ANÁLISE ECONÔMICA DO PROJETO DE DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO *ONSHORE* SOB INCERTEZA

Jorge Ricardo Siqueira

Luna Maria Teixeira Viana

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE INTEGRANTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Aprovado por:

Regis da Rocha Motta
(Orientador)

Armando Celestino Gonçalves Neto
(Co-orientador)

José Roberto Ribas

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO, 2010

Dedicatória

“O sucesso é a soma de pequenos esforços, repetidos o tempo todo.”

Robert Collier

Dedico este trabalho aos meus pais, Tânia e José Luis.

Luna Viana

“As pessoas que vencem neste mundo são as que procuram as circunstâncias de que precisam e, quando não as encontram, as criam.”

Bernard Shaw

Dedico este trabalho à minha mãe.

Jorge Ricardo Siqueira

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que contribuíram para a reflexão e realização deste trabalho, mas, em especial, ao Professor Regis da Rocha Motta que com seu modo diferente e irreverente de ensinar se tornou, além de um grande mestre, um grande amigo. Aos professores Armando Gonçalves e José Roberto Ribas pela atenção e principalmente paciência, não apenas na execução deste projeto, mas também em importantes momentos da minha vida acadêmica. Ao Gerente de Produção, Danilo Oliveira, da Queiroz Galvão Óleo e Gás pelo suporte e pela imensa compreensão demonstrando profissionalismo e amizade.

Gostaria de agradecer também às pessoas que sem saber fizeram este momento acontecer. Aos meus amigos da turma de Engenharia de Petróleo, pela diversão, pelo aprendizado e pela amizade, em especial à "Galera do CR" para quem muitas vezes pedi socorro e espero que os tenha socorrido em alguns momentos. Aos amigos que adquiri ao longo da vida, em especial à Evelyn e à Tainá, que estiveram comigo em todos os momentos, alegres e tristes, na verdade somos mais que amigas, somos uma pequena família. A uma grande amiga Almaisa que, desde o começo, esteve ao meu lado me ajudando a transpor obstáculos, o meu eterno obrigada.

Gostaria de agradecer as pessoas que sempre estiveram torcendo por mim, minhas tias, tios, primas, meu padrinho e minha madrinha e meus avôs (*in memoriam*) que onde estiverem estão olhando por mim.

Gostaria de agradecer a alguém que surgiu na minha vida de uma forma inesperada, mas intensa e verdadeira. Que me ensina a ser mulher, profissional e companheira. Ao meu amor, Junior. Te amo.

Gostaria de agradecer àqueles que foram e sempre serão a base de tudo. Que foram responsáveis pelo começo dessa jornada e que nela caminharam sempre do meu lado, tornando possível que ela chegasse ao fim e que eu me saísse vitoriosa: meus pais, Tânia e José Luis e meu irmão, Luan. Amo muito vocês.

Luna Viana

Gostaria de agradecer primeiramente à minha mãe, por todos os momentos de apoio e compreensão. Aos meus tios e primos, que sempre estiveram ao meu lado, dando o apoio necessário e ajudando, sempre prontamente, nos momentos de necessidade. Aos meus amigos sempre presentes em todas as etapas da minha vida, me dando apoio nos momentos de necessidade e festejando nos momentos de alegria.

Aos professores Armando Gonçalves e José Roberto Ribas, do Departamento de Engenharia Industrial, com os quais tive o prazer de conviver durante a graduação, pelo apoio e ajuda ao longo dos anos, assim como todos os funcionários do DEI, sempre dispostos a ajudar.

Aos companheiros da segunda turma de Engenharia de Petróleo da UFRJ, com o qual tive o prazer de conviver durante estes cinco anos, pela ajuda em alguns momentos e pelos momentos de descontração, sempre muito intensos e agradáveis.

Ao engenheiro Danilo Oliveira, da Queiroz Galvão Óleo e Gás, sempre tão paciente e atencioso, pela ajuda e apoio na confecção deste projeto.

E especialmente ao professor Regis Motta, do Departamento de Engenharia Industrial, com o qual aprendi muito, pelo apoio, ajuda e atenção, não somente durante a realização deste trabalho, mas durante toda a graduação e que tenho hoje o prazer de chamá-lo de amigo.

Jorge Ricardo Siqueira

Sumário

Dedicatória ..... **ii**
Agradecimentos ..... **xvi**
Lista de Figuras ..... **ixvi**
Lista de Tabelas ..... **xvi**
Resumo ..... **xvi**
Abstract ..... **xvi**
1. Introdução **1**
2. Caracterização do Campo **3**
2.1. Localização da Área 3
2.2. Histórico de Exploração 4
2.3. Modelo geológico do reservatório do Campo UFRJ 7
2.3.1. Propriedades da Rocha Reservatório 10
2.3.1.1. Porosidade 10
2.3.1.2. Compressibilidade 11
2.3.1.3. Saturação de Fluidos 11
2.3.1.4. Permeabilidade 15
2.3.1.5. Capilaridade 16
2.3.1.6. Molhabilidade 16
2.3.1.7. Permeabilidade Relativa 17
2.3.1.8. Net Pay 18
2.3.1.9. Pressão do Reservatório 18
2.3.1.10. Pressão de Saturação (Pressão de Bolha) 19
2.3.2. Propriedades dos Fluidos 19
2.3.2.1. Massa Específica 20
2.3.2.2. Fator Volume Formação do Gás 20
2.3.2.3. Viscosidade do Gás 20
2.3.2.4. Densidade do Gás 20
2.3.2.5. Fator Volume Formação do Óleo 20

2.3.2.6. Densidade do Óleo 20
2.3.2.7. Viscosidade do Óleo 21
2.3.2.8. Propriedades da Água 21
2.3.2.9. Razão de Solubilidade 21
2.3.2.10. Razão de Gás-Óleo (RGO) 21
2.3.2.11. "*Cut*" (Corte) de Água 21
2.3.2.12. BSW (*Basic Sediments an Water*) 22
2.3.2.13. Teste de Formação 22
2.3.2.14. Análise PVT 23
2.3.3. Caracterização dos Poços 27
2.3.3.1. Poços Produtores 27
2.3.3.2. Poços Injetores 27
3. Desenvolvimento do Campo UFRJ 27
3.1. Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção 28
3.2. Processamento Primário dos Fluidos e Utilidades 28
3.3. Garantia de Escoamento da Produção 28
4. Análise Econômica 29
4.1. Premissas Básicas da Análise Econômica do Projeto 29
4.2. Receita Bruta 30
4.3. Investimentos e Custos 30
4.4. Custos Operacionais 31
4.5. Tributos 32
4.6. Indicadores Econômicos 33
4.6.1. Valor Presente Líquido (VPL) 33
4.6.2. Retorno Sobre Investimento (ROI) 33
4.6.3. Valor Presente Líquido sobre Produção Acumulada (VPL/Np) 33
5. Análise de Risco e Incerteza das Estratégias de Produção 34
5.1. Tipos de Incertezas 34

5.1.1. Incertezas Econômicas (ou de mercado) 34

5.1.2. Incertezas Técnicas 35

6. Previsão da Produção 35

6.1. Metodologia 36

6.2. Considerações 37

6.2.1. Modelo do Reservatório 37

6.2.2. Volumes *in situ* 38

6.2.3. Mecanismo de Recuperação Primária 38

6.2.4. Manutenção da Pressão do Reservatório 39

6.2.5. Fluxo de Fluidos em Meios Porosos 40

7. Estratégias de Produção 41

7.1.1. Primeira Etapa 43

7.1.2. Segunda Etapa 43

7.1.2.1. Caso Base 44

7.1.2.1.1. Simulação do Caso Base 44

7.1.2.1.2. Análise Econômica do Caso Base 49

7.1.2.2. Caso 01 50

7.1.2.2.1. Simulação do Caso 01 50

7.1.2.2.2. Análise Econômica do Caso 01 55

7.1.2.3. Caso 02 55

7.1.2.3.1. Simulação do Caso 02 56

7.1.2.3.2. Análise Econômica do Caso 02 61

7.1.2.4. Caso 03 62

7.1.2.4.1. Simulação do Caso 03 62

7.1.2.4.2. Análise Econômica do Caso 03 66

7.1.2.5. Caso 04 – Otimização da Estratégia de Produção 67

7.1.2.5.1. Simulação Caso 04 67

7.1.2.5.2. Análise Econômica do Caso 04 72

7.1.2.6. Decisão da melhor estratégia de produção 73
7.1.2.7. Análise de Sensibilidade de Mercado da Estratégia de Produção 76
7.1.2.7.1. Sensibilidade ao Preço do Óleo 76
7.1.2.7.2. Sensibilidade à Taxa de Desconto 78
7.1.3. Terceira Etapa 80
7.1.3.1. Análise Econômica dos Cenários 81
7.1.3.2. Análise de Sensibilidade das Incertezas Técnicas 84
7.1.4. Quarta Etapa 86
7.1.4.1. Análise de Sensibilidade das Incertezas de Mercado 86
7.1.4.1.1. Sensibilidade ao Preço do Óleo 87
7.1.4.1.2. Sensibilidade à Taxa de Desconto 90
8. Conclusões e Recomendações 92
9. Referências 94

Lista de Figuras

Figura 1: Fluxo de trabalho do projeto 2
Figura 2: Bacia de Sergipe-Alagoas com a localização do Campo UFRJ 3
Figura 3: Detalhe da área requerida para o Campo UFRJ 3
Figura 4: Coluna Geológica do poço 1-UFRJ-1-SE 5
Figura 5: Seção Geológica da Bacia Sergipe-Alagoas com a localização do poço 1-UFRJ-1-SE 5
Figura 6: Mapa estrutural do reservatório do Campo UFRJ. 8
Figura 7: Mapa tridimensional da saturação do reservatório do Campo UFRJ. Mostrando a presença do contato óleo/água 8
Figura 8: Seção sísmica *dip* passando pelo poço 1-UFRJ-1-SE 9
Figura 9: Distribuição de porosidade do reservatório do Campo UFRJ 11
Figura 10: Distribuição da saturação inicial de água do reservatório do Campo UFRJ 12
Figura 11: Distribuição da Saturação inicial de gás do reservatório do Campo UFRJ. 12
Figura 12: Saturação de óleo inicial do reservatório do Campo UFRJ 13
Figura 13: Saturação de óleo inicial (layer 1) do reservatório do Campo UFRJ 13
Figura 14: Saturação de óleo inicial (layer 2) do reservatório do Campo UFRJ 14
Figura 15: Saturação de óleo inicial (layer 3) do reservatório do Campo UFRJ 14
Figura 16: Saturação de óleo inicial (layer 4) do reservatório do Campo UFRJ 15
Figura 17: Distribuição permeabilidade vertical do reservatório do Campo UFRJ 16
Figura 18: Ângulo de Contato 17
Figura 19: Permeabilidades Relativas Água-Óleo 17
Figura 20: *Net pay* do reservatório do Campo UFRJ 18
Figura 21: Distribuição da Pressão ao longo do reservatório do Campo UFRJ 18
Figura 22: Pressão do Reservatório x Razão de Solubilidade Reservatório do Campo UFRJ 24
Figura 23: Pressão do Reservatório x Fator Volume Formação do Óleo do Reservatório do Campo UFRJ 25
Figura 24: Pressão do Reservatório x Viscosidade do Óleo do Reservatório do Campo UFRJ 25
Figura 25: Pressão do Reservatório x Viscosidade do Gás do Reservatório do Campo UFRJ 26
Figura 26: Pressão do Reservatório x Fator de Compressibilidade do Reservatório do Campo UFRJ 26
Figura 27: Pressão do Reservatório x Compressibilidade do Óleo do Reservatório do Campo UFRJ 27

Figura 28: Gráfico da Produção de um reservatório..... 42
Figura 29: Fluxo de trabalho da segunda etapa. 43
Figura 30: Distribuição dos poços produtores no Caso Base..... 44
Figura 31: Configuração dos intervalos canhoneados nos poços exploratórios 45
Figura 32: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso Base 46
Figura 33: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso Base. 46
Figura 34: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso Base. 47
Figura 35: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso Base..... 48
Figura 36: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso Base..... 48
Figura 37: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso Base..... 49
Figura 38: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso Base..... 49
Figura 39: Distribuição dos poços produtores no Caso 01..... 51
Figura 40: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 01 52
Figura 41: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 01 52
Figura 42: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 01. 53
Figura 43: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 01. 53
Figura 44: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 01. 54
Figura 45: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 01. 54
Figura 46: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 01. 55
Figura 47: Distribuição dos poços produtores e injetores no Caso 02 56
Figura 48: Esquema dos poços injetores no Caso 02 57
Figura 49: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 02 58
Figura 50: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 02 58
Figura 51: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 02. 59
Figura 52: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 02 59
Figura 53: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 02 60
Figura 54: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 02 60
Figura 55: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 02 61

Figura 56: Configuração dos canhoneados dos poços produtores no Caso 03 62
Figura 57: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 03 63
Figura 58: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 03 64
Figura 59: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 03 64
Figura 60: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 03 65
Figura 61: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 03 65
Figura 62: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 03 66
Figura 63: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 03 66
Figura 64: Distribuição dos poços produtores no Caso 04. 68
Figura 65: Configuração dos poços injetores e produtores no Caso 04. 68
Figura 66: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 04. 69
Figura 67: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 04. 70
Figura 68: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 04. 70
Figura 69: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 04 71
Figura 70: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 04 71
Figura 71: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 04 72
Figura 72: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 04 72
Figura 73: Produção acumulada de óleo para cada caso analisado 73
Figura 74: Produção acumulada de gás para cada caso analisado 74
Figura 75: Produção acumulada de água para cada caso analisado 74
Figura 76: Injeção acumulada de água para cada caso analisado 74
Figura 77: Valor presente do investimento para cada caso analisado 75
Figura 78: Valor presente líquido para cada caso analisado 75
Figura 79: Retorno sobre o investimento para cada caso analisado 75
Figura 80: VPL para cada m^3 de óleo produzido para cada caso analisado 76
Figura 81: VPL x Preço do óleo 77
Figura 82: ROI x Preço do óleo 77
Figura 83: VPL/Np x Preço do óleo 78
Figura 84: VPL x Taxa de Desconto 79
Figura 85: ROI x Taxa de Desconto 79
Figura 86: VPL/Np x Taxa de Desconto 80

Figura 87: Produção acumulada de óleo para cada cenário analisado..... 82
Figura 88: Produção acumulada de gás para cada cenário analisado..... 83
Figura 89: Valor presente líquido para cada cenário analisado 83
Figura 90: Retorno sobre investimento para cada cenário analisado 83
Figura 91: VPL para cada m^3 de óleo para cada cenário analisado 84
Figura 92: Estudo da permeabilidade como incerteza técnica 85
Figura 93: Estudo da saturação inicial de água como incerteza técnica..... 85
Figura 94: Estudo da porosidade como incerteza técnica..... 86
Figura 95: VPL x Preço do Óleo (Cenários selecionados) 89
Figura 96: ROI x Preço do Óleo (Cenários selecionados)..... 89
Figura 97: VPL/Np x Preço do Óleo (Cenários selecionados)..... 89
Figura 98: VPL x Taxa de desconto (Cenários selecionados)..... 91
Figura 99: ROI x Taxa de desconto (Cenários selecionados)..... 91
Figura 100: VPL/Np x Taxa de desconto (Cenários selecionados)..... 91

Lista de Tabelas

Tabela 1: Coordenadas do *ring fence* do Campo UFRJ 4
Tabela 2: Dados dos poços perfurados 7
Tabela 3: Propriedades da Rocha Reservatório 19
Tabela 4: Propriedades dos Fluidos do Reservatório 22
Tabela 5: Dados da análise PVT do fluido (Liberação Diferencial) 23
Tabela 6: Premissas para a análise econômica 29
Tabela 7: Preços de Gás e Óleo 30
Tabela 8: Valores econômicos adotados para a análise 32
Tabela 9: Volumes *in situ* do campo UFRJ. 38
Tabela 10: Configuração da estratégia de produção do Caso Base. 45
Tabela 11: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ (Caso Base) 45
Tabela 12: Indicadores Econômicos do Caso Base 50
Tabela 13: Configuração da estratégia de produção do Caso 01 50
Tabela 14: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ (Caso 01) 51
Tabela 15: Indicadores Econômicos do Caso 01 55
Tabela 16: Configuração da estratégia de produção do Caso 02 56
Tabela 17: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ (Caso 02) 57
Tabela 18: Indicadores Econômicos do Caso 02 61
Tabela 19: Configuração da estratégia de produção do Caso 03 62
Tabela 20: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ 63
Tabela 21: Indicadores Econômicos do Caso 03 67
Tabela 22: Configuração da estratégia de produção do Caso 04 67
Tabela 23: Indicadores Econômicos do Caso 04 73
Tabela 24: Indicadores econômicos das estratégias de produção 73
Tabela 25: Indicadores econômicos da estratégia de produção x Preço do óleo 76
Tabela 26: Impacto do preço do óleo nos indicadores econômicos 78
Tabela 27: Indicadores econômicos da estratégia de produção x Taxa de Desconto . 78
Tabela 28: Impacto da Taxa de desconto nos indicadores Econômicos 80
Tabela 29: Modelo de Cenários de Incertezas Técnicas 81
Tabela 30: Cenários 82

Tabela 31: Cenários selecionados para o estudo das incertezas de mercado 87
Tabela 32: Indicadores econômicos dos cenários selecionados x Preço de óleo..... 88
Tabela 33: Indicadores econômicos dos cenários selecionados x Taxa de desconto. 90

Resumo

A primeira etapa deste trabalho é um estudo teórico de todos os pontos necessários para o entendimento do que é o desenvolvimento de um campo de petróleo. A etapa seguinte consiste em obter uma configuração ótima das posições dos poços produtores, injetores e dos intervalos canhoneados, ou seja, a estratégia produtiva que apresente o maior retorno econômico, através da simulação do reservatório e da posterior análise dos indicadores. No entanto, apesar de uma configuração ótima ser obtida, informações que contribuíram para sua obtenção são incertas. Sendo assim, a terceira parte deste trabalho tem como objetivo analisar a influência das incertezas técnicas, relacionadas aos parâmetros do reservatório no modelo de simulação adotado, nesse projeto analisaremos os impactos da porosidade, saturação e permeabilidade no valor final do projeto do desenvolvimento do campo. Por fim, é necessária uma análise de como as incertezas de mercado impactam sobre o retorno financeiro do campo. Uma análise de sensibilidade é considerada para mostrar a sensibilidade dos indicadores em cenários incertos (preço do óleo e taxa de desconto).

Palavras-chave: estratégia de produção, incertezas técnicas, incertezas de mercado.

Abstract

The first stage of this work is a theoretical study of all the points necessary for an understanding of what is developing an oil field. The next step is to obtain an optimal configuration of the positions of producers and injectors wells and perforated intervals, in other words, the productive strategy that presents the greatest economic return, through a simulation of the reservoir and subsequent analysis of the economic indicators. However, despite an optimal configuration is obtained, information that contributed to their attainment is uncertain. Thus, the third part of this work is to analyze the influence of technical uncertainties related to the parameters of the reservoir simulation model adopted. In this project we will analyze porosity, saturation and permeability. Finally, it is necessary to analyze how market uncertainties impacting the financial return of the field. A sensitivity analysis is done to show the behavior of economic indicators in uncertain.

Keywords: strategy production, technical uncertainties, economic uncertainties

1. Introdução

A análise da opção de desenvolver um campo de petróleo previamente delimitado requer investimentos cujo montante e cujos benefícios dependem da alternativa escolhida. As alternativas podem se distinguir umas das outras pelo número e tipos de poços e pela distribuição geométrica destes ao longo do reservatório. Essas alternativas são ainda combinadas com outros aspectos como: tipos de plataformas, sistema de escoamento da produção, método de elevação, método de recuperação entre outras.

Para encontrarmos a melhor configuração do ponto de vista técnico-econômico para o desenvolvimento de um campo de petróleo utilizamos uma importante ferramenta da engenharia de reservatório: a simulação numérica de reservatórios. Para o modelo matemático convergem informações geológicas, informações sobre as propriedades da rocha e dos fluidos presentes no meio poroso, informações sobre o histórico de produção e de pressão e outras informações a respeito dos poços de petróleo, tais como as características de completação. O simulador de fluxo permite a obtenção de informações sobre o desempenho de um campo ou reservatório sobre diversos esquemas de produção, de modo que é possível determinar as condições ótimas para se desenvolver este campo ou reservatório. Mais especificamente pode ser analisado o comportamento de um reservatório quando sujeito à injeção de fluidos, a influência de diferentes vazões de produção e injeção ou determinar o efeito da localização dos poços e do espaçamento entre eles na recuperação final de óleo e/ou gás.

Sendo assim a escolha da melhor alternativa torna-se um problema de complexa otimização.

Com essas informações em mãos necessitamos de uma ferramenta que nos auxilie na tomada de decisão. Tradicionalmente o indicador econômico Valor Presente Líquido (VPL) vem sendo utilizado. Os outros indicadores também são usados para auxiliar nessa decisão, pois de acordo com as prioridades estabelecidas pela empresa um indicador pode não ser suficiente. Este trabalho visa mostrar diversas estratégias de produção considerando um conjunto de indicadores técnico-econômicos, entre eles: Valor Presente Líquido (VPL), Retorno Sobre Investimento (ROI) e VPL/Np, onde Np é a produção de óleo acumulada durante o tempo de produção do campo. A utilização de mais de um indicador econômico possibilita respostas diferentes para cada cenário traçado, ou seja, cada indicador ou um conjunto deles poderá fornecer respostas distintas, que influenciarão o tomador de decisão.

No entanto, apesar de uma configuração ótima ser obtida, informações que contribuíram para sua obtenção são incertas. Sendo assim é necessário analisar a influência das incertezas técnicas, relacionadas aos parâmetros do reservatório no modelo de simulação adotado. E é igualmente importante uma análise de como as incertezas de mercado impactam sobre o retorno financeiro do campo. Sendo necessária uma análise de sensibilidade dos indicadores econômicos a essas incertezas.

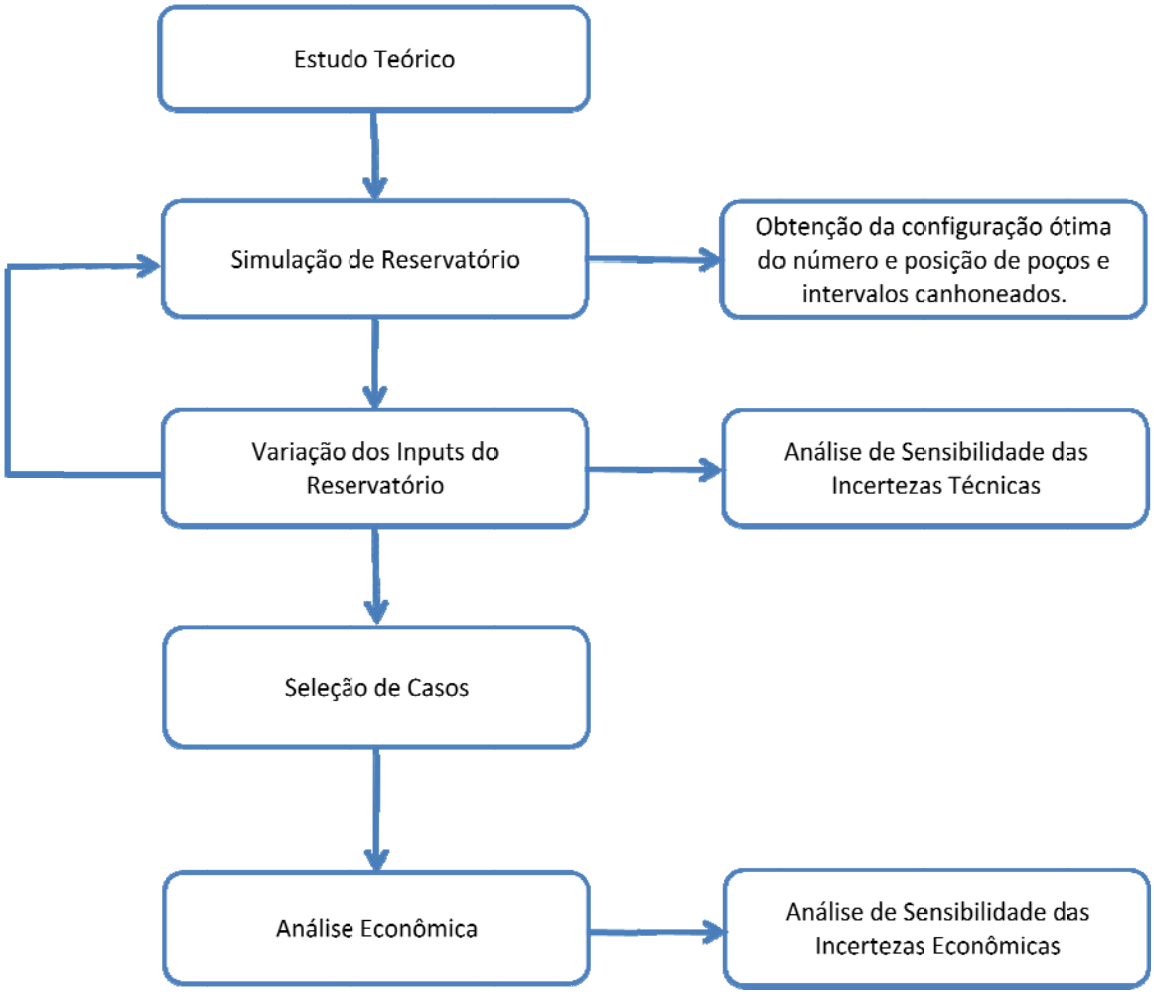

Figura 1: Fluxo de trabalho do projeto

Para nosso estudo utilizamos um reservatório hipotético ao qual foram convergidas propriedades comuns aos poços dos blocos terrestres da Bacia Sergipe-Alagoas, na qual alocamos o nosso campo. O campo será denominado Campo UFRJ.

2. Caracterização do Campo

2.1. Localização da Área

A área em estudo está localizada na Bacia Sergipe-Alagoas, no Bloco B-T-SEAL-XY, no estado de Sergipe a cerca de 70 km de Aracaju.

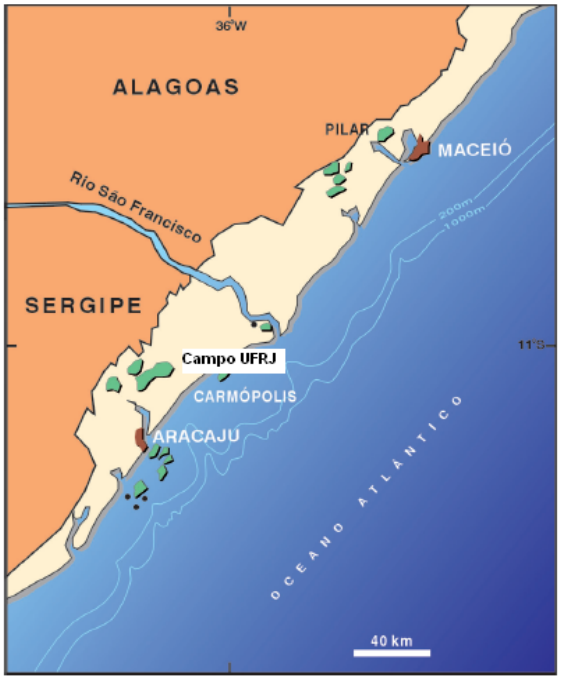

Figura 2: Bacia de Sergipe-Alagoas com a localização do Campo UFRJ

Na figura e tabela abaixo estão apresentadas as coordenadas da área concedida pela ANP para o *ring fence* do Campo UFRJ, totalizando 95 km^2.

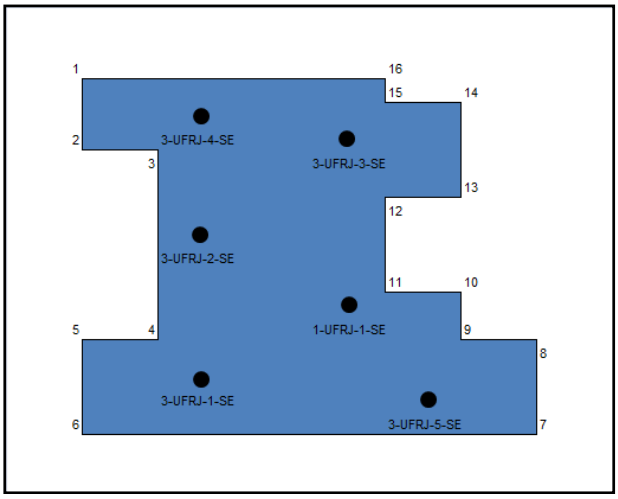

Figura 3: Detalhe da área requerida para o Campo UFRJ

Tabela 1: Coordenadas do *ring fence* do Campo UFRJ

Ponto	Latitude Sul	Longitude Oeste
1	12º26'25''	38º17'12''
2	12º26'25''	38º16'25''
3	12º26'30''	38º16'25''
4	12º26'18''	38º15'25''
5	12º25'30''	38º15'25''
6	12º25'30''	38º15'35''
7	12º24'25''	38º15'35''
8	12º24'25''	38º15'25''
9	12º24'00''	38º15'25''
10	12º24'00''	38º15'15''
11	12º23'25''	38º15'15''
12	12º23'25''	38º15'25''
13	12º23'00''	38º15'25''
14	12º23'00''	38º16'40''
15	12º23'25''	38º16'40''
16	12º23'15''	38º16'45''

2.2. Histórico de Exploração

A descoberta da acumulação do 1-UFRJ-1-SE aconteceu em outubro de 2005, na área SE do bloco B-T-SEAL-XZ.

O pioneiro 1-UFRJ-1-SE tinha por finalidade avaliar uma estrutura clássica na Bacia Sergipe-Alagoas: um alto estrutural com fechamento dos reservatórios arenosos e mergulho estrutural para os lados (estrutura dômica).

O conjunto padrão de perfis corridos nos poços exploratórios mostrou arenitos com características permoporosas médias (permeabilidades variando de 10 a 50 mD). No teste de formação realizado no poço pioneiro, a espessura produtora do reservatório ("*net pay*") foi calculada como de aproximadamente 80 metros.

Neste poço foram constatados arenitos flúvio-eólicos portadores de óleo. O teste de formação a poço revestido realizado nos arenitos da formação permitiu estimar vazões de óleo de ºAPI 30 da ordem de 150 m³/dia, sem indícios de queda de pressão no reservatório.

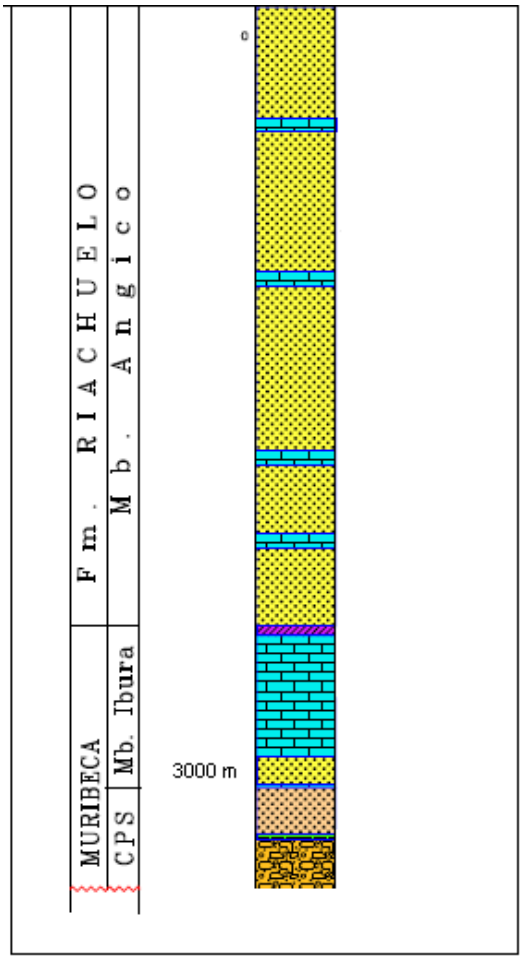

Figura 4: Coluna Geológica do poço 1-UFRJ-1-SE

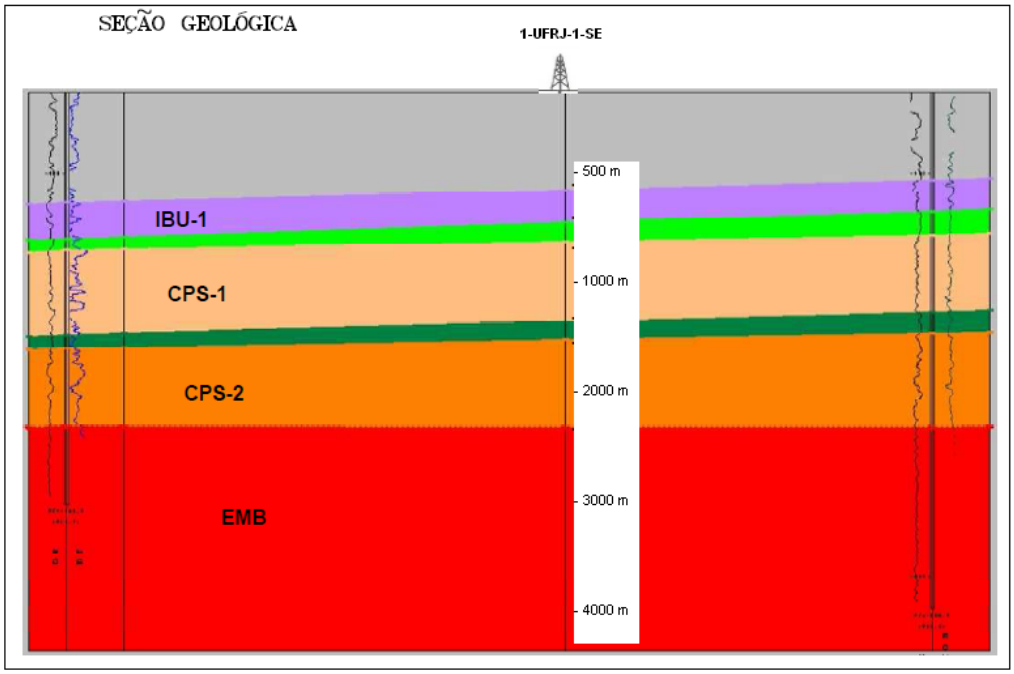

Figura 5: Seção Geológica da Bacia Sergipe-Alagoas com a localização do poço 1-UFRJ-1-SE

Na seqüência abaixo, apresentamos os processos envolvidos na avaliação da descoberta do poço 1-UFRJ-1-SE:

- Perfuração e avaliação do poço 1-UFRJ-1-SE (Pioneiro) que resultou em descobridor de acumulação exclusivamente de óleo.

- Apresentação do Plano de Avaliação para área da descoberta com o seguinte compromisso:
    - Perfuração de 05 (cinco) poços de extensão;
    - Levantamento de 90km² sísmico 3-D.

A seguir estão algumas informações dos poços de extensão perfurados na fase de avaliação da área em questão.

O poço de extensão 3-UFRJ-1-SE, perfurado a sul do 1-UFRJ-1-SE resultou em uma nova descoberta de óleo.

O poço 3-UFRJ-2SE, extensão norte do 1-UFRJ-1-SE, foi perfurado e avaliado comprovando a extensão das acumulações de óleo das formações.

A perfuração do poço 3-UFRJ-3-SE teve como objetivo testar a ocorrência de reservatórios de outra formação que poderiam estar hidraulicamente conectados com os reservatórios portadores de óleo da formação encontrada, o que ampliaria a ocorrência da acumulação para oeste. Apesar da ocorrência de indícios de hidrocarbonetos, este poço resultou seco, devido à ausência de arenitos com boas condições permoporosas.

A perfuração do poço de extensão 3-UFRJ-4S-E, a norte do 3-UFRJ-2-SE, constatou que os reservatórios eram portadores de água. O poço 3-UFRJ-5-SE a sudeste do 1-UFRJ-1-SE constatou arenitos com baixas condições permoporosas, portadores de óleo e arenitos portadores de água. Na tabela abaixo apresentamos um resumo da perfuração e resultados dos poços perfurados no Bloco B-T-SEAL-XY na fase exploratória do bloco.

