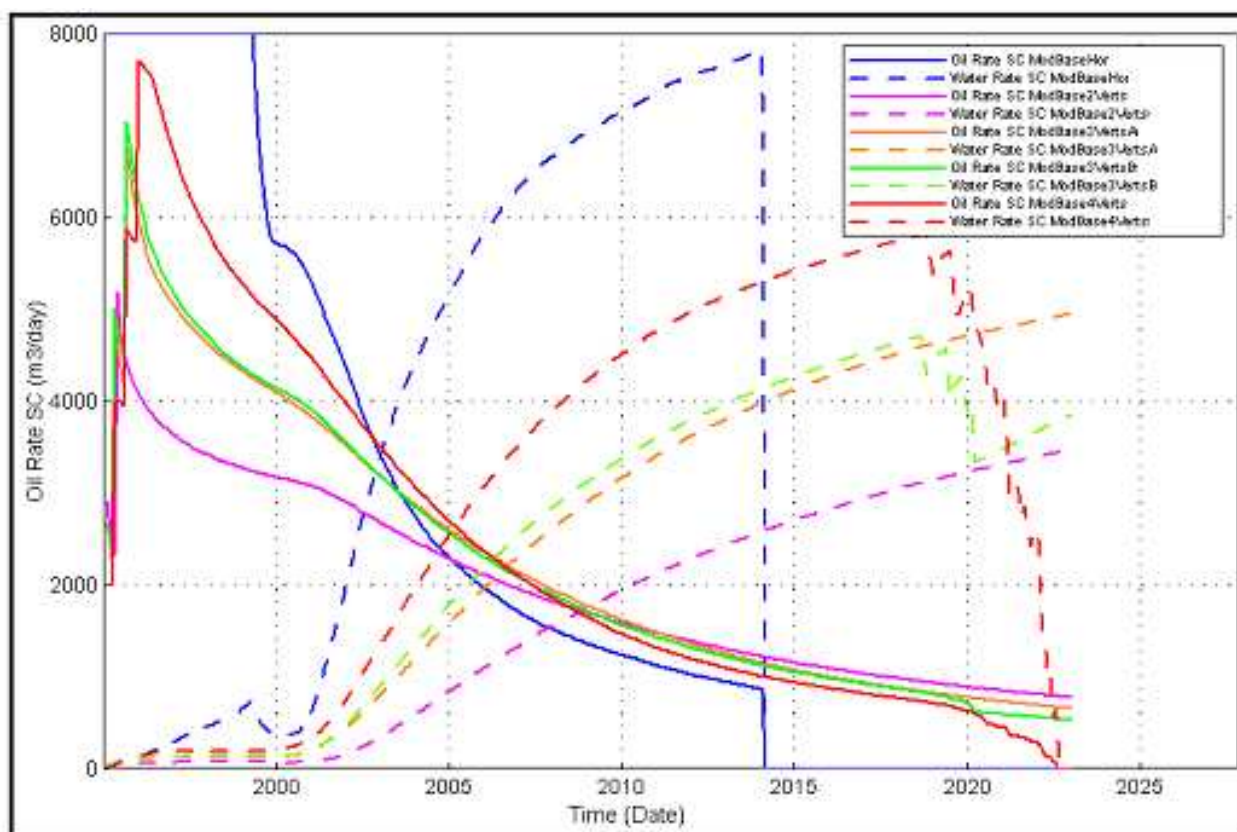


Figura 6.34 – Perfis de produção dos poços considerando o aumento do comprimento do horizontal.

Devido a maior área de contato do poço horizontal no reservatório a produção deste poço aumenta significativamente em relação a dos poços verticais.

A Figura 6.35 mostra a comparação entre os valores presentes líquidos dos poços verticais em relação ao horizontal com comprimento de 500m e 300m, no mesmo cenário geológico.

