



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA – CT

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET



CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – CEP

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**AJUSTE DE HISTÓRICO E DESENVOLVIMENTO DE UM  
CAMPO DE PETRÓLEO**

Rafael Soares da Silva

**Orientadora:** Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

**Novembro de 2014**

**RAFAEL SOARES DA SILVA**

**AJUSTE DE HISTÓRICO E DESENVOLVIMENTO DE UM  
CAMPO DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2014.

---

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas  
Orientadora – UFRN

---

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues  
Membro Examinador – UFRN

---

MSc. Glydianne Mara Diógenes Fernandes  
Membro Examinador – UFRN

## **DEDICATÓRIA**

*Dedico este trabalho aos meus pais,  
Maria Anunciada e Ivan,  
e à minha irmã, Rafaela.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, por guiar minhas escolhas.

A minha família, especialmente meus pais, pelo suporte e carinho

À minha orientadora, Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, por aceitar participar deste trabalho, por suas orientações, por sua disponibilidade e atenção em todos os momentos que a procurei.

Aos professores do Departamento de Engenharia de Petróleo, pelos ensinamentos, aconselhamentos e ajuda, especialmente aos professores Marcos Allyson, Tarcilio e Wilson da Mata.

Aos meus amigos.

À Petrobras e ao PRH PB-221 pelo apoio financeiro.

À CMG pela licença do simulador de reservatório concedida.

---

## RESUMO

---

Simulação de reservatórios combina física, matemática, engenharia de reservatórios e programação de computadores para desenvolver uma ferramenta para previsão do desempenho de um reservatório de petróleo sob diversas condições operacionais. A simulação numérica de reservatórios pode ser utilizada diretamente para a previsão de *performance* de um novo reservatório ou ajustado para que represente adequadamente o histórico de comportamento de um reservatório existente. O processo de ajuste de histórico consiste na calibração de um modelo de simulação através de alterações nas propriedades incertas do reservatório, tais como porosidade, permeabilidade horizontal, saturações, etc., dentro de certos limites a fim de se obter uma melhor caracterização do reservatório. O ajuste de histórico pode ser realizado através da minimização de funções objetivo. As funções objetivo são representadas por desvios dos valores calculados em relação a valores de histórico de produção para propriedades como produção acumulada, vazões de produção, etc. Neste trabalho foi utilizada a simulação numérica de reservatórios para realização do ajuste de histórico e desenvolvimento de um campo de petróleo naturalmente fraturado e sob influência de um aquífero atuante. Para o desenvolvimento do trabalho foram utilizados os módulos IMEX, CMOST e builder do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”). Foram utilizados, também, os programas Kingdom e Petra da companhia IHS Inc. Durante o trabalho foi realizada a caracterização do reservatório, ajuste de histórico e avaliação de alternativas para melhoramento da produção do campo. Os resultados mostraram que a melhor alternativa para desenvolvimento do campo, baseado na produção acumulada de óleo, foi perfurar novos poços, de forma a criar malhas para possibilitar uma melhor drenagem do reservatório. Verificou-se ainda que a injeção de água e gás não apresentaram resultados satisfatórios.

---

**Palavras-chave:** Simulação Numérica de Reservatórios, Ajuste de Histórico, Caracterização de Reservatórios.

**ABSTRACT**

---

Reservoir simulation combines physics, mathematics, reservoir engineering and computer programming to develop a tool to forecast the performance of an oil reservoir under various operating conditions. The numerical reservoir simulation can be used directly for predicting performance of a new reservoir or adjusted to adequately represent the historical behavior of an existing reservoir. The history matching process consists in calibrating the simulation model using changes in reservoir uncertain properties such as porosity, horizontal permeability, saturation, etc., within certain limits in order to obtain a better characterization of the reservoir. The history matching may be accomplished by minimizing the objective functions. The objective functions are represented by deviations of the calculated values relative to historical production values for properties such as cumulative production, production rates, etc. The numerical reservoir simulation was used to perform the history matching and development of a naturally fractured complete-waterdrive reservoir. The IMEX, CMOST, and builder modules from CMG (“Computer Modelling Group”) were used to develop this work. The Kingdom and Petra programs from IHS Inc. were also used. Reservoir characterization, history matching and evaluation of alternatives to improve field production was performed during this work. The results showed that the best alternative to field development, based on the cumulative oil production, was drill new wells in order to create patterns to enable better reservoir drainage. It was also found that water and gas injection did not show satisfactory results.

---

**Keywords:** Numerical Reservoir Simulation, History Matching, Reservoir Characterization.

---

# Sumário

---

1. Introdução.....	11
2. Aspectos Teóricos.....	14
2.1 Simulação numérica de reservatórios .....	14
2.2. Ajuste de histórico .....	17
2.3. Recuperação primária e mecanismos de produção.....	19
2.4. Recuperação secundária.....	20
3. Materiais e Métodos.....	23
3.1 Programas utilizados .....	23
3.1.1. PETRA .....	23
3.1.2. Kingdom.....	23
3.1.3. Módulo IMEX.....	23
3.1.4. CMOST .....	24
3.1.5. Builder .....	24
3.1.6. Dados disponíveis .....	24
3.2 Caracterização do reservatório .....	24
3.2.1. Geologia e Geofísica .....	25
3.2.2 Propriedades petrofísicas .....	26
3.3. Construção do modelo .....	32
3.4. Utilização do CMOST para realização do ajuste de histórico .....	36
3.5. Metodologia .....	40
4. Resultados e Discussões.....	42
4.1. Ajuste de histórico .....	42
4.2. Modelos propostos para melhoramento da produção .....	48
5. Conclusões e Recomendações .....	54
5.1. Conclusões .....	54
5.2. Recomendações .....	55
Referências Bibliográficas .....	57