Os resultados obtidos com estas atividades comprovaram, dentro da área do Plano de Avaliação, a existência de uma província petrolífera: a acumulação do 1-UFRJ-1-SE, localizada na porção SE da área retida, caracterizada essencialmente por conter óleo em seus reservatórios. A acumulação do poço 1-UFRJ-1-SE está delimitada e com potenciais volumétricos e econômicos definidos e sendo assim foi enviada à Agência Nacional do Petróleo a declaração de comercialidade desta acumulação, denominada de Campo UFRJ. E este trabalho se propõe a dar suporte às decisões que serão tomadas na fase de desenvolvimento do Campo UFRJ.

A área máxima da estrutura mapeada ao nível da Formação Sergi, na época da descoberta do poço 1-UFRJ-1-SE, era de 15 km^2, área esta confirmada após perfuração dos poços de extensão em 12 km^2.

Tabela 2: Dados dos poços perfurados

Poço Operador	Categoria	Tipo	Situação	Reclassificação	Profundidade Final (m)
1-UFRJ-1-SE	Pioneiro	Vertical	Abandono Temporário	Descobridor de Campo com óleo	4000
3-UFRJ-1-SE	Extensão	Vertical	Abandono Temporário	Extensão produtor de óleo	3300
3-UFRJ-2-SE	Extensão	Vertical	Abandono Temporário	Extensão produtor de óleo	3300
3-UFRJ-3-SE	Extensão	Vertical	Abandono Temporário	Extensão produtor de óleo	3300
3-UFRJ-4-SE	Extensão	Vertical	Abandono Temporário	Extensão produtor de óleo	3300
3-UFRJ-5-SE	Extensão	Vertical	Abandono Temporário	Extensão produtor de óleo	3300

2.3. Modelo geológico do reservatório do Campo UFRJ

A partir do mapeamento sísmico com a calibração dos poços perfurados, é possível visualizar na figura abaixo, o mapa estrutural em profundidade do reservatório portador de óleo no Campo UFRJ.

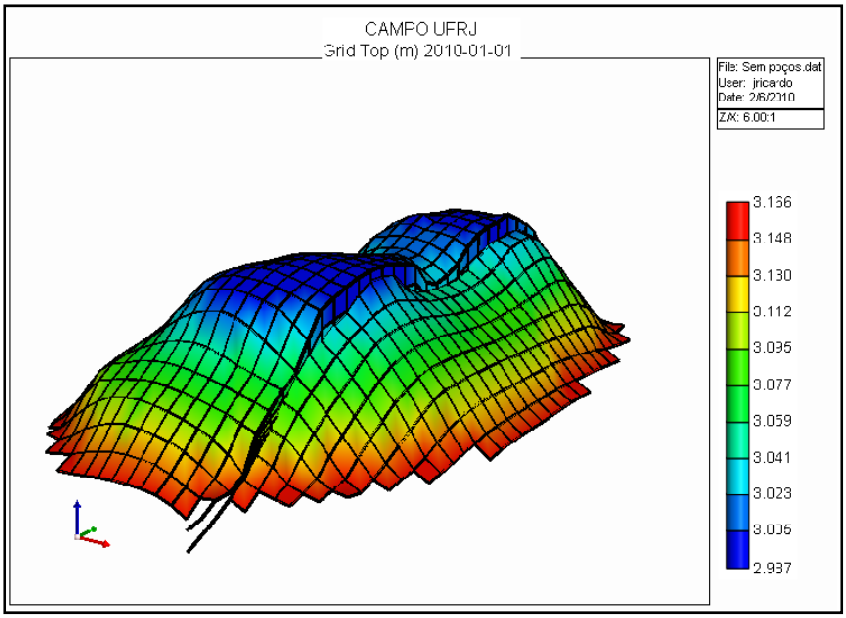

Figura 6: Mapa estrutural do reservatório do Campo UFRJ.

O contato óleo/água da acumulação foi claramente identificado através dos perfis elétricos, tendo sido posicionado na cota -3120,0m.

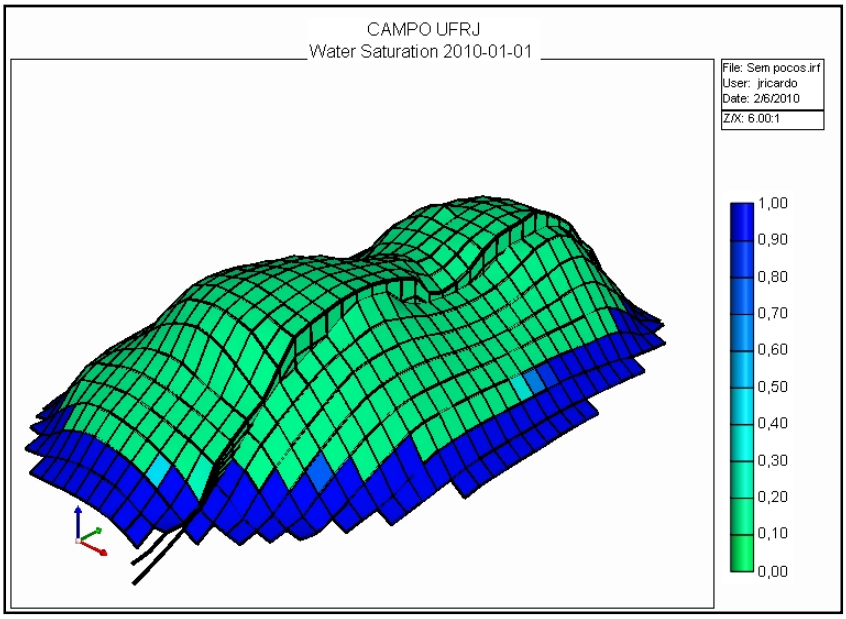

Figura 7: Mapa tridimensional da saturação do reservatório do Campo UFRJ. Mostrando a presença do contato óleo/água

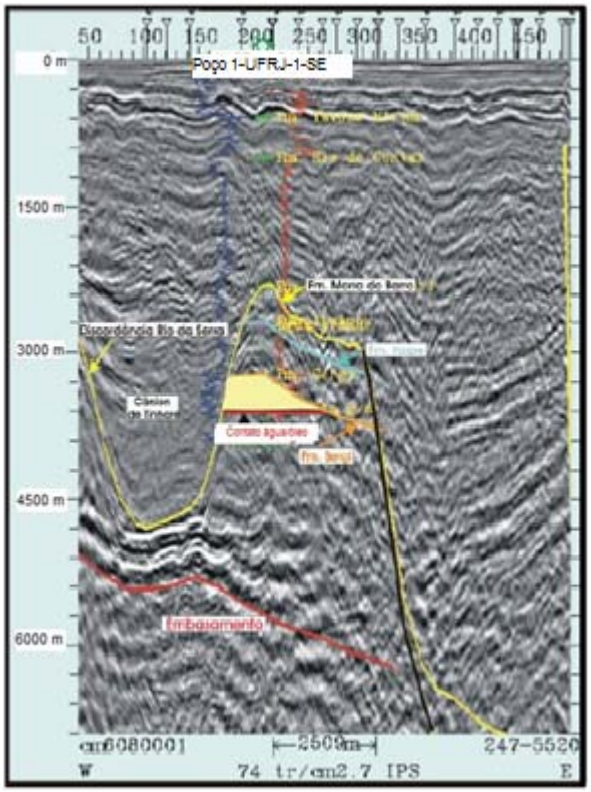

Figura 8: Seção sísmica *dip* passando pelo poço 1-UFRJ-1-SE

Com a crescente demanda por recursos energéticos em todo o mundo, torna-se necessário para a sociedade otimizar o consumo de energia, buscar fontes alternativas, e sobretudo alcançar a auto-suficiência em fontes de energias vitais como o petróleo e gás natural.

Tal demanda fomentou a criação de áreas de atuação profissional, tais como a engenharia de petróleo e a engenharia de reservatórios, que tratam de todos os ramos relacionados à indústria do petróleo e, em particular, aos relacionados à exploração e produção.

Dentre as funções de um engenheiro de petróleo estão: a quantificação de reservas, o dimensionamento de sistemas de produção, e a criação de projetos de extração de hidrocarbonetos. A execução de projetos de extração, que podem envolver investimentos de centenas de milhões de dólares, deve ter seus riscos calculados e minimizados.

Entretanto, fatores físicos e químicos complexos como variações regionais das propriedades dos fluxos e características da rocha devem ser levados em consideração no cálculo do risco. A complexidade dessa tarefa levou à criação da simulação de reservatório.

Um simulador de reservatório é um modelo computacional capaz de gerar previsões precisas do comportamento de um reservatório de petróleo sob diferentes condições de operação. Esse modelo tem como base a teoria de fluxo em meios porosos.

Para a elaboração desse modelo computacional, é necessário o entendimento do comportamento dos fluidos em rocha reservatório, bem como o entendimento de seus componentes e de suas fases enquanto matéria. A partir desse entendimento é possível a elaboração de um modelo de reservatório que possa, por fim, ser simulado.

A seguir elaboraremos este modelo para que na próxima etapa deste trabalho possamos simular o comportamento de nosso reservatório.

A caracterização geológica do reservatório contempla mapas de topo, espessura porosa, dados de porosidade, permeabilidade, contato gás/água e saturações de água. Os mapas de topo e de espessura porosa foram obtidos através de dados sísmicos e de poço na fase exploratória.

Os testes e as análises de perfis realizados no poço pioneiro 1-UFRJ-1-SE foram considerados e utilizados para o estudo do reservatório e posterior simulação numérica de fluxo.

2.3.1. Propriedades da Rocha Reservatório

Informações sobre as propriedades das rochas constituem-se em fatores decisivos para o estudo do comportamento de reservatórios de petróleo e, portanto, a sua coleta e a sua interpretação devem merecer uma atenção especial, através de um trabalho exaustivo e meticuloso. As rochas-reservatório contêm, normalmente, dois ou mais fluidos. Os volumes dos fluidos contidos nas rochas, as transmissibilidades dos mesmos através delas e outras propriedades correlatas serão objeto de estudo neste capítulo.

2.3.1.1. Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e volume total da mesma.

Através de análises de perfis foi possível estimarmos uma porosidade variando de 0% a 20% para o reservatório do Campo UFRJ.

2.3.1.2. Compressibilidade

A porosidade das rochas sedimentares é função do grau de compactação das mesmas, e as forças de compactação são funções da máxima profundidade em que a rocha já se encontrou. O efeito de compactação natural sobre a porosidade pode ser visualizado na figura abaixo.

Esse efeito é devido à arrumação dos grãos, resultante da compactação assim, sedimentos que já estiveram a grandes profundidades apresentam menores valores de porosidade que aqueles que nunca foram tão profundamente enterrados.

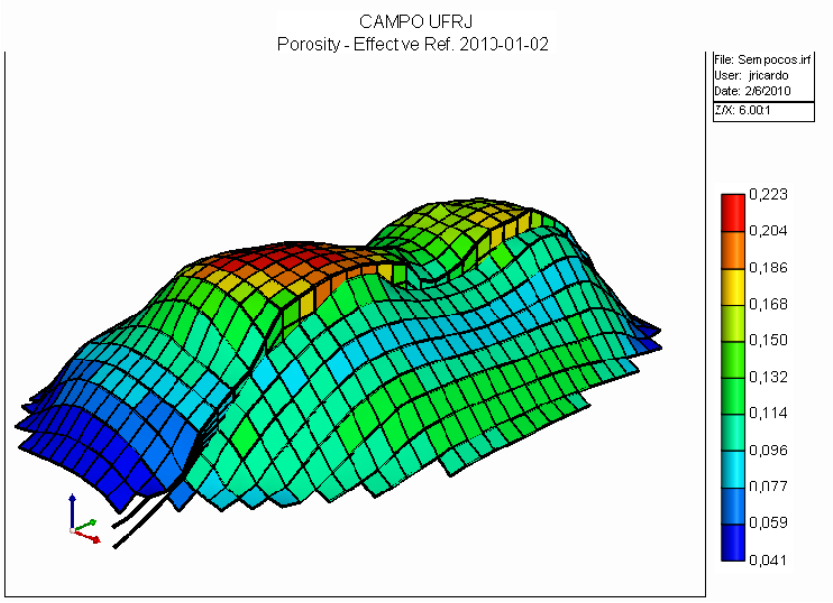

Figura 9: Distribuição de porosidade do reservatório do Campo UFRJ

2.3.1.3. Saturação de Fluidos

Os espaços vazios de um material poroso podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás. Ou ainda, dois ou três líquidos imiscíveis podem preencher todo o espaço vazio. Nesses casos, de grande importância é o conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico de um reservatório.

Defini-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso como sendo a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupados pelo fluido.

Consideramos em nosso projeto uma saturação inicial de água de 20%.

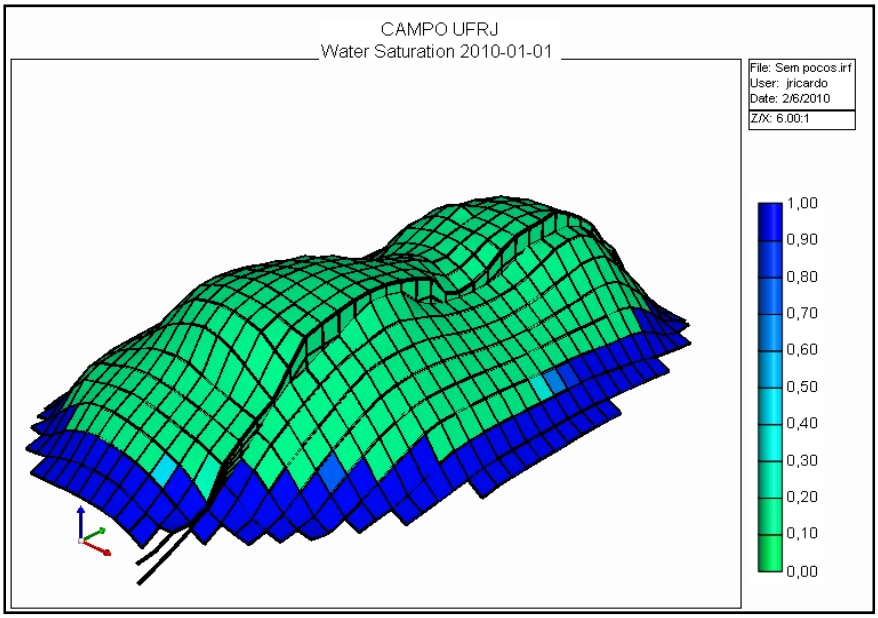

Figura 10: Distribuição da saturação inicial de água do reservatório do Campo UFRJ

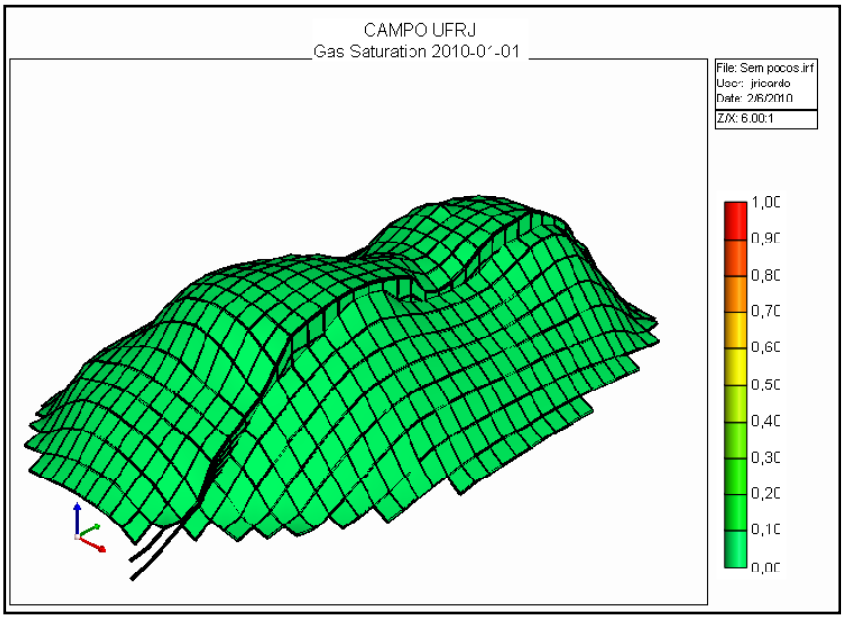

Figura 11: Distribuição da Saturação inicial de gás do reservatório do Campo UFRJ

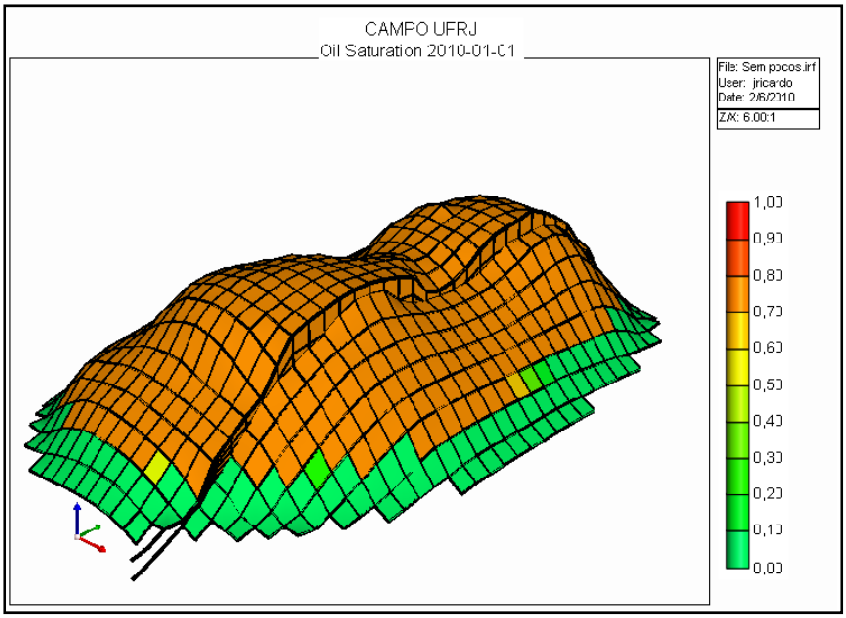

Figura 12: Saturação de óleo inicial do reservatório do Campo UFRJ

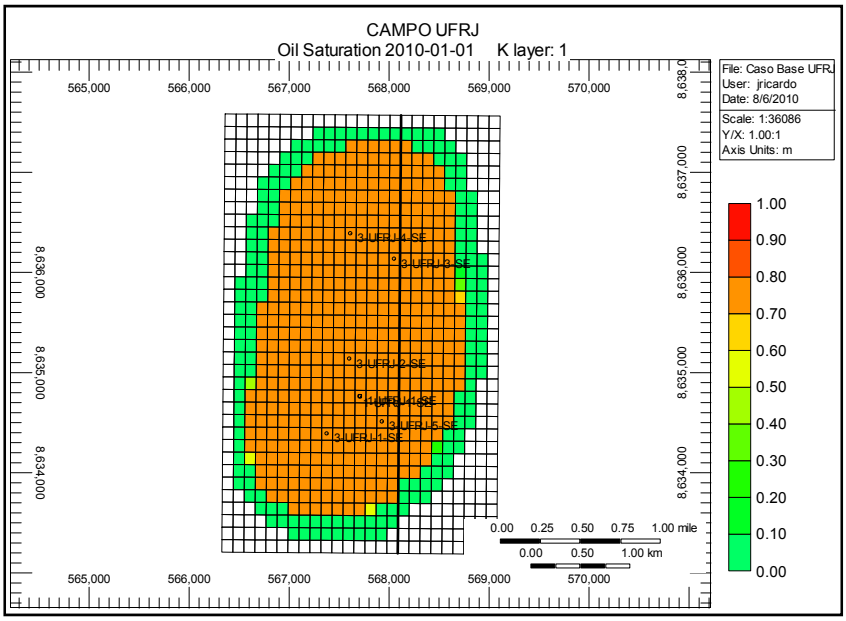

Figura 13: Saturação de óleo inicial (layer 1) do reservatório do Campo UFRJ

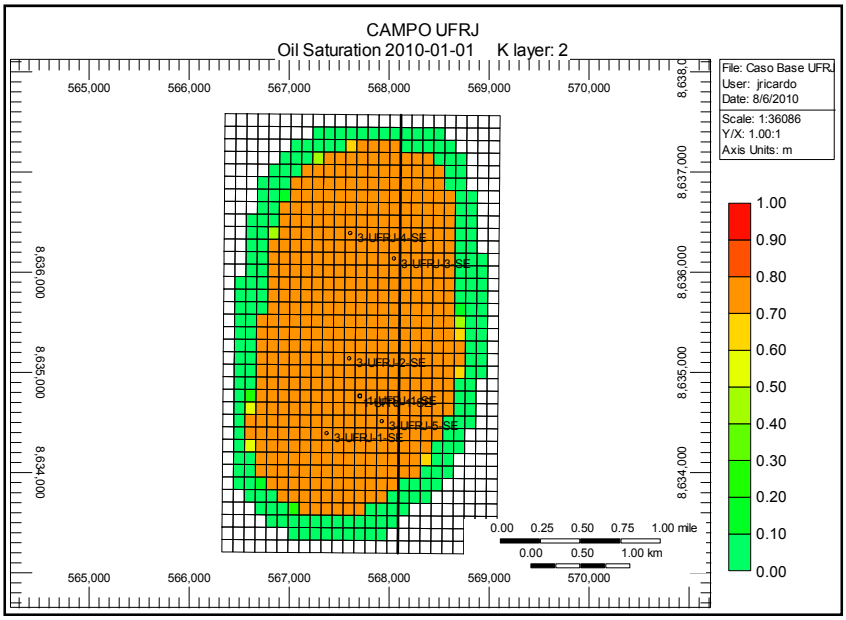

Figura 14: Saturação de óleo inicial (layer 2) do reservatório do Campo UFRJ

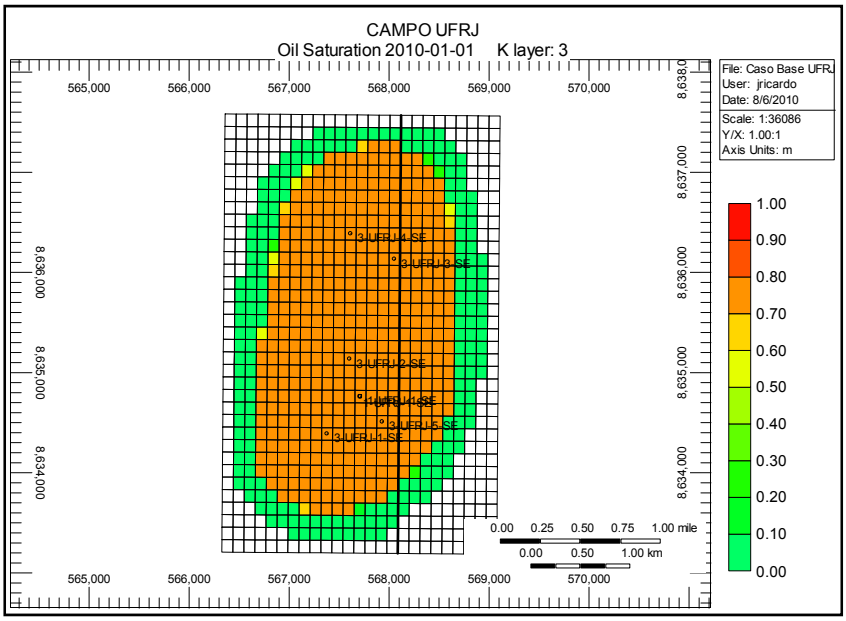

Figura 15: Saturação de óleo inicial (layer 3) do reservatório do Campo UFRJ

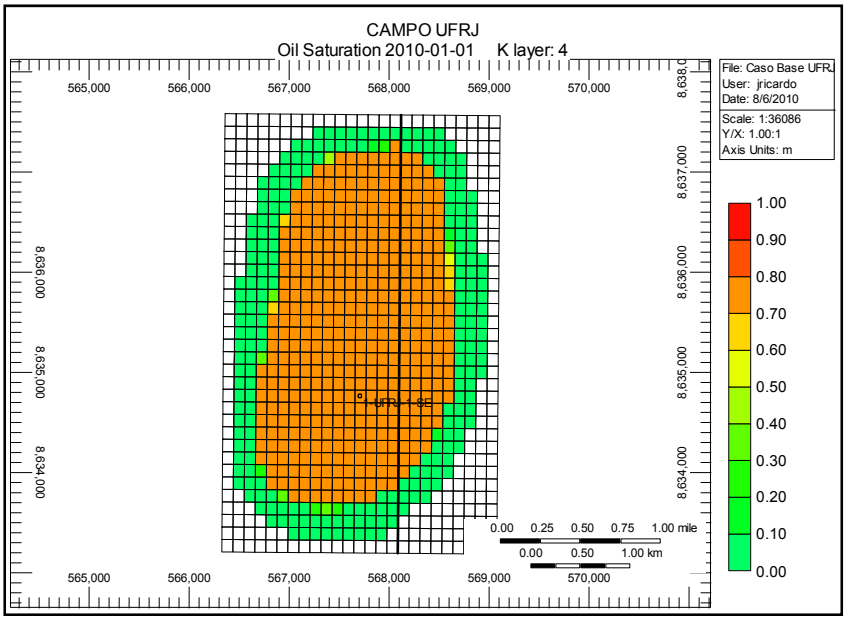

Figura 16: Saturação de óleo inicial (layer 4) do reservatório do Campo UFRJ

2.3.1.4. Permeabilidade

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material. Por analogia com condutores elétricos, a permeabilidade representa o inverso da resistência que um material oferece ao fluxo de fluidos.

As permeabilidades utilizadas para a simulação do reservatório do Campo UFRJ foram obtidas através de testes de formação e correlações da literatura. Abaixo podemos visualizar essa distribuição ao longo dos layers, ou seja, podemos ver a distribuição vertical de permeabilidade variando de 1 mD a 5 mD. As permeabilidades horizontais variam de 10 mD a 50 mD considerada uma permeabilidade de média a fraca.

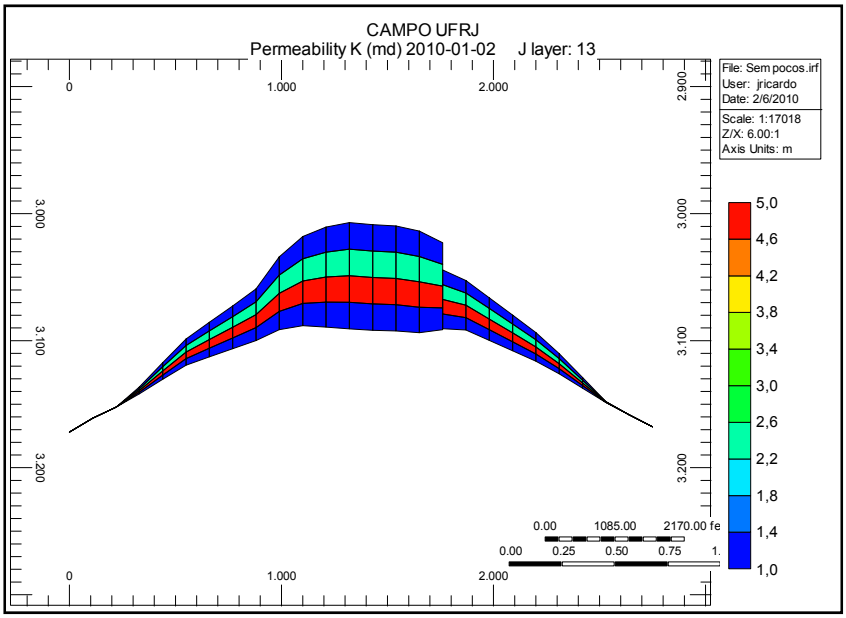

Figura 17: Distribuição permeabilidade vertical do reservatório do Campo UFRJ

2.3.1.5. Capilaridade

O fenômeno da capilaridade que ocorre no interior dos meios porosos que constituem os reservatórios de petróleo deve-se ao fato de que as jazidas petrolíferas, em geral, contem dois ou mais fluidos imiscíveis. Por exemplo, nos reservatórios de óleo encontram-se em contato pelo menos dois fluidos imiscíveis, água e óleo.

Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, o mais denso fica na parte mais baixa e existe superfície de separação entre os fluidos. Isso não ocorre em um meio poroso formado por capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação neste caso não é brusca, existindo uma zona de transição devido aos fenômenos capilares.

2.3.1.6. Molhabilidade

Imaginemos uma gota de água depositada sobre uma superfície sólida, no interior de um recipiente que contem um determinado tipo de óleo, como na figura abaixo. Nesta figura está apresentado um esquema do equilíbrio de forças na interface óleo-água-sólido.

Por definição, ângulo de contato θ é o ângulo (de 0° a 180º) medido no líquido mais denso (ou, no caso mais geral, no fluido mais denso) quando esse ângulo de contato é menor que 90º diz-se que o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido e

quando é maior que 90º diz-se que o liquido menos denso molha preferencialmente o sólido.

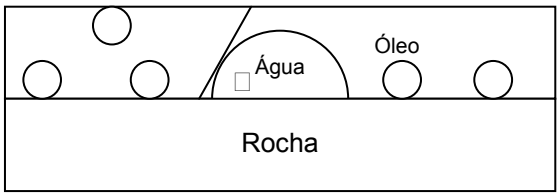

Figura 18: Ângulo de Contato

2.3.1.7. Permeabilidade Relativa

A vazão de uma fase em meio poroso saturado com dois ou mais fluidos é sempre menor que a vazão de uma fase quando somente ela satura o meio poroso. A capacidade de transmissão de um fluido que satura 100% de um meio poroso foi definida anteriormente como sendo a permeabilidade absoluta ou simplesmente a permeabilidade do meio. No caso em que dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de um desses fluidos chama-se permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado. O quociente entra a permeabilidade efetiva e permeabilidade absoluta do meio é denominado permeabilidade relativa ao fluido.
Abaixo está a curva de permeabilidade relativa utilizada em nosso estudo.

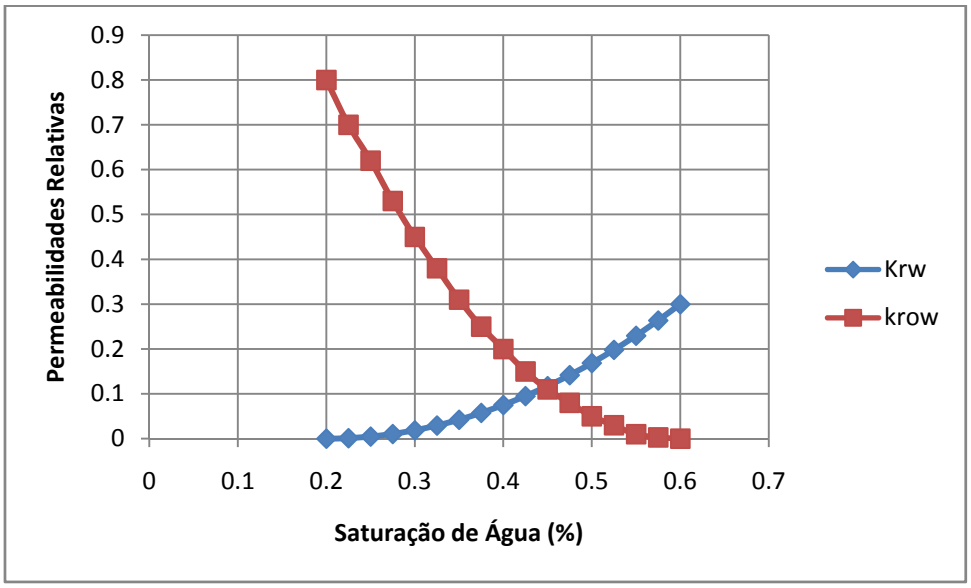

Figura 19: Permeabilidades Relativas Água-Óleo

2.3.1.8. Net Pay

É chamado de *net pay* a espessura da porção produtiva do reservatório. O *net pay* do reservatório do campo UFRJ é de 80 m.

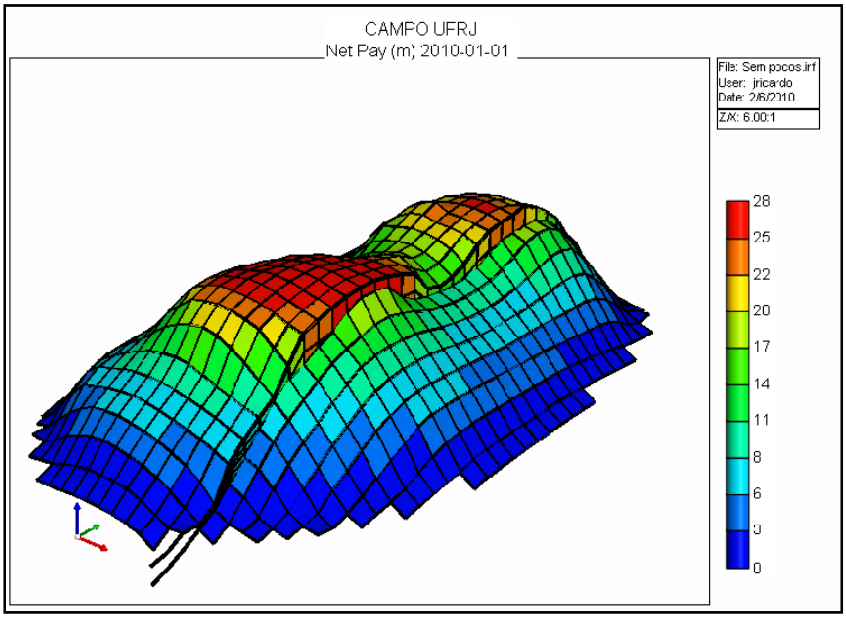

Figura 20: *Net pay* do reservatório do Campo UFRJ

2.3.1.9. Pressão do Reservatório

Abaixo segue a figura de distribuição de pressão do reservatório do Campo UFRJ.

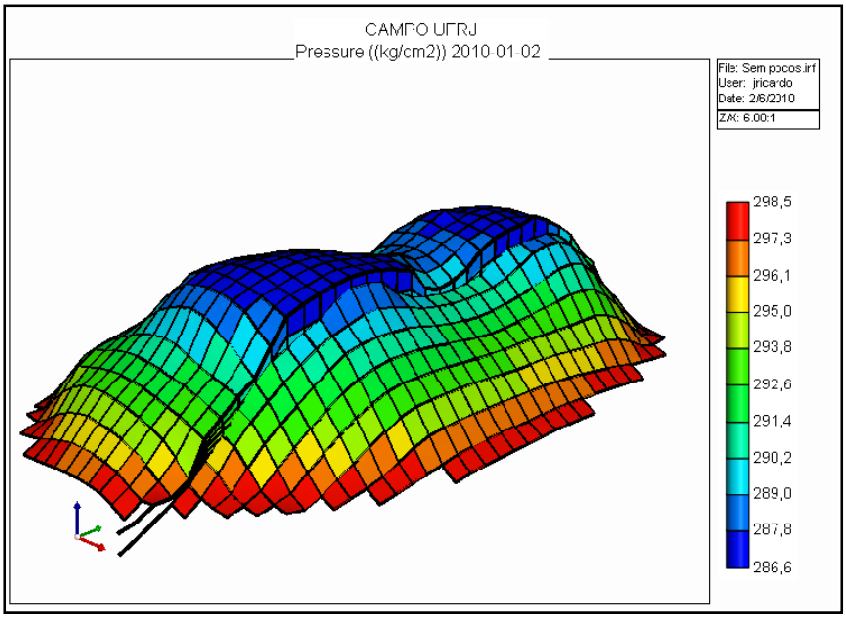

Figura 21: Distribuição da Pressão ao longo do reservatório do Campo UFRJ

2.3.1.10. Pressão de Saturação (Pressão de Bolha)

É a pressão na qual o gás associado que estava presente no óleo dentro do reservatório começa a se desprender e ser produzido.

A tabela abaixo nos fornece os valores das propriedades da rocha utilizadas para a modelagem do reservatório do Campo UFRJ.

Tabela 3: Propriedades da Rocha Reservatório

Propriedade	Valor
Temperatura (T_{res})	140º C
Pressão Inicial (Pi)	294,98 kgf/cm² @ 3120 m
Pressão de Saturação (P_{sat})	243,87 kgf/cm²
Porosidade (ø)	0% a 20%
Saturação inicial de água (S_{wi})	20%
Permeabilidade horizontal (k)	10 mD a 50 mD
Net pay	80 m

A perfilagem confirmou a zona de interesse para hidrocarbonetos entre 3000 m e 3120 m. Os dados de perfis, associados aos indícios em amostras de calha, justificaram a descida do revestimento de produção de 7” a 3200 m e a avaliação através de TFR´s .