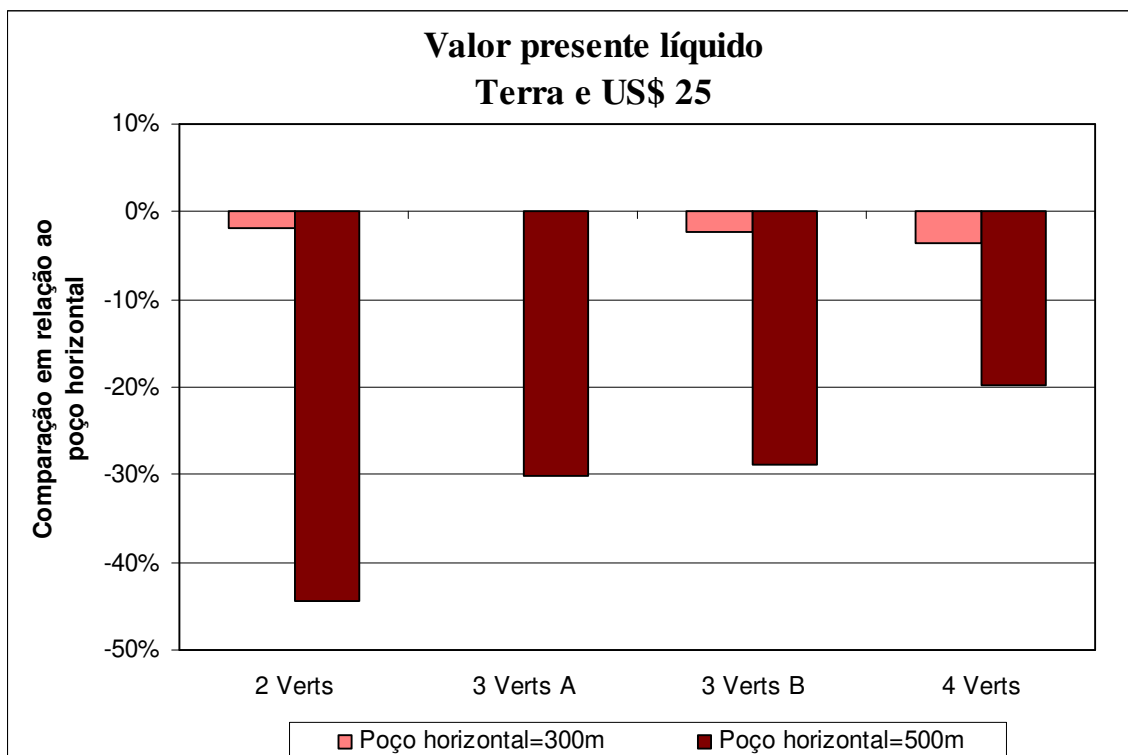


Figura 6.35 – Comparações entre VPL dos poços vertical e horizontal (com aumento do comprimento) perfurados em terra com preço do óleo igual a US\$ 25/bbl.

As vantagens dos poços horizontais aumentam quando a área de contato deles no reservatório aumenta, superando 15% em relação aos verticais.

Vale ressaltar que neste caso não foi estudado a variação de pressão ao longo do comprimento do poço horizontal por considerar que com 500m de comprimento a produtividade do poço não poderia ser afetada pela variação de pressão ao longo do tubo.

6.6. Conclusões sobre a influência dos parâmetros

A Tabela 6.7 mostra os resultados do estudo sobre a influência dos parâmetros no desempenho dos poços e nas suas vantagens econômicas. Os dados são apresentados de forma condensada e completa com setas indicando que a diferença entre os valores presentes líquidos do

vertical para o horizontal é superior a 10% ou vice-versa. Ou seja, V  significa que o vertical é mais vantajoso que o horizontal com uma diferença de VPL superior a 10%.

Tabela 6.7 – Resultado das comparações entre os poços verticais e horizontais

PARÂMETROS ESTUDADOS	RESULTADO DAS COMPARAÇÕES					
Controle da Produção	Modelo Base e US\$ 25					
	Limitada		Controlada		Liberada	
Terra	V		H		V	
LDA=2000m	H ↑		H ↑		H ↑	
Heterogeneidade do Reservatório	Modelo Base e US\$ 20					
	Homogêneo	Heterogêneo1	Heterogêneo2	Heterogêneo3	Heterogêneo4	Heterogêneo5
Terra	V	H	V ↑	V	H	H
LDA=500m	H ↑	H	V ↑	H	H ↑	H ↑
LDA=2000m	H ↑	H	H ↑	H	H ↑	H ↑
Redução da Taxa de Atratividade	Modelo com permeabilidade horizontal baixa e US\$ 25					
	Taxa de atratividade=15%			Taxa atratividade=12%		
Terra	V ↑			V ↑		
Aumento da Densidade do Óleo	Modelo Base e US\$ 25					
	Óleo leve		Óleo pesado com um poço horizontal		Óleo pesado com dois poços horizontais	
Terra	V		V ↑		H	
Aumento do Comprimento do Poço Horizontal	Modelo base e US\$ 25					
	Poço horizontal = 300m			Poço horizontal = 500m		
Terra	V			H ↑		

Observa-se através da Tabela 6.6 que:

- Para reservatórios localizados em terra, os poços horizontais não têm vantagens sobre os verticais ou têm uma vantagem mínima inferior a 10%, exceto quando há um aumento do comprimento do poço horizontal.
- O aumento dos custos de investimentos em perfuração e completação do poço horizontal devido ao aumento do seu comprimento não o impediu de tornar-se muito mais vantajoso

num cenário onde inicialmente poderia se investir em poços verticais (modelo base e US\$ 25 por barril). A maior área de contato do poço horizontal com o reservatório possibilitou um aumento significativo da sua produção como mostra a Tabela 18, Anexo I.

- Observa-se que num cenário onde os poços são perfurados acima de uma lâmina d'água de 2000m, os benefícios econômicos dos poços horizontais são incondicionalmente maiores que dos verticais independente do cenário econômico. Exceção feita, obviamente, quando a produtividade do poço horizontal é afetada com parte da sua área de contato perfurada em região com baixa permeabilidade.

Capítulo 7

Conclusões e Sugestões

Esta dissertação apresenta a comparação entre o desempenho de poços verticais e horizontais, verificando a influência dos atributos de rocha e fluido e parâmetros econômicos no desempenho dos poços.