---

## Lista de Figuras

---

Figura 2.1. Modelo unidimensional .....	15
Figura 2.2. Modelo bidimensional .....	16
Figura 2.3. Modelo tridimensional.....	16
Figura 2.4. Fluxograma para o desenvolvimento de um simulador numérico de reservatórios. .	17
Figura 2.5. Esquema de mecanismo de produção por influxo de água. ....	20
Figura 3.1. Imagem obtida do programa <i>Kingdom</i> mostrando as falhas que delimitam o campo. .....	26
Figura 3.2. Trechos de perfis de densidade e neutrônico de um poço do reservatório.....	27
Figura 3.3. Gráfico mostrando valores de permeabilidade obtidos com o uso da correlação. ....	28
Figura 3.4. Curva de permeabilidade utilizada para a matriz no modelo. ....	29
Figura 3.5. Curva de permeabilidade relativa utilizada na fratura. ....	30
Figura 3.6. Método gráfico para determinação da base do reservatório. ....	31
Figura 3.7. Mapa de contorno gerado por PETRA para saturação de água.....	32
Figura 3.8. Interface do builder mostrando as opções iniciais escolhidas para a simulação. ....	33
Figura 3.9. Modelo do reservatório.....	34
Figura 3.10. Interface do buider mostrando do valores utilizados para a construção do modelo de fluidos.....	35
Figura 3.11. Interface para criação de aquífero. ....	36
Figura 3.12. Gráfico mostrando o valor da função objetivo global para cada simulação. ....	40
Figura 4.1. Ajuste de histórico para o poço M1.....	43
Figura 4.2. Ajuste de histórico do poço M2. ....	44
Figura 4.3. Ajuste de histórico do poço M3. ....	45
Figura 4.4. Ajuste de histórico do poço M4. ....	46
Figura 4.5. Ajuste de histórico do poço M5. ....	47
Figura 4.6. Ajuste de histórico do campo.....	48
Figura 4.7. Cenário incluindo um poço horizontal. ....	49
Figura 4.8. Cenário com malhas de injeção.....	50
Figura 4.9. Comparação da produção acumulada de óleo entre os cenários estudados. ....	51
Figura 4.10 Comparação da produção acumulada de água entre os cenários estudados.....	52

## **Lista de Tabelas**

---

Tabela 3.1. Configuração do grid. ....	33
Tabela 3.2. Propriedades do reservatório .....	35
Tabela 3.3. Intervalo dos parâmetros estudados. ....	39

---

# **Capítulo 1**

## **Introdução**

---

## **1. Introdução**

---

O início da exploração comercial de petróleo nos Estados Unidos ocorreu em 1859, logo após a célebre descoberta do Cel. Drake, em Tittusville, Pensilvânia, com um poço de apenas 21 metros de profundidade perfurado com um sistema de percussão movido a vapor, que produzia 2 m<sup>3</sup>/dia de óleo. Desde então, o petróleo foi se impondo como fonte de energia. Hoje, com o advento da petroquímica, além da grande utilização dos seus derivados, centenas de novos compostos são produzidos, muitos deles utilizados diariamente, como plásticos, tintas, borrachas, etc. Com isso, o petróleo, além de produzir combustível, passou a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna (Thomas, 2004).

A necessidade da simulação, na indústria de petróleo, vem do fato que um projeto de recuperação de um campo demanda um investimento, muitas vezes, de muitos milhões de dólares. Nesse contexto, a simulação auxilia a tomada de decisão da viabilidade ou não de uma determinada alternativa de recuperação, pois ela permite estimar os resultados que seriam obtidos utilizando-se a alternativa sem a necessidade de se investir recursos tão vultuosos. A simulação numérica de reservatórios utiliza recursos físicos, matemáticos, de engenharia de reservatórios e da programação de computadores para elaborar ferramentas que tenham a capacidade de prever o comportamento de um reservatório quando sujeito à diversas condições operacionais.

A simulação numérica de reservatórios pode ser utilizada diretamente para a previsão de performance de um novo reservatório ou ajustado para que represente adequadamente o histórico de comportamento de um reservatório existente. Esse processo de ajuste é conhecido como ajuste de histórico (Lake et al., 2007).

O ajuste de histórico é um processo que visa calibrar um modelo de simulação para reproduzir os dados observados de produção, através da alteração dos atributos incertos do reservatório, tais como porosidade, permeabilidade, permeabilidade relativa, entre outros, contidos em um modelo base, que serve como ferramenta para aumentar a confiabilidade na previsão de produção de campos de petróleo (Moura Filho, 2005, p. 3).

Neste trabalho, foi realizado um ajuste de histórico e analisou-se algumas alternativas para a melhoria da produção de um campo de petróleo naturalmente fraturado e sob influência de um aquífero atuante. Para o desenvolvimento do trabalho foram utilizados os módulos IMEX, CMOST e builder do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”). Foram utilizados, também, os programas Kingdom e Petra da companhia IHS Inc.

### **1.1. Objetivos**

- Caracterizar o reservatório, de modo a determinar a sua geometria e propriedades petrofísicas;
- Realizar ajuste de histórico;
- Propor alternativas para melhoramento da produção.

---

## **Capítulo 2**

### **Aspectos Teóricos**

---

---

## 2. Aspectos Teóricos

---

Este capítulo é destinado a apresentação de uma discussão e fundamentação teórica que permita a compreensão dos principais conceitos relacionados com este trabalho.

### 2.1. Simulação numérica de reservatórios

Simulação de reservatórios combina física, matemática, engenharia de reservatórios e programação de computadores para desenvolver uma ferramenta para previsão do desempenho de um reservatório de petróleo sobre diversas condições operacionais. A necessidade por simulação de reservatório vem do fato que em um projeto de recuperação de um campo (que pode envolver um investimento de centenas de milhões de dólares), e o risco a ele associado com o plano de desenvolvimento selecionado deve ser avaliado e minimizado. Fatores que contribuem para esse risco incluem a complexidade do reservatório devido à sua heterogeneidade e propriedades anisotrópicas da rocha; variações regionais das propriedades dos fluidos e características de permeabilidade relativa e a complexidade dos mecanismos de recuperação (Ertekin; Abou-Kassem; King, 2001).

Os métodos tradicionais de previsão de comportamento de um reservatório podem ser divididos em três categorias: métodos analógicos, experimentais e matemáticos. Os métodos analógicos usam propriedades de reservatórios maduros que são ou geograficamente ou petrofisicamente similares ao reservatório alvo do estudo para prever o seu desempenho. Métodos experimentais medem propriedades físicas (tais como vazões, pressões, ou saturações) em modelos de laboratório e estendem estes resultados para o reservatório em análise. Os métodos matemáticos usam equações para avaliar a *performance* do reservatório. Os modelos matemáticos incluem balanço de material, curvas de declínio, métodos analíticos e estatísticos (Ertekin; Abou-Kassem; King, 2001).