2.3.2. Propriedades dos Fluidos

As propriedades dos fluidos existentes nos reservatórios de petróleo constituem importantes informações para o estudo do comportamento desses reservatórios. Essas propriedades devem ser de preferência, determinadas experimentalmente em análise de laboratório. Em algumas situações, no entanto, por motivos econômicos ou operacionais, isso não se torna possível. Nesses casos as propriedades dos fluidos do reservatório podem ser calculadas através de equações de estado ou estimadas usando-se cartas, ábacos ou correlações empíricas disponíveis na literatura. Neste capítulo serão apresentados os conceitos referentes as propriedades dos fluidos comumente encontrados em reservatórios de petróleo.

Os valores das propriedades de fluidos foram obtidos através de análise PVT e avaliação do grau API do fluido produzido em teste de formação na fase exploratória.

2.3.2.1. Massa Específica

A massa específica de uma substância ou de uma mistura líquida é definida como a relação entre a sua massa e seu volume.

2.3.2.2. Fator Volume Formação do Gás

Chama-se fator volume formação de um gás a relação entre o volume que ele ocupa em uma determinada condição de temperatura e pressão e o volume por ele ocupado nas condições-standard.

2.3.2.3. Viscosidade do Gás

A viscosidade do gás é uma medida da sua resistência ao fluxo.

2.3.2.4. Densidade do Gás

A densidade do gás é definida como a razão entre a massa específica do gás e a massa específica do ar, ambas medidas na mesma condição de pressão e em condições de temperatura preestabelecidas.

2.3.2.5. Fator Volume Formação do Óleo

Fator volume formação do óleo é a razão entre o volume que a fase líquida (óleo mais gás dissolvido) ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume do que permanece como fase líquida quando a mistura alcança as condições standard. Deve ser lembrado que, por definição, essa parte que permanece líquida quando a mistura é levada para as condições - standard ou padrão chama-se óleo.

2.3.2.6. Densidade do Óleo

A densidade do óleo é definida como a razão entre a massa específica do óleo e a massa específica da água, ambas medidas na mesma condição de pressão e em condições de temperatura preestabelecidas.

2.3.2.7. Viscosidade do Óleo

A viscosidade do óleo é uma medida da sua resistência ao fluxo.

2.3.2.8. Propriedades da Água

Os reservatórios de petróleo sempre contêm água no seu interior seja como saturação intersticial na zona de óleo e/ou gás seja, em um aqüífero contíguo eventualmente existente. Com isso além do conhecimento das propriedades dos hidrocarbonetos, é importante a obtenção de informações a respeito da água presente no reservatório. Adicionalmente as correlações existentes na literatura, outras propriedades da água podem ser encontradas em algumas tabelas presentes nos livros de reservatório.
As correlações utilizadas para estimar as propriedades da água da formação neste trabalho são: para compressibilidade e fator volume formação a correlação (Dodson & Standing, 1944), extraída de Earlougher, R. C., Jr., *Advances in Well Test Analysis.* Para a viscosidade da água salgada foi utilizada a correlação (Mattheews & Russel, 1967) extraída de Earlougher, R. C., Jr., *Advances in Well Test Analysis.*

2.3.2.9. Razão de Solubilidade

O parâmetro que exprime a quantidade de gás presente no líquido é a razão de solubilidade ou simplesmente solubilidade, ou seja, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido, expresso em condições standard, e o volume de óleo que será obtido da mistura também expresso em condições standard.

2.3.2.10. Razão de Gás-Óleo (RGO)

É o quociente entre as vazões instantâneas de gás e de óleo, medidas em condições-padrão.

2.3.2.11. "*Cut*" (Corte) de Água

É a fração ou porcentagem definida pelo quociente entre as vazões instantâneas de água e de líquidos (óleo mais água), medidas em condições-padrão.

2.3.2.12. BSW (*Basic Sediments an Water*)

É a fração ou porcentagem definida pelo quociente entre as vazões instantâneas de água mais os sedimentos que eventualmente estejam sendo produzidos e de líquidos mais sedimentos (óleo mais água mais sedimentos), medidas em condições-padrão.

A tabela abaixo nos fornece os valores das propriedades dos fluidos utilizados para a modelagem do reservatório do Campo UFRJ.

Tabela 4: Propriedades dos Fluidos do Reservatório

Propriedade	Valor
Densidade do gás natural ($d_{20,20}$)	0,68
Razão Gás-Óleo Inicial (RGO)	185,78 m³/m³
º API	30
Massa específica do óleo (ρ_o)	872,54 kg/m³
Fator Volume de Formação inicial do óleo (B_{oi})	1,48572 m³/m³
Fator Volume de Formação do óleo @ P_{sat} (B_{osat})	1,40877 m³/m³
Viscosidade Inicial do óleo (μ_{oi})	0,477 cp
Profundidade do contato óleo-água	3120 m
Massa específica da água (ρ_w)	996,05 kg/m³
Fator Volume de Formação da água (B_w)	1,01054 m³/m³
Compressibilidade da água (c_w)	$4{,}05406 \times 10^{-5}$ $(Kg/cm^2)^{-1}$
Viscosidade da água (μ_w)	0,440258 cp

2.3.2.13. Teste de Formação

O Teste de Formação é um método de avaliação das formações que equivale a uma completação provisória que se faz no poço. O teste de formação consiste basicamente em: isolar o intervalo a ser testado através de um ou mais obturadores, estabelecer um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço, forçando os fluidos da formação a serem produzidos, promover através da válvula de fundo períodos intercalados de fluxo com medições das vazões de produção na superfície e registrar continuamente as pressões de fundo em função do tempo durante o teste. A análise dos dados coletados durante um teste de pressão possibilita avaliar o potencial produtivo da formação testada.

2.3.2.14. Análise PVT

As informações sobre as alterações, sofridas tanto pelos fluidos que permanecem no reservatório como pelos que são produzidos, são importantes para a previsão e o acompanhamento do comportamento de um reservatório durante a sua vida produtiva. A partir deste conhecimento pode-se prever no que resultarão na superfície (em termos de volumes de óleo e/ou gás) os fluidos produzidos em um reservatório. Para se obter esse tipo de informação é necessário coletar amostras dos fluidos nas condições do reservatório e submetê-las as chamadas análises PVT (Pressão, Volume e Temperatura), obtendo-se entre outros parâmetros a pressão de bolha (ou de saturação), o fator volume formação do gás, o fator volume formação do óleo, a razão de solubilidade e as viscosidades dos fluidos. Esse ensaio PVT é na verdade um processo de liberação, ou seja, a pressão a que a mistura está submetida vai sendo reduzida, resultando na liberação do gás natural que está dissolvido no óleo.

No caso dos dados utilizados no trabalho as propriedades foram obtidas através de uma liberação diferencial, ou seja, neste tipo de liberação, a medida que o gás vai sendo liberado de solução é retirado do contato com o líquido do qual sai. As características da liberação diferencial são: a composição total da mistura que permanece na célula vai se alterando, não se estabelece equilíbrio termodinâmico entre as fases, o processo pode ser levado até se alcançar a pressão atmosférica. A partir da liberação diferencial obtemos o volume de líquido no interior da célula e o volume de gás liberado em cada estágio de pressão com isso podem ser determinados: o encolhimento do líquido e a quantidade de gás dissolvido em função da pressão, bem como as propriedades do gás liberado em cada estágio de pressão. Finalmente são determinados a razão de solubilidade, o fator volume formação do óleo e o fator volume formação do gás.

Os dados de análise da PVT disponíveis para os fluidos do Campo UFRJ estão dispostos na tabela a seguir.

Tabela 5: Dados da análise PVT do fluido (Liberação Diferencial)

Pressão	**R_s**	**B_o**	**Z**	**μ_o**	**μ_g**	**c_o**
(kgf/cm²)	(m³/m³)	(m³/m³)	(adm.)	(cp)	(cp)	([kgf/cm²]$^{-1}$)
1.03	0.6780	1.0455	0.8671	2.5412	0.01250	0.000427
19.71	7.8330	1.0604	0.8424	1.9984	0.01275	0.000427
38.39	16.6370	1.0792	0.8189	1.6086	0.01313	0.000427
57.07	26.3530	1.1008	0.7972	1.3412	0.01360	0.000427
75.75	36.7320	1.1245	0.7778	1.1506	0.01417	0.000427

94.43	47.6400	1.1501	0.7613	1.0090	0.01484	0.000427
113.11	58.9940	1.1775	0.7483	0.9000	0.01559	0.000394
131.79	70.7330	1.2064	0.7391	0.8138	0.01643	0.000323
150.47	82.8150	1.2368	0.7340	0.7436	0.01733	0.000272
169.15	95.2040	1.2687	0.7328	0.6859	0.01829	0.000234
187.83	107.8740	1.3019	0.7354	0.6372	0.01929	0.000204
206.51	120.8040	1.3363	0.7412	0.5957	0.02030	0.000180
225.19	133.9740	1.3720	0.7499	0.5598	0.02132	0.000161
243.87	147.3670	1.4088	0.7610	0.5285	0.02233	0.000145
262.55	160.9710	1.4467	0.7741	0.5010	0.02333	0.000132
281.23	174.7730	1.4857	0.7888	0.4765	0.02432	0.000121
294.98	185.0570	1.5151	0.8006	0.4602	0.02503	0.000114
308.74	195.4380	1.5451	0.8130	0.4458	0.02572	0.000107
322.49	205.9140	1.5756	0.8260	0.4311	0.02640	0.000101
336.25	216.4820	1.6066	0.8394	0.4181	0.02707	0.000097
350.00	227.1380	1.6382	0.8533	0.4059	0.02773	0.000091

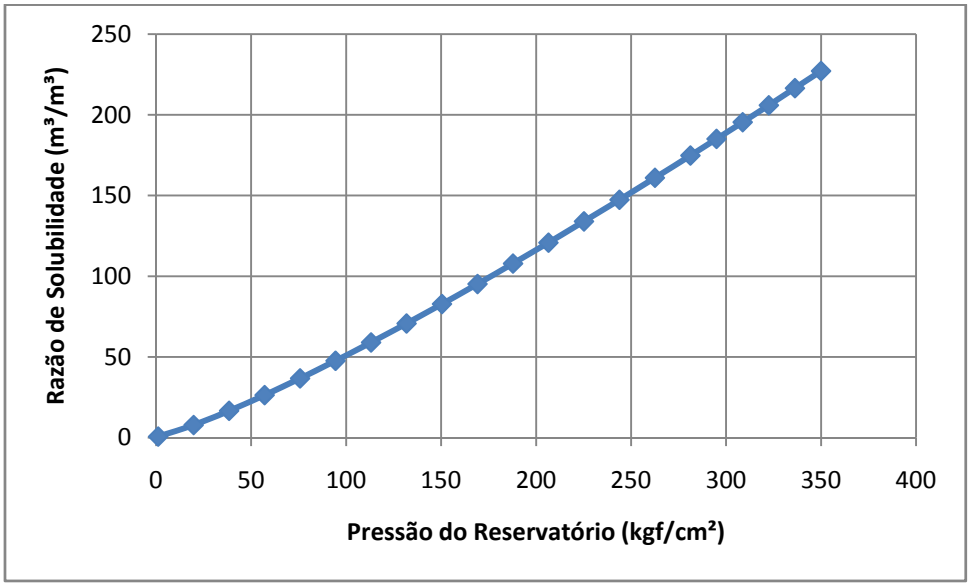

Figura 22: Pressão do Reservatório x Razão de Solubilidade Reservatório do Campo UFRJ

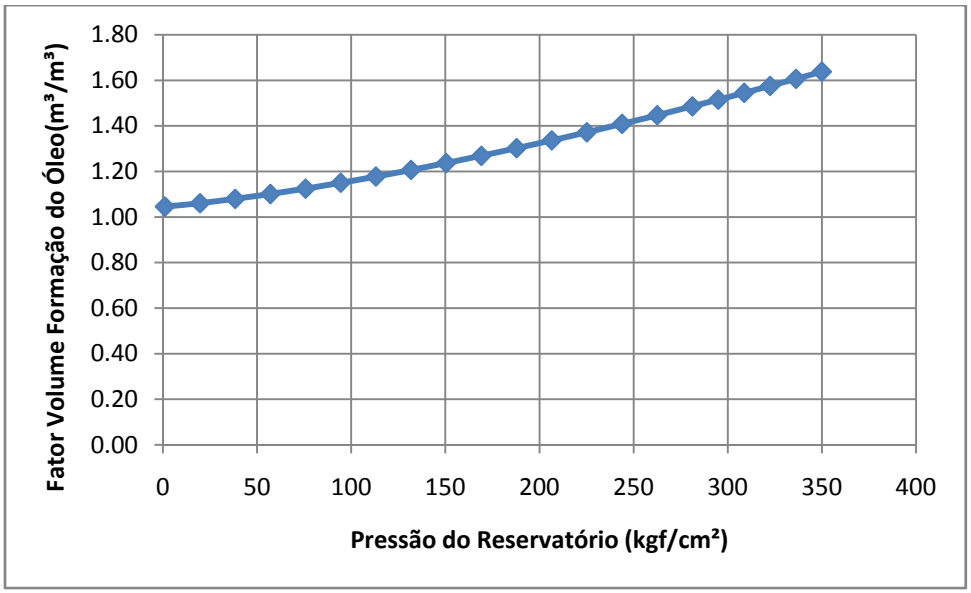

Figura 23: Pressão do Reservatório x Fator Volume Formação do Óleo do Reservatório do Campo UFRJ

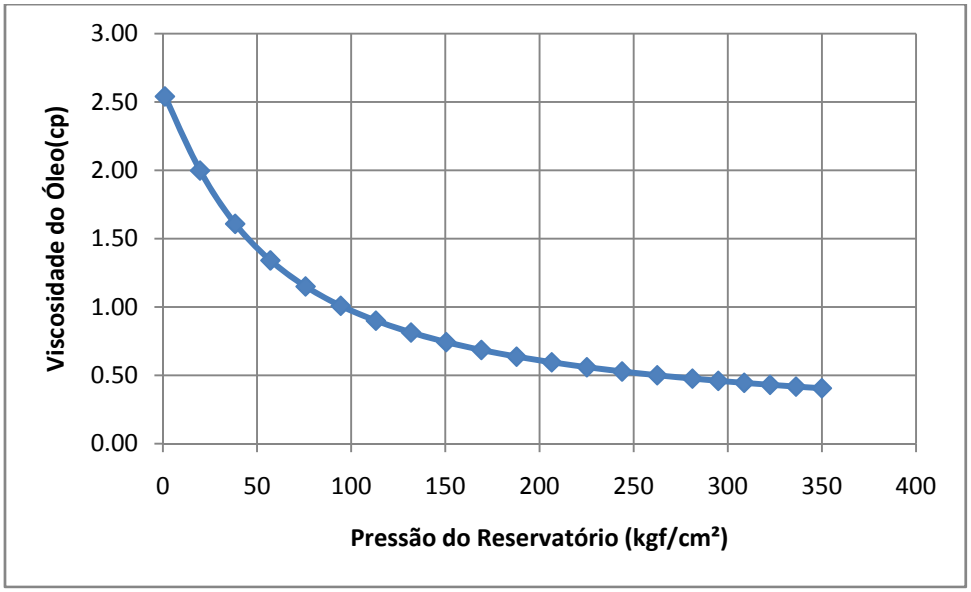

Figura 24: Pressão do Reservatório x Viscosidade do Óleo do Reservatório do Campo UFRJ

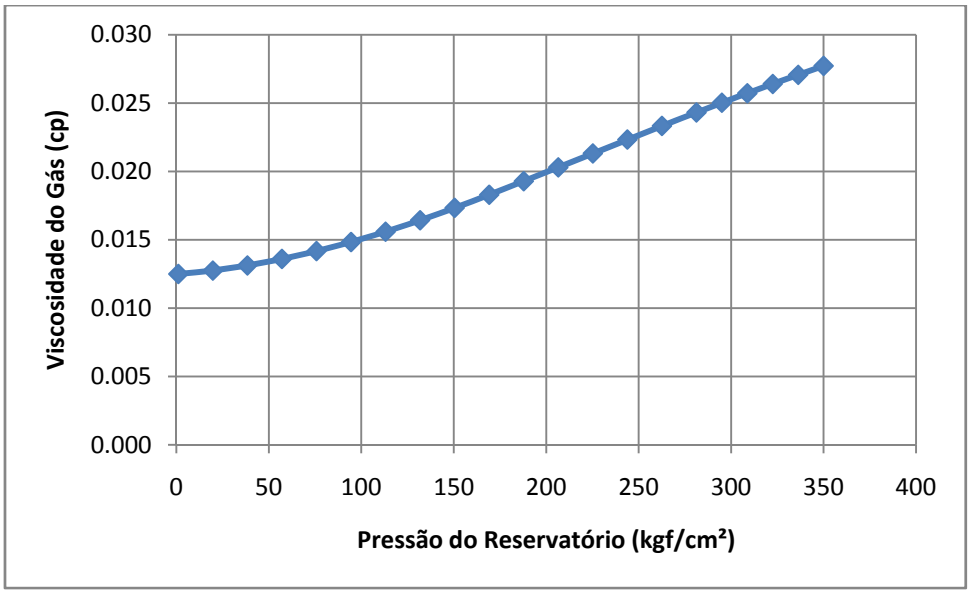

Figura 25: Pressão do Reservatório x Viscosidade do Gás do Reservatório do Campo UFRJ

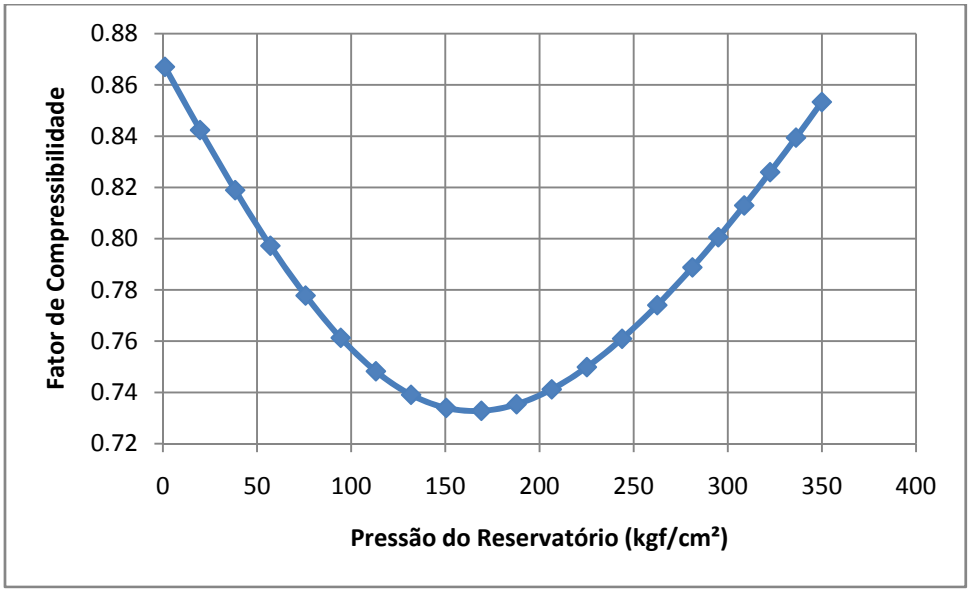

Figura 26: Pressão do Reservatório x Fator de Compressibilidade do Reservatório do Campo UFRJ

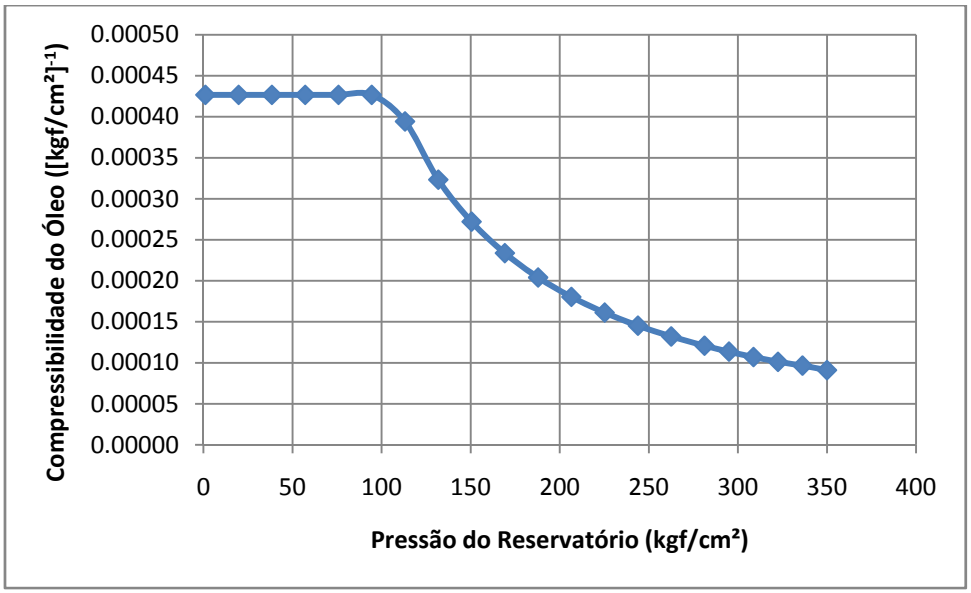

Figura 27: Pressão do Reservatório x Compressibilidade do Óleo do Reservatório do Campo UFRJ

2.3.3. Caracterização dos Poços

As condições de operação do poço (pressões mínimas de operação e vazão máxima de óleo) foram definidas de acordo com as condições de operação das instalações (plataforma, gasoduto e estação) e de acordo com os resultados de teste de formação do projeto UFRJ. O tempo de produção considerado foi de 20 anos.

2.3.3.1. Poços Produtores

- Mínimo BHP (Bottom Hole Pressure): 135 kgf/cm²
- Vazão máxima de óleo por poço: 150 m³/d
- Corte de água (BSW máximo): 93% (Ação de fechar o poço)

2.3.3.2. Poços Injetores

- Máximo BHP (Bottom Hole Pressure): 310 kgf/cm²
- Vazão máxima de água por poço: 250 m³/d

3. Desenvolvimento do Campo UFRJ

3.1. Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção

Como o Campo de UFRJ é um campo terrestre, os poços serão de completação seca, ou seja será utilizada árvore de natal convencional. Os poços produtores terão suas linhas de produção de 3”, interligadas a um *manifold* de coleta de produção. Os fluidos produzidos escoarão através de linhas de coleta da produção diretamente para o *manifold* de produção e deste serão escoados para um separador gás/líquido. Deste separador o óleo será bombeado através de um oleoduto e o gás será comprimido e enviado por gasoduto, ambos enviados diretamente para a refinaria Landulpho Alves (RLAM), localizada no município de São Francisco do Conde, no estado da Bahia.

3.2. Processamento Primário dos Fluidos e Utilidades

As curvas de previsão de produção apontam para volumes de óleo, gás e água que tornam necessário a construção de uma estação para coleta e tratamento desses fluidos.

Nesta nova estação estão previstos tratadores para separação óleo-água-gás e bombeio do óleo, através de oleoduto para a refinaria e de água produzida para reinjeção, assim como separadores e compressores para o escoamento do gás produzido.

3.3. Garantia de Escoamento da Produção

Os poços da Bacia de Sergipe-Alagoas costumam apresentar problemas de parafinação. Caso esse fato ocorra nas linhas de produção dos poços produtores de óleo, será implantada o sistema de passagem de pig de modo a promover a limpeza mecânica no interior do duto, também chamada de desparafinação mecânica. Nos casos mais críticos, ou devido a problemas operacionais e ao não atendimento da escala de pig, será utilizada a desparafinação térmica, com a utilização da Unidade de Circulação de Óleo Quente (UCOQ) ou da Unidade de Circulação de Água Quente (UCAQ) ou, eventualmente, a caldeira móvel.

Como no futuro os poços produtores de óleo também produzirão água salgada e, eventualmente um pouco de areia, ocorrerá o processo corrosivo e de erosão nas linhas de produção. Sendo assim, os poços serão equipados com filtros para separar a areia, reduzindo os efeitos da abrasão nas linhas de produção. E através de inspeções

periódicas com medição de espessura e análises de cupons de corrosão, o monitoramento da corrosão será avaliado e trechos condenados serão substituídos.

4. Análise Econômica

Uma avaliação econômica pode ser definida como uma comparação entre alternativas cujas diferenças estão homogeneamente expressas em termos monetários. É muito freqüente que a empresa precise optar entre várias alternativas, escolhendo a mais vantajosa sob o aspecto da viabilidade econômica. Na avaliação de propostas de investimentos é importante considerar as inter-relações entre os pares de propostas.

O número de decisões tomadas na fase de concepção do projeto de desenvolvimento é muito grande. Entretanto, poucas decisões são tomadas considerando o conjunto total de variáveis, dada a complexidade do inter-relacionamento entre elas. O procedimento padrão é, então, definir as variáveis consideradas mais importantes na fase de concepção e, a partir do detalhamento, definir modificações advindas de considerações realizadas nas fases posteriores do projeto.

É necessário avaliar os custos levando em consideração o máximo possível de informações reais de campos próximos (quando possível), considerando previsões pessimistas quanto ao nível de reservas e produtividade previstas para que não restem dúvidas quanto à viabilidade do projeto.

4.1. Premissas Básicas da Análise Econômica do Projeto

As premissas gerais consideradas na análise econômica de todas as estratégias de produção ao longo deste trabalho estão relacionadas na tabela abaixo. E foram utilizadas nas planilhas de análise econômica em anexo.

Tabela 6: Premissas para a análise econômica

Premissas da Análise Econômica	
Nível de preços	Março de 2010
Horizonte do projeto	2007 a 2030
Época de início do projeto	Janeiro de 2007
Época de início da Produção	Janeiro de 2010
Taxa de câmbio	R$ 2,00/US$
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	15% a.a
Data base do estudo	Julho de 2006

Concentração dos vetores no fluxo de caixa	Meio do período
Royalties	9%
Alíquota para PIS/PASEP	1,65%
Alíquota para COFINS	3%
Participação especial	Conforme Portaria ANP Nº 10, de 12/01/1999 retificada pela portaria ANP Nº 102, de 09/06/1999
Retenção de área-período de produção	R$ 1147/km^2/ano
Alíquota para imposto de renda	25%
Alíquota para contribuição Social	9%

4.2. Receita Bruta

A receita bruta de cada estratégia de produção é o somatório das receitas de óleo e gás de todos os anos de produção. O simulador nos fornece as vazões médias diárias e destas calculamos a produção de cada ano e multiplicamos pelo preço de mercado do óleo e do gás.

Para o cálculo das receitas brutas, adotou-se 95% das vazões médias anuais de óleo e gás (em m³/d) obtidas do simulador utilizado na simulação de reservatórios. Esta taxa de 95% é um fator operacional de critério da empresa, que vem considerar operações de *workover* nos poços, obras na sonda, reparos de equipamentos de superfície, entre outros. A curva de produção obtida do simulador de reservatórios, não considera essas limitações. Portanto, adotou-se este fator operacional nesta análise econômica.

Tabela 7: Preços de Gás e Óleo

Ano/Preços	2010 a 2030
Preço do Gás (US$/m3)	0.684
Preço do Óleo (US$/bbl)	80

4.3. Investimentos e Custos

Os investimentos que foram feitos na fase de exploração e que deverão ser feitos na fase de desenvolvimento estão descritos a seguir.

- Investimentos em Exploração: incluem a compra de dados sísmicos da Bacia, perfuração e completação de poços pioneiros. Neste projeto consideramos:
    - Levantamento geológico: compra de dados sísmicos 3D não exclusivos para maior conhecimento da área sob concessão;
    - Perfuração de um poço exploratório (1-UFRJ-1-SE).
- Investimentos em Avaliação: são investimentos em poços de extensão, análises de laboratório, estudos econômicos e de reservatórios para se definir se a descoberta é ou não comercial. Consideramos:
    - Perfuração e completação de seis poços de extensão;
    - Análise PVT;
    - Testes de Formação;
    - Estudos e Projetos.
- Investimentos de Desenvolvimento: são os investimentos necessários para produzir, coletar, armazenar, transportar e entregar o petróleo de um campo, segundo o plano de desenvolvimento. Consideramos investimentos em:
    - Perfuração e completação de poços produtores e injetores;
    - Linhas de coleta;
    - Linhas de escoamento da produção;
    - Unidade de produção;
    - Perfuração de poços captadores de água para injeção;
    - Taxas e programas ambientais;
    - Estudos e projetos.

4.4. Custos Operacionais

Os custos operacionais incluem gastos com intervenções nos poços, manutenção mecânica e elétrica, instrumentação, manutenção das árvores de natal, entre outros e estão incluídos também os custos com pessoal, materiais diversos, tratamento,

armazenamento e/ou escoamento dos fluidos e manutenções dos equipamentos de telecomunicação.

Vale ressaltar que os custos variáveis dependem da vazão da produção e do número de poços.

Os principais custos operacionais estão relacionados abaixo:

- Custos variáveis
  - Custo da produção do óleo (US$/bbl);
  - Custo da produção de água (US$/bbl);
  - Custo da injeção de água (US$/bbl).
- Custos Fixos
  - Custo de Manutenção: Manutenção e inspeção de equipamentos de poço, das instalações e equipamentos de superfície, dutos, intervenção em poços, etc;
  - Custo de Operação: Custos referentes a recursos humanos, energia, água potável, tratamento dos fluidos (anti-espumante, inibidor de hidratos, inibidor de corrosão, etc);
  - Abandono: No final da vida produtiva do campo é necessário fazer o abandono do mesmo. Este abandono é feito segundo regras estabelecidas pela ANP e possui um custo considerável.

Tabela 8: Valores econômicos adotados para a análise

Valores econômicos adotados	
Custo de produção da água	2,00 US$/bbl
Custo de produção do óleo	6,00 US$/bbl
Custo de injeção da água	0,30 US$/bbl
Custo operacional dos poços	28.000 US$/poço

4.5. Tributos

Os valores dos tributos foram colocados nas premissas da análise econômica. A seguir estão suas definições.

- Royalties: Equivale a 9% da receita bruta da produção total de petróleo e gás durante o mês.
- Proprietário da terra: Lavra em terra. 1% do valor de receita bruta.
- Ocupação ou Retenção de Áreas: Valor fixado por lei, calculado de acordo com a área do campo. A partir da data de assinatura do contrato de concessão, pago em cada dia quinze de janeiro do ano subseqüente.

4.6. Indicadores Econômicos

A seguir serão definidos os indicadores econômicos utilizados para o apoio à tomada de decisão deste projeto, obtidos a partir da análise econômica de cada estratégia.

4.6.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL), também conhecido como valor actual líquido (VAL) ou método do valor atual, é a fórmula matemático-financeira de se determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Basicamente, é o calculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estaria valendo atualmente.

4.6.2. Retorno Sobre Investimento (ROI)

Em finanças, retorno sobre investimento (em inglês, *return on investment* ou ROI), também chamado taxa de retorno (em inglês, *rate of return* ou ROR), taxa de lucro ou simplesmente retorno, é a relação entre o dinheiro ganho ou perdido através de um investimento, e o montante de dinheiro investido.

4.6.3. Valor Presente Líquido sobre Produção Acumulada (VPL/Np)

É a relação entre o dinheiro ganho ou perdido através do investimento no desenvolvimento do campo, e a produção de óleo acumulada durante o tempo do projeto.

5. Análise de Risco e Incerteza das Estratégias de Produção

As decisões econômicas de investimento, bem como a avaliação econômica de projetos, são afetadas por incertezas econômicas, incertezas técnicas e pelas flexibilidades gerenciais embutidas nos projetos.

5.1. Tipos de Incertezas

Os tipos de incertezas que geralmente são encontradas em projetos de investimento e inovações tecnológicas são duas: a incerteza de mercado e a incerteza técnica.

5.1.1. Incertezas Econômicas (ou de mercado)

A incerteza de mercado deve-se a fatores externos ao projeto, sendo geralmente representada pelas oscilações estocásticas do preço do produto e pelos custos. Esta incerteza está correlacionada aos movimentos gerais da economia, que, por sua vez, estão sujeitos a acontecimentos aleatórios como recessões, guerras ou descobertas de novas tecnologias.

Este tipo de incerteza não pode ser reduzida com a realização do projeto, dado que os preços dependem exclusivamente de fatores externos.

As incertezas de mercado afetam negativamente os investimentos e não podem ser totalmente diversificáveis. Quanto maior a incerteza de mercado, maior a tendência por parte do investidor de esperar, o maior retorno exigido para que se inicie a produção.

As incertezas de mercado podem levar o investidor a esperar por melhores condições (melhore preços, menores custos, juros menores, etc.). A alternativa de esperar por melhores condições deve ser considerada como uma alternativa que compete com as demais em busca da ação ótima.

Muitos projetos *"in the money"* são postergados e só são realizados projetos *"deep in the money"*. Isto é, quanto maior a incerteza de mercado, maior a exigência de lucratividade do projeto para que o gerente exerça a opção de investimento.

As incertezas de mercado utilizadas na análise de sensbilidade dos indicadores econômicos neste projeto foram: preço do óleo e taxa de desconto.

5.1.2. Incertezas Técnicas

A incerteza técnica se deve a fatores internos ao projeto, como a incerteza sobre o tamanho da produção e o desempenho dos projetos em função do emprego de tecnologia. Esta incerteza não é influenciada pelos movimentos macroeconômicos.

Este tipo de incerteza caracteriza-se pela redução de seu valor à medida que os investimentos são realizados. Assim, todo investimento traz benefício adicional de redução de incerteza.

Logo, a diferença de um investidor que possui uma carteira de ativos financeiros e um gerente que possui uma carteira de projetos é que o investidor não pode tirar vantagem da incerteza técnica para maximizar sua riqueza; o melhor que pode ser feito é diversificar a carteira de forma a tornar esse risco irrelevante. Ao contrário do investidor, o gerente pode agir revisando a alocação de recursos de forma a tirar vantagem da incerteza técnica e maximizar o valor da empresa.

Incertezas técnicas estudadas neste projeto são: saturação inicial de óleo, porosidade da rocha reservatório, permeabilidade da rocha reservatório.

Tais incertezas estão sujeitas a um processo de aprendizagem em caso de investimento em informação (adiando o investimento no desenvolvimento para "aprender"). As alternativas de investir primeiro em mais informação, também devem ser consideradas e devem competir com as demais pelo ótimo. Dentre as alternativas de investimentos em informação estão: o investimento em sísmica orientada para reservatório, perfuração de novos poços, teste de longa duração, instalação de um sistema piloto simples de 1 a 2 poços, instalação de um sistema piloto maior, de até 10 poços.

6. Previsão da Produção

A previsão da produção de um campo de petróleo é feita a partir de estudos de simulação de seu reservatório.

A simulação de reservatório é de fundamental importância na engenharia de petróleo. A informação de como o reservatório poderá se comportar durante sua explotação é decisiva para determinarmos a quantidade e localização dos poços, se haverá necessidade de métodos de recuperação secundária, estimativas de tempo de produção, entre outros. São esses os fatores que determinam a situação produtiva de um reservatório sob o ponto de vista econômico.

Para desenvolver um simulador de reservatório é necessário gerar um modelo do comportamento dos fluxos no reservatório de acordo com o fenômeno físico predominante.

Neste trabalho usaremos o programa de simulação IMEX (*IMplicit Explicit Black oil Simulator*), software desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group Ltd*.). O simulador utiliza o modelo *black oil*, que considera o sistema com apenas três componentes: óleo, água e gás, e três fases, também designadas por óleo, água e gás. Assume-se que o componente óleo só existe na fase óleo, o componente água só existe na fase água e o componente gás pode encontrar-se como gás livre no reservatório, ou como gás associado ao componente óleo. Esse modelo considera também que a temperatura do reservatório é constante e que não há reações químicas entre os componentes. A sua utilização é recomendada para reservatórios que possuem óleos pesados e com baixa volatilidade, como os encontrados no Brasil. Por obter resultados satisfatórios em espaços de tempo aceitáveis, o modelo *blackoil,* mesmo não sendo o modelo mais completo existente, é o mais utilizado pelos simuladores comerciais de reservatórios. Os demais modelos são mais completos, entretanto, para a maioria dos casos práticos, são altamente custosos do ponto de vista computacional.

6.1. Metodologia

Mesmo demandando um maior tempo, o método de otimização mais utilizado é aquele que realiza modificações sucessivas dos parâmetros envolvidos pelo engenheiro de reservatórios, visando maximizar ou minimizar a função-objetivo desejada.