7.1 Conclusões

As principais conclusões obtidas neste trabalho foram:

- A base para ser usada em métodos de otimização de estratégia foi construída através da generalizando onde a opção é clara e otimizando onde a diferença entre os poços é pequena.
- O grau de viabilidade econômica dos poços horizontais em relação aos verticais combinando diversos cenários geológicos e econômicos foi quantificada.
- Os poços horizontais mantêm as mesmas diferenças de vantagens sobre os verticais nos casos estudados sobre heterogeneidade do reservatório, exceto quando a sua produtividade é afetada ao ter uma seção perfurada em local com baixa permeabilidade.
- Os poços horizontais apresentam vantagens sobre os poços verticais na grande maioria dos cenários geológicos e econômicos com LDA acima de 500m. Fatores como antecipação da

produção e maior área de contato com o reservatório permitiram que os poços horizontais fossem mais vantajosos.

- O gerenciamento de reservatório deve levar em consideração a análise criteriosa do alto custo de investimentos em perfuração e completação dos poços horizontais principalmente quando o projeto for em terra. Observou-se que os poços horizontais apresentaram vantagens mínimas ou não apresentaram vantagem sobre os verticais num cenário econômico onde seu custo de investimentos em perfuração e completação é aproximadamente 75% a mais que o custo dos poços verticais.
- As permeabilidades vertical e horizontal são os atributos de rocha que mais influenciam no desempenho do poço horizontal. Nos cenários geológicos onde as permeabilidades vertical e horizontal são baixas há um aumento do VPL dos verticais à medida que o preço de óleo aumenta, para reservatórios localizados em LDA igual a 500m.
- A escolha da estratégia de produção ótima utilizando poços horizontais envolve conhecimentos específicos nas áreas de geologia, engenharia de reservatórios, de produção e econômica, o que requer uma equipe multidisciplinar trabalhando de modo integrado.

7.2 Sugestões

No decorrer deste estudo temas para continuação desta pesquisa surgiram. As principais sugestões para continuidade deste trabalho em futuras teses são:

- Fazer a comparação entre poços horizontais e verticais para outras condições geológicas, econômicas e operacionais para tentar generalizar algumas conclusões.
- Gerar ferramentas analíticas para escolha de tipo de poço a ser utilizado a partir da identificação de desempenho de poços horizontais e verticais. Isso poderia ser feito através

de correlações com parâmetros geológicos e econômicos ou através de técnicas de inteligência artificial.

- Fazer integração com o sistema de produção através de um planejamento de desenvolvimento do campo, combinando o modelo de reservatório com a malha de produção.

Referências Bibliográficas

Ali-Nandalal, J., Staines, M., Bally Y.K., Finneran, J. M., *Optimal Locations and Performance Prediction of Horizontal Oil Wells in the Oil Rim at Mahogany Field, Offshore Trinidad*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Huoston, Texas, SPE 56814, October 1999.

Allard, D.N., Sawiris, R.S., *Reservoir Management Making a Difference in Australia's First Oilfield Developed Entirely with Horizontal Wells*. In: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Perth, Australia, SPE 50051, October 1998.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro. NBR-6023 - Referências bibliográficas. Rio de Janeiro, 1989. 19p.

Aziz, K., Settari, A., *Petroleum Reservoir Simulation*, London: Applied Science Publishers Ltd. of England, 1979.

Ben Wang, Markitell, B.N., Huang, W.S., *Case Studies of Horizontal Well Design and Production Forecast*. In: SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition, Bahrain, SPE 25567, April 1993.

Bittencourt, A.C., Home, R.N., *Reservoir Development and Design Optimization*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, SPE 38895, October, 1997.

- Bittencourt, A.C., *Optimal Scheduling of Development in Oil Fields*. Califórnia: Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 1994. Dissertação (Mestrado).
- Dehane, A., Tiab, D., Osisanya, S.O., *Comparison of the Performance of Vertical and Horizontal Wells in Gas-Condensate Reservoirs*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, SPE 63164, October, 2000.
- Deskins, G.W., McDonald, W.J., Reid, T.B., Survey shows successes, failures of horizontal wells. *Oil & Gas Journal*, v.27, p.39-45, june 1995.
- Ganesh, T., Satter, A., *Integrated Petroleum Reservoir Management—A Team Approach*. Tulsa: Penn Well of Oklahoma, 1994.
- Jahn, F., Cook, M., Graham, M., *Hydrocarbon Exploration and Production*, Aberdeen: ELSEVIER of Aberdeen, 2000.
- Joshi, S.D., *A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology*. In: 62nd Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, SPE 16868, September, 1987.
- Joshi, S.D., Ding, W., *Horizontal Well Application: Reservoir Management*. In: International Conference on Horizontal Well Technology. In: Calgary, Canada, SPE 37036, November, 1996.
- Karcher, B.J., Giger, F.M., *Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior*. In: 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Los Angeles, October, 1986.
- Lacy, S., Ding, W., Joshi, S.D., *Horizontal Well Applications and Parameters for Economic Success*. In: Second Latin American Petroleum Engineering Conference of the SPE, Caracas, Venezuela, SPE 23676, March, 1992.

Lake, L.W. *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall, Englewood Cliff, NJ, EUA, 1989.