O uso da simulação numérica de reservatórios como uma ferramenta de previsão tornou-se fundamental na indústria devido a fatores como o avanço dos recursos computacionais, a evolução das técnicas numéricas para solução de equações

diferenciais parciais, melhora nas técnicas de caracterização dos reservatórios e desenvolvimento de cada vez mais complexas técnicas de recuperação de petróleo que seriam impossíveis de analisar de outra maneira. A vantagem da utilização dos métodos numéricos reside no fato de que um menor número de simplificações é utilizado para heterogeneidade do reservatório, transferência de massa entre fases e as forças/mecanismos responsáveis pelo fluxo em comparação com os métodos tradicionais.

De acordo com (Rosa et al., 2006) os simuladores numéricos são classificados em função de três características básicas: o tratamento matemático utilizado, o número de dimensões consideradas e o número de fases admitidas. A classificação pelo modelo matemático inclui o modelo tipo Beta ou volumétrico (também conhecido como *black oil*), modelo composicional que considera as diversas fases eventualmente presentes no meio poroso e o modelo térmico que é utilizado quando é necessário considerar os efeitos de variação da temperatura no interior do reservatório. Com relação ao número de dimensões os simuladores podem ser classificados como unidimensionais, bidimensionais e tridimensionais. As Figuras 2.1, 2.2 e 2.3 mostram os modelos de acordo com o número de dimensões. Já quando classificados pelo número de fases temos modelos monofásicos, bifásicos e trifásicos. A escolha do tipo de simulador a ser usado depende de vários fatores, tais como: tipo de estudo desejado, tipo e características do reservatório e dos fluidos, quantidade e qualidade dos dados, detalhamento necessário do estudo e recursos de computação disponíveis.

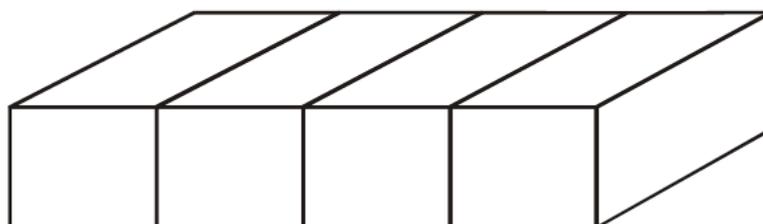


Figura 2.1. Modelo unidimensional (Fonte: Rosa et al., 2011).

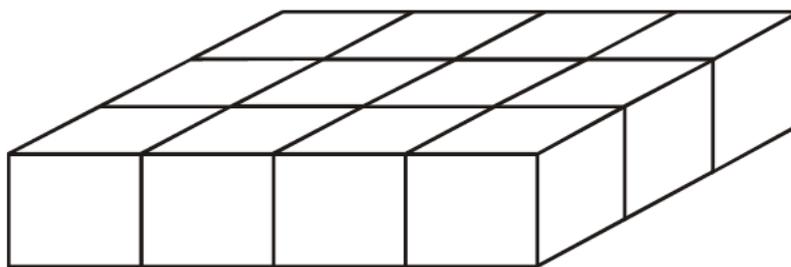


Figura 2.2. Modelo bidimensional (Fonte: Rosa et al., 2011)

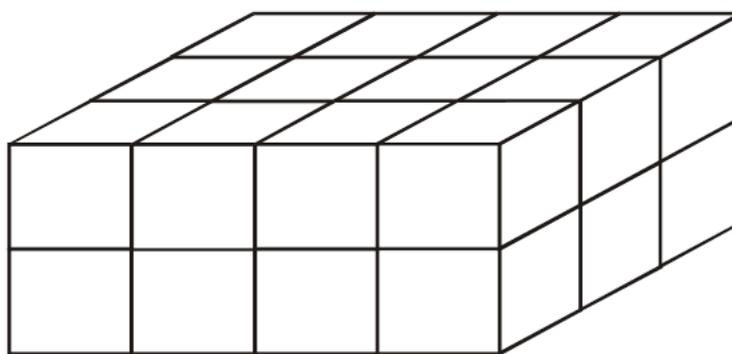


Figura 2.3. Modelo tridimensional (Fonte: Rosa et al., 2006).

Conforme Rosa et al., (2006) a primeira etapa no desenvolvimento de um simulador numérico é formular o problema físico que se deseja representá-lo matematicamente. Em seguida são feitas as suposições e simplificações compatíveis com o grau de sofisticação que se espera do modelo. As equações são então formuladas levando em consideração as simplificações propostas. O passo seguinte é a resolução das equações e a análise da solução obtida. Verifica-se então a validade do simulador através da calibração com uma solução existente. Os resultados obtidos no simulador numérico podem ser comparados com soluções analíticas, com resultados reais ou com resultados obtidos de modelos físicos de laboratório (dados experimentais). Caso a validade seja verificada, o simulador estará pronto para simulação do fenômeno desejado. Caso contrário, volta-se para um novo ciclo em que são novamente analisadas as hipóteses adotadas ou até a conceituação do modelo físico. O fluxograma explicando o funcionamento do desenvolvimento de um simulador numérico está mostrado na Figura 2.4.