Inicialmente tem-se uma fase de coleta e preparação de dados quando se procura armazenar e interpretar todos os dados disponíveis sobre o reservatório em questão incluindo dados sobre a geologia, rocha, fluidos, produção e completação dos poços. Quanto maiores a quantidade e a qualidade dos dados, mais confiável será o resultado.

Após a coleta e a preparação dos dados, a etapa seguinte consiste na construção do modelo numérico propriamente dito. Para isso faz-se inicialmente o chamado lançamento do *grid* ou malha, ou seja, constrói-se uma malha para se transportar para o modelo as informações necessárias. Esta etapa consiste então em dividir o reservatório em varias células. As linhas da malha precisam estender-se por todo o reservatório e cada célula é identificada pelas suas coordenadas x, y, e z. Para cada célula em que foi dividido o reservatório devem ser fornecidos os dados necessários

para compor o modelo numérico, tais como porosidade, permeabilidade, espessura entre outros. Assim, o modelo numérico contem todas as informações necessárias para “alimentar” o simulador numérico de fluxo, isto é, para “rodar”o simulador.

Na etapa de ajuste de histórico o principal objetivo é calibrar o modelo numérico com o reservatório real a partir dos melhores dados disponíveis referente aos históricos de produção (água, óleo e gás) e de pressão. O ajuste de histórico consiste em calcular o comportamento passado do reservatório e comparar com o histórico do campo ou reservatório (produção de água, gás e óleo, dados de pressão, entre outros). Se a concordância n é satisfatória, dados como permeabilidade absoluta, permeabilidade relativa, porosidade, entre outros; são variados de uma simulação para outra até que o ajuste seja considerado adequado.

Ajustado o histórico, a próxima etapa é a utilização do modelo para se prever o comportamento futuro do reservatório. Nessa previsão podem ser impostas vazões para todos os poços ou para o campo como um todo. Pode-se também impor que os poços produzirão com determinadas pressões de fluxo, obtendo-se então as suas vazões através do uso do modelo numérico “alimentado” no simulador de fluxo. Enfim, vários esquemas de explotação podem ser avaliados, e uma analise econômica pode ser feita com os resultados, de forma que se possa decidir pelo esquema ótimo de produção.

6.2. Considerações

6.2.1. Modelo do Reservatório

Os dados geológicos, as propriedades das rochas e dos fluidos, os dados de produção e de poços utilizados para a modelagem do reservatório já forma descritos no capítulo 2.

O produto final da modelagem geológica do campo para simulação de fluxo do reservatório, construído no programa Builder, da CMG foi a geração de uma malha volumétrica no formato próprio para o simulador IMEX, da CMG, com 2612 células ativas preenchidas com as propriedades descritas acima.

O *grid* gerado na fase da modelagem geológica é usado para compor o modelo de reservatório para estudo das situações que conduzem a melhor forma de recuperação de hidrocarbonetos.

O modelo de simulação utilizado é tridimensional e bifásico. A malha de simulação utilizada foi cartesiana, com 3500 células de 110 m por 125 m. Verticalmente a

formação foi dividida em 4 camadas de espessuras variáveis, sendo as 4 camadas zonas produtoras de óleo, no entanto 3120 m, na quarta camada, existe a zona de aquífero.

6.2.2. Volumes *in situ*

Os volumes *in situ* de óleo e gás associado para o campo UFRJ são apresentados na tabela abaixo. Esses valores foram obtidos com base em modelagem geológica 3D, através do simulador IMEX que possibilita maior precisão.

Tabela 9: Volumes *in situ* do campo UFRJ.

Volumes *in situ* (m^3)	
Óleo	35.140.000,00
Gás associado	3.701.000.000,10

6.2.3. Mecanismo de Recuperação Primária

Como o reservatório tem seus limites bem definidos, o aquífero tem extensão limitada, não se esperando, portanto, efeito significativo de influxo de água. Assim, pode-se concluir que o aquífero não é atuante.

O mecanismo de produção esperado é o de depleção simples, com contração do meio poroso e expansão do fluido no reservatório. Após a queda da pressão do reservatório abaixo da pressão de bolha, o mecanismo de produção passa a ser de gás em solução.

O reservatório não está associado a grandes massas de água ou de gás natural. Suas fronteiras não permitem fluxos em qualquer sentido, impedindo a penetração de fluidos que possam expulsar a mistura de hidrocarbonetos para fora da estrutura. Em um reservatório com essas características, como não existe a possibilidade de interferência do ambiente externo, toda energia disponível para a produção se encontra armazenada na própria zona de óleo. À medida que o óleo vai sendo produzido, a pressão interna do reservatório vai se reduzindo e como conseqüência os fluidos lá contidos (óleo e água conata) se expandem. Ainda devido à redução de pressão, o volume dos poros diminui de maneira semelhante ao que acontece com um balão de soprar quando se deixa escapara ar do seu interior. Durante essa etapa da vida do reservatório, a produção ocorre porque além dos fluidos incharem, a

capacidade de armazenamento do recipiente que os contem, ou seja, dos poros, diminui. Pode-se dizer que a produção ocorre porque não há espaço suficiente para conter o volume do fluido. O processo é contínuo de modo que a produção de fluido provoca redução de pressão, que acarreta expansão de fluidos, que por sua vez resulta em mais produção. Devido a baixa compressibilidade dos fluidos e da formação, a pressão do reservatório cai rapidamente até atingir a pressão de bolha. A partir daí as reduções de pressão, em vez de provocarem apenas expansões dos líquidos, provocam também a vaporização das frações mais leves do óleo. Como resultado, o reservatório passa a ter uma parte dos seus hidrocarbonetos no estado líquido e uma parte no estado gasoso. Nesse ponto é que efetivamente começa a atuar o mecanismo de gás em solução. A produção de fluidos provoca redução na pressão, que por sua vez, além de proporcionar a vaporização de mais componentes leves, acarreta a expansão dos fluidos. Como o gás é muito mais expansível que o liquido, é basicamente devido a sua expansão que vai acontecer o deslocamento do liquido para fora do meio poroso. Então, o mecanismo é exatamente esse: a produção é o resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e que vai saindo de solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande mais líquido é deslocado.

6.2.4. Manutenção da Pressão do Reservatório

As acumulações de petróleo possuem, na época da sua descoberta, certa quantidade de energia, denominada energia primária. A grandeza dessa energia é determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório. No processo de produção há uma dissipação da energia primaria, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Essas resistências são devidas, ou associadas, as forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O consumo de energia primaria reflete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade dos poços.

Neste trabalho para minorar os efeitos nocivos da dissipação da energia primária do reservatório do Campo UFRJ e conseqüentemente manter sua pressão, iremos suplementá-la com energia secundária, artificialmente comunicada, através da injeção de água por poços injetores.

Na concepção de um projeto de injeção de água é de fundamental importância a escolha do esquema de injeção, isto é, da distribuição dos poços de injeção e de produção mais adequada ao reservatório de petróleo em estudo as chances de se alcançar o sucesso aumentam a medida que certas linhas básicas de procedimento são adotadas ao se fazer essa escolha. Como o objetivo primordial da injeção é o aumento da recuperação de petróleo, deve-se tentar produzir esse volume adicional desejado utilizando-se esquemas em que os volumes de fluidos injetados sejam os menores possíveis. Devem ser buscadas situações em que a maior quantidade de fluido injetado permaneça no interior do reservatório, ou seja, a produção do fluido injetado seja a menor possível. As relações entre pressões e vazões e as relações destas últimas com o tempo do projeto são da maior importância, e, portanto, devem ser encaradas como aspectos fundamentais a serem levados em conta no projeto. Finalmente devem ser observadas as características particulares do reservatório em estudo, tais como a existência de falhas, variações de permeabilidade, estratificações, barreiras, entre outras. Além disso, o aspecto econômico é decisivo.

A injeção de água, em nossas estratégias produtivas, será periférica feita por poços completados na base da estrutura do reservatório, pois a estrutura anticlinal favorece o emprego deste tipo de esquema de injeção. A injeção de água se processa através de poços completados na parte baixa da estrutura e os poços de produção são completados na parte alta da formação com o objetivo de aumentar a eficiência de varrido, que é a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso.

A necessidade de utilização da injeção de água, o número de poços injetores e a data de inicio da injeção serão fatores trabalhados particularmente em cada caso abaixo.

6.2.5. Fluxo de Fluidos em Meios Porosos

Dentre as diversas informações a serem obtidas a respeito de uma acumulação de petróleo após a sua descoberta, a quantidade de hidrocarbonetos que se pode retirar dessa jazida e o tempo em que essa produção se efetuará são, sem qualquer duvida, dos mais importantes. O conhecimento das leis que regem o movimento dos fluidos nos meios porosos é fundamental para obtenção dessas informações.

A partir de equações básicas do estudo do fluido em meios porosos podem ser desenvolvidos modelos matemáticos com os quais se procura obter informações relacionadas com o aspecto físico do reservatório, como por exemplo, dimensões, formas, variações de propriedades entre outras. Podem ser obtidos também dados

sobre o comportamento atual e futuro em termos de pressões, vazões de produção e outros. A complexidade desses modelos depende dos diversos aspectos que se deseja considerar no estudo do fluxo através do meio poroso e do grau de simplificação que se deseja imprimir ao trabalho. O estudo do fluxo do fluido nos meios porosos tem como ponto central uma equação chama equação da difusividade hidráulica ou simplesmente equação da difusividade, a partir da qual são desenvolvidas soluções para as diversas situações em que os reservatórios podem se encontrar. A equação de difusividade, como é utilizada na engenharia de reservatórios é obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da continuidade, que é uma equação de conservação de massa, a lei de Darcy, que é uma equação de transporte de massa, e uma equação de estado que tanto pode ser uma lei dos gases como a equação da compressibilidade para o caso de líquidos.

A simulação do fluxo de fluidos do Campo UFRJ foi realizada utilizando-se o simulador IMEX, da CMG.

7. Estratégias de Produção

A definição de uma estratégia de produção é uma tarefa de grande importância na indústria de petróleo, pois ela está diretamente ligada ao fator de recuperação dos reservatórios e na análise econômica para a definição da atratividade de cada projeto. Essa tarefa torna-se muito difícil de ser aplicada em decorrência das infinitas alternativas disponíveis; e em vista das diversas incertezas existentes, que são decorrentes da quantidade muito limitada de dados disponíveis para as variáveis de reservatório envolvidas e também pelo seu alto grau de desconhecimento.

A definição de uma estratégia de produção é uma das principais decisões no processo de escolha, tendo como objetivo a maximização do fator de recuperação do campo e/ou a otimização dos resultados obtidos (funções-objetivo).

No início do desenvolvimento de um reservatório, quando poucas informações estão disponíveis, o modelo geológico possui um elevado grau de incerteza. Desse modo, a escolha da estratégia de produção é um processo iterativo, com um alto número de possibilidades e de tempo associado a cada simulação, visto que o modelo geológico utilizado na simulação de reservatórios é constantemente melhorado na medida em que novas informações são adquiridas através da perfuração de novos poços.

Dentre os parâmetros mais alterados em busca da otimização, pode-se destacar o número e posicionamento de poços produtores e injetores e os parâmetros do sistema de produção. A complexidade do problema exige ferramentas de auxílio à decisão em

frente às diversas opções, trabalhando assim, com a eliminação das alternativas menos atrativas, e fixando uma análise mais profunda em um número limitado de estratégias. Após a escolha de algumas estratégias, o projeto deve ser detalhado para a melhor alternativa e deve ficar sob contínua revisão, podendo mudar com novas informações devido à aquisição de dados, ajuste de histórico ou mudanças no ambiente externo. Com a perfuração de novos poços, a produção aumenta, atingindo um pico ou patamar de produção. Após certo tempo de produção, a produção começa a decair devido à diminuição de pressão do reservatório. Esse processo depende fortemente de uma série de características do reservatório, dos fluidos, do número e tipo de poços, intervalo de completação, cronograma de entrada dos poços, inclusão de sistema de injeção de água ou gás, fatores econômicos, entre outros. É interessante salientar que a abordagem utilizada neste trabalho para a definição desses parâmetros foi totalmente manual. Foram buscadas informações disponíveis sobre estrutura, geometria do reservatório e distribuição de espessuras utilizando ferramentas viáveis para obtenção de previsões de comportamento do reservatório. Em um processo típico, a produção diminuiria até o limite econômico, sendo interrompida nesse ponto. Dependendo de vários outros fatores, pode-se seguir uma série de ciclos de recuperação suplementar, dependendo principalmente da viabilidade econômica de cada ciclo, e que estes são interrompidos quando o limite econômico é atingido ou quando se torna viável o início de outro ciclo. Abaixo segue um gráfico típico da produção de um reservatório:

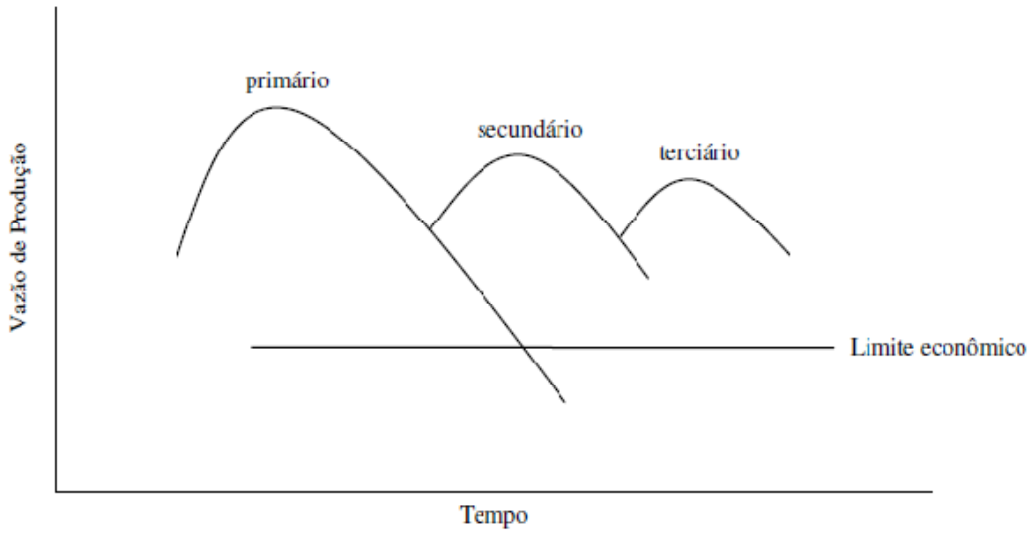

Figura 28: Gráfico da Produção de um reservatório

O processo da definição de uma estratégia de produção neste trabalho foi divido em cinco etapas principais que estão descritas a seguir.

7.1.1. Primeira Etapa

Consistiu no estudo teórico com o objetivo de nos fornecer a melhor alternativa de produção sob o ponto de vista de estratégia geral de produção, número e tipo de poços aproximados para dimensionar as facilidades de produção, escolha do esquema de injeção (relação do número de poços produtores e injetores), intervalos canhoneados e localização dos poços.

7.1.2. Segunda Etapa

Esta etapa envolveu um estudo mais aprofundado da alternativa escolhida. Através de técnicas de simulação de reservatórios, foi possível fazer estudos comparativos mais detalhados para a escolha do tipo, da localização e da quantidade dos poços e das características detalhadas de cada um deles. Além disso, foi possível levar em consideração as particularidades de cada reservatório, principalmente as heterogeneidades, que apresentam uma grande influência no refinamento da solução obtida.

Nesta etapa será definida uma configuração ótima do número e arranjo dos poços, assim como dos intervalos canhoneados, que servirá como base para a realização das etapas seguintes. A seguir estão apresentados cinco resultados das simulações para que seja possível mostrarmos a otimização da estratégia de produção.

O fluxo de trabalho abaixo mostra a metodologia utilizada neste projeto.

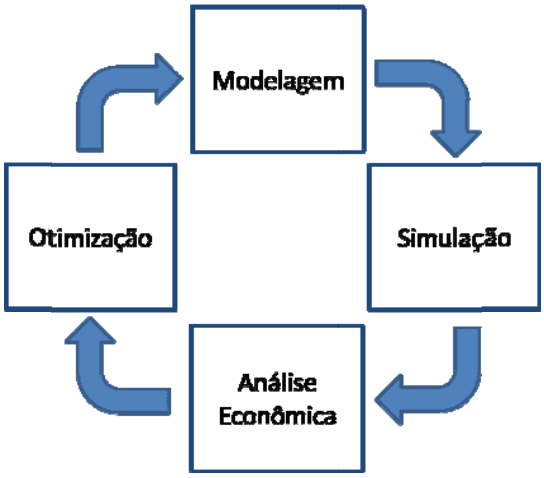

Figura 29: Fluxo de trabalho da segunda etapa.

7.1.2.1. Caso Base

7.1.2.1.1. Simulação do Caso Base

O Caso Base é uma estratégia de produção utilizada apenas como ponto de partida para a análise das configurações posteriores.

Iniciamos a nossa estratégia de produção utilizando para o desenvolvimento do Campo UFRJ apenas os poços que já haviam sido perfurados na fase de exploração, ou seja, nessa estratégia os poços exploratórios serão aproveitados para o desenvolvimento do campo.

A figura abaixo mostra a localização dos poços ao longo do reservatório do Campo UFRJ no Caso Base.

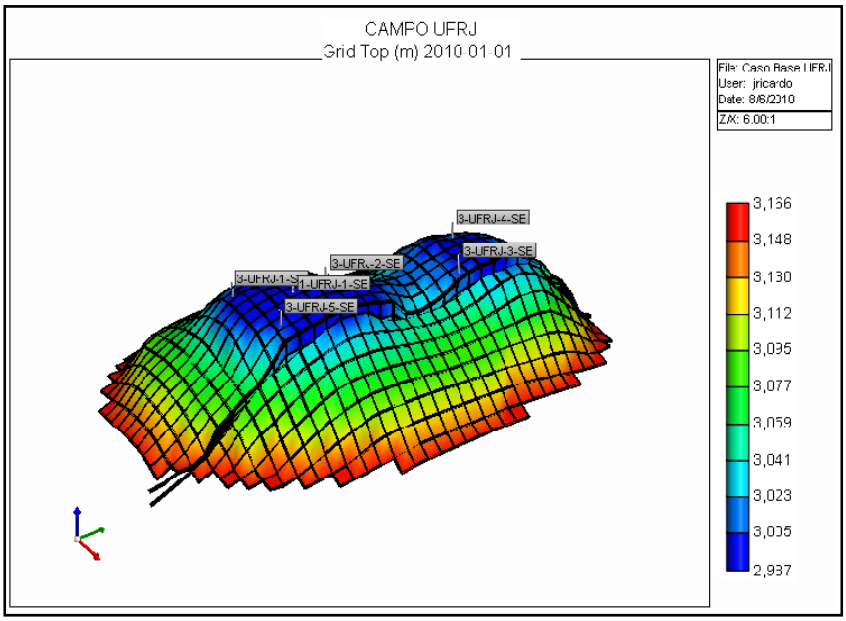

Figura 30: Distribuição dos poços produtores no Caso Base

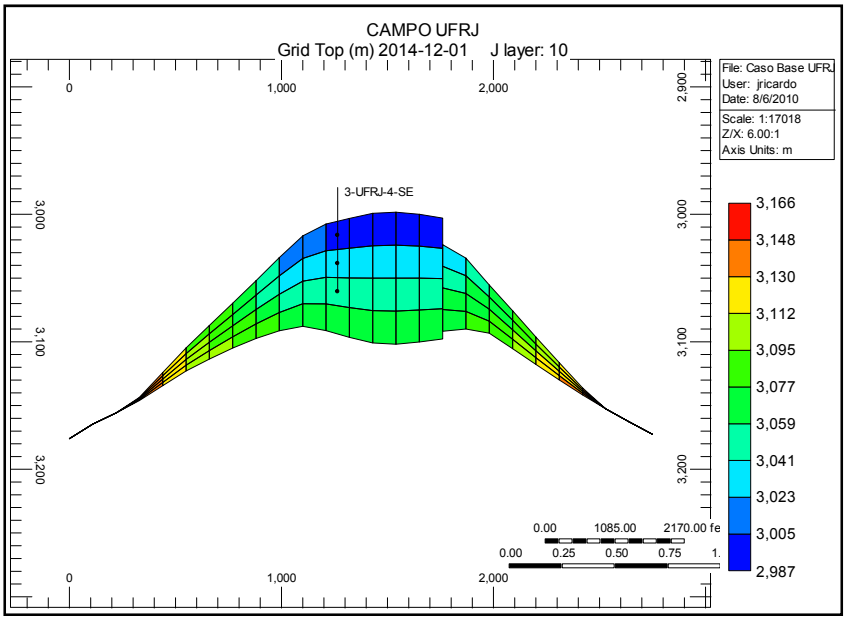

Figura 31: Configuração dos intervalos canhoneados nos poços exploratórios

A tabela abaixo nos fornece a configuração adotada para a estratégia de produção no Caso Base.

Tabela 10: Configuração da estratégia de produção do Caso Base.

Variáveis	**Valores**
Nº de Poços Produtores	6
Nº de Poços Injetores	0
Nº de Intervalos Canhoneados	3/poço

A partir da simulação do Caso Base, obtivemos os valores de produção acumulada mostrados na tabela abaixo e encontramos para essa estratégia um fator de recuperação de 10,6%.

Tabela 11: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ (Caso Base)

Produções Acumulada (MM m^3)	
Óleo	3.73
Água	0.0001
Gás	587.26
Fator de Recuperação	
10,6%	

A seguir estão as curvas de Produção acumulada e Média de produção diária por ano para óleo, gás e água.

A partir de uma breve análise podemos verificar que a produção de água é muito pequena praticamente desprezível quando comparada à produção de óleo e de gás.

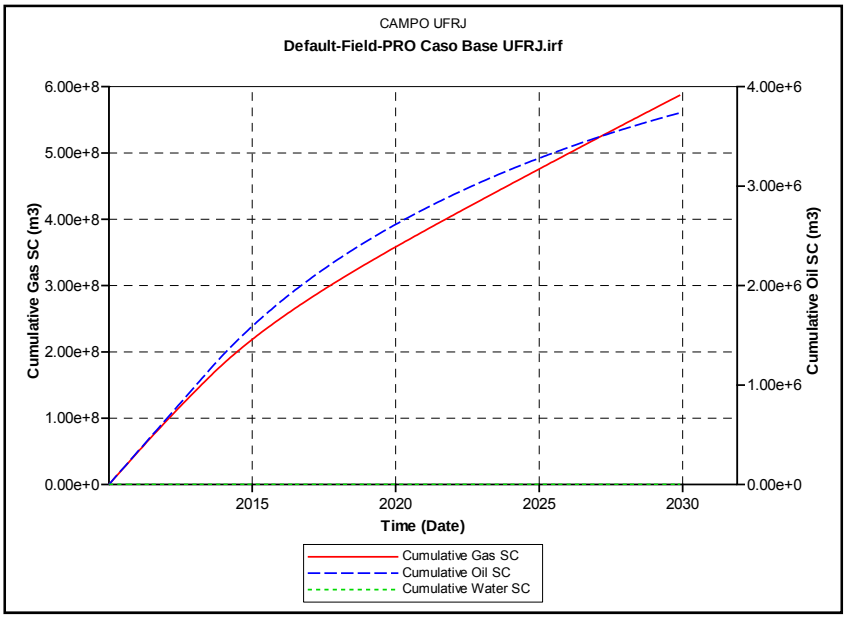

Figura 32: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso Base

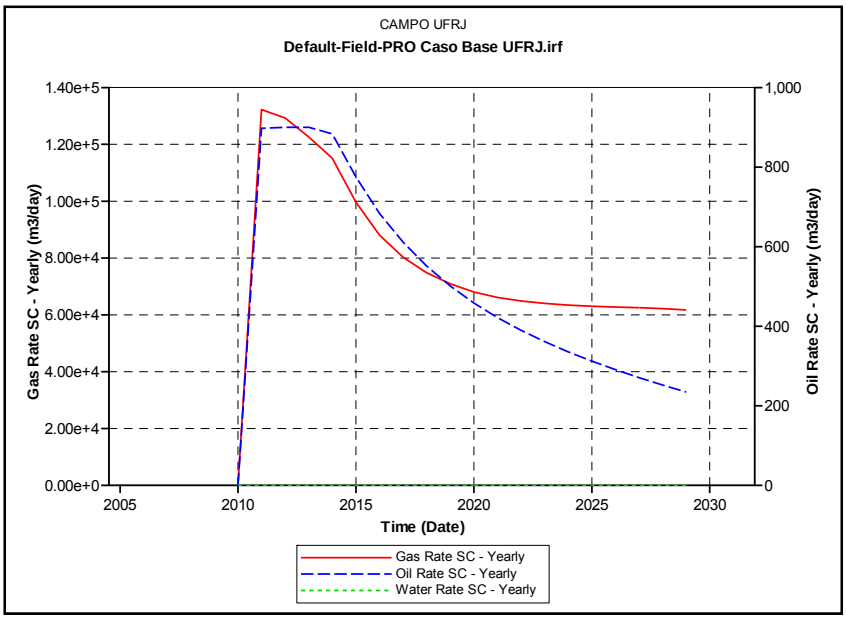

Figura 33: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso Base.

Podemos visualizar pelo gráfico a seguir uma queda de pressão do reservatório de 294,98 kg/cm^2 para 168,18 kg/cm^2. Essa queda acentuada ocorre porque para a estratégia do Caso Base não contempla nenhum método para a manutenção da pressão do reservatório.

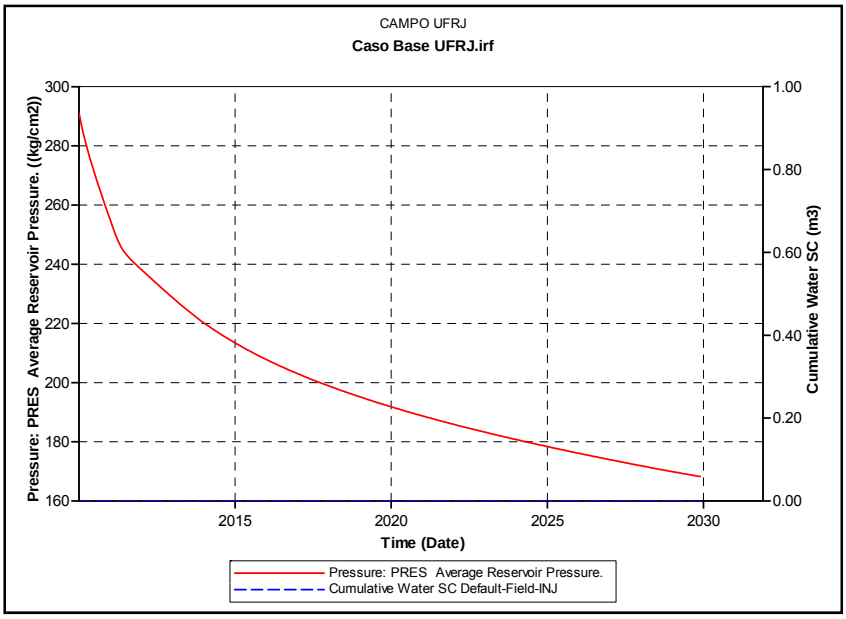

Figura 34: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso Base.

Observando os gráficos abaixo podemos perceber que a saturação de óleo final nas quatro camadas é muito alta. Percebendo uma concentração maior nas bordas do reservatório. Podemos concluir, dessa forma, que existe ainda uma grande quantidade de óleo no reservatório para ser recuperado.

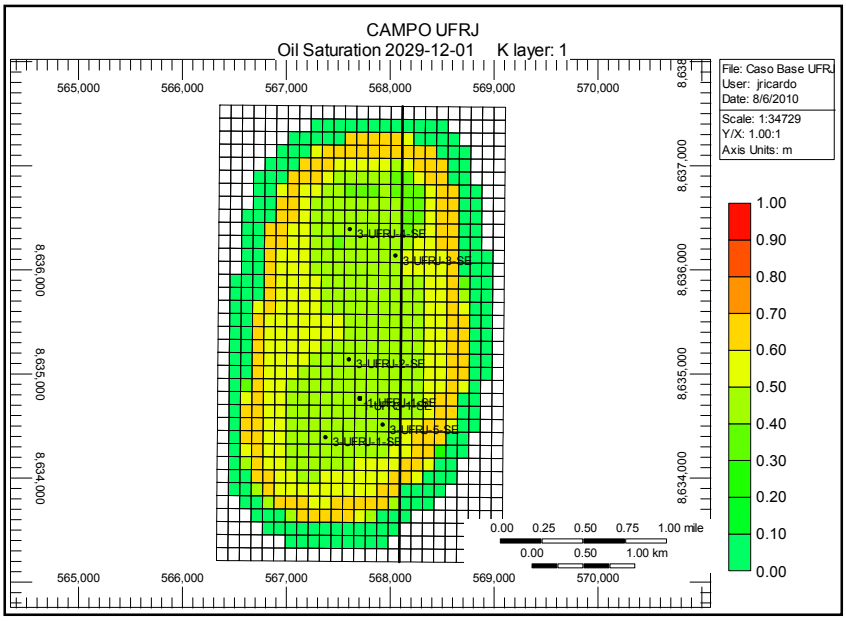

Figura 35: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso Base

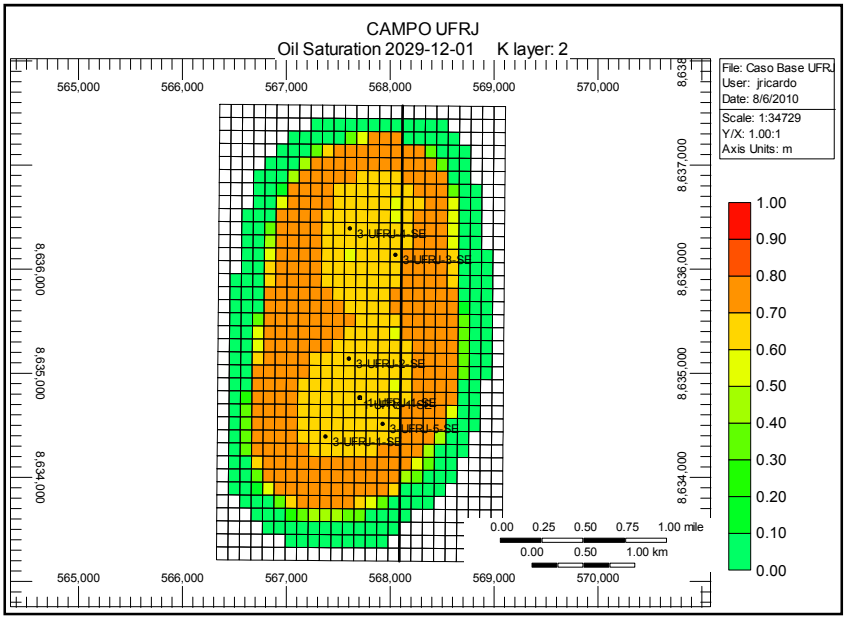

Figura 36: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso Base

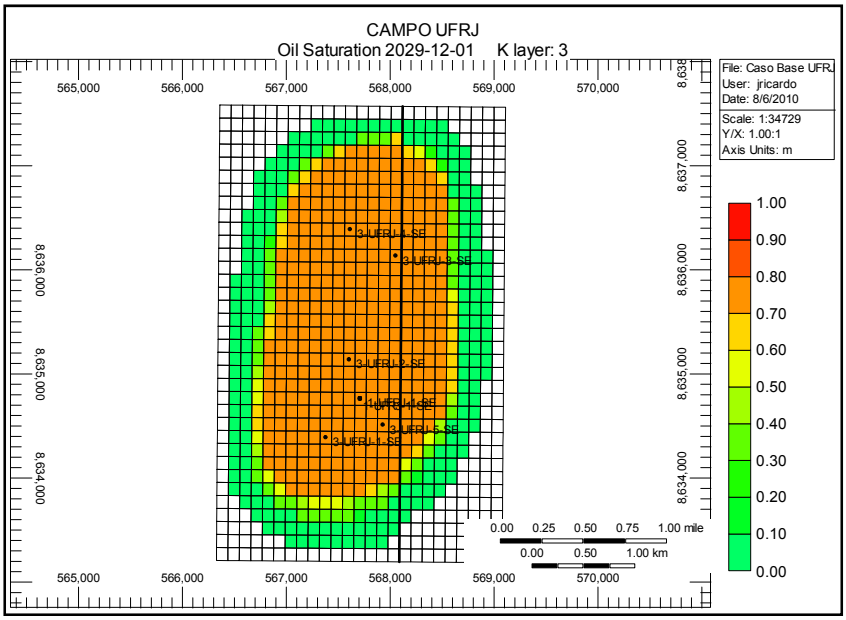

Figura 37: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso Base

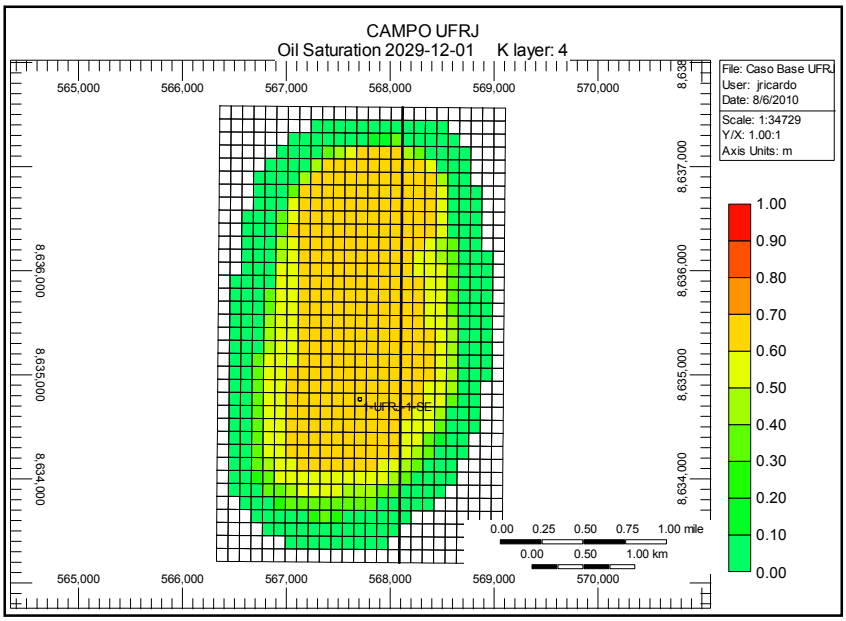

Figura 38: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso Base

7.1.2.1.2. Análise Econômica do Caso Base

Abaixo estão os indicadores econômicos do Caso Base, obtidos a partir da análise econômica realizada em planilha Excel, em anexo, que darão suporte à tomada de decisão, ou seja, que auxiliarão na escolha da melhor configuração da produção nesta etapa do trabalho.

Tabela 12: Indicadores Econômicos do Caso Base

Indicadores Econômicos	
VPL	239,00 MM US$
VP_{inv}	209,82 MUS$
ROI	1139,07
Np	3,74 (MM m^3)
VPL/Np	63,96

7.1.2.2. Caso 01

7.1.2.2.1. Simulação do Caso 01

O Caso 01 servirá como base para o entendimento do impacto da variação do número de poços produtores na estratégia de produção. Foram adicionados à configuração anterior mais quatro poços totalizando 10 poços produtores. Estes foram localizados de forma que conseguissem drenar, de maneira mais eficiente, o óleo acumulado na rocha reservatório observado nas figuras de saturação de óleo do caso anterior. Esses poços foram canhoneados apenas até a terceira camada como nos poços exploratórios.

A tabela abaixo nos fornece a configuração adotada para a estratégia de produção no Caso 01.

Tabela 13: Configuração da estratégia de produção do Caso 01

Variáveis	Valores
Nº de Poços Produtores	10
Nº de Poços Injetores	0
Nº de Intervalos Canhoneados	3/poço

A figura a seguir mostra a localização dos poços ao longo do reservatório do Campo UFRJ para o Caso 01.