Mattax, C.C., Dalton, R.L., *Reservoir Simulation*. SPE Monograph, Richardson, vol. 13, 1977.

Mezzomo, C., Otimização de Estratégia de Recuperação para um Campo de Petróleo. São Paulo: Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Campinas, 2000. Dissertação (Mestrado).

Muskat, M., *The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media*. New York: McGraw-Hill of New York, 1937.

Muskat, M., *Physical Principles of Oil Production*, New York: McGraw-Hill of New York, 1949.

Norris, S.O., Hunt, J.L., Soliman, M.Y., Purthigai, S.K., *Predicting Horizontal Well Performance: A Review of Current Technology*. In: Western Regional Meeting, Long Beach, California, SPE 21793, March, 1191.

Pedroso, J.C., *Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios*. São Paulo: Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1999. Dissertação (Mestrado).

Permadi, A.K., Permadi, P., Pamungkas, J., *A New Approach for Economic Evaluation of Horizontal and Vertical Wells in A Sensitive Formation*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE 56580, 1999.

Sherrard, D.W., *Prediction and Evaluation of Horizontal Well Performance*. In: SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition, Bahrain, SPE 25565, 1993.

Steagall, D.E., *Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação*. São Paulo: Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2001. Dissertação (Mestrado).

Thomas, J.E., *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência do Brasil, 2001.

Wagenhofer, T. Hatzignatiou, D.G., *Optimization of Horizontal Well Placement*. In: SPE Program Committee, Anchorage, Alaska, SPE 35714, May, 1996.

Wang, B., Markitell B.N., Huang, W.S., *Case Studies of Horizontal Well Design and Production Forecast*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, SPE 25567, October, 1993.

Anexo I

Tabelas de Valores - resultados de todos os cálculos feitos neste trabalho sobre a Comparação entre Estratégias de Produção Utilizando Poços Verticais e Horizontais.

Tabela 1 – Produções acumuladas de óleo e água das configurações do Modelo Base.

Modelo Base		
Configurações	Np(Mm3)	Wp(Mm3)
Hori	6007	6451
2 Verts	6004	7079
3 VertsA	6070	7384
3 VertsB	5574	3610
4 Verts	5993	9054

Tabela 2 – Produções acumuladas de óleo e água das configurações nos cenários geológicos gerados.

Configurações	Np(Mm3)	Wp(Mm3)	Np(Mm3)	Wp(Mm3)
	Porosidade(%)			
	0.1(PorB)		0.3(PorA)	
Hori	2591	2804	7861	8476
2 Verts	2584	3033	7762	8520
3 VertsA	2611	3173	7943	9662
3 VertsB	2638	3217	7611	6688
4 Verts	2642	3330	8035	10040
	Kv(mD)			
	10(KvB)		150(KvA)	
Hori	5836	5688	6113	7124
2 Verts	5989	6532	6060	7489
3 VertsA	6137	6993	6105	7784
3 VertsB	6125	7009	6167	7861
4 Verts	6230	7343	6168	8090
	Kh(mD)			
	50(KhB)		500(KhA)	
Hori	4780	1187	6251	7855
2 Verts	4531	1238	6041	7987
3 VertsA	5091	3542	6155	8396
3 VertsB	4588	923	6301	8495
4 Verts	5490	4699	6195	9211
	DK(espessura porosa - metros)			
	10(DKB)		40(DKA)	
Hori	3559	3709	7724	12200
2 Verts	3513	3943	7612	15148
3 VertsA	3545	4032	7993	17181
3 VertsB	3548	4009	8090	16643
4 Verts	3575	3841	8012	18182
	Inclinação(°)			
	0(IncB)		20(IncA)	
Hori	4303	10840	5770	5234
2 Verts	4244	13336	5803	5924
3 VertsA	4467	14111	5849	6101
3 VertsB	4342	13771	5760	5760
4 Verts	4561	14077	6420	6420

Tabela 3 – Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em terra e preço do óleo igual a US\$ 15.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	2,172E+07	5,122E+07	4,290E+07
2 Verts	2,100E+07	4,996E+07	4,184E+07
3 VertsA	2,044E+07	4,920E+07	4,100E+07
3 VertsB	2,087E+07	5,071E+07	4,158E+07
4 Verts	1,988E+07	4,843E+07	3,673E+07
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	4,156E+07	4,282E+07	
2 Verts	4,212E+07	4,154E+07	
3 VertsA	4,213E+07	4,060E+07	
3 VertsB	4,234E+07	4,173E+07	
4 Verts	4,165E+07	3,976E+07	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	3,495E+07	4,228E+07	
2 Verts	3,200E+07	4,073E+07	
3 VertsA	3,511E+07	3,959E+07	
3 VertsB	3,233E+07	4,130E+07	
4 Verts	3,763E+07	3,776E+07	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	2,745E+07	4,571E+07	
2 Verts	2,605E+07	4,092E+07	
3 VertsA	2,653E+07	3,803E+07	
3 VertsB	2,582E+07	4,133E+07	
4 Verts	2,710E+07	3,487E+07	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	2,054E+07	4,304E+07	
2 Verts	1,469E+07	4,189E+07	
3 VertsA	1,507E+07	4,141E+07	
3 VertsB	1,465E+07	4,141E+07	
4 Verts	1,559E+07	4,072E+07	