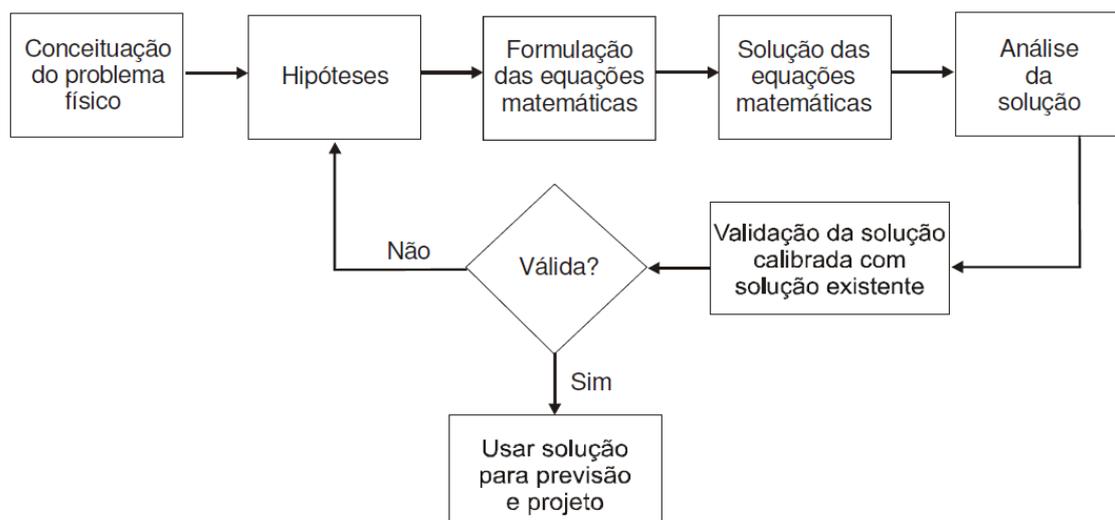


Figura 2.4. Fluxograma para o desenvolvimento de um simulador numérico de reservatórios (Fonte: Rosa et al., 2011).

## 2.2. Ajuste de histórico

A simulação numérica de reservatórios pode ser utilizada diretamente para a previsão de *performance* de um novo reservatório ou ajustado para que represente adequadamente o histórico de comportamento de um reservatório existente. Esse processo de ajuste é conhecido como **ajuste de histórico**. Após a obtenção de um modelo com o ajuste de histórico adequado, simulações são realizadas sobre uma variedade de condições operacionais. Os resultados obtidos são analisados juntamente com a análise econômica para capacitar o engenheiro a tomar a melhor decisão no que concerne a operação do reservatório (Lake et al., 2007).

O processo de ajuste de histórico de produção consiste na calibração de um modelo de simulação através de alterações nas propriedades incertas do reservatório, tais como porosidade, permeabilidade horizontal, saturações, etc., dentro de certos limites a fim de se obter uma melhor caracterização do reservatório. No entanto, a quantidade de dados disponíveis, quase sempre, não permite uma caracterização perfeita, principalmente quando se trata de campos no início de produção. A tarefa é terminada quando a concordância entre os valores calculados e observados é considerada aceitável sob o ponto de vista de engenharia, ou quando o tempo ou os recursos disponíveis para o estudo tiver sido esgotado. Depois de ajustadas as produções

dos fluidos de campo e poços e/ou a pressão do reservatório e dos poços, o modelo resultante pode ser utilizado para dar maior confiabilidade à etapa de previsão de produção (Moura Filho, 2005, p. 21).

O ajuste de histórico, muitas vezes, é dificultado pela ausência de dados, pela grande quantidade de parâmetros de produção para serem ajustados e pelo elevado número de atributos do reservatório a serem alterados. O maior problema é o fato que pode haver mais de uma solução para o mesmo caso, em outras palavras, diferentes combinações de atributos podem gerar respostas semelhantes para o mesmo histórico de produção (Moura Filho, 2005). A Figura 2.5 mostra o esquema de um gráfico onde pode ser visualizado o resultado do ajuste de histórico. Os pontos em amarelo representam os dados do histórico. As curvas em vermelho apresentam piores ajustes, pois possuem maiores desvios em relação ao histórico. As curvas em azul apresentam os melhores ajustes.

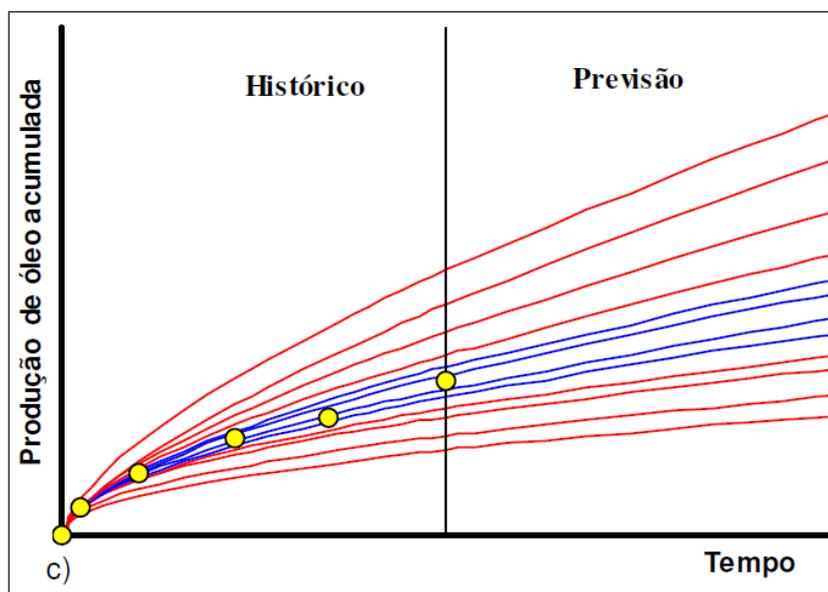


Figura 2.5. Gráfico de um ajuste de histórico.

Os procedimentos tradicionais de ajuste de histórico de produção consistem, basicamente, no ajuste manual e no ajuste assistido. O ajuste manual consiste em um processo de tentativa e erro, pois os atributos incertos são alterados manualmente até que se obtenha um modelo que mais se aproxime do comportamento real do reservatório. Devido a isto, o processo de ajuste manual é bastante demorado e, para

casos mais complexos, é considerado ineficiente (Leitão, 1997 apud Moura Filho, 2005, p. 22).

O processo de ajuste assistido caracteriza-se por utilizar algoritmos de otimização a fim de se obter uma minimização matemática de uma função objetivo. Devido à complexidade do problema, um grande esforço computacional e um elevado tempo de processamento são características deste processo (Moura Filho, 2005).

### **2.3. Recuperação primária e mecanismos de produção**

As acumulações de petróleo possuem, na época da sua descoberta, uma certa quantidade de energia, denominada energia primária. A magnitude dessa energia é determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura existentes no reservatório. O consumo de energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüente redução da produtividade dos poços. A quantidade de óleo que pode ser retirada de um reservatório unicamente devido às suas energias naturais é chamada de **recuperação primária** (Rosa et al., 2006).

A produtividade de um reservatório depende do mecanismo de produção associado a ele. Os três principais mecanismos de produção existentes são: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água.