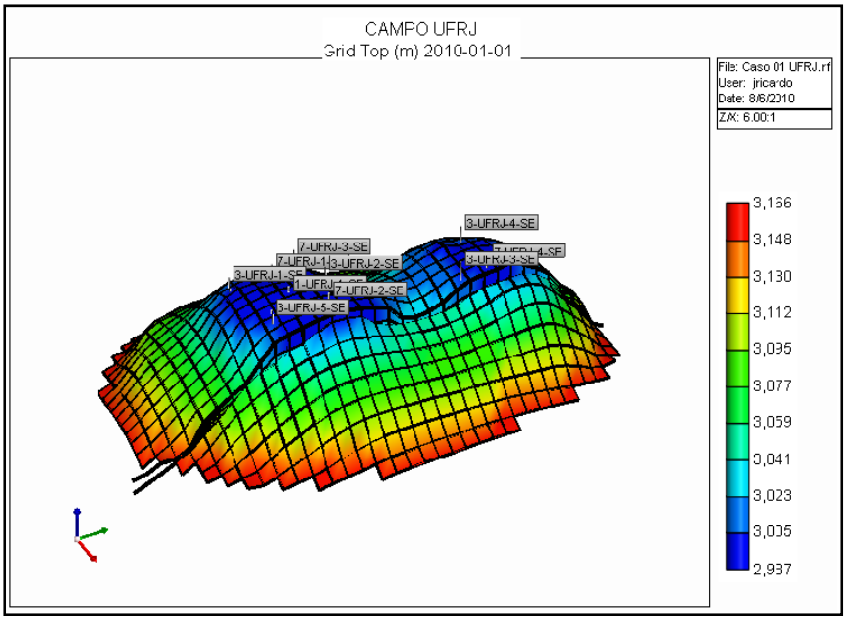

Figura 39: Distribuição dos poços produtores no Caso 01

Após a simulação do Caso 01, obtivemos os valores de produção acumulada mostrados na tabela abaixo e encontramos para essa estratégia um fator de recuperação de 12,5%. Mostrando que o aumento do número de poços produtores aumenta o fator de recuperação do campo.

Tabela 14: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ (Caso 01)

Produções Acumulada (MM m^3)	
Óleo	4.38
Água	0.0001
Gás	806.62
Fator de Recuperação	
12,5%	

A seguir estão as curvas de Produção acumulada e Média de produção diária por ano para óleo, gás e água.

A partir de uma breve análise podemos verificar que a produção de água continua muito pequena, praticamente desprezível quando comparada à produção de óleo e de gás.

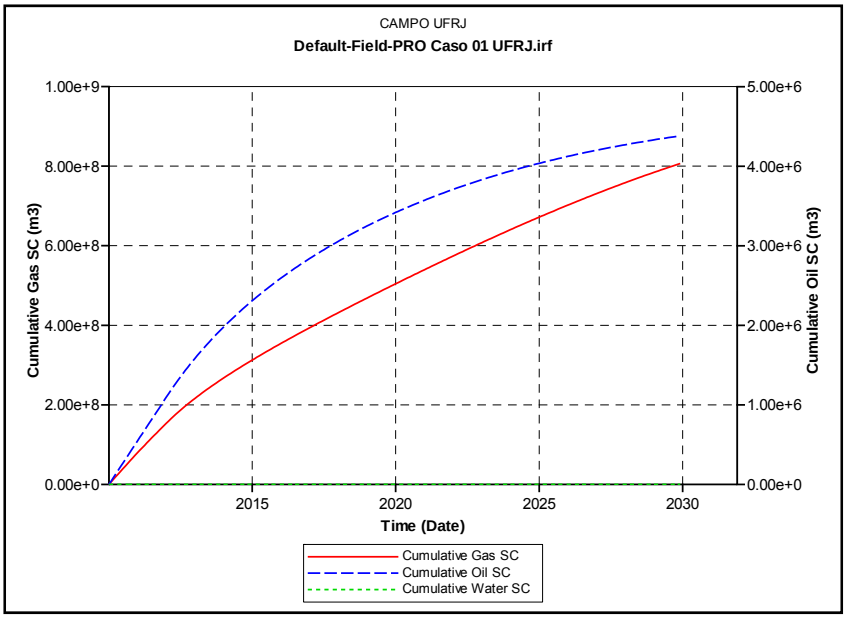

Figura 40: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 01

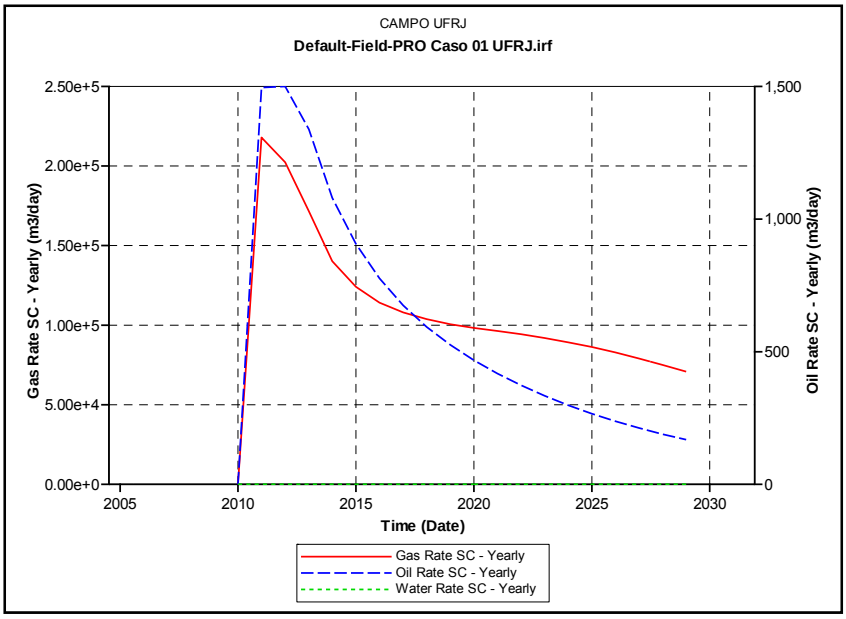

Figura 41: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 01

Podemos visualizar pelo gráfico abaixo uma queda de pressão do reservatório de 294,98 kg/cm^2 para 150,00 kg/cm^2. Essa queda acentuada ocorre porque para a estratégia do Caso 01 não contempla nenhum método para a manutenção da pressão do reservatório. E essa queda é ainda maior que no Caso Base porque há uma maior produção de fluidos.

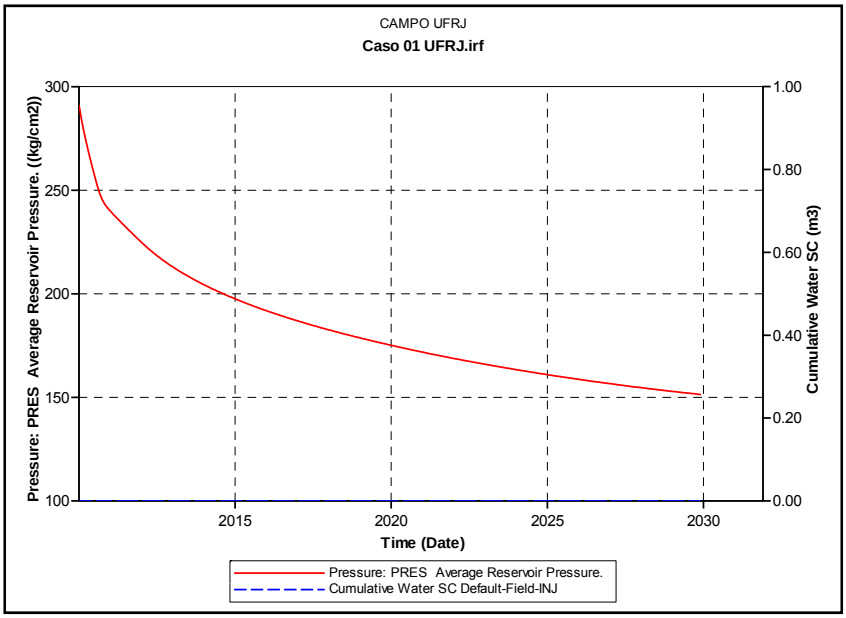

Figura 42: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 01.

Ao observar as figuras de saturação de óleo que seguem abaixo podemos concluir que houve uma maior drenagem do óleo contido na rocha reservatório, no entanto ainda há uma grande acumulação nas bordas do reservatório.

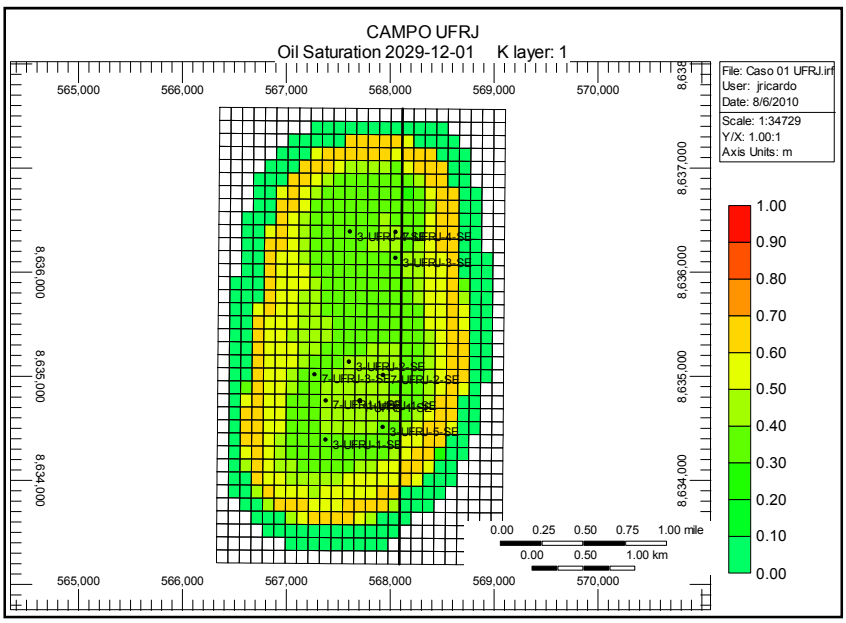

Figura 43: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 01.

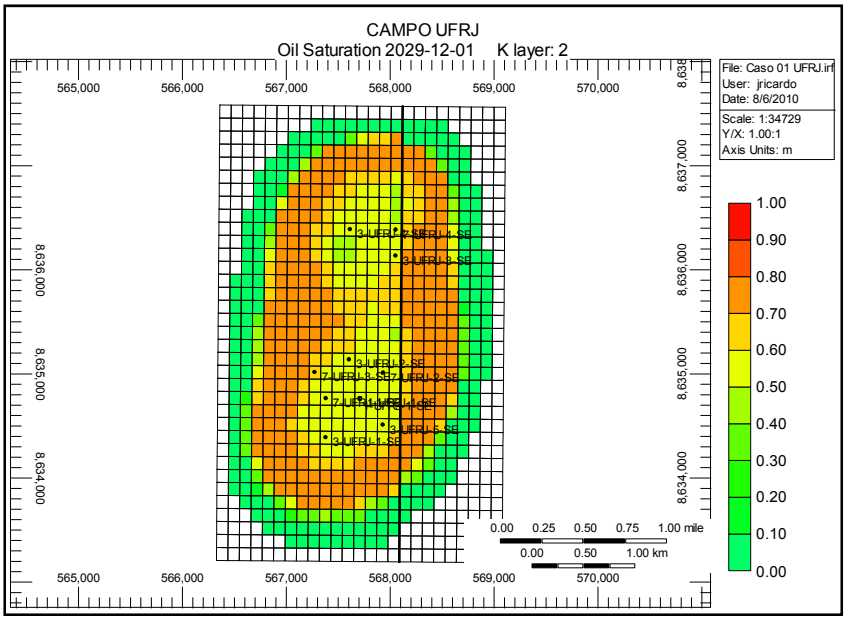

Figura 44: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 01.

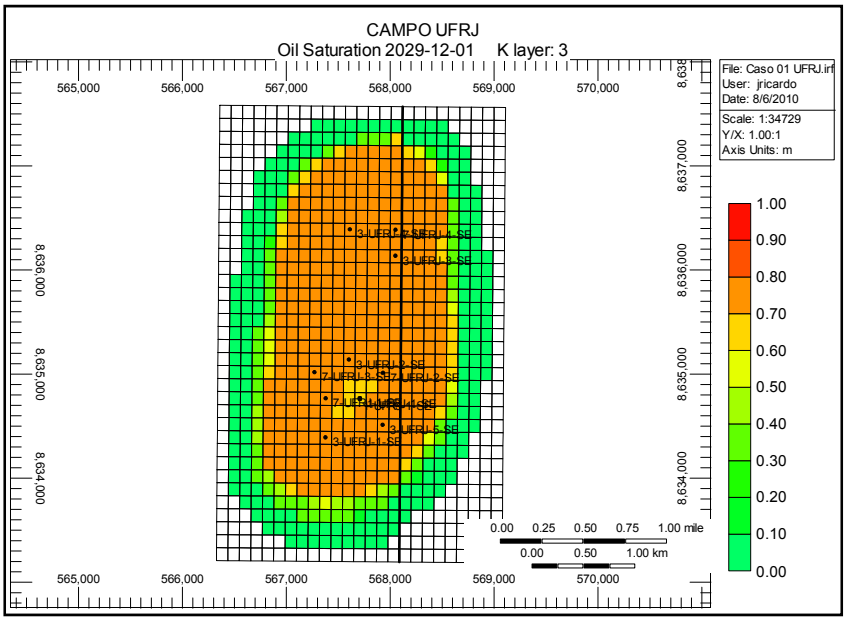

Figura 45: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 01.

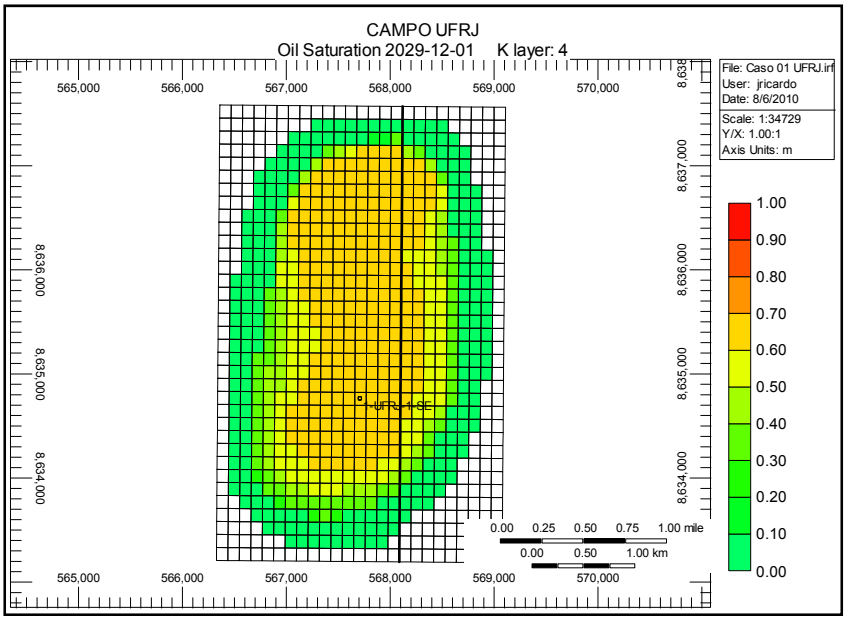

Figura 46: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 01.

7.1.2.2.2. Análise Econômica do Caso 01

Abaixo estão os indicadores econômicos do Caso 01, obtidos a partir da análise econômica realizada em planilha Excel, em anexo, que darão suporte à tomada de decisão, ou seja, que auxiliarão na escolha da melhor configuração da produção nesta etapa do trabalho.

Podemos concluir que o aumento do número de poços produtores, consequentemente, o aumento da produção, acarreta em um aumento significativo no VPL do projeto. O mesmo ocorre para os indicadores ROI e VPL/Np. Ou seja o aumento dos investimentos com a construção de outros poços não tem impacto significativo no valor dos indicadores.

.

Tabela 15: Indicadores Econômicos do Caso 01

Indicadores Econômicos	
VPL	347,87 MM US$
VP_{inv}	238,01 MUS$
ROI	1461,64
Np	4,38 (MM m^3)
VPL/Np	79,42

7.1.2.3. Caso 02

7.1.2.3.1. Simulação do Caso 02

O Caso 02 servirá como base para o entendimento do impacto da utilização da injeção de água na estratégia de produção. Foram adicionados à configuração anterior quatro poços injetores. E foram mantidos o número de poços produtores e o número de zonas canhoneadas.

Os poços injetores foram localizados em áreas periféricas do reservatório e foram canhoneados na quarta camada, na base da estrutura, com o objetivo de aumentar a eficiência de varrido. Facilitando a drenagem do óleo pelos poços produtores.

A tabela abaixo nos fornece a configuração da estratégia de produção do Caso 02.

Tabela 16: Configuração da estratégia de produção do Caso 02

Variáveis	Valores
Nº de Poços Produtores	10
Nº de Poços Injetores	4
Nº de Intervalos Canhoneados	3/poço

A figura abaixo mostra como estão distribuídos ao longo do reservatório do Campo UFRJ os poços produtores e injetores do Caso 02.

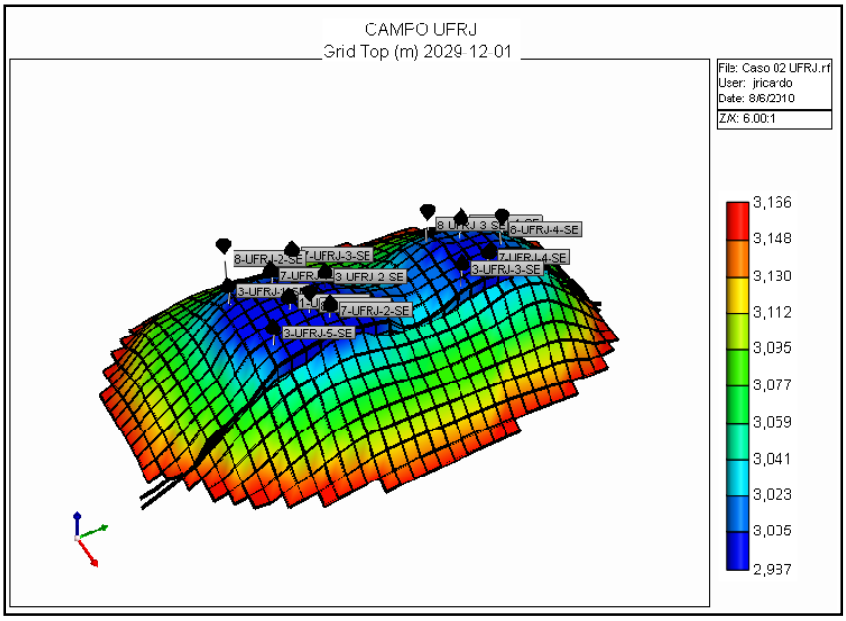

Figura 47: Distribuição dos poços produtores e injetores no Caso 02

A seguir podemos observar a configuração de um poço injetor utilizado do Caso 02.

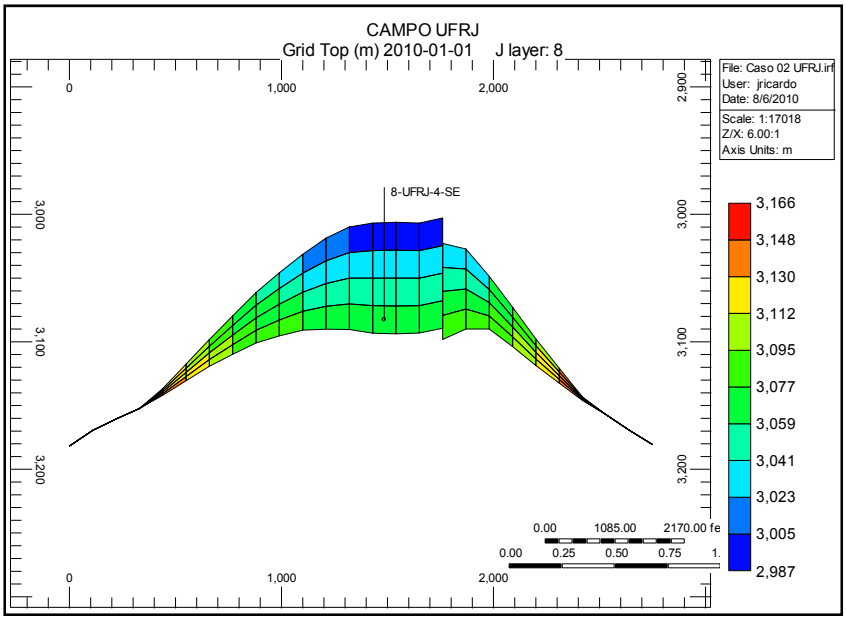

Figura 48: Esquema dos poços injetores no Caso 02

A partir da simulação do Caso 02, obtivemos os valores de produção acumulada mostrados na tabela abaixo e encontramos para essa estratégia um fator de recuperação de 15,5%. Mostrando que a utilização da injeção de água aumenta o fator de recuperação do campo.

Tabela 17: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ (Caso 02)

Produções Acumulada (MM m^3)	
Óleo	5.44
Água	0.435
Gás	793.73
Fator de Recuperação	
15,5%	

A seguir estão as curvas de Produção acumulada e Média de produção diária por ano para óleo, gás e água.

Podemos observar um aumento da produção de água em relação aos casos anteriores devido à utilização da injeção de água.

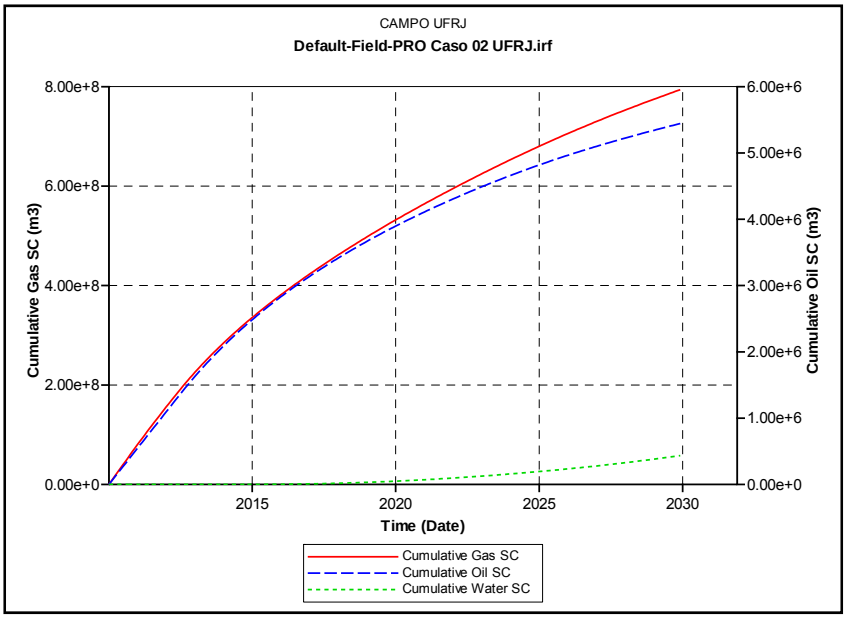

Figura 49: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 02

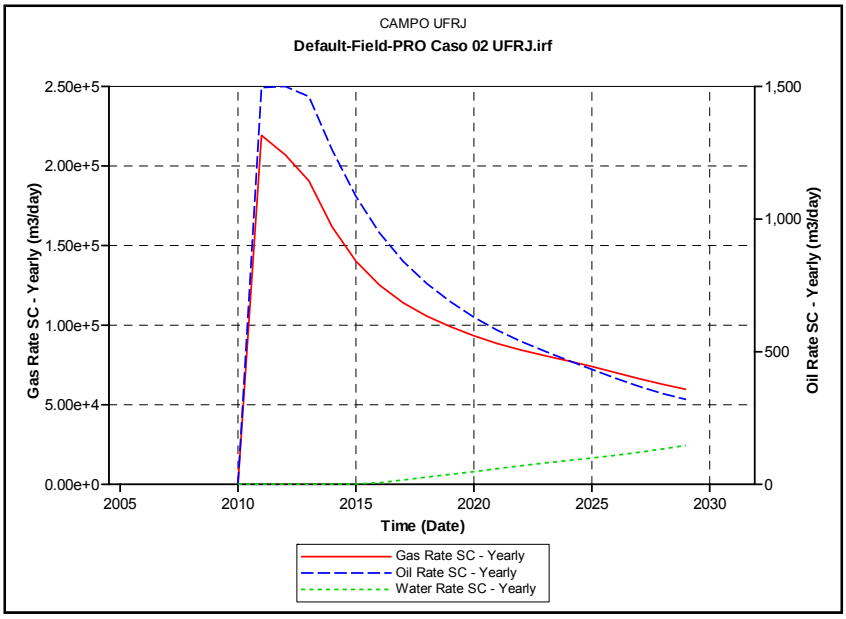

Figura 50: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 02

Podemos visualizar pelo gráfico abaixo uma queda de pressão do reservatório de 294,98 kg/cm^2 para 190,84 kg/cm^2. A pressão do reservatório se manteve a esse valor, pois neste caso utilizamos a injeção de água, que é um método para a manutenção da pressão do reservatório.

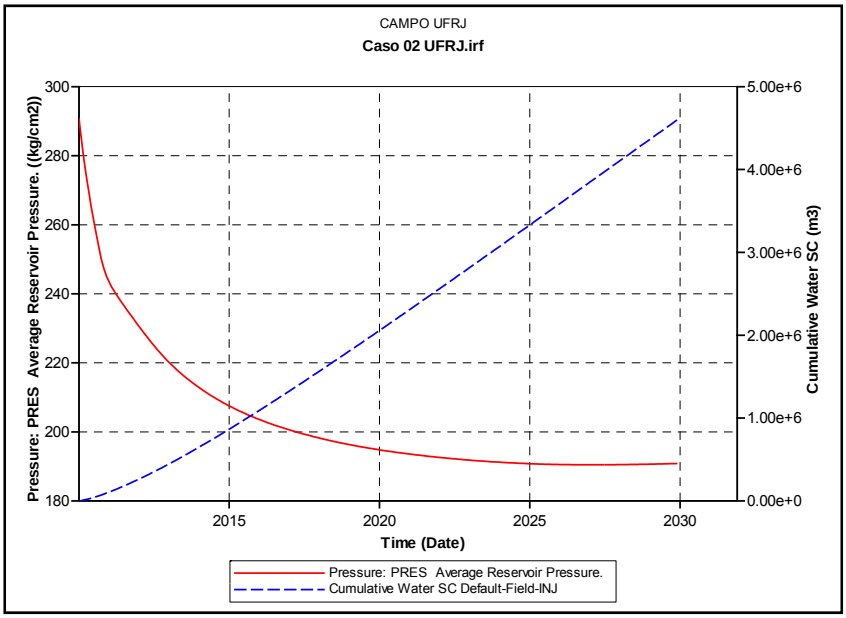

Figura 51: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 02.

Ao observar as figuras de saturação de óleo que seguem abaixo podemos concluir que houve uma maior drenagem do óleo contido na rocha reservatório, no entanto ainda há acumulação de óleo no reservatório. Pelas figuras a seguir podemos visualizar como a água injetada empurra o óleo em direção aos poços produtores.

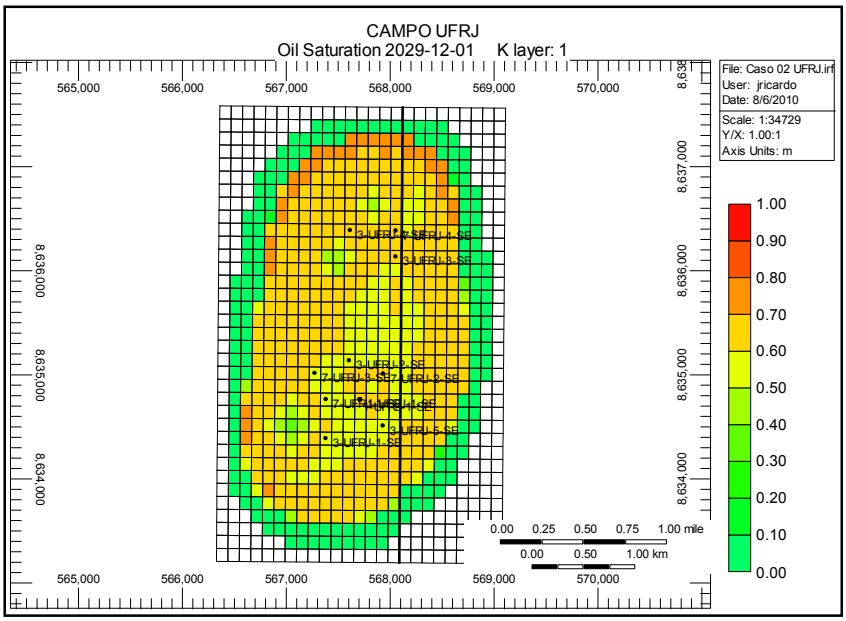

Figura 52: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 02

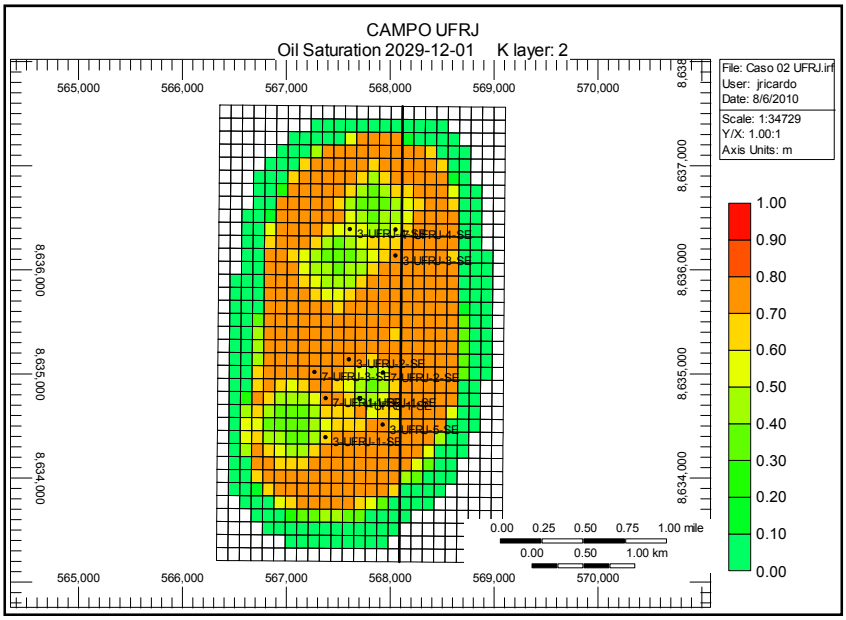

Figura 53: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 02

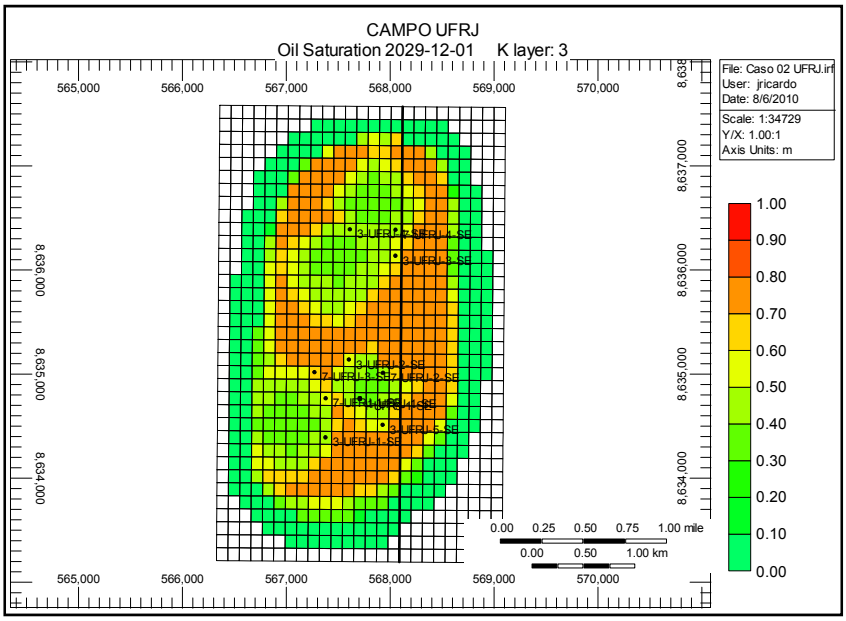

Figura 54: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 02

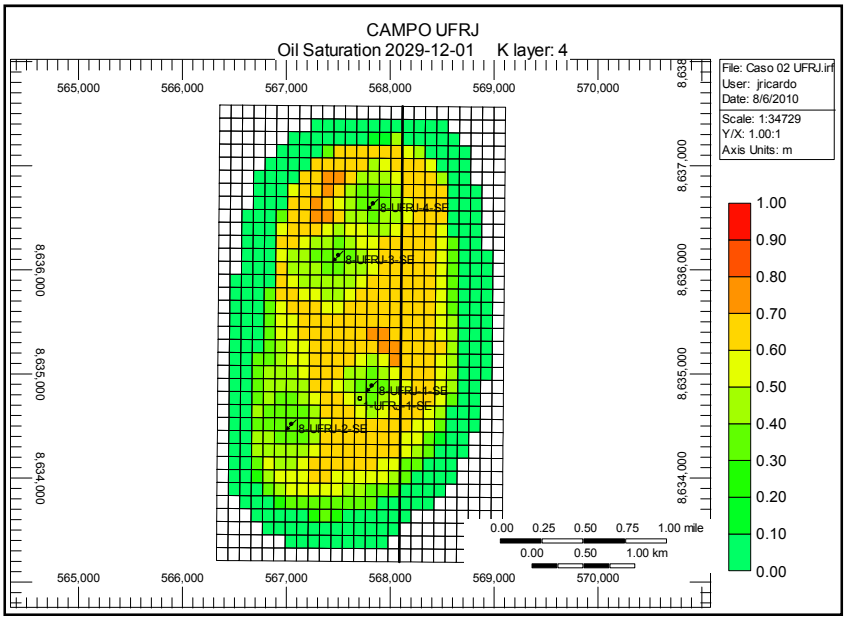

Figura 55: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 02

7.1.2.3.2. Análise Econômica do Caso 02

Abaixo estão os indicadores econômicos do Caso 02, obtidos a partir da análise econômica realizada em planilha Excel, em anexo, que darão suporte à tomada de decisão, ou seja, que auxiliarão na escolha da melhor configuração da produção nesta etapa do trabalho.

Podemos concluir que a utilização da injeção de água, consequentemente, o aumento da produção, acarreta em um aumento significativo no VPL do projeto. Isso mostra que o custo da produção e injeção de água não tem impacto significativo no valor deste indicador econômico. No entanto, observamos uma redução dos indicadores ROI e VPL/Np, pois houve um aumento significativo no valor presente do investimento, devido à instalação da planta de injeção e de tratamento da água produzida e do volume de óleo recuperado.

Tabela 18: Indicadores Econômicos do Caso 02

Indicadores Econômicos	
VPL	389,90 MM US$
VP_{inv}	268,10 MUS$
ROI	1454,31
Np	5,44 (MM m^3)
VPL/Np	71,65

7.1.2.4. Caso 03

7.1.2.4.1. Simulação do Caso 03

O Caso 03 servirá como base para o entendimento do impacto do canhoneamento de uma camada. Essa configuração se diferenciará do Caso 01 apenas pelo canhoneamento da quarta camada dos poços de desenvolvimento. Serão mantidos 10 poços produtores e não haverá injeção de água. Esse canhoneamento foi feito com o objetivo de aumentar a drenagem do óleo por esses poços.

A tabela abaixo nos fornece a configuração da estratégia de produção do Caso 03.

Tabela 19: Configuração da estratégia de produção do Caso 03

Variáveis	Valores
N° de Poços Produtores	10
N° de Poços Injetores	0
N° de Intervalos Canhoneados	4/poço

A figura a seguir nos mostra a configuração dos canhoneados dos poços produtores no Caso 03. Os poços de desenvolvimento passam a ter quatro intervalos canhoneados.