Tabela 4 – Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em lâmina d'água igual a 500m e preço do óleo igual a US\$ 15.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	1,494E+07	4,444E+07	3,612E+07
2 Verts	1,180E+07	4,076E+07	3,264E+07
3 VertsA	6,641E+06	3,540E+07	2,720E+07
3 VertsB	1,479E+06	3,003E+07	1,833E+07
4 Verts	7,066E+06	3,691E+07	2,778E+07
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	3,478E+07	3,604E+07	
2 Verts	3,292E+07	3,234E+07	
3 VertsA	2,833E+07	2,680E+07	
3 VertsB	2,325E+07	2,136E+07	
4 Verts	2,854E+07	2,793E+07	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	2,817E+07	3,548E+07	
2 Verts	2,280E+07	3,153E+07	
3 VertsA	2,131E+07	2,579E+07	
3 VertsB	1,923E+07	1,936E+07	
4 Verts	1,853E+07	2,750E+07	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	2,065E+07	3,891E+07	
2 Verts	1,685E+07	4,172E+07	
3 VertsA	1,273E+07	2,423E+07	
3 VertsB	8,698E+06	1,647E+07	
4 Verts	1,202E+07	2,753E+07	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	1,376E+07	3,624E+07	
2 Verts	5,495E+06	4,269E+07	
3 VertsA	1,270E+06	2,761E+07	
3 VertsB	-2,810E+06	2,232E+07	
4 Verts	8,511E+05	2,761E+07	

Tabela 5 – Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em lâmina d'água igual a 2000m e preço do óleo igual a US\$ 15.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	-7,353E+05	2,876E+07	2,044E+07
2 Verts	-1,620E+07	1,276E+07	4,642E+06
3 VertsA	-3,536E+07	-6,604E+06	-1,480E+07
3 VertsB	-5,452E+07	-2,597E+07	-3,767E+07
4 Verts	-3,493E+07	-5,085E+06	-1,422E+07
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	1,910E+07	2,036E+07	
2 Verts	4,917E+06	4,345E+06	
3 VertsA	-1,367E+07	-1,520E+07	
3 VertsB	-3,275E+07	-3,464E+07	
4 Verts	-1,346E+07	-1,407E+07	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	1,249E+07	1,980E+07	
2 Verts	-5,197E+06	3,527E+06	
3 VertsA	-2,069E+07	-1,621E+07	
3 VertsB	-3,677E+07	-3,664E+07	
4 Verts	-2,347E+07	-1,450E+07	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	4,969E+06	2,323E+07	
2 Verts	-1,115E+07	3,723E+06	
3 VertsA	-2,927E+07	-1,777E+07	
3 VertsB	-4,730E+07	-3,953E+07	
4 Verts	-2,998E+07	-1,447E+07	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	-1,923E+06	2,056E+07	
2 Verts	-2,251E+07	4,692E+06	
3 VertsA	-4,073E+07	-1,439E+07	
3 VertsB	-5,881E+07	-3,368E+07	
4 Verts	-4,115E+07	-1,439E+07	

Tabela 6 – Valores presentes líquidos dos poços vertical e horizontal perfurados em terra e preço do óleo igual a US\$ 20.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	5,428E+07	1,191E+08	1,015E+08
2 Verts	5,325E+07	1,167E+08	9,950E+07
3 VertsA	5,341E+07	1,183E+08	1,007E+08
3 VertsB	5,342E+07	1,189E+08	9,554E+07
4 Verts	5,373E+07	1,179E+08	9,977E+07
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	9,655E+07	1,026E+08	
2 Verts	9,934E+07	9,985E+07	
3 VertsA	1,021E+08	1,004E+08	
3 VertsB	1,029E+08	1,007E+08	
4 Verts	1,007E+08	1,008E+08	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	7,780E+07	1,047E+08	
2 Verts	7,155E+07	1,011E+08	
3 VertsA	8,108E+07	1,013E+08	
3 VertsB	8,880E+07	9,976E+07	
4 Verts	7,247E+07	1,037E+08	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	6,500E+07	1,152E+08	
2 Verts	6,202E+07	1,084E+08	
3 VertsA	6,496E+07	1,089E+08	
3 VertsB	6,736E+07	1,061E+08	
4 Verts	6,173E+07	1,122E+08	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	6,446E+07	1,007E+08	
2 Verts	5,553E+07	9,892E+07	
3 VertsA	6,082E+07	9,987E+07	
3 VertsB	6,397E+07	1,002E+08	
4 Verts	5,716E+07	1,002E+08	