Em um reservatório produzindo pelo mecanismo de capa de gás, a zona de líquido é colocada em produção, enquanto a zona de gás é preservada, já que a principal fonte de energia para a produção está no gás da capa. O mecanismo funciona da seguinte maneira: a zona de óleo é colocada em produção, o que acarreta uma redução na sua pressão devida à retirada de fluido. Essa queda de pressão se transmite para a capa de gás, que se expande penetrando gradativamente na zona de óleo. O gás da capa vai ocupando espaços que anteriormente eram ocupados pelo óleo. Como o gás tem uma compressibilidade muito alta, a sua expansão ocorre sem que haja queda substancial da pressão (Rosa et al., 2006, p. 184).

Em um reservatório de gás em solução, o principal mecanismo responsável pela produção é a expansão do óleo, do gás dissolvido no óleo e da água conata. A redução da pressão no reservatório, decorrente da produção de fluidos, provoca o aumento do

volume de fluidos, e a diminuição do volume poroso fazendo com que os fluidos sejam expulsos do meio poroso e produzidos (Dake, 1978).

Um reservatório produzindo por mecanismo de influxo de água é um reservatório não selado em comunicação com uma formação produtora de água, comumente chamada de aquífero. Um apreciável movimento de água do aquífero para o reservatório é observado. Este influxo de água é o principal responsável pela manutenção de pressão no reservatório e deslocamento do óleo do reservatório. No entanto, se a vazão de produção for muito maior que o influxo, o mecanismo perderá sua efetividade e a pressão no reservatório declinará. A Figura 2.5 mostra o esquema de poços produzindo sob a influência de um aquífero conectado no fundo e uma capa de gás no topo.

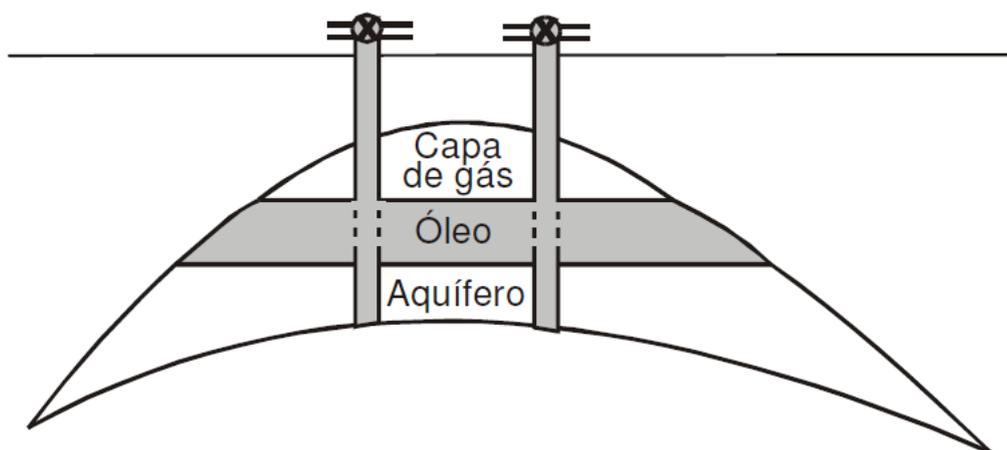


Figura 2.5. Esquema com mecanismos de produção (Fonte: Rosa et al., 2006).

## 2.4. Recuperação secundária

A **recuperação secundária** é a quantidade adicional de óleo obtida por suplementação da energia primária com energia secundária, artificialmente transferida para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente. Como métodos de recuperação secundária convencionais são normalmente utilizados a injeção de água e o processo imiscível de injeção de gás (Rosa et al., 2006).

Na injeção imiscível de gás, como indica o próprio nome, os fluidos não se misturam, ou seja, o óleo do reservatório e o gás injetado permanecem durante o processo como duas fases distintas (Rosa et al., 2006). A injeção pode ocorrer na zona produtora de óleo ou, quando existir, em uma capa de gás. Projetos de injeção de gás são desenvolvidos quando e onde existe um suprimento de gás disponível para injeção. Esse suprimento pode vir de poços produzindo por gás em solução ou capa de gás, de uma formação produtora de gás mais profunda, ou de um reservatório de gás relativamente próximo (Lake et al., 2007).

O método convencional de recuperação secundária mais utilizado no mundo é a injeção de água. Isso ocorre porque a água tem baixo custo, está disponível em grandes volumes e o método, em muitos casos, aumenta substancialmente a recuperação de óleo (Lake et al., 2007). O método consiste em injetar água por meio de poços injetores com o objetivo de deslocar o óleo para poços produtores. A injeção de água pode ocorrer na zona produtora ou em um aquífero, caso exista, adjacente a zona produtora.

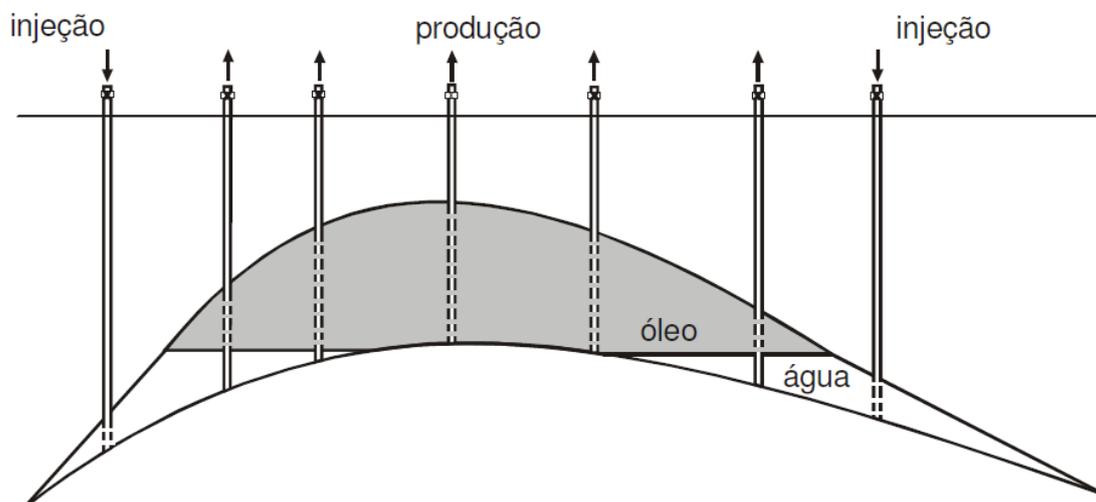


Figura 2.6. Esquema de injeção de água (Fonte: Rosa et al., 2006).