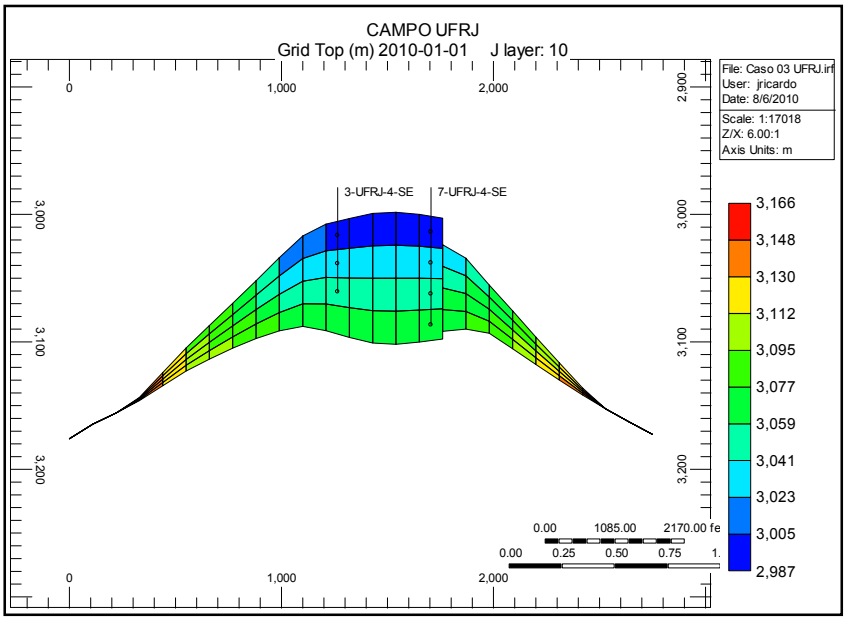

Figura 56: Configuração dos canhoneados dos poços produtores no Caso 03

A partir da simulação do Caso 03, obtivemos os valores de produção acumulada mostrados na tabela abaixo e encontramos para essa estratégia um fator de recuperação de 12,5%. Podemos observar que em relação ao Caso 01 houve um pequeno aumento no volume de óleo produzido (0,01MM US$), no entanto houve um significativo aumento no volume de água produzida, um valor cerca de 20 vezes maior que no Caso 01. Esse aumento da produção de água ocorre porque ao canhonearmos a quarta camada aproximamos nossa zona produtora do contato água-óleo, em outras palavras, estamos próximos do aquífero existente na base do reservatório.

Tabela 20: Valores de produção acumulada e Fator de recuperação do Campo UFRJ

Produções Acumulada (MM m^3)	
Óleo	4,39
Água	0.0019
Gás	801,73
Fator de Recuperação	
12,5%	

A seguir estão as curvas de Produção acumulada e Média de produção diária por ano para óleo, gás e água.

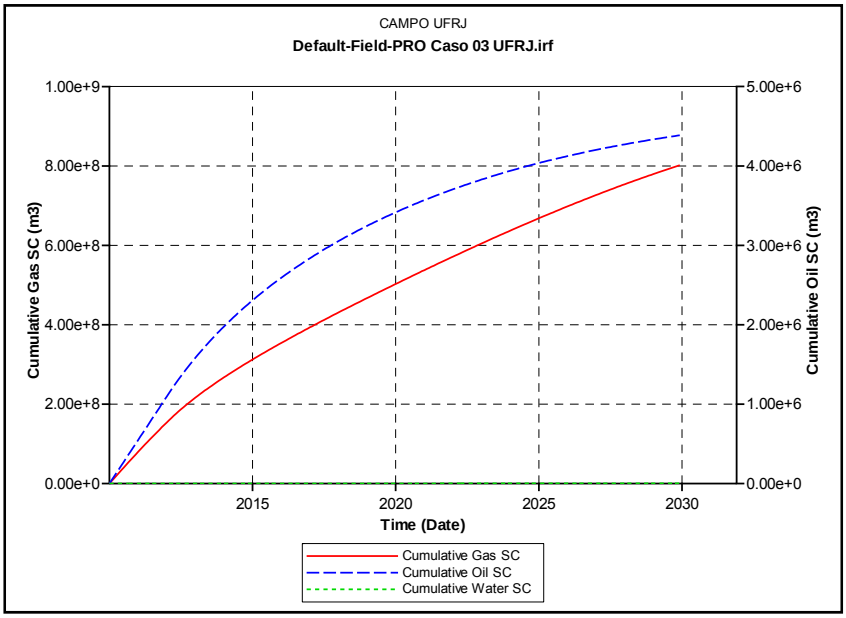

Figura 57: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 03

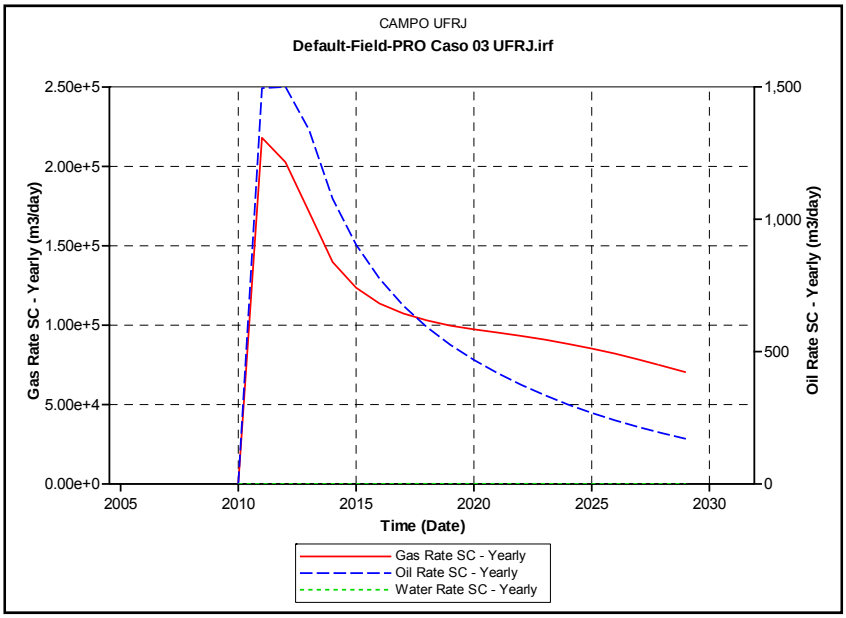

Figura 58: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 03

Podemos visualizar pelo gráfico abaixo uma queda de pressão do reservatório de 294,98 kg/cm^2 para 150,00 kg/cm^2. Como no Caso 01 essa queda acentuada ocorre porque para a estratégia do Caso 03 não contempla nenhum método para a manutenção da pressão do reservatório. E essa queda é ainda maior que no Caso Base porque há uma maior produção de fluidos.

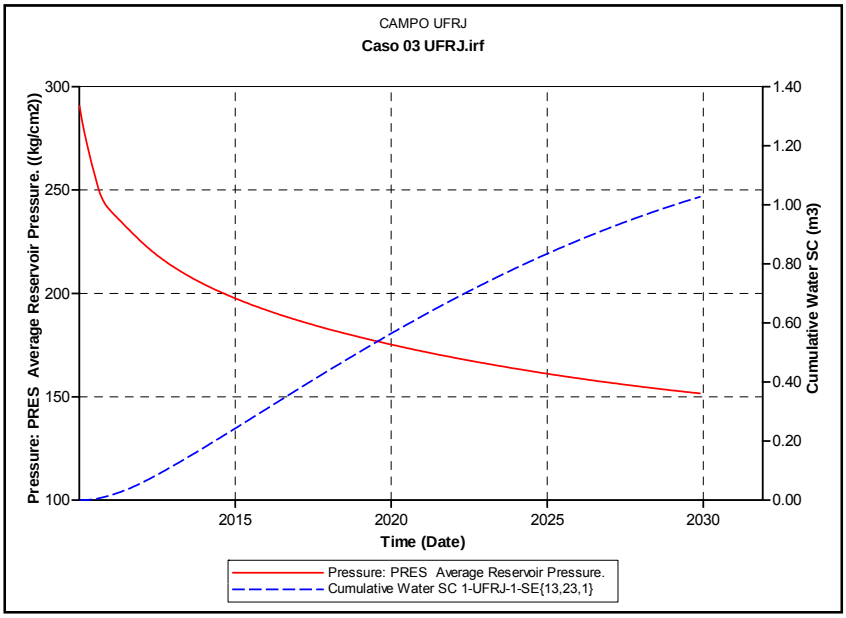

Figura 59: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 03

Ao observarmos as figuras de saturação do óleo abaixo podemos observar pouca eficiência de drenagem do óleo quando comparamos com o Caso 01.

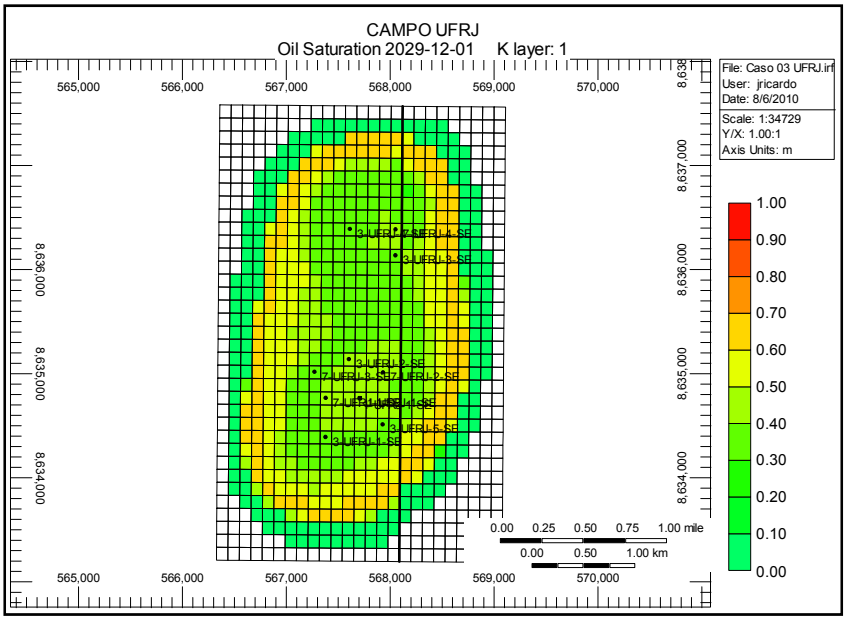

Figura 60: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 03

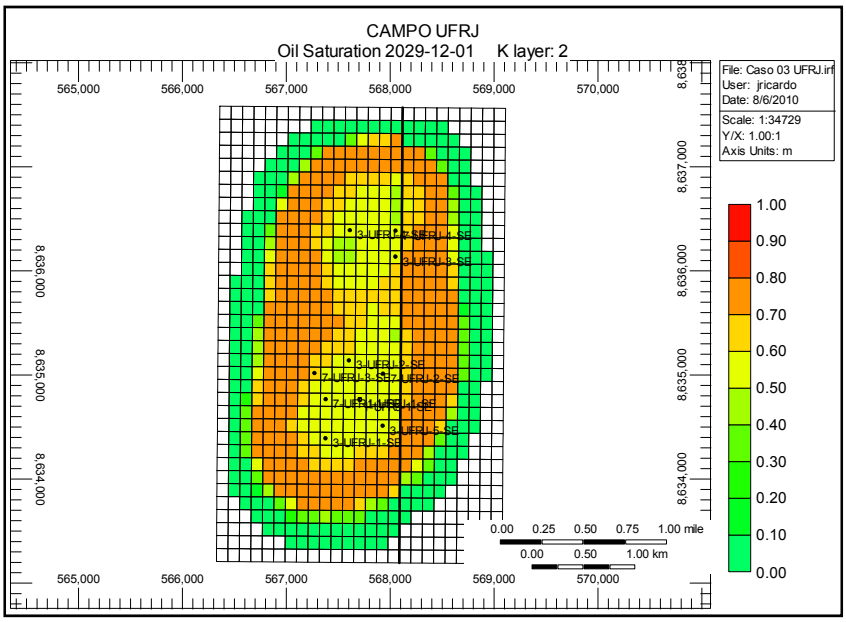

Figura 61: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 03

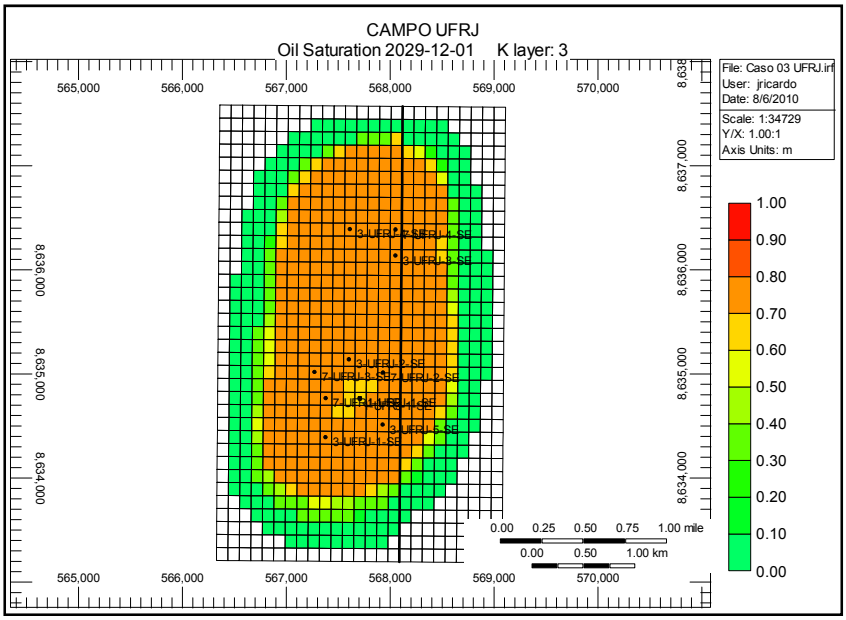

Figura 62: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 03

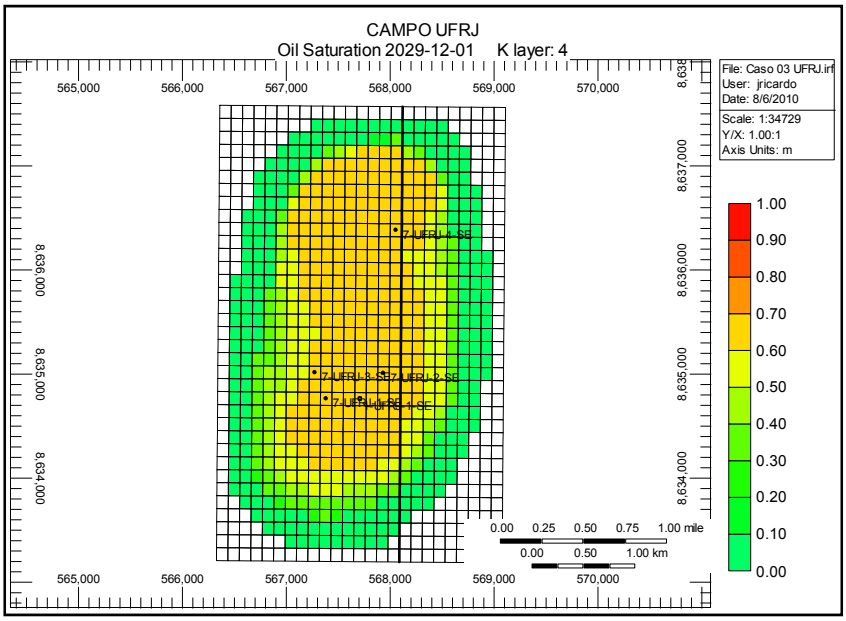

Figura 63: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 03

7.1.2.4.2. Análise Econômica do Caso 03

Abaixo estão os indicadores econômicos do Caso 03, obtidos a partir da análise econômica realizada em planilha Excel, em anexo, que darão suporte à tomada de decisão, ou seja, que auxiliarão na escolha da melhor configuração da produção nesta etapa do trabalho.

Podemos concluir que o canhoneamento da quarta camada do reservatório não acarreta em um aumento do VPL do projeto em relação ao Caso 01, devido a relação

entre os custos de tratamento da água produzida e a receita do pequeno volume de óleo produzido a mais. Ou seja, os custos de tratamento são um pouco maiores que a receita obtida com o volume de óleo adicional, fazendo com que o VPL do Caso 01 seja maior que o do Caso 03. O mesmo ocorre para os valores dos outros indicadores.

Tabela 21: Indicadores Econômicos do Caso 03

Indicadores Econômicos	
VPL	347,46 MM US$
VP_{inv}	238,01 MUS$
ROI	1459,92
Np	4,39 (MM m^3)
VPL/Np	79,24

7.1.2.5. Caso 04 – Otimização da Estratégia de Produção

7.1.2.5.1. Simulação Caso 04

Essa simulação utilizou o aprendizado adquirido com as simulações anteriores que tinham o objetivo de medir o impacto das variáveis: número de poços produtores (Caso 01), injeção de água (Caso 02) e intervalos canhoneados (Caso 03) na estratégia de produção, para auxiliar na escolha da estratégia ótima de produção.

Decidimos desenvolver o Campo UFRJ com 13 poços produtores, distribuídos de maneira que aumentassem a de drenagem de óleo, sendo 6 destes os poços perfurados na fase exploratória, 7 poços injetores localizados na periferia do reservatório e completados na base deste e os poços produtores canhoneados apenas nas três primeiras camadas.

A tabela abaixo nos fornece a configuração da estratégia de produção do Caso 04.

Tabela 22: Configuração da estratégia de produção do Caso 04

Variáveis	Valores
Nº de Poços Produtores	13
Nº de Poços Injetores	7
Nº de Intervalos Canhoneados	3/poço

A figura abaixo mostra a distribuição dos poços injetores e produtores do Caso 04 ao longo do reservatório.

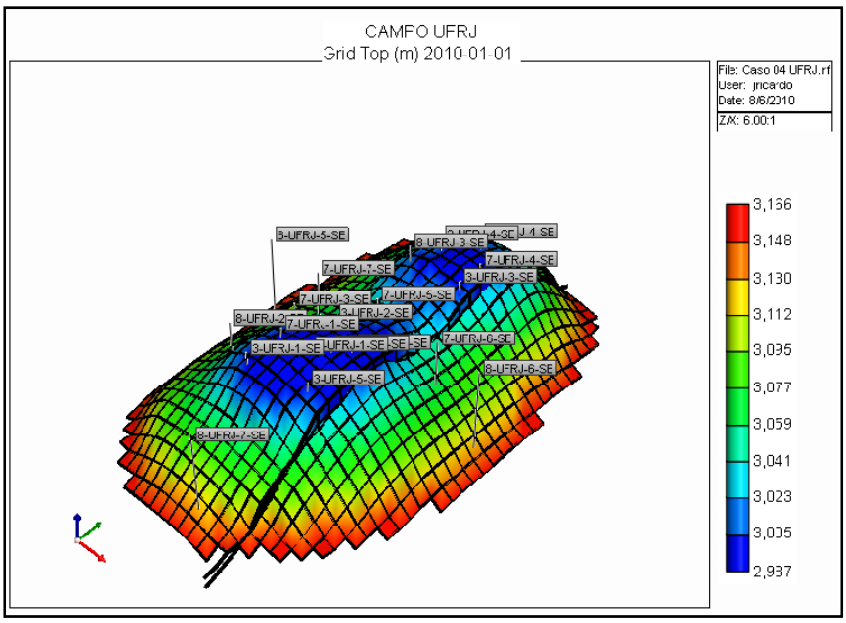

Figura 64: Distribuição dos poços produtores no Caso 04.

A figura abaixo mostra a configuração dos intervalos canhoneados nos poços produtores do Caso 04.

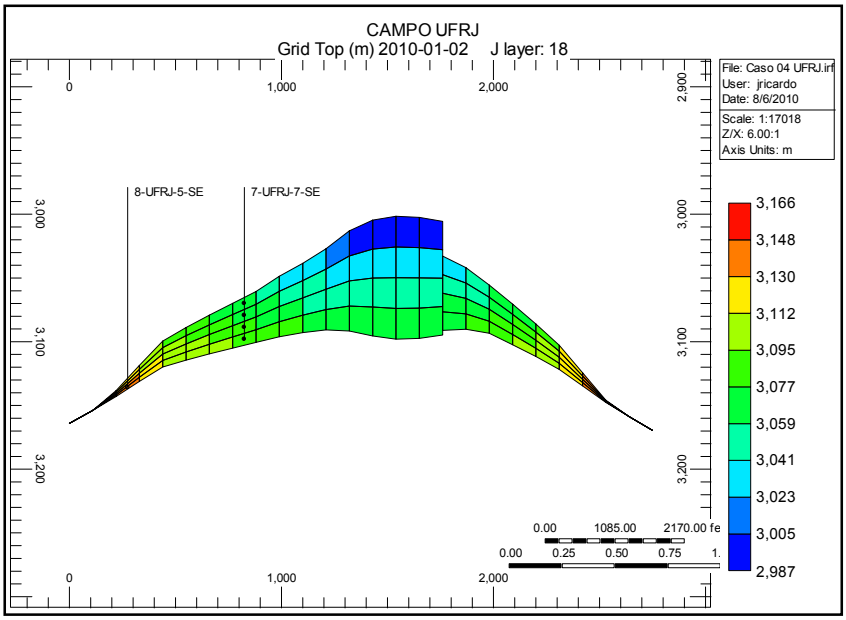

Figura 65: Configuração dos poços injetores e produtores no Caso 04.

A partir da simulação do Caso 04, obtivemos os valores de produção acumulada mostrados na tabela abaixo e encontramos para essa estratégia um fator de

recuperação de 17%. Mostrando que otimizamos a estratégia de produção com a calibração das variáveis estudadas anteriormente.

Produções Acumulada (MM m^3)	
Óleo	6,00
Água	0,5
Gás	932,37
Fator de Recuperação	
17%	

A seguir estão as curvas de Produção acumulada e Média de produção diária por ano para óleo, gás e água.

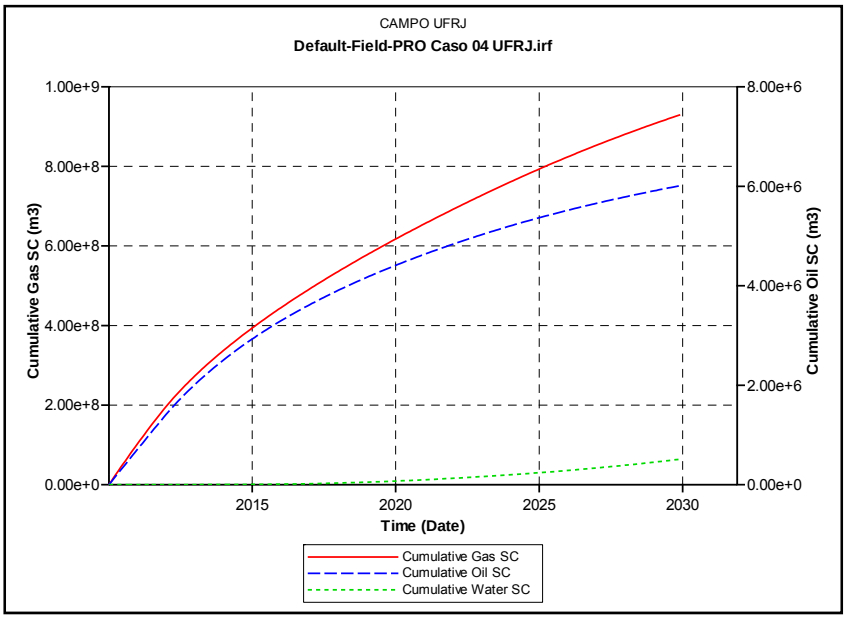

Figura 66: Produções acumuladas de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 04.

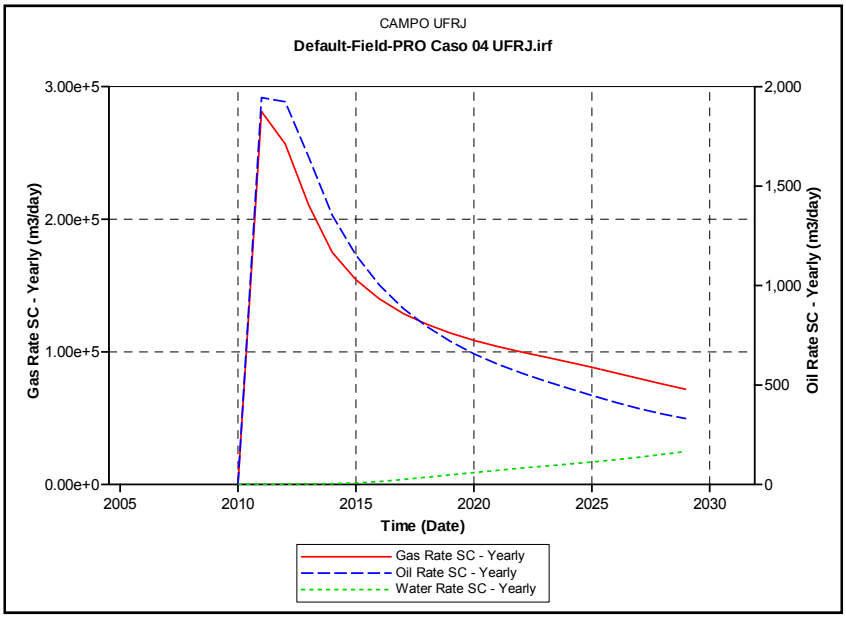

Figura 67: Médias anuais de produção diária de óleo, gás e água nas condições-standard para o Caso 04.

Podemos visualizar pelo gráfico abaixo uma queda de pressão do reservatório de 294,98 kg/cm^2 para 180,00 kg/cm^2. E podemos visualizar ainda que o volume de água injetada trabalha no sentido de manter a pressão do reservatório.

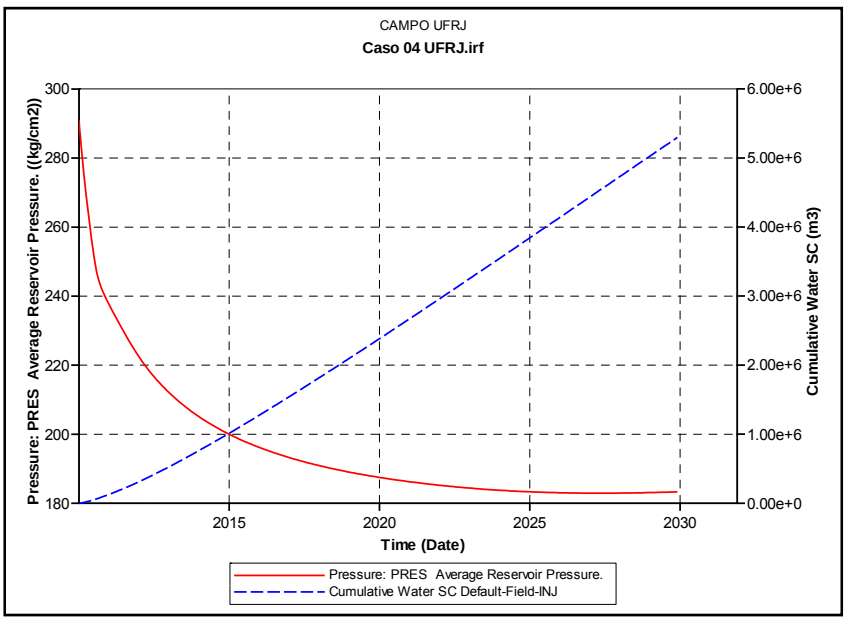

Figura 68: Pressão do reservatório x Tempo de produção e Injeção acumulada de água nas condições-standard para o caso 04.

Por meio destas figuras apresentadas abaixo, podemos concluir que a eficiência de varrido em função da injeção de água foi boa, ou seja, o óleo em altas saturações no

início da vida produtiva do campo foi varrido pela injeção da água, sendo levado em direção aos canhoneados dos poços produtores.

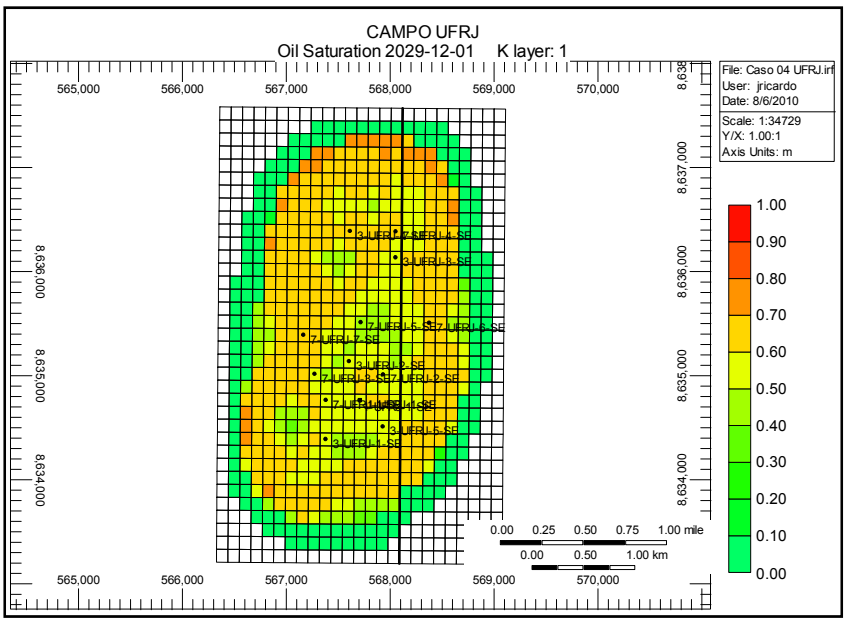

Figura 69: Saturação de óleo final (layer 1) para o Caso 04

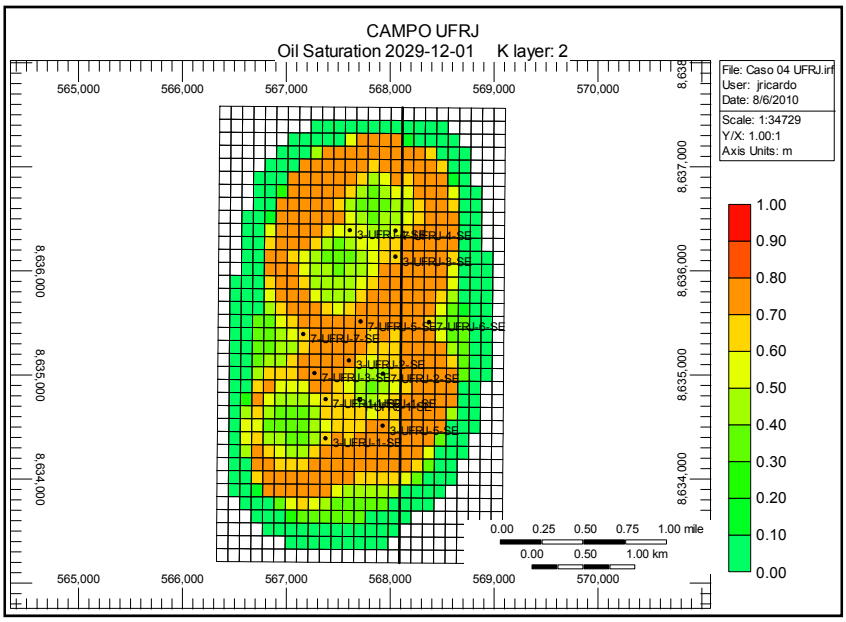

Figura 70: Saturação de óleo final (layer 2) para o Caso 04

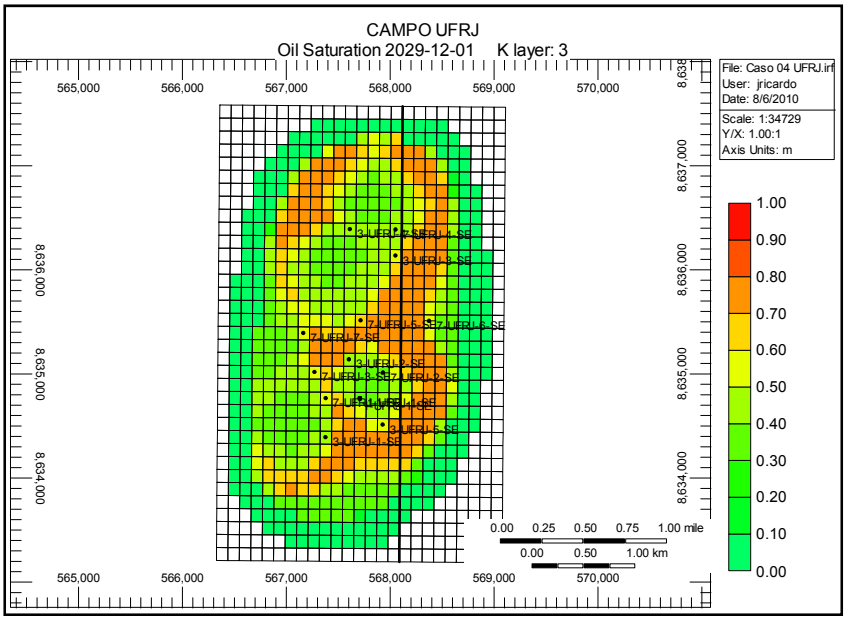

Figura 71: Saturação de óleo final (layer 3) para o Caso 04

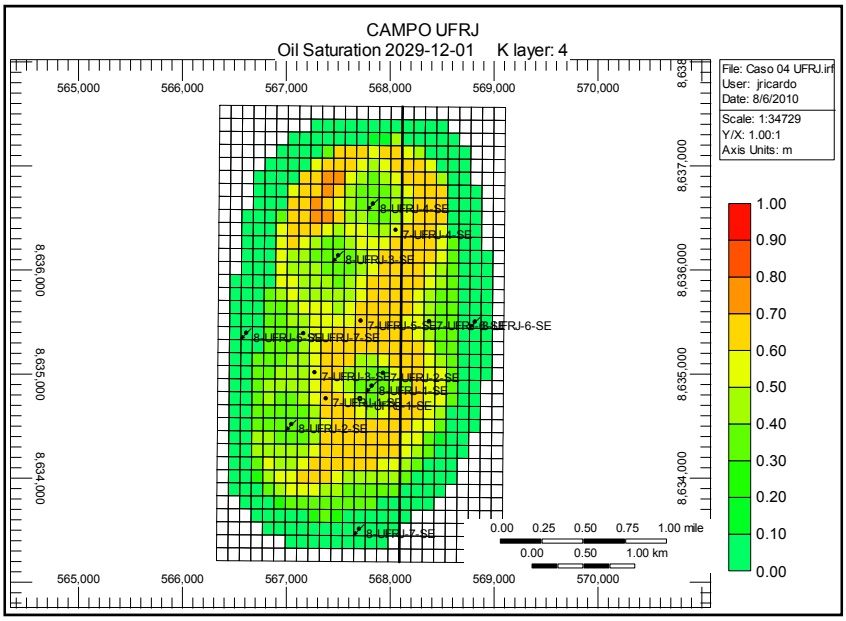

Figura 72: Saturação de óleo final (layer 4) para o Caso 04

7.1.2.5.2. Análise Econômica do Caso 04

Abaixo estão os indicadores econômicos do Caso 04, obtidos a partir da análise econômica realizada em planilha Excel, em anexo, que darão suporte à tomada de decisão, ou seja, que auxiliarão na escolha da melhor configuração da produção nesta etapa do trabalho.

Podemos concluir que o aumento do número de poços produtores e sua localização no reservatório, a injeção de água periférica e escolha adequada das zonas

canhoneadas, com o conseqüente aumento da produção de óleo e gás, acarreta em um aumento significativo no VPL do projeto. O mesmo ocorre para os indicadores ROI e VPL/Np.

Tabela 23: Indicadores Econômicos do Caso 04

Indicadores Econômicos	
VPL	549,40 MM US$
VP_{inv}	306,70 MUS$
ROI	1791,33
Np	6,00 (MM m^3)
VPL/Np	91,51

7.1.2.6. Decisão da melhor estratégia de produção

Abaixo estão a tabela e os gráficos que resumem o estudo feito acima e apóiam a nossa decisão pelo Caso 04 como estratégia ótima de produção.