Tabela 7 – Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em lâmina d'água igual a 500m e preço do óleo igual a US\$ 20.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	4,750E+07	1,123E+08	9,475E+07
2 Verts	4,405E+07	1,075E+08	9,030E+07
3 VertsA	3,961E+07	1,045E+08	8,686E+07
3 VertsB	3,502E+07	1,005E+08	7,714E+07
4 Verts	3,993E+07	1,041E+08	8,597E+07
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	8,977E+07	9,577E+07	
2 Verts	9,014E+07	9,065E+07	
3 VertsA	8,825E+07	8,658E+07	
3 VertsB	8,449E+07	8,232E+07	
4 Verts	8,694E+07	8,699E+07	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	7,102E+07	9,789E+07	
2 Verts	6,235E+07	9,193E+07	
3 VertsA	6,728E+07	8,745E+07	
3 VertsB	7,040E+07	8,136E+07	
4 Verts	5,867E+07	8,992E+07	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	5,820E+07	1,084E+08	
2 Verts	5,282E+07	9,917E+07	
3 VertsA	5,116E+07	9,510E+07	
3 VertsB	4,896E+07	8,774E+07	
4 Verts	4,793E+07	9,842E+07	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	5,768E+07	9,389E+07	
2 Verts	4,633E+07	8,972E+07	
3 VertsA	4,702E+07	8,607E+07	
3 VertsB	4,557E+07	8,185E+07	
4 Verts	4,336E+07	8,639E+07	

Tabela 8 – Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em lâmina d'água igual a 2000m e preço do óleo igual a US\$ 20.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	3,182E+07	9,665E+07	7,907E+07
2 Verts	1,605E+07	7,948E+07	6,230E+07
3 VertsA	-2,392E+06	6,249E+07	4,486E+07
3 VertsB	-2,098E+07	4,455E+07	2,114E+07
4 Verts	-2,074E+06	6,206E+07	4,397E+07
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	7,409E+07	8,009E+07	
2 Verts	6,214E+07	6,265E+07	
3 VertsA	4,625E+07	4,458E+07	
3 VertsB	2,849E+07	2,632E+07	
4 Verts	4,494E+07	4,499E+07	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	5,534E+07	8,221E+07	
2 Verts	3,435E+07	6,393E+07	
3 VertsA	2,528E+07	4,545E+07	
3 VertsB	1,440E+07	2,536E+07	
4 Verts	1,667E+07	4,792E+07	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	4,252E+07	9,274E+07	
2 Verts	2,482E+07	7,117E+07	
3 VertsA	9,165E+06	5,310E+07	
3 VertsB	-7,036E+06	3,174E+07	
4 Verts	5,930E+06	5,642E+07	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	4,200E+07	7,821E+07	
2 Verts	1,833E+07	6,172E+07	
3 VertsA	5,023E+06	4,407E+07	
3 VertsB	-1,043E+07	2,585E+07	
4 Verts	1,365E+06	4,439E+07	

Tabela 9 – Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em terra e preço do óleo igual a US\$ 25.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	8,683E+07	1,870E+08	1,602E+08
2 Verts	8,550E+07	1,834E+08	1,570E+08
3 VertsA	8,638E+07	1,874E+08	1,603E+08
3 VertsB	8,696E+07	1,895E+08	1,543E+08
4 Verts	8,659E+07	1,850E+08	1,566E+08
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	1,515E+08	1,623E+08	
2 Verts	1,566E+08	1,582E+08	
3 VertsA	1,620E+08	1,602E+08	
3 VertsB	1,641E+08	1,617E+08	
4 Verts	1,592E+08	1,599E+08	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	1,208E+08	1,671E+08	
2 Verts	1,111E+08	1,615E+08	
3 VertsA	1,271E+08	1,629E+08	
3 VertsB	1,400E+08	1,618E+08	
4 Verts	1,126E+08	1,661E+08	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	1,026E+08	1,847E+08	
2 Verts	9,800E+07	1,758E+08	
3 VertsA	1,034E+08	1,798E+08	
3 VertsB	1,076E+08	1,774E+08	
4 Verts	9,764E+07	1,831E+08	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	1,084E+08	1,583E+08	
2 Verts	9,637E+07	1,559E+08	
3 VertsA	1,066E+08	1,583E+08	
3 VertsB	1,124E+08	1,598E+08	
4 Verts	9,968E+07	1,580E+08	

Tabela 10 – Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em lâmina d'água igual 500m e preço do óleo igual a US\$ 25.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	8,005E+07	1,802E+08	1,534E+08
2 Verts	7,630E+07	1,742E+08	1,478E+08
3 VertsA	7,258E+07	1,736E+08	1,465E+08
3 VertsB	6,856E+07	1,711E+08	1,359E+08
4 Verts	7,279E+07	1,712E+08	1,428E+08
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	1,448E+08	1,555E+08	
2 Verts	1,474E+08	1,490E+08	
3 VertsA	1,482E+08	1,464E+08	
3 VertsB	1,457E+08	1,433E+08	
4 Verts	1,454E+08	1,461E+08	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	1,139E+08	1,603E+08	
2 Verts	1,019E+08	1,523E+08	
3 VertsA	1,133E+08	1,491E+08	
3 VertsB	1,216E+08	1,434E+08	
4 Verts	9,881E+07	1,523E+08	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	9,575E+07	1,779E+08	
2 Verts	8,880E+07	1,766E+08	
3 VertsA	8,960E+07	1,660E+08	
3 VertsB	8,923E+07	1,590E+08	
4 Verts	8,384E+07	1,693E+08	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	1,016E+08	1,515E+08	
2 Verts	8,717E+07	1,567E+08	
3 VertsA	9,278E+07	1,445E+08	
3 VertsB	9,395E+07	1,414E+08	
4 Verts	8,588E+07	1,442E+08	

Tabela 11– Valores presentes líquidos dos poços verticais e horizontais perfurados em lâmina d'água igual a 2000m e preço do óleo igual a US\$ 25.