---

# **Capítulo 3**

## **Materiais e Métodos**

---

---

## 3. Materiais e Métodos

---

Neste capítulo, são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas neste trabalho e a metodologia utilizada para realização da caracterização do reservatório e ajuste de histórico.

### 3.1 Programas utilizados

Neste item, são apresentados os *softwares* utilizados para a execução da caracterização do reservatório e ajuste de histórico. Uma breve descrição das principais características dos mesmos será mostrada.

#### 3.1.1. PETRA

PETRA é um *software* desenvolvido pela IHS Inc, cujas funcionalidades permitem o gerenciamento, manipulação, visualização e integração de dados geológicos, geofísicos, petrofísicos e de engenharia. PETRA é capaz de receber os dados dos poços que compõem o objetivo de estudo e prover mapas de contorno das propriedades petrofísicas desejadas para posterior importação por outros programas.

#### 3.1.2. Kingdom

Kingdom é outro programa desenvolvido pela IHS que foi utilizado neste trabalho, o qual é um dos mais utilizados *softwares* de interpretação de dados sísmicos por companhias petrolíferas e laboratórios de pesquisa ao redor do mundo. Este software pode ser utilizado para determinação de horizontes, mapiar falhas, criar mapas de velocidade média, etc.

#### 3.1.3. Módulo IMEX

Neste trabalho, foi utilizado o programa da CMG (“*Computer Modelling Group*”) (2010), o módulo IMEX. Este programa é um simulador *black oil* da nova

geração da CMG que simula depletação primária, injeção de água, gás, solvente e polímero em reservatórios de porosidade simples e dupla.

### **3.1.4. CMOST**

CMOST é o módulo da CMG para realização de ajuste de histórico, otimização, análise de sensibilidade e avaliação de incertezas. Ele pode realizar múltiplas simulações em múltiplos computadores utilizando diferentes valores para os parâmetros de entrada. O CMOST pode ser utilizado em uma situação onde o usuário executa múltiplos trabalhos de simulação com a intenção de visualizar o efeito da mudança nos parâmetros de entrada nas propriedades de saída.

### **3.1.5. Builder**

O builder é uma ferramenta que pode ser utilizada para criar arquivos de entrada de simulação para os simuladores da CMG. Os três simuladores da CMG - IMEX, GEM, STARS – utilizam esse módulo para elaboração de seus modelos. O builder cobre todas as áreas de entrada de dados, incluindo criar e importar *grids* e propriedades dos *grids*, localização dos poços, importar dados de produção dos poços, importar ou criar modelos de fluidos, propriedades das rochas e dos fluidos e condições iniciais.

### **3.1.6. Disponibilização dos dados**

A companhia responsável pela operação do campo disponibilizou uma série de documentos e relatórios de onde os dados utilizados para a construção do modelo utilizado na simulação foram extraídos. Foram fornecidos: perfis dos poços, relatórios de perfuração e completação, dados sísmicos, relatórios dos testes de poços e histórico de produção dos poços.

## **3.2 Caracterização do reservatório**

A elaboração de um modelo que represente, adequadamente, o comportamento de um reservatório de petróleo passa inicialmente pela análise de todos os dados

disponíveis do reservatório em estudo. A partir dos dados disponibilizados e da correta aplicação de conceitos e princípios de geologia, geofísica e petrofísica, é possível a determinação do formato do reservatório e de suas propriedades petrofísicas. As seções seguintes deste capítulo são destinadas a apresentação da metodologia utilizada para a caracterização do reservatório em estudo.

### **3.2.1. Geologia e Geofísica**

Para a determinação da geometria do reservatório foram utilizados os relatórios dos geólogos que determinaram, a partir das amostras de cascalhos obtidas durante a perfuração dos poços, o topo do reservatório. O programa PETRA foi utilizado para gerar um mapa de contorno do topo do reservatório. Esse software utiliza técnicas de interpolação para povoar com dados regiões do reservatório sem poços perfurados. O contorno do reservatório foi obtido com a interpretação dos dados sísmicos utilizando-se o programa *Kingdom*. A partir dessa interpretação foi possível localizar as falhas que delimitam a extensão do campo, isso pode ser visualizado na Figura 3.1. Outras importantes conclusões obtidas a partir do estudo geológico foram: a formação é composta predominantemente por rochas carbonáticas, é heterogênea, apresenta boa porosidade, indica presença de fraturas naturais e sua espessura total varia entre 40 e 60 pés.