Tabela 24: Indicadores econômicos das estratégias de produção

Indicadores Econômicos								
Casos	**VPL (MM US$)**	**Np (MM m3)**	**Gp (MM m3)**	**Wp (MM m3)**	**Wi (MM m3)**	**Vp_{inv} (MM US$)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/m3)**
Caso Base	239.25	3.74	587.26	0.0001	0.0	0.2098	1140.37	64.02
Caso 01	347.87	4.38	806.62	0.0001	0.0	0.2380	1461.64	79.40
Caso 02	389.90	5.44	793.74	0.4352	4.6	0.2681	1454.31	71.65
Caso 03	347.46	4.39	801.73	0.0019	0.0	0.2380	1459.92	79.24
Caso 04	549.40	6.00	932.37	0.5001	5.5	0.3067	1791.33	91.51

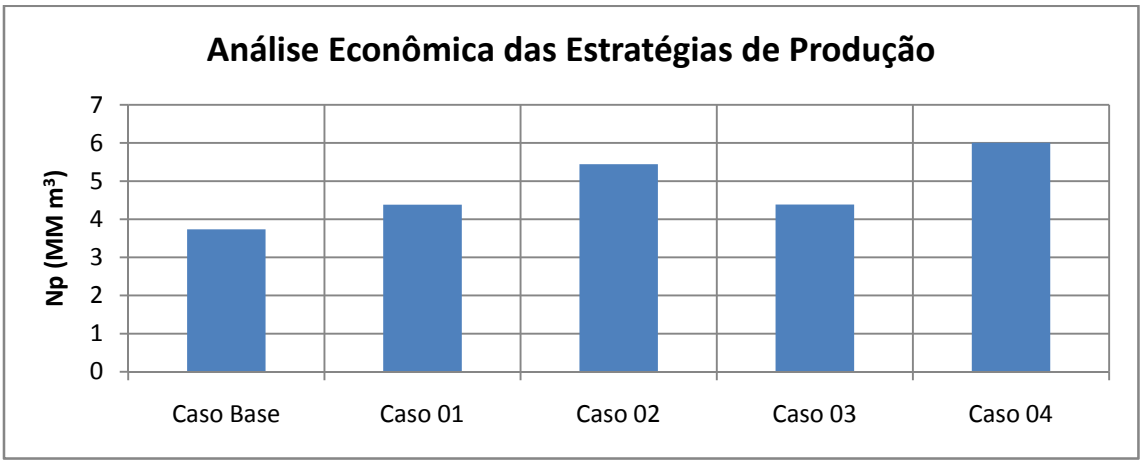

Figura 73: Produção acumulada de óleo para cada caso analisado

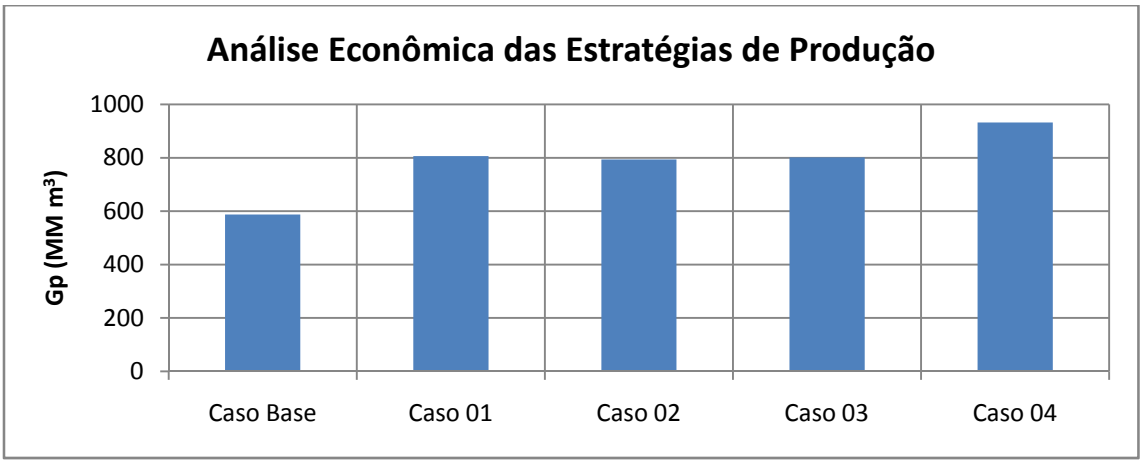

Figura 74: Produção acumulada de gás para cada caso analisado

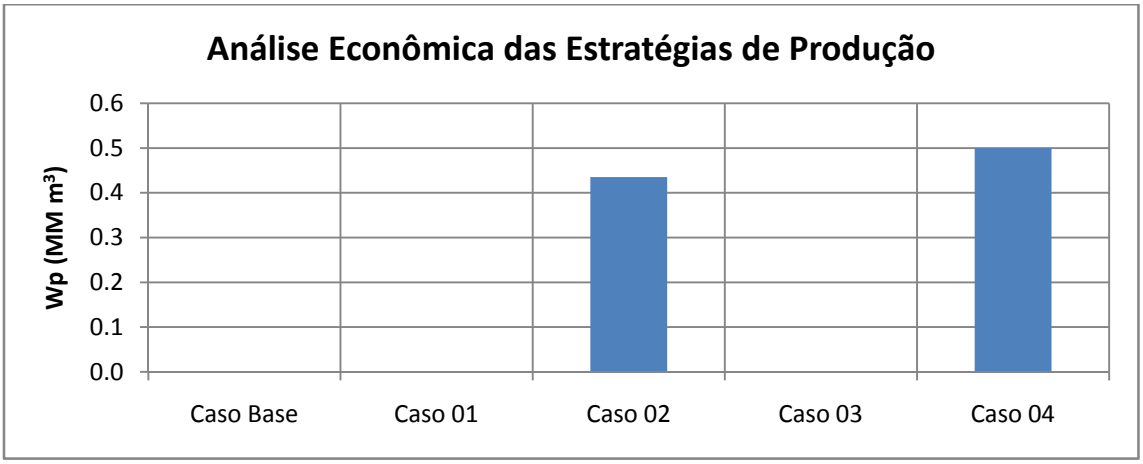

Figura 75: Produção acumulada de água para cada caso analisado

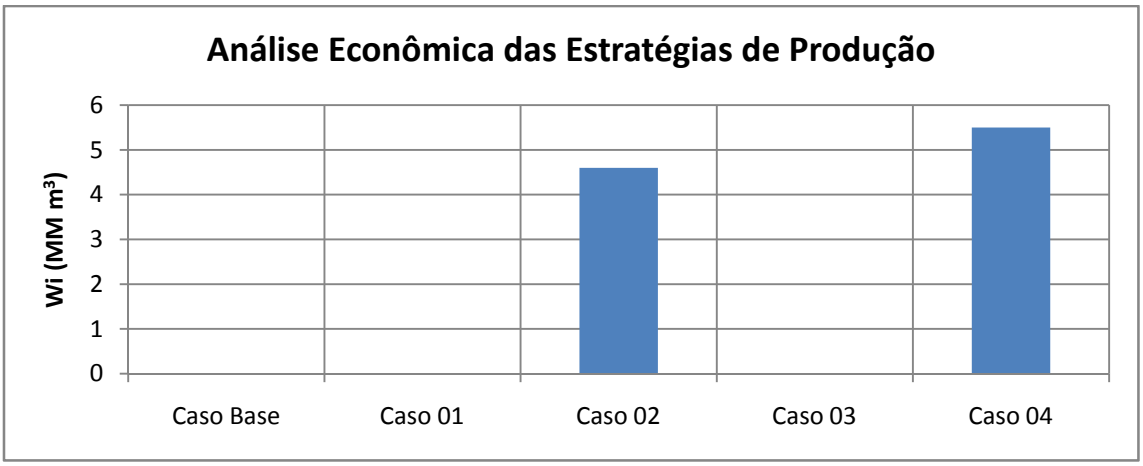

Figura 76: Injeção acumulada de água para cada caso analisado

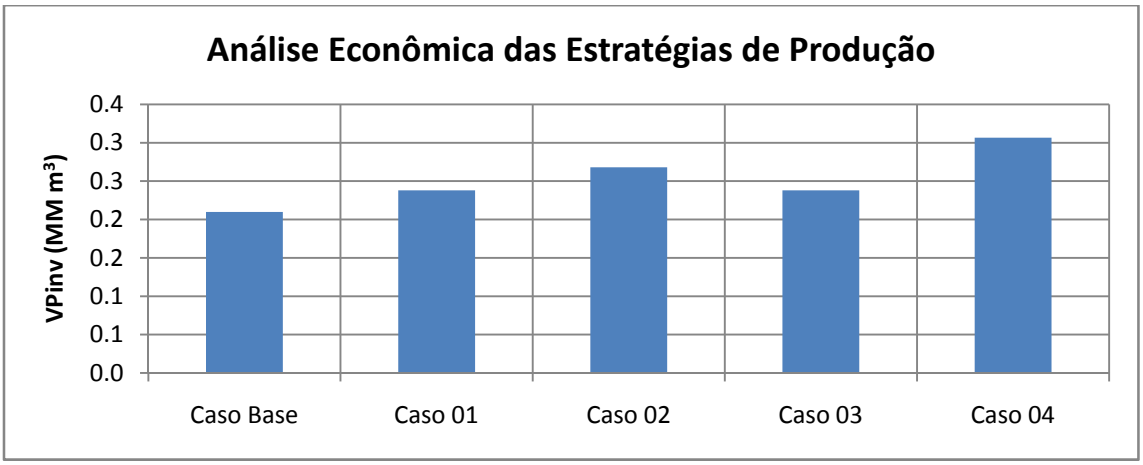

Figura 77: Valor presente do investimento para cada caso analisado

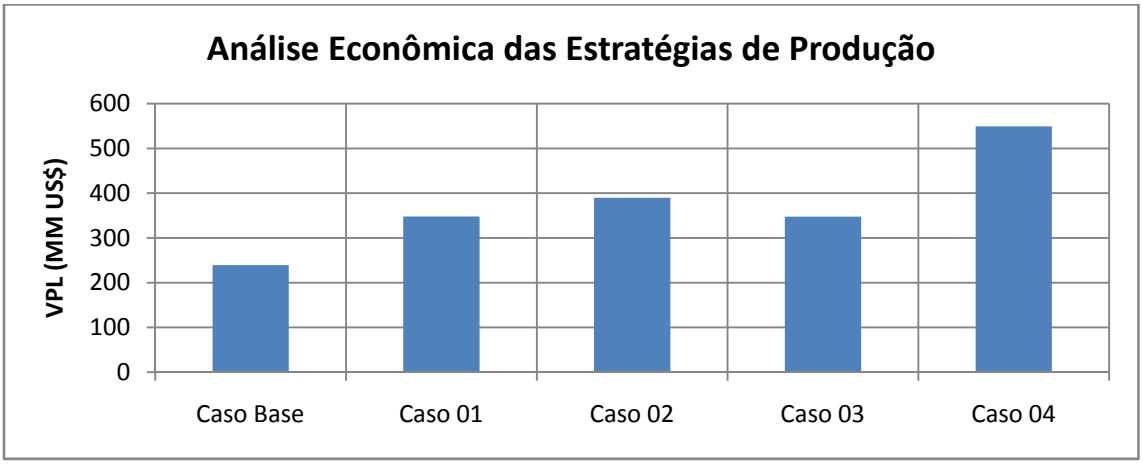

Figura 78: Valor presente líquido para cada caso analisado

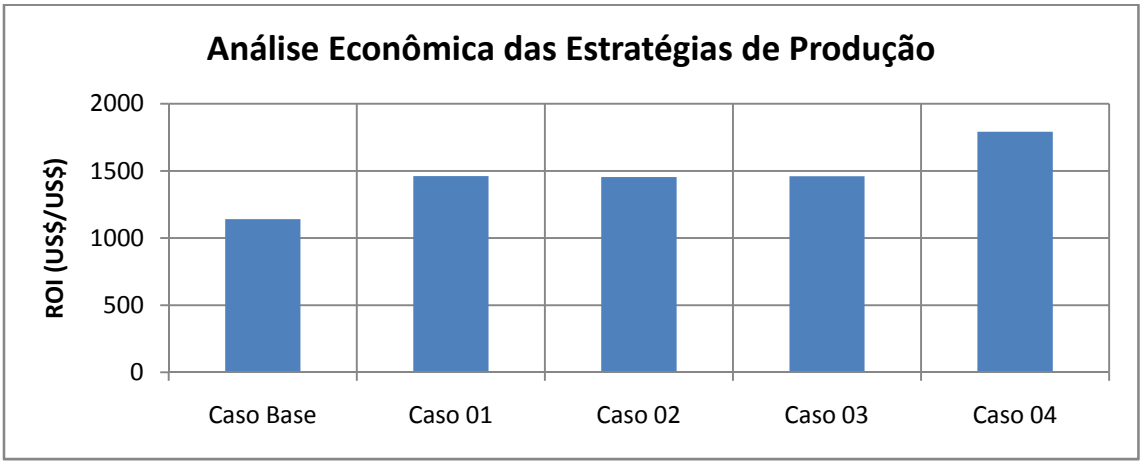

Figura 79: Retorno sobre o investimento para cada caso analisado

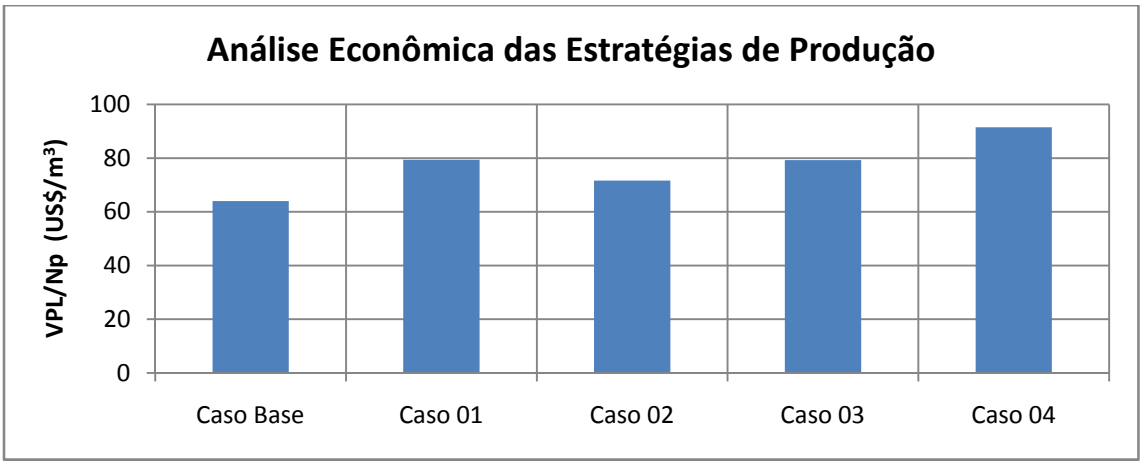

Figura 80: VPL para cada m^3 de óleo produzido para cada caso analisado

Pode-se constatar uma variação de 230% no VPL do caso 01 para o caso 04, mostrando a extrema importância da presente etapa.

7.1.2.7. Análise de Sensibilidade de Mercado da Estratégia de Produção

A seguir faremos um breve estudo sobre a relação entre os indicadores econômicos e as incertezas de mercado escolhidas para análise neste projeto (preço do óleo e taxa de desconto).

.

7.1.2.7.1. Sensibilidade ao Preço do Óleo

A tabela e as figuras abaixo mostram as variações dos indicadores econômicos em relação ao preço do óleo.

Tabela 25: Indicadores econômicos da estratégia de produção x Preço do óleo

Indicadores Econômicos da Estratégia de Produção			
Preço do óleo (US$)	**VPL (MM US$)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/m³)**
30	126.92	413.82	21.14
40	211.42	689.34	35.21
50	295.91	964.82	49.29
60	380.41	1240.33	63.36
70	464.90	1515.81	77.43
80	549.40	1791.33	91.51
90	633.89	2066.81	105.58
100	718.39	2342.32	119.65
110	802.88	2617.80	133.73
120	887.38	2893.32	147.80

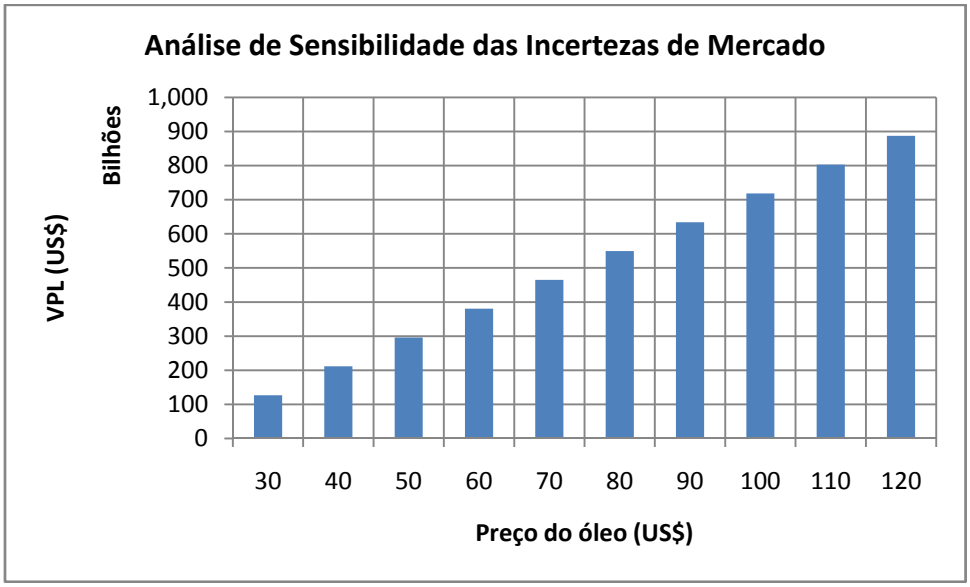

Figura 81: VPL x Preço do óleo

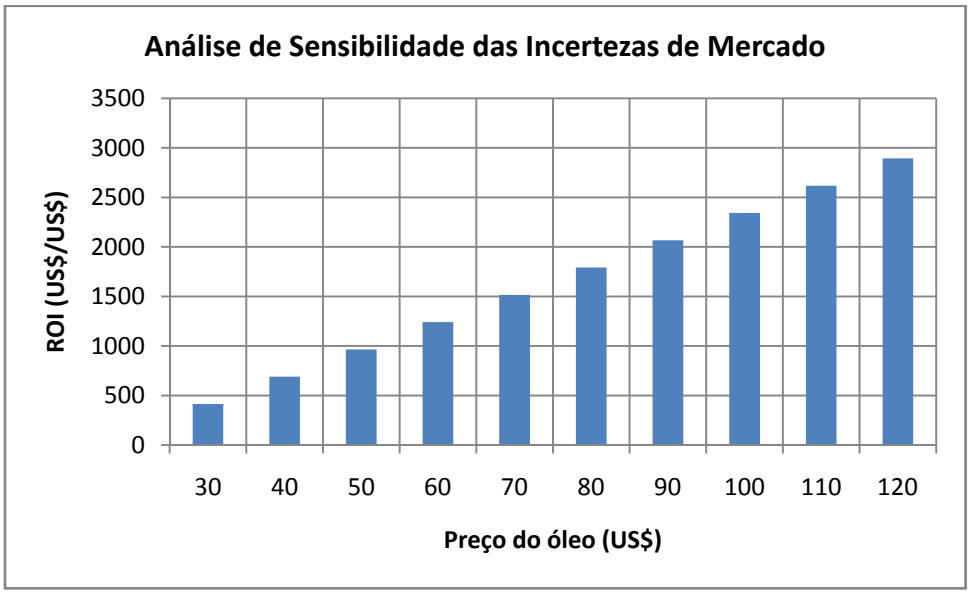

Figura 82: ROI x Preço do óleo

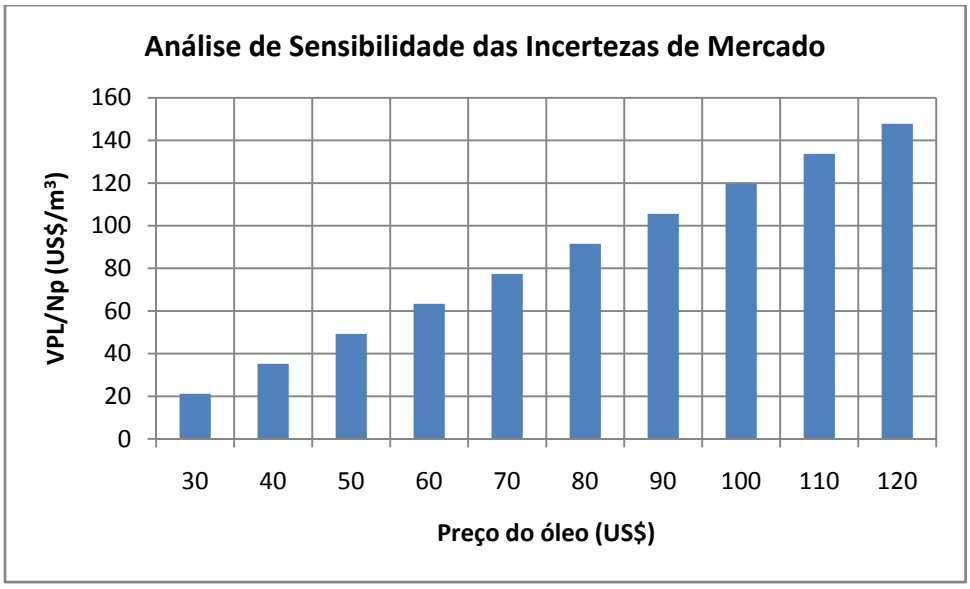

Figura 83: VPL/Np x Preço do óleo

A partir de uma breve análise podemos dizer que os indicadores econômicos aumentam à medida que o preço do óleo aumenta. Observando as barras das figuras acima podemos dizer que esse aumento é significativo no valor dos indicadores. Como podemos observar na tabela abaixo.

Tabela 26: Impacto do preço do óleo nos indicadores econômicos

Análise de Sensibilidade	Indicadores Econômicos da Estratégia de Produção			
	Preço do óleo (US$)	VPL (MM US$)	ROI (US$/US$)	VPL/Np (US$/m^3)
Mínimo	40	211.42	689.34	35.21
Máximo	120	887.38	2893.32	147.8
Δ indicador	80 ± 40	675.96	2203.98	112.59

7.1.2.7.2. Sensibilidade à Taxa de Desconto

A tabela e as figuras abaixo mostram as variações dos indicadores econômicos em relação à taxa de desconto.

Tabela 27: Indicadores econômicos da estratégia de produção x Taxa de Desconto

Indicadores Econômicos da Estratégia de Produção				
Taxa de Desconto	VPL (MM US$)	VP_{inv} (US$/US$)	ROI (US$/US$)	VPL/Np (US$/m^3)
8%	781.56	270.77	2886.43	130.18
9%	714.00	279.43	2555.20	118.92
10%	653.34	288.30	2266.18	108.82

11%	598.72	297.39	2013.25	99.72
12%	549.40	306.70	1791.33	91.51
13%	504.73	316.25	1595.98	84.07
14%	464.18	326.03	1423.73	77.31
15%	427.27	336.04	1271.49	71.17
16%	393.60	346.30	1136.59	65.56

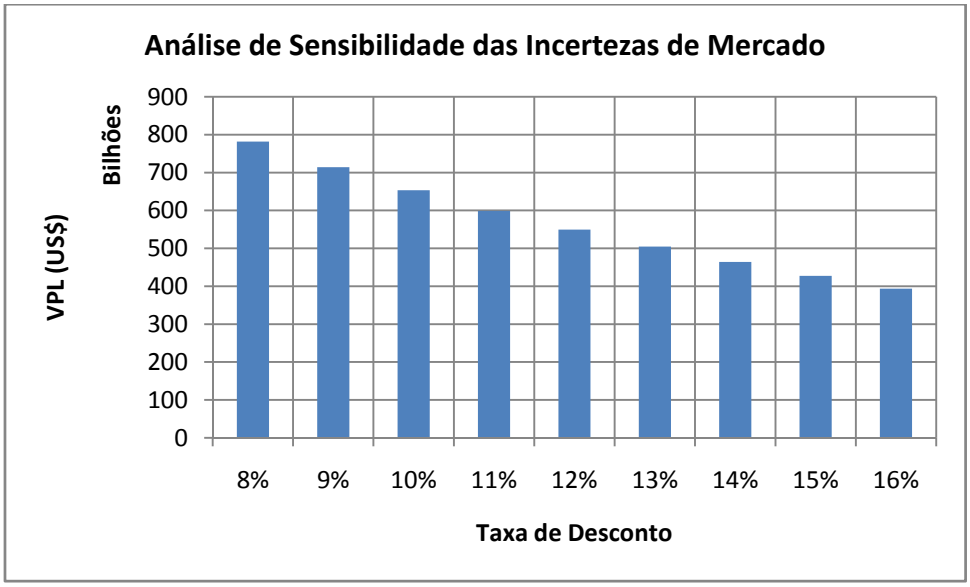

Figura 84: VPL x Taxa de Desconto

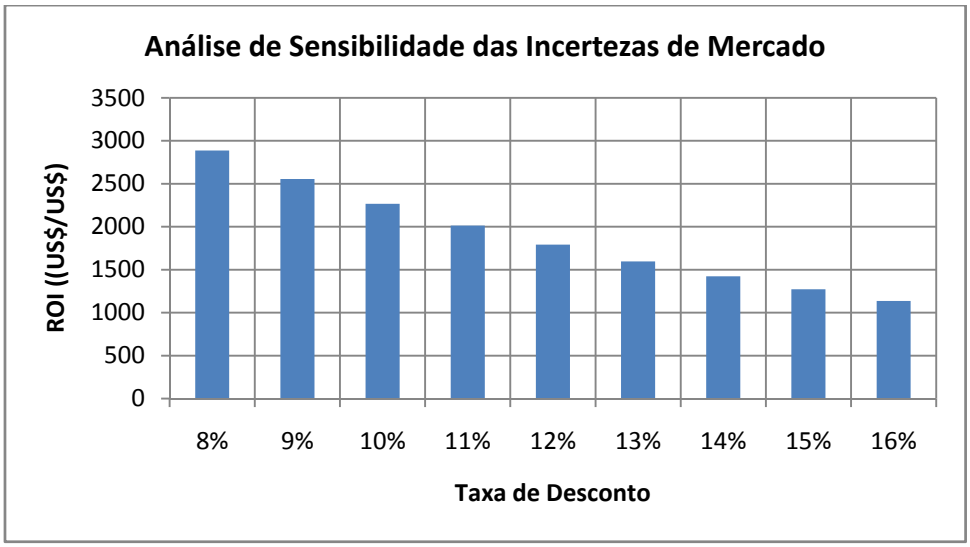

Figura 85: ROI x Taxa de Desconto

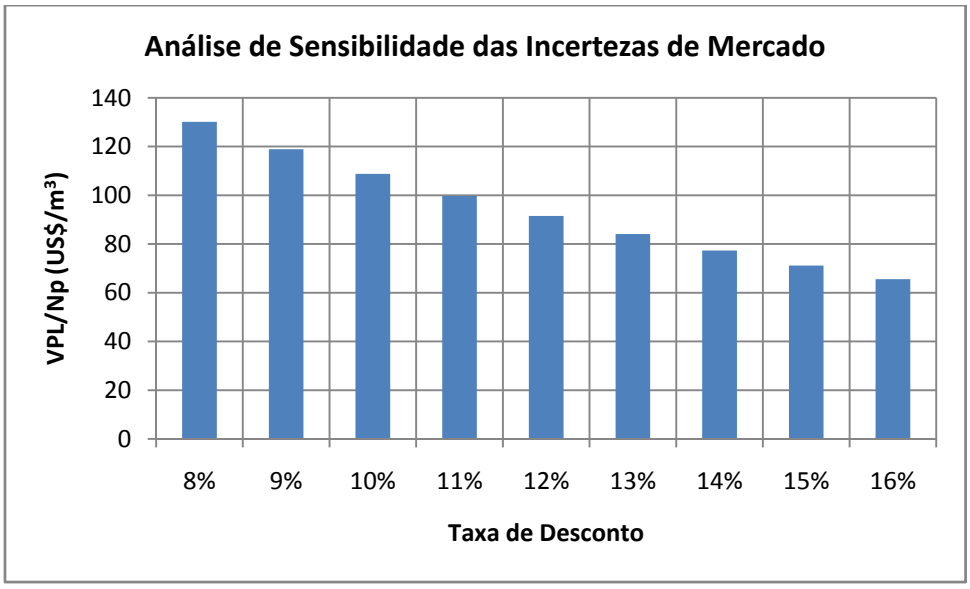

Figura 86: VPL/Np x Taxa de Desconto

Com relação à taxa de desconto podemos dizer que o valor dos indicadores econômicos é reduzido à medida que a taxa de desconto aumenta. Observando as barras das figuras acima podemos dizer que esse aumento é significativo no valor dos indicadores. Mas, não tanto quanto o preço de óleo.

Tabela 28: Impacto da Taxa de desconto nos indicadores Econômicos

Análise de Sensibilidade	Indicadores Econômicos da Estratégia de Produção			
	Taxa de Desconto	VPL (MM US$)	ROI (US$/US$)	VPL/Np (US$/m^3)
Mínimo	8%	781.56	2886.43	130.18
Máximo	16%	393.6	1136.59	65.56
Δ indicador	12% ± 4%	-387.96	-1749.84	-64.62

7.1.3. Terceira Etapa

Nesta etapa iremos variar alguns dos dados utilizados para a modelagem inicial do reservatório, considerados neste momento como incertezas técnicas do projeto. Foram selecionadas, a partir do estudo teórico, três dessas incertezas: saturação inicial de óleo; porosidade da rocha reservatório; permeabilidade da rocha reservatório.

O objetivo desta etapa é perceber como a variação dos parâmetros técnicos influencia na função objetivo (Np, Gp, VPL, ROI e VPL/VP).

A partir desta etapa, teremos 27 cenários distintos, conforme tabela a seguir.

Tabela 29: Modelo de Cenários de Incertezas Técnicas

Cenários	Porosidade	Saturação	Permeabilidade	Np	Gp
01	x1	y1	z1	N1	G1
02	x1	y1	z2	N2	G2
03	x1	y1	z3	N3	G3
04	x1	y2	z1	N4	G4
05	x1	y2	z2	N5	G5
06	x1	y2	z3	N6	G6
07	x1	y3	z1	N7	G7
08	x1	y3	z2	N8	G8
09	x1	y3	z3	N9	G9
10	x2	y1	z1	N10	G10
11	x2	y1	z2	N11	G11
12	x2	y1	z3	N12	G12
13	x2	y2	z1	N13	G13
14	x2	y2	z2	N14	G14
15	x2	y2	z3	N15	G15
16	x2	y3	z1	N16	G16
17	x2	y3	z2	N17	G17
18	x2	y3	z3	N18	G18
19	x3	y1	z1	N19	G19
20	x3	y1	z2	N20	G20
21	x3	y1	z3	N21	G21
22	x3	y2	z1	N22	G22
23	x3	y2	z2	N23	G23
24	x3	y2	z3	N24	G24
25	x3	y3	z1	N25	G25
26	x3	y3	z2	N26	G26
27	x3	y3	z3	N27	G27

Partindo dos resultados obtidos serão realizadas análises de sensibilidade do volume acumulado de óleo e gás produzidos em relação a cada uma dos parâmetros variados.

7.1.3.1. Análise Econômica dos Cenários

A seguir são mostrados os cenários obtidos nas simulações feitas, no simulador IMEX, da CMG. As simulações tiveram como base a configuração ótima obtida na etapa anterior do projeto.

Tabela 30: Cenários

Cenários	Porosidade	Saturação inicial de água	Permeabilidade (mD)	Np (M m^3)	Gp (MM m^3)	VPL (MM US$)	ROI (US$/US$)	VPL/Np (US$/m3)
1	10%	30%	10-50	4152.60	588.77	287.66	937.92	69.27
2	10%	30%	50-100	5196.30	677.22	368.56	1201.70	70.93
3	10%	30%	100-150	5783.20	755.38	416.72	1358.72	72.06
4	10%	20%	10-50	4945.50	800.06	369.45	1204.60	74.70
5	10%	20%	50-100	6164.30	885.40	579.59	1889.76	94.02
6	10%	20%	100-150	6882.90	957.59	509.02	1659.67	73.95
7	10%	10%	10-50	5294.20	890.88	391.36	1276.04	73.92
8	10%	10%	50-100	6706.20	1003.20	498.95	1626.83	74.40
9	10%	10%	100-150	6984.20	930.63	514.77	1678.42	73.70
10	15%	30%	10-50	5276.10	742.16	385.80	1257.91	73.12
11	15%	30%	50-100	6476.00	847.78	473.49	1543.82	73.11
12	15%	30%	100-150	7214.40	942.14	523.35	1706.39	72.54
13	15%	20%	10-50	6268.00	985.58	409.66	1335.70	65.36
14	15%	20%	50-100	7539.50	1124.90	571.23	1862.50	75.76
15	15%	20%	100-150	8263.40	1177.40	611.26	1993.02	73.97
16	15%	10%	10-50	6528.90	1051.90	483.52	1576.52	74.06
17	15%	10%	50-100	8012.40	1221.80	595.87	1942.84	74.37
18	15%	10%	100-150	8757.10	1295.10	636.78	2076.23	72.72
19	20%	30%	10-50	6207.20	860.18	460.07	1500.07	74.12
20	20%	30%	50-100	7477.40	982.94	549.46	1791.52	73.48
21	20%	30%	100-150	8242.70	1079.80	596.71	1945.58	72.39
22	20%	20%	10-50	7331.90	1108.40	551.01	1796.58	75.15
23	20%	20%	50-100	8686.20	1264.40	646.28	2107.21	74.40
24	20%	20%	100-150	9363.20	1333.60	681.54	2222.17	72.79
25	20%	10%	10-50	7462.90	1148.30	490.04	1597.78	65.66
26	20%	10%	50-100	9075.60	1353.10	662.28	2159.37	72.97
27	20%	10%	100-150	9363.50	1290.30	678.32	2211.67	72.44

Com a finalidade de comparar o resultado gerado em cada cenário foram plotados gráficos para cada indicador técnico-econômico.

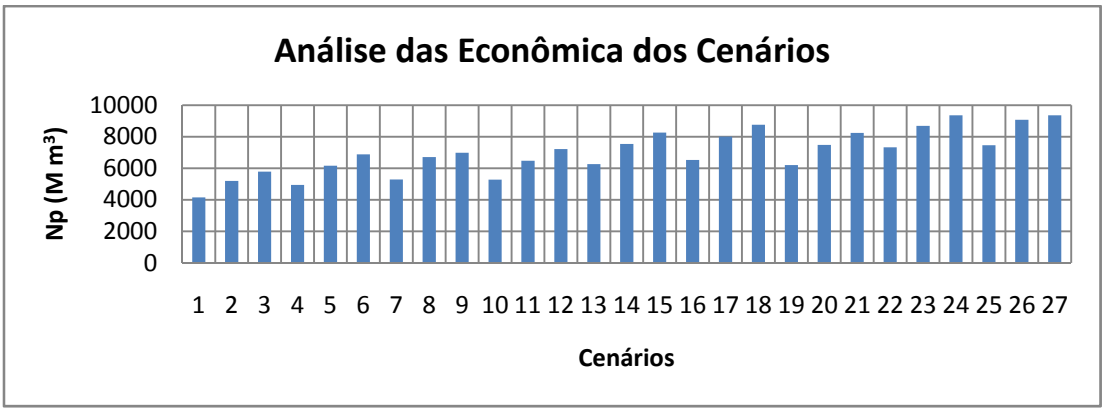

Figura 87: Produção acumulada de óleo para cada cenário analisado

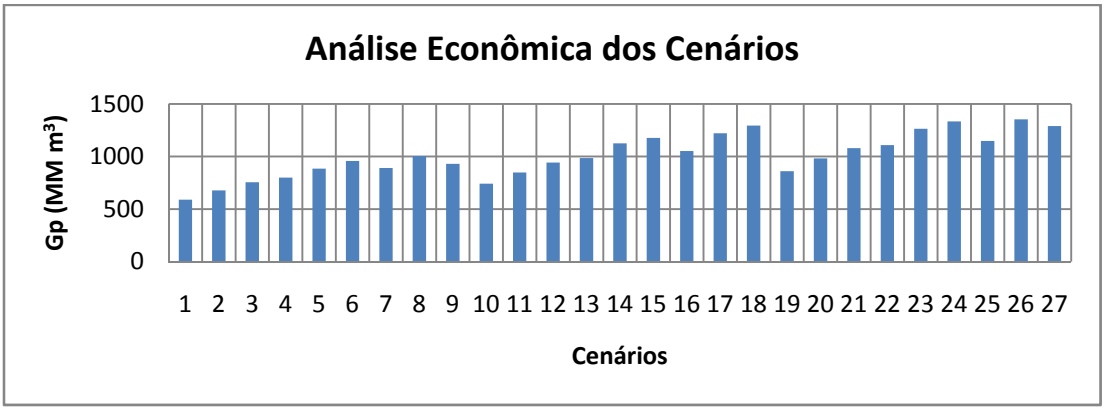

Figura 88: Produção acumulada de gás para cada cenário analisado

Podemos perceber que, tanto para a produção acumulada de óleo, como a produção acumulada de gás, há uma tendência de crescimento. Estes indicadores apresentam crescimento de acordo com o aumento dos valores dos parâmetros de entrada.