Configurações	VALOR PRESENTE LÍQUIDO		
	Porosidade(%)		Modelo Base
	10(PorB)	30(PorA)	
Hori	6,437E+07	1,645E+08	1,377E+08
2 Verts	4,830E+07	1,462E+08	1,198E+08
3 VertsA	3,058E+07	1,316E+08	1,045E+08
3 VertsB	1,256E+07	1,151E+08	7,994E+07
4 Verts	3,079E+07	1,292E+08	1,008E+08
	Kv(mD)		
	10(KvB)	150(KvA)	
Hori	1,291E+08	1,398E+08	
2 Verts	1,194E+08	1,210E+08	
3 VertsA	1,062E+08	1,044E+08	
3 VertsB	8,973E+07	8,728E+07	
4 Verts	1,034E+08	1,041E+08	
	Kh(mD)		
	50(KhB)	500(KhA)	
Hori	9,818E+07	1,446E+08	
2 Verts	7,390E+07	1,243E+08	
3 VertsA	7,126E+07	1,071E+08	
3 VertsB	6,558E+07	8,736E+07	
4 Verts	5,681E+07	1,103E+08	
	DK(espessura porosa - metros)		
	10(DKB)	40(DKA)	
Hori	8,007E+07	1,622E+08	
2 Verts	6,080E+07	1,386E+08	
3 VertsA	4,760E+07	1,240E+08	
3 VertsB	3,323E+07	1,030E+08	
4 Verts	4,184E+07	1,273E+08	
	Inclinação(°)		
	0(IncB)	20(IncA)	
Hori	8,593E+07	1,359E+08	
2 Verts	5,917E+07	1,187E+08	
3 VertsA	5,078E+07	1,025E+08	
3 VertsB	3,795E+07	8,537E+07	
4 Verts	4,388E+07	1,022E+08	

Tabela 12– Resultado do estudo sobre a influência do controle da vazão de óleo dos poços perfurados em terra e com preço do óleo igual a US\$ 25.

Configurações	Np	Wp	VPL
	Vazão Limitada		
Hori	6007	6451	1.602E+08
2Verts	6004	7079	1.570E+08
3VertsA	6070	7384	1.603E+08
3VertsB	5574	3610	1.566E+08
4Verts	5993	9054	1.543E+08
	Vazão Controlada		
Hori	6006	6423	1.798E+08
2Verts	6002	7033	1.663E+08
3VertsA	6131	7235	1.772E+08
3VertsB	6114	7382	1.688E+08
4Verts	6131	7235	1.768E+08
	Vazão Liberada		
Hori	6004	6426	1.841E+08
2Verts	5996	7023	1.733E+08
3VertsA	6060	7247	1.890E+08
3VertsB	6110	7385	1.815E+08
4Verts	6124	7358	2.017E+08

Tabela 13 – Resultado do estudo sobre a influência do controle da vazão de óleo dos poços perfurados em lâmina d’água igual a 2000m e com preço do óleo igual a US\$ 25.

Configurações	Np	Wp	VPL
	Vazão Limitada		
Hori	6007	6451	1.377E+08
2Verts	6004	7079	1.198E+08
3VertsA	6070	7384	1.045E+08
3VertsB	5574	3610	1.008E+08
4Verts	5993	9054	7.994E+07
	Vazão Controlada		
Hori	6006	6423	1.573E+08
2Verts	6002	7033	1.291E+08
3VertsA	6131	7235	1.214E+08
3VertsB	6114	7382	1.130E+08
4Verts	6131	7235	1.024E+08
	Vazão Liberada		
Hori	6004	6426	1.616E+08
2Verts	5996	7023	1.361E+08
3VertsA	6060	7247	1.332E+08
3VertsB	6110	7385	1.257E+08
4Verts	6124	7358	1.273E+08

Tabela 14– Resultado do estudo sobre a influência dos modelos heterogêneos no desempenho dos poços perfurados em terra e preço do óleo igual a US\$ 20.

Configurações	Np	Wp	VPL
Modelo Heterogêneo 1			
Hori	5855	6704	9.978E+07
2Verts	5869	7495	9.625E+07
3VertsA	5915	6961	9.627E+07
3VertsB	5915	6958	9.629E+07
4Verts	6102	7677	9.588E+07
Modelo Heterogêneo 2			
Hori	5286	6816	6.479E+07
2Verts	5372	7493	7.790E+07
3VertsA	5441	7343	8.400E+07
3VertsB	5478	7159	8.541E+07
4Verts	5538	6608	8.774E+07
Modelo Heterogêneo 3			
Hori	5600	6304	8.588E+07
2Verts	5485	7397	8.140E+07
3VertsA	5545	7300	8.592E+07
3VertsB	5551	7079	8.683E+07
4Verts	5631	6827	8.862E+07
Modelo Heterogêneo 4			
Hori	5864	7058	9.846E+07
2Verts	5854	7367	9.539E+07
3VertsA	5927	6894	9.560E+07
3VertsB	5979	7109	9.649E+07
4Verts	6171	7715	9.649E+07
Modelo Heterogêneo 5			
Hori	6072	7321	1.024E+08
2Verts	5988	8227	9.696E+07
3VertsA	6047	8420	9.575E+07
3VertsB	6165	8334	9.781E+07
4Verts	6201	8370	9.591E+07

Tabela 15 – Resultado do estudo sobre a influência dos modelos heterogêneos no desempenho dos poços perfurados em lâmina d'água igual a 500m e preço do óleo igual a US\$ 20.