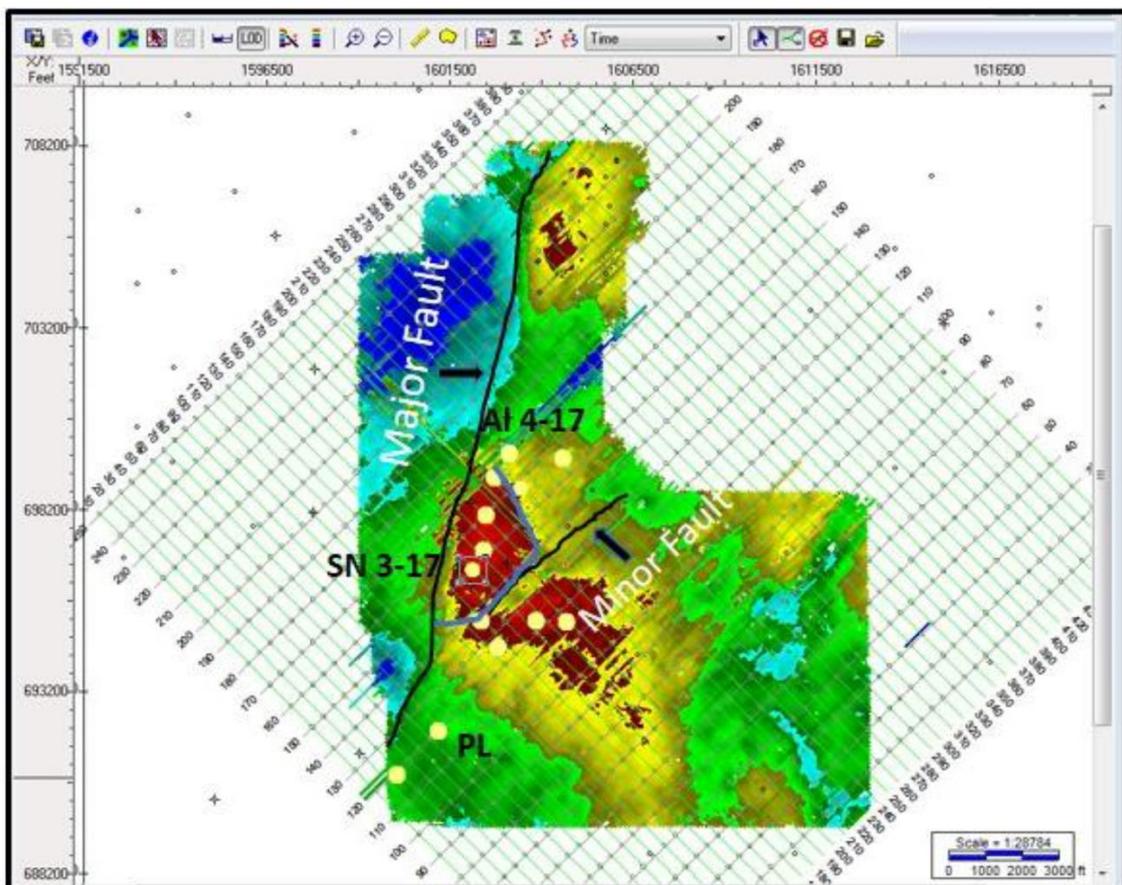


Figura3.1. Imagem obtida do programa *Kingdom* mostrando as falhas que delimitam o campo.

### 3.2.2 Propriedades petrofísicas

A Figura 3.2 mostra os perfis de densidade e neutrônico. Foi calculada a porosidade efetiva através da Equação (1) que representa a média entre os valores de porosidade obtidas nos perfis de densidade e neutrônico. Os valores de permeabilidade foram calculados usando a correlação desenvolvida por (Bhattacharya, 2005) devido essa correlação ter sido originada de uma formação com características similares a que está sendo estudada. Nesta correlação os valores de permeabilidade derivam dos valores de porosidade efetiva conforme mostra a Equação (2).

$$\phi_{efetiva} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (1)$$

onde:

$\phi_{efetiva}$  – porosidade efetiva;

$\phi_N$  – valor da porosidade obtida pelo perfil neutrônico;

$\phi_D$  – valor da porosidade obtida pelo perfil de densidade.

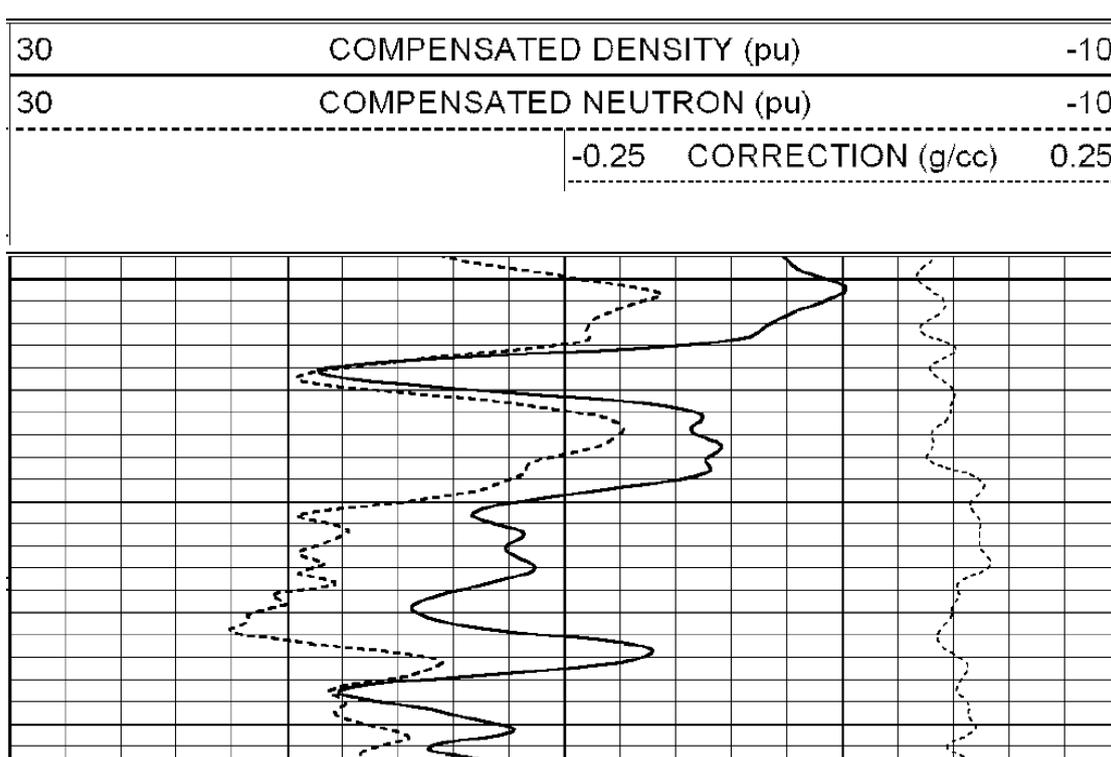


Figura 3.2. Trechos de perfis de densidade e neutrônico de um poço do reservatório.

$$k_{in\ situ, md} = 0.002 * (\phi_{efetiva, \%})^{3.514} \quad (2)$$

A Figura 3.3 mostra os valores de permeabilidade obtidos com os dados dos poços do campo. As duas retas no gráfico delimitam os ranges de valores, nos quais a correlação apresenta valores representativos de permeabilidade. Como pode ser visto todos os valores estão compreendidos no range delimitado indicando a obtenção de valores representativos com a utilização da correlação. Após calcular para cada poço perfurado no reservatório os valores de permeabilidade e porosidade, foi utilizado o PETRA para gerar os mapas de contorno destas propriedades.