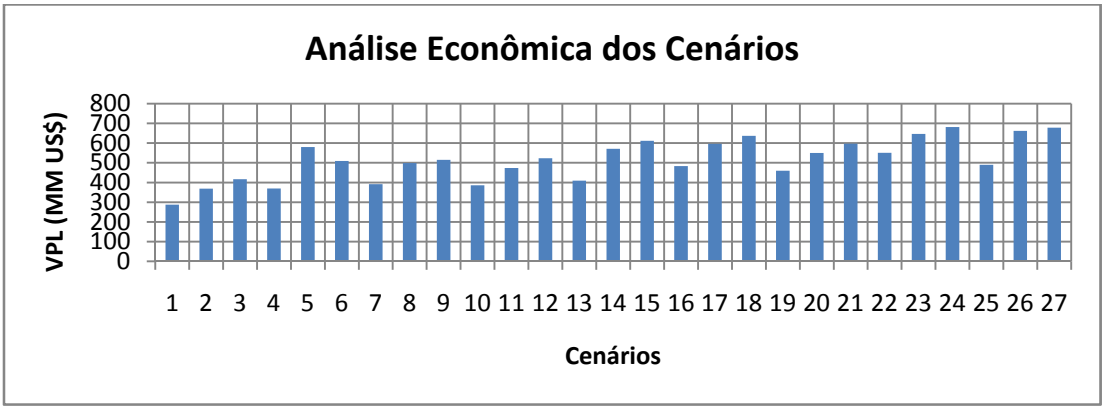

Figura 89: Valor presente líquido para cada cenário analisado

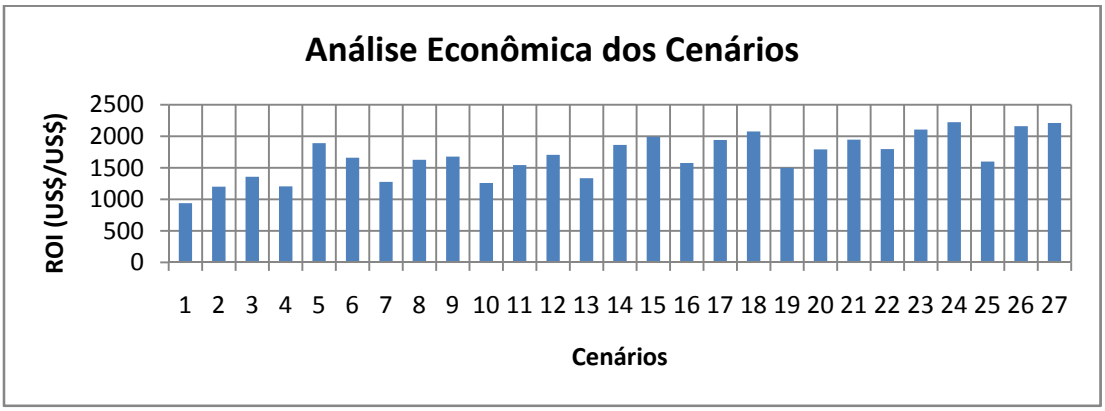

Figura 90: Retorno sobre investimento para cada cenário analisado

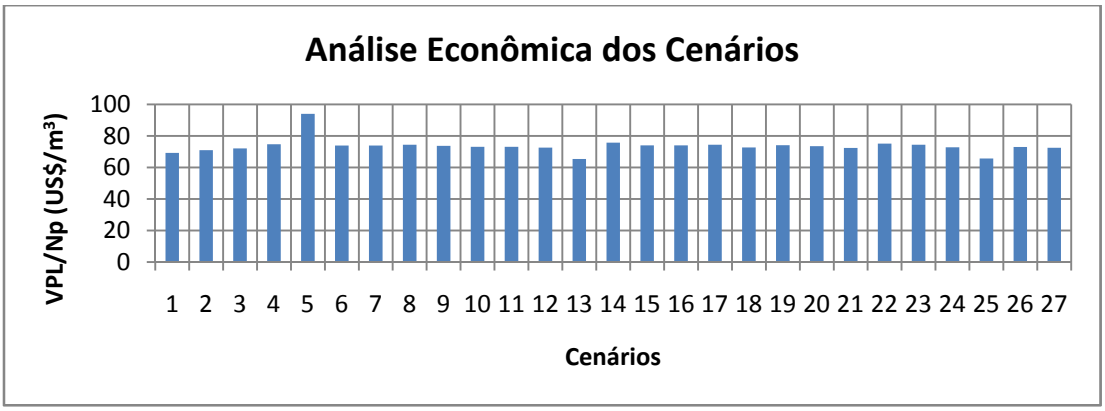

Figura 91: VPL para cada m^3 de óleo para cada cenário analisado

Podemos perceber que os indicadores econômicos também tendem a variar seguindo um determinado padrão. O gráfico do VPL apresenta uma tendência similar aos gráficos dos volumes produzidos, já no gráfico do ROI esta tendência fica menos presente.

O gráfico do indicador VPL/Np apresenta um formato quase uniforme, destacando-se o cenário 5.

7.1.3.2. Análise de Sensibilidade das Incertezas Técnicas

Com o objetivo de analisar a influência de determinado parâmetro isoladamente sobre os volumes acumulados produzidos, os gráficos abaixo foram gerados.

Em cada série dos gráficos abaixo foram fixados os valores de dois parâmetros e um foi variado, porém os parâmetros que são fixados são variados de série para série no mesmo gráfico. Por exemplo: Na figura a seguir, na primeira série, a porosidade foi fixada em 10% e a saturação inicial de água em 30% e a permeabilidade foi variada em três valores. Na quarta série, a porosidade e a saturação continuam com valores fixados, porém com outros valores (15% e 30%), a permeabilidade também foi variada nos mesmos três valores.

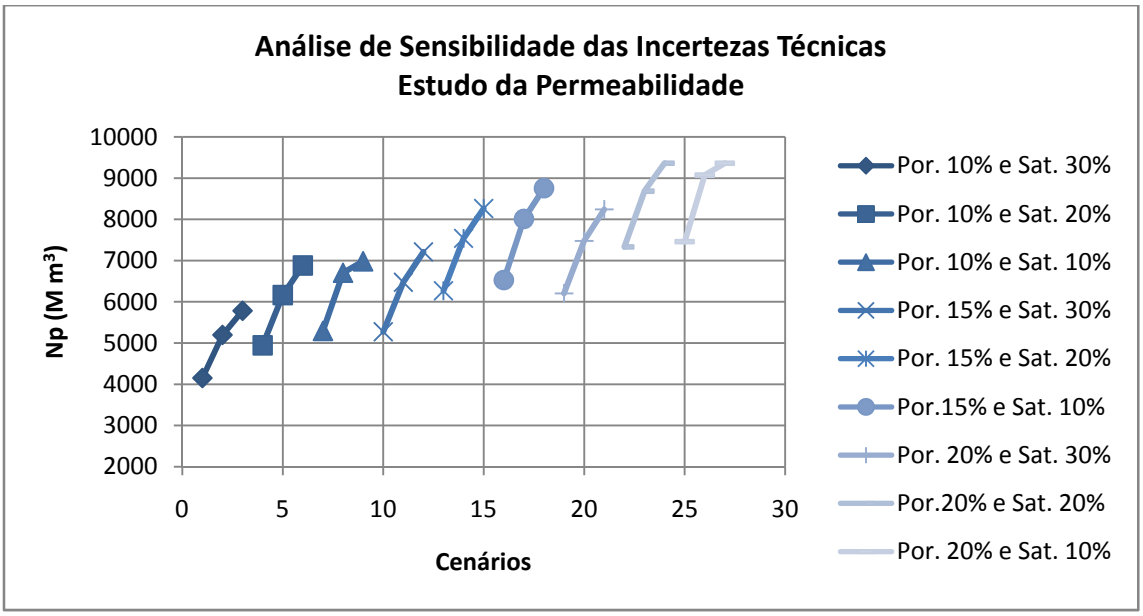

Figura 92: Estudo da permeabilidade como incerteza técnica

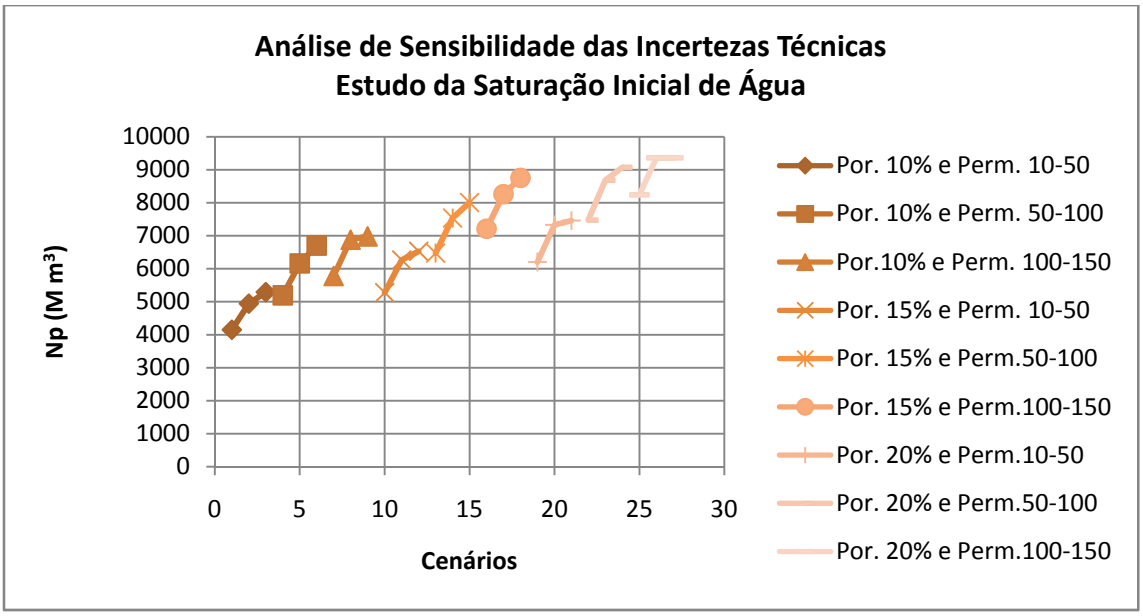

Figura 93: Estudo da saturação inicial de água como incerteza técnica

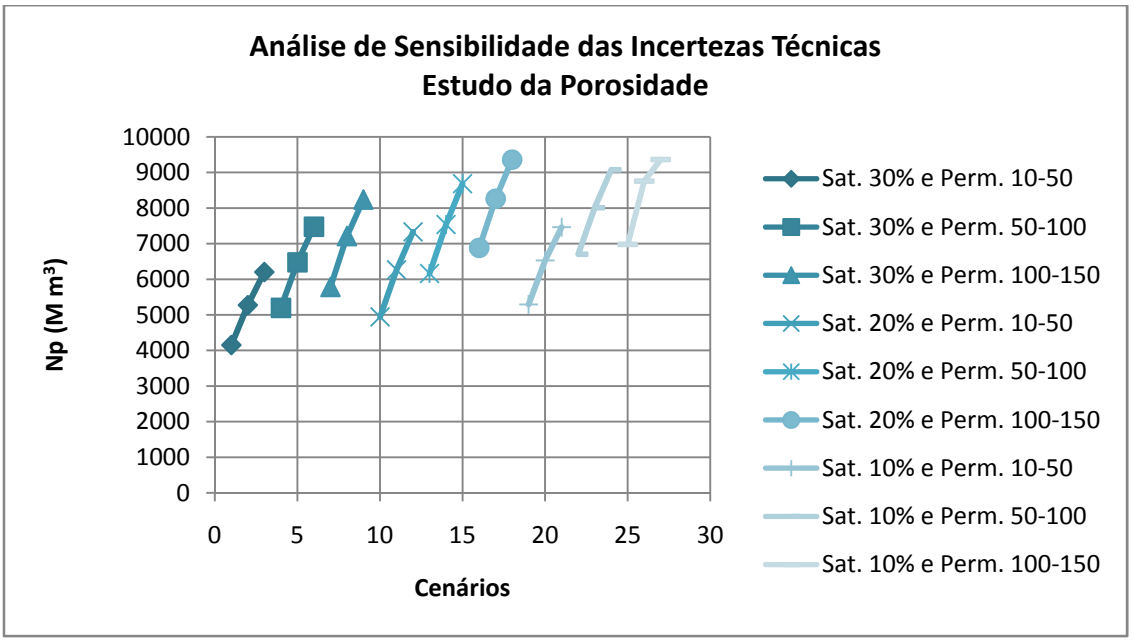

Figura 94: Estudo da porosidade como incerteza técnica

Nos três casos são observados crescimentos nos volumes com o aumento do valor de cada parâmetro.

É possível analisar a influência da variação de cada parâmetro isoladamente sobre o VPL do campo adotando o seguinte: o parâmetro variado parte de um valor intermediário e é variado para um valor considerado ruim e depois para um valor considerado bom, podemos, assim, analisar quantitativamente a influência dos parâmetros sobre o VPL.

No estudo da saturação inicial de água, o VPL sofreu uma variação média de -18% quando o valor da saturação é piorado e apenas 1% quando o mesmo é melhorado.

No caso da permeabilidade, a variação do VPL foi de -22% para uma piora da permeabilidade e 5% para uma melhora.

Para a porosidade, o VPL sofreu uma variação de -18% para o valor piorado e 14% para o valor melhorado.

7.1.4. Quarta Etapa

7.1.4.1. Análise de Sensibilidade das Incertezas de Mercado

Nesta etapa foram selecionados três casos com o objetivo de analisar a influências das incertezas de mercado nos indicadores econômicos do projeto.

Foi feito um estudo de sensibilidade para avaliar a influência dos parâmetros econômicos como preço de mercado do óleo e taxa de desconto. Como na segunda etapa deste trabalho.

Foram selecionados os casos com menor valor de VPL, um com valor intermediário e o com maior valor.

Tabela 31: Cenários selecionados para o estudo das incertezas de mercado

Cenários	Porosidade	Saturação inicial de água	Permeabilidade (mD)	Np (M m^3)	Gp (MM m^3)	VPL (MM US$)	ROI (US$/US$)	VPL/Np (US$/m3)
1	10%	30%	10-50	4152.60	588.77	287.66	937.92	69.27
2	10%	30%	50-100	5196.30	677.22	368.56	1201.70	70.93
3	10%	30%	100-150	5783.20	755.38	416.72	1358.72	72.06
4	10%	20%	10-50	4945.50	800.06	369.45	1204.60	74.70
5	10%	20%	50-100	6164.30	885.40	579.59	1889.76	94.02
6	10%	20%	100-150	6882.90	957.59	509.02	1659.67	73.95
7	10%	10%	10-50	5294.20	890.88	391.36	1276.04	73.92
8	10%	10%	50-100	6706.20	1003.20	498.95	1626.83	74.40
9	10%	10%	100-150	6984.20	930.63	514.77	1678.42	73.70
10	15%	30%	10-50	5276.10	742.16	385.80	1257.91	73.12
11	15%	30%	50-100	6476.00	847.78	473.49	1543.82	73.11
12	15%	30%	100-150	7214.40	942.14	523.35	1706.39	72.54
13	15%	20%	10-50	6268.00	985.58	409.66	1335.70	65.36
14	15%	20%	50-100	7539.50	1124.90	571.23	1862.50	75.76
15	15%	20%	100-150	8263.40	1177.40	611.26	1993.02	73.97
16	15%	10%	10-50	6528.90	1051.90	483.52	1576.52	74.06
17	15%	10%	50-100	8012.40	1221.80	595.87	1942.84	74.37
18	15%	10%	100-150	8757.10	1295.10	636.78	2076.23	72.72
19	20%	30%	10-50	6207.20	860.18	460.07	1500.07	74.12
20	20%	30%	50-100	7477.40	982.94	549.46	1791.52	73.48
21	20%	30%	100-150	8242.70	1079.80	596.71	1945.58	72.39
22	20%	20%	10-50	7331.90	1108.40	551.01	1796.58	75.15
23	20%	20%	50-100	8686.20	1264.40	646.28	2107.21	74.40
24	20%	20%	100-150	9363.20	1333.60	681.54	2222.17	72.79
25	20%	10%	10-50	7462.90	1148.30	490.04	1597.78	65.66
26	20%	10%	50-100	9075.60	1353.10	662.28	2159.37	72.97
27	20%	10%	100-150	9363.50	1290.30	678.32	2211.67	72.44

7.1.4.1.1. Sensibilidade ao Preço do Óleo

Variamos o preço do barril de petróleo no mercado para avaliarmos seu impacto sobre o retorno financeiro do projeto. Considerando o valor atual de US$ 80,00/barril, variamos este valor de US$ 30,00/barril a US$ 120,00/barril, que são valores possíveis de ocorrer no atual cenário econômico, e examinamos a variação dos indicadores econômicos (VPL, ROI e VPL/Np).

Tabela 32: Indicadores econômicos dos cenários selecionados x Preço de óleo

Indicadores Econômicos Cenário 24					
Preço do óleo (US$)	**VPL (MM US$)**	**VP_{inv} (MM US$)**	**Np (MM m3)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/$m^3$)**
30	178.66	0.3067	9.4	582.52	19.01
40	279.40	0.3067	9.4	910.99	29.72
50	379.93	0.3067	9.4	1238.77	40.42
60	480.47	0.3067	9.4	1566.58	51.11
70	581.00	0.3067	9.4	1894.36	61.81
80	681.54	0.3067	9.4	2222.17	72.50
90	782.08	0.3067	9.4	2549.98	83.20
100	882.61	0.3067	9.4	2877.76	93.89
110	983.15	0.3067	9.4	3205.58	104.59
120	1,083.68	0.3067	9.4	3533.36	115.29

Indicadores Econômicos Cenário 08					
Preço do óleo (US$)	**VPL (MM US$)**	**VP_{inv} (MM US$)**	**Np (MM m3)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/$m^3$)**
30	103.63	0.3067	6.7	337.89	15.47
40	182.70	0.3067	6.7	595.70	27.27
50	261.76	0.3067	6.7	853.47	39.07
60	340.82	0.3067	6.7	1111.25	50.87
70	419.89	0.3067	6.7	1369.06	62.67
80	578.01	0.3067	6.7	1884.61	86.27
90	657.08	0.3067	6.7	2142.42	98.07
100	736.14	0.3067	6.7	2400.20	109.87
110	815.00	0.3067	6.7	2657.32	121.64
120	991.57	0.3067	6.7	3233.03	148.00

Indicadores Econômicos Caso 01					
Preço do óleo (US$)	**VPL (MM US$)**	**VP_{inv} (MM US$)**	**Np (MM m3)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/$m^3$)**
30	10.74	0.3067	4.15	35.02	2.59
40	66.12	0.3067	4.15	215.59	15.92
50	121.51	0.3067	4.15	396.19	29.27
60	176.89	0.3067	4.15	576.75	42.60
70	232.28	0.3067	4.15	757.35	55.94
80	277.76	0.3067	4.15	905.64	66.90
90	343.04	0.3067	4.15	1118.49	82.62
100	398.43	0.3067	4.15	1299.09	95.96
110	453.81	0.3067	4.15	1479.65	109.30
120	509.20	0.3067	4.15	1660.25	122.64

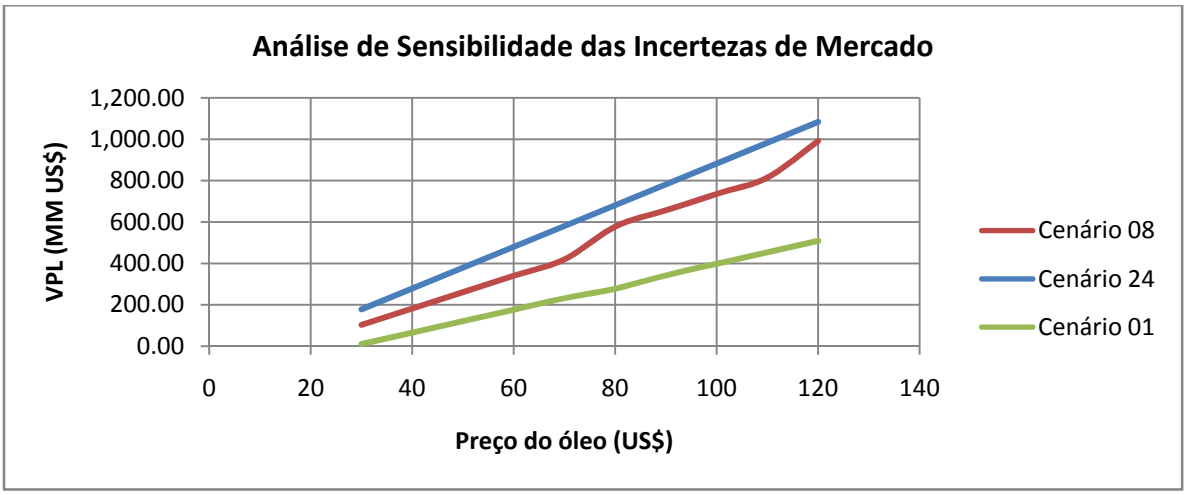

Figura 95: VPL x Preço do Óleo (Cenários selecionados)

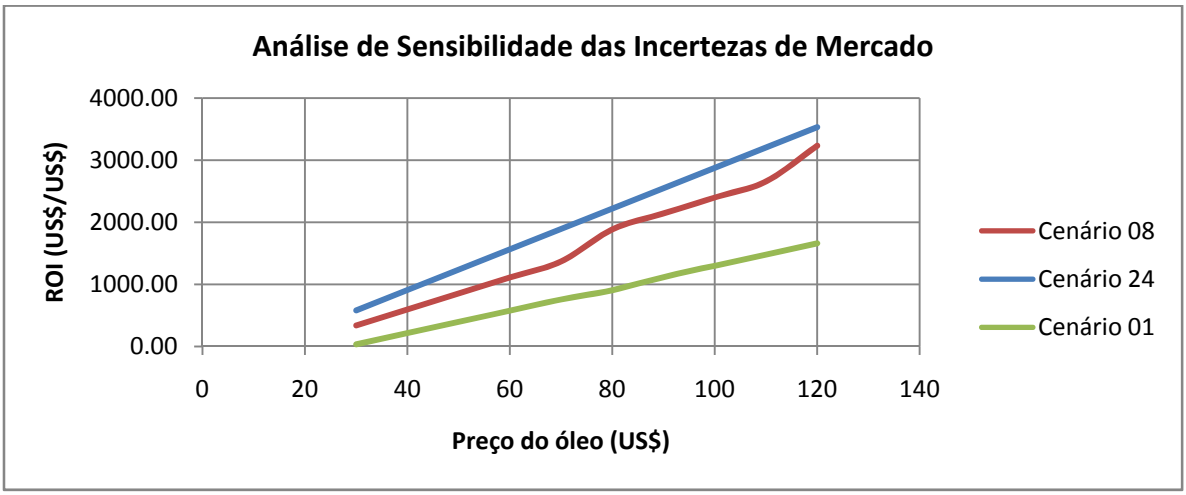

Figura 96: ROI x Preço do Óleo (Cenários selecionados)

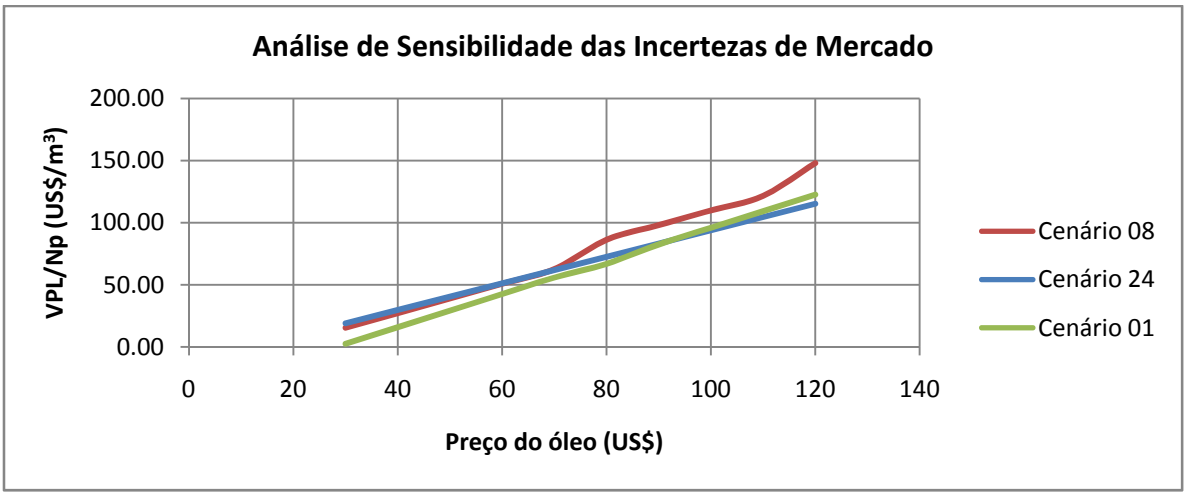

Figura 97: VPL/Np x Preço do Óleo (Cenários selecionados)

7.1.4.1.2. Sensibilidade à Taxa de Desconto

Variamos a taxa de desconto para avaliarmos seu impacto sobre o retorno financeiro do projeto. Considerando o valor adotado de 12%, variamos este valor para valores possíveis de ocorrer no atual cenário econômico, e examinamos a variação dos indicadores econômicos (VPL, ROI e VPL/Np).

Tabela 33: Indicadores econômicos dos cenários selecionados x Taxa de desconto.

Indicadores Econômicos Cenário 24					
Taxa de Desconto	**VPL (MM US$)**	**VP_{inv} (MM US$)**	**Np (MM m3)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/$m^3$)**
8%	1,041.27	0.271	9.4	3845.59	110.77
9%	934.49	0.279	9.4	3344.27	99.41
10%	840.01	0.288	9.4	2913.67	89.36
11%	756.16	0.297	9.4	2542.65	80.44
12%	681.54	0.307	9.4	2222.17	72.50
13%	614.94	0.316	9.4	1944.47	65.42
14%	555.35	0.326	9.4	1703.37	59.08
15%	501.88	0.336	9.4	1493.51	53.39
16%	453.81	0.346	9.4	1310.45	48.28

Indicadores Econômicos Cenário 08					
Taxa de Desconto	**VPL (MM US$)**	**VP_{inv} (MM US$)**	**Np (MM m3)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/$m^3$)**
8%	752.92	0.271	6.7	2780.66	112.38
9%	678.22	0.279	6.7	2427.16	101.23
10%	611.68	0.288	6.7	2121.68	91.30
11%	552.22	0.297	6.7	1856.89	82.42
12%	498.95	0.307	6.7	1626.83	74.47
13%	451.10	0.316	6.7	1426.40	67.33
14%	408.01	0.326	6.7	1251.45	60.90
15%	369.11	0.336	6.7	1098.41	55.09
16%	333.91	0.346	6.7	964.22	49.84

Indicadores Econômicos Caso 01					
Taxa de Desconto	**VPL (MM US$)**	**VP_{inv} (MM US$)**	**Np (MM m3)**	**ROI (US$/US$)**	**VPL/Np (US$/$m^3$)**
8%	346.10	0.271	4.15	1278.21	83.36
9%	393.01	0.279	4.15	1406.47	94.66
10%	354.25	0.288	4.15	1228.75	85.32
11%	319.28	0.297	4.15	1073.61	76.90
12%	287.66	0.307	4.15	937.92	69.28
13%	259.01	0.316	4.15	819.00	62.38
14%	232.99	0.326	4.15	714.63	56.12
15%	209.31	0.336	4.15	622.87	50.41
16%	187.73	0.346	4.15	542.10	45.21

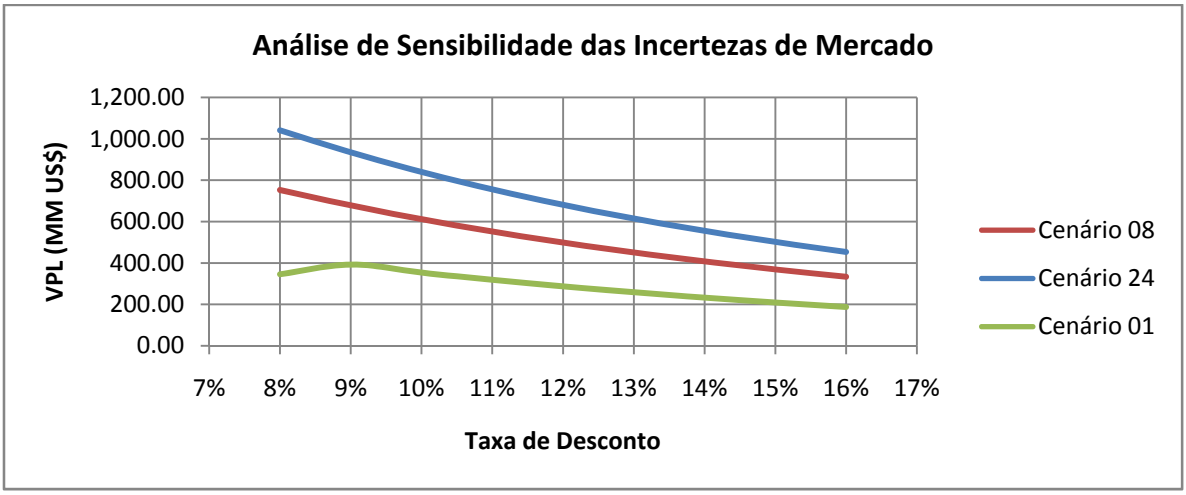

Figura 98: VPL x Taxa de desconto (Cenários selecionados).

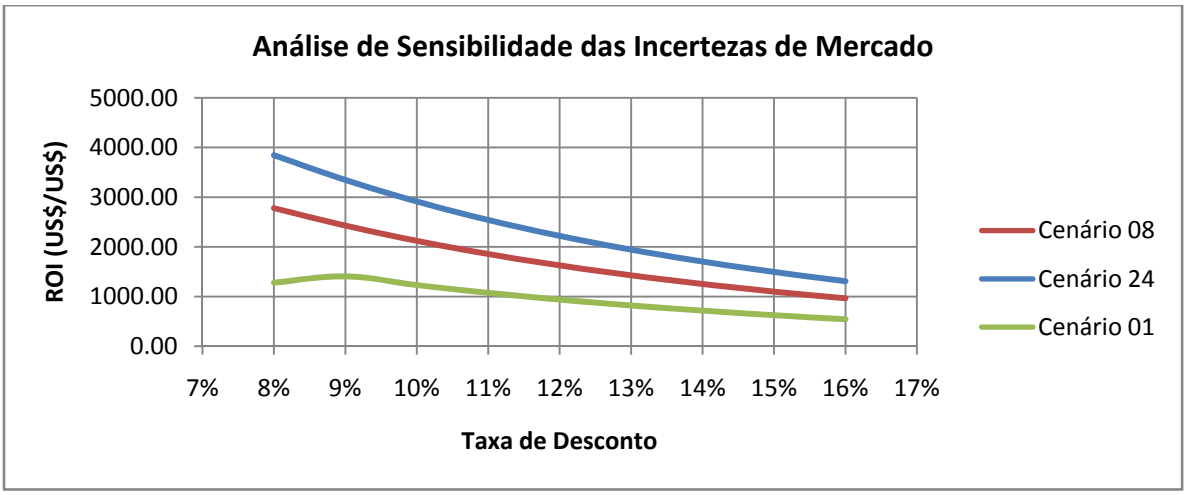

Figura 99: ROI x Taxa de desconto (Cenários selecionados).

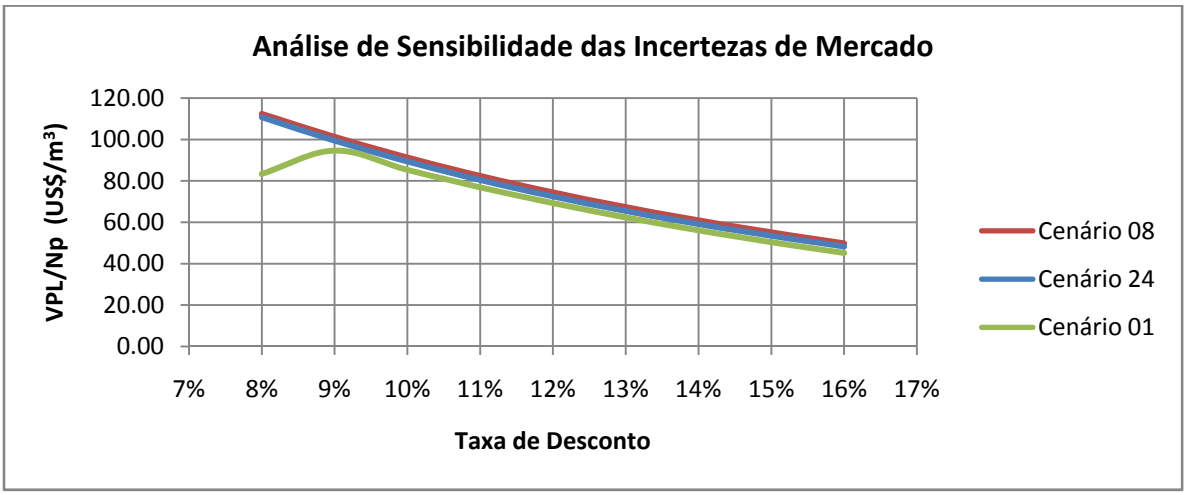

Figura 100: VPL/Np x Taxa de desconto (Cenários selecionados).

8. Conclusões e Recomendações

Em relação ao número e a configuração dos poços: Mesmo demandando um maior tempo, o método de otimização mais utilizado é aquele que realiza modificações sucessivas dos parâmetros envolvidos pelo engenheiro de reservatórios, visando maximizar ou minimizar a função-objetivo desejada. O número ideal de poços produtores e injetores assim como sua configuração ótima no campo apresentam uma influência muito grande no retorno financeiro do projeto, chegando a obter variações na ordem de 230%. Dado que esta etapa não requer um grande esforço financeiro, apenas esforço humano e computacional, recomenda-se um grande investimento de tempo nesta etapa.

Ao final do período de produção considerado neste trabalho, permanece ainda no reservatório uma região de borda com razoável saturação de óleo, pressurizada, porém de pequena espessura e de pobres características difusivas.

Este óleo poderá vir a ser produzido futuramente, ficando essa decisão dependente da evolução do conhecimento do campo, bem como das condições técnicas e econômicas da época apropriada.

Em relação às incertezas técnicas: Baseando-se apenas no estudo teórico esperaríamos um crescimento, tanto nos volumes produzidos, quantos nos indicadores econômicos, de acordo com o aumento dos valores de entrada. Porém, esta variação não se dá de maneira linear, indicando que os volumes produzidos e os indicadores econômicos dependem também da inter-relação dos parâmetros de entrada e do mecanismo de produção do reservatório.

Das simulações realizadas neste projeto, concluímos que variações negativas causam maior impacto nos indicadores técnicos econômicos que as positivas e que a porosidade foi a incerteza técnica que apresentou maior relevância nas variações dos indicadores.

Visto que as grandezas podem causar variações na ordem de -22% a 14% no VPL, cabe ao tomador de decisão a escolha de investir na obtenção de dados para diminuição do grau de incerteza dos parâmetros de entrada diminuindo, assim, o risco do projeto.

Com relação às incertezas de mercado: O valor do preço do óleo foi a incerteza que apresentou maior impacto na variação dos indicadores econômicos.

Projetos na indústria de petróleo costumam ser muito rentáveis, como no caso aqui apresentado, mesmo em um cenário bastante pessimista o projeto é viável

economicamente, cabendo à empresa a decisão de investir agora ou esperar por um cenário econômico melhor.

9. Referências

ROSA, J. A., CARVALHO, R. S., XAVIER J. A. D. - *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, Rio de Janeiro, Interciência, 2006.

PACHECO, M. A., VELLASCO M. M. - *Sistemas Inteligentes de Apoio à Decisão: Análise Econômica de Projetos de Campos de Petróleo sob Incerteza*, Rio de Janeiro, Interciência e PUC Rio, 2007.

THOMAS, J. E. - *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2 ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2001.

CARVALHO, J. - Análise Econômica de Investimentos, Rio de Janeiro, Qualitymark, 2002.

MOTTA, R., CALÔBA, G. - Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais, São Paulo, Atlas, 2002.