Configurações	Np	Wp	VPL
Modelo Heterogêneo 1			
Hori	5855	6704	9.300E+07
2Verts	5869	7495	8.705E+07
3VertsA	5915	6961	8.247E+07
3VertsB	5915	6958	8.249E+07
4Verts	6102	7677	7.748E+07
Modelo Heterogêneo 2			
Hori	5286	6816	5.801E+07
2Verts	5372	7493	6.870E+07
3VertsA	5441	7343	7.020E+07
3VertsB	5478	7159	7.161E+07
4Verts	5538	6608	6.934E+07
Modelo Heterogêneo 3			
Hori	5600	6304	7.910E+07
2Verts	5485	7397	7.220E+07
3VertsA	5545	7300	7.212E+07
3VertsB	5551	7079	7.303E+07
4Verts	5631	6827	7.022E+07
Modelo Heterogêneo 4			
Hori	5864	7058	9.168E+07
2Verts	5854	7367	8.619E+07
3VertsA	5927	6894	8.180E+07
3VertsB	5979	7109	8.269E+07
4Verts	6171	7715	7.809E+07
Modelo Heterogêneo 5			
Hori	6072	7321	9.563E+07
2Verts	5988	8227	8.776E+07
3VertsA	6047	8420	8.195E+07
3VertsB	6165	8334	8.401E+07
4Verts	6201	8370	7.751E+07

Tabela 16 – Resultado do estudo sobre a influência dos modelos heterogêneos no desempenho dos poços perfurados em lâmina d’água igual a 2000m e preço do óleo igual a US\$ 20.

Configurações	Np	Wp	VPL
Modelo Heterogêneo 1			
Hori	5855	6704	7.732E+07
2Verts	5869	7495	5.905E+07
3VertsA	5915	6961	4.047E+07
3VertsB	5915	6958	4.049E+07
4Verts	6102	7677	2.148E+07
Modelo Heterogêneo 2			
Hori	5286	6816	4.233E+07
2Verts	5372	7493	4.070E+07
3VertsA	5441	7343	2.820E+07
3VertsB	5478	7159	2.961E+07
4Verts	5538	6608	1.334E+07
Modelo Heterogêneo 3			
Hori	5600	6304	6.342E+07
2Verts	5485	7397	4.420E+07
3VertsA	5545	7300	3.012E+07
3VertsB	5551	7079	3.103E+07
4Verts	5631	6827	1.422E+07
Modelo Heterogêneo 4			
Hori	5864	7058	7.600E+07
2Verts	5854	7367	5.819E+07
3VertsA	5927	6894	3.980E+07
3VertsB	5979	7109	4.069E+07
4Verts	6171	7715	2.209E+07
Modelo Heterogêneo 5			
Hori	6072	7321	7.995E+07
2Verts	5988	8227	5.976E+07
3VertsA	6047	8420	3.995E+07
3VertsB	6165	8334	4.201E+07
4Verts	6201	8370	2.151E+07

Tabela 17 – Resultado do estudo sobre a influência da densidade do óleo no desempenho dos poços perfurados em terra e preço do óleo igual a US\$ 25.

Configurações	Np	Wp	VPL
°API = 20,5 - com um poço horizontal			
Hori	3700	2968	8.651E+07
2Verts	2787	1217	6.339E+07
3VertsA	3352	3302	7.977E+07
3VertsB	3284	1597	7.874E+07
4Verts	4333	7579	9.785E+07
°API = 20,5 - com dois poços horizontais			
Hori	4389	6507	1.021E+08
2Verts	2787	1217	6.339E+07
3VertsA	3352	3302	7.977E+07
3VertsB	3284	1597	7.874E+07
4Verts	4333	7579	9.785E+07

Tabela 18 – Resultado do estudo sobre a influência do aumento do comprimento do poço horizontal perfurado em terra e preço do óleo igual a US\$ 25.

Configurações	Np	Wp	VPL
Comprimento do poço horizontal = 300m			
Hori	6007	6451	1,602E+08
2Verts	6004	7079	1,570E+08
3VertsA	6070	7384	1,603E+08
3VertsB	5574	3610	1,543E+08
4Verts	5993	9054	1,566E+08
Comprimento do poço horizontal = 500m			
Hori	25999	28473	5.953E+08
2Verts	20298	16884	3.305E+08
3VertsA	23434	26258	4.163E+08
3VertsB	23339	25795	4.232E+08
4Verts	24919	31571	4.774E+08