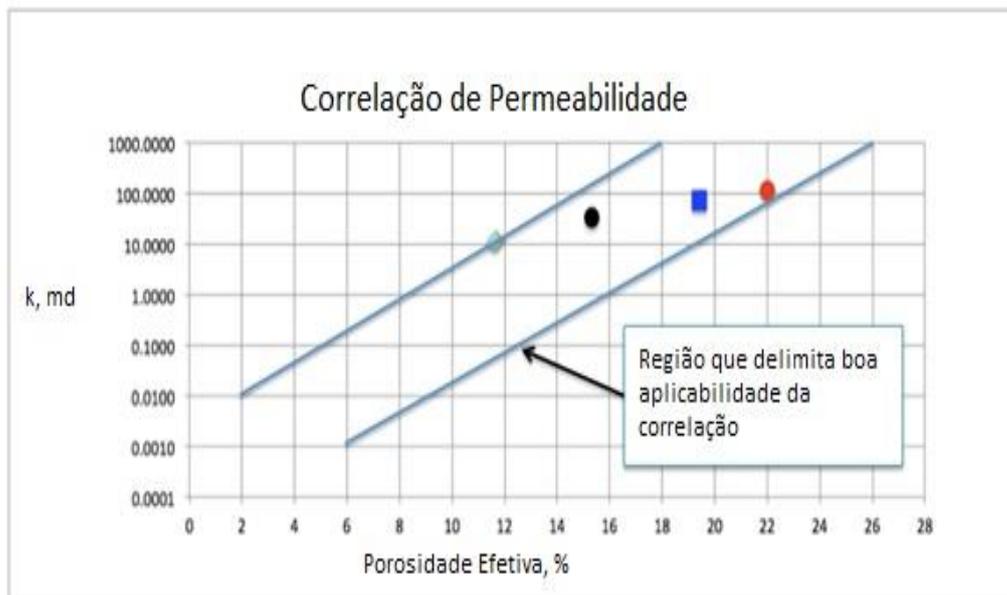


Figura 3.3. Gráfico mostrando valores de permeabilidade obtidos com o uso da correlação.

Para a determinação dos valores de saturação de água, primeiramente, foi calculado o valor da resistividade aparente da água ( $R_{wa}$ ) com a Equação (3). Através da leitura dos perfis de resistividade, foi localizado a profundidade que produzia o menor valor de  $R_{wa}$  com porosidade superior a 10 % para ser o valor da resistividade real da água da formação ( $R_w$ ). Após o cálculo dos valores de  $R_w$ , pode-se empregar a Equação de Archie (4) para encontrar os valores das saturações de água ( $S_w$ ) para cada poço. A curva de permeabilidade relativa desenvolvida por (Bhattacharya, 2005) foi utilizada para a matriz conforme mostra a Figura 3.4. A Figura 3.5 mostra a curva de permeabilidade relativa utilizada para a fratura.

$$R_{wa} = \frac{R_t * \phi^m}{a} \quad (3)$$

onde:

$R_t$  – resistividade lida no perfil de resistividade;

$\phi$  – porosidade;

$m = 2$ , expoente de cimentação;

$a = 1$ , fator de cimentação;

$R_{wa}$  – resistividade aparente da água.

$$S_w = \left[ \frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (4)$$

Em que:

$S_w$  – saturação de água da zona não invadida;

$a$  – fator de cimentação;

$m$  – expoente de cimentação;

$n$  – expoente de saturação.

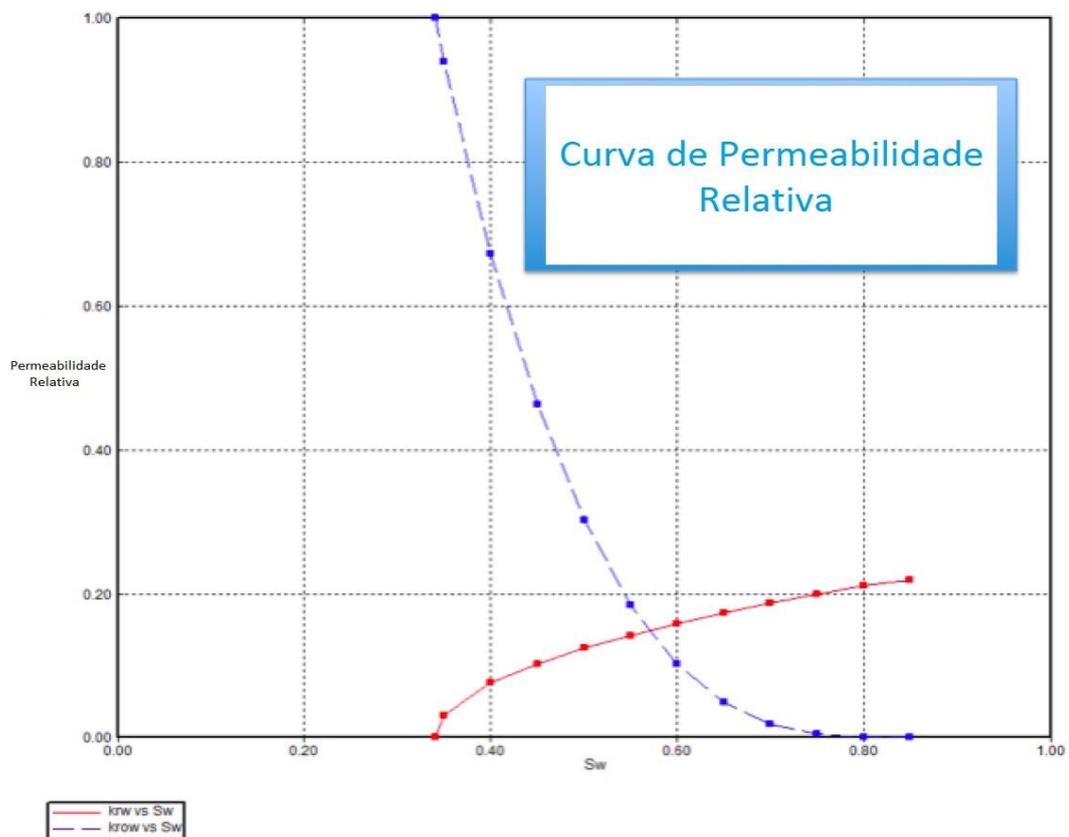


Figura 3.4. Curva de permeabilidade utilizada para a matriz no modelo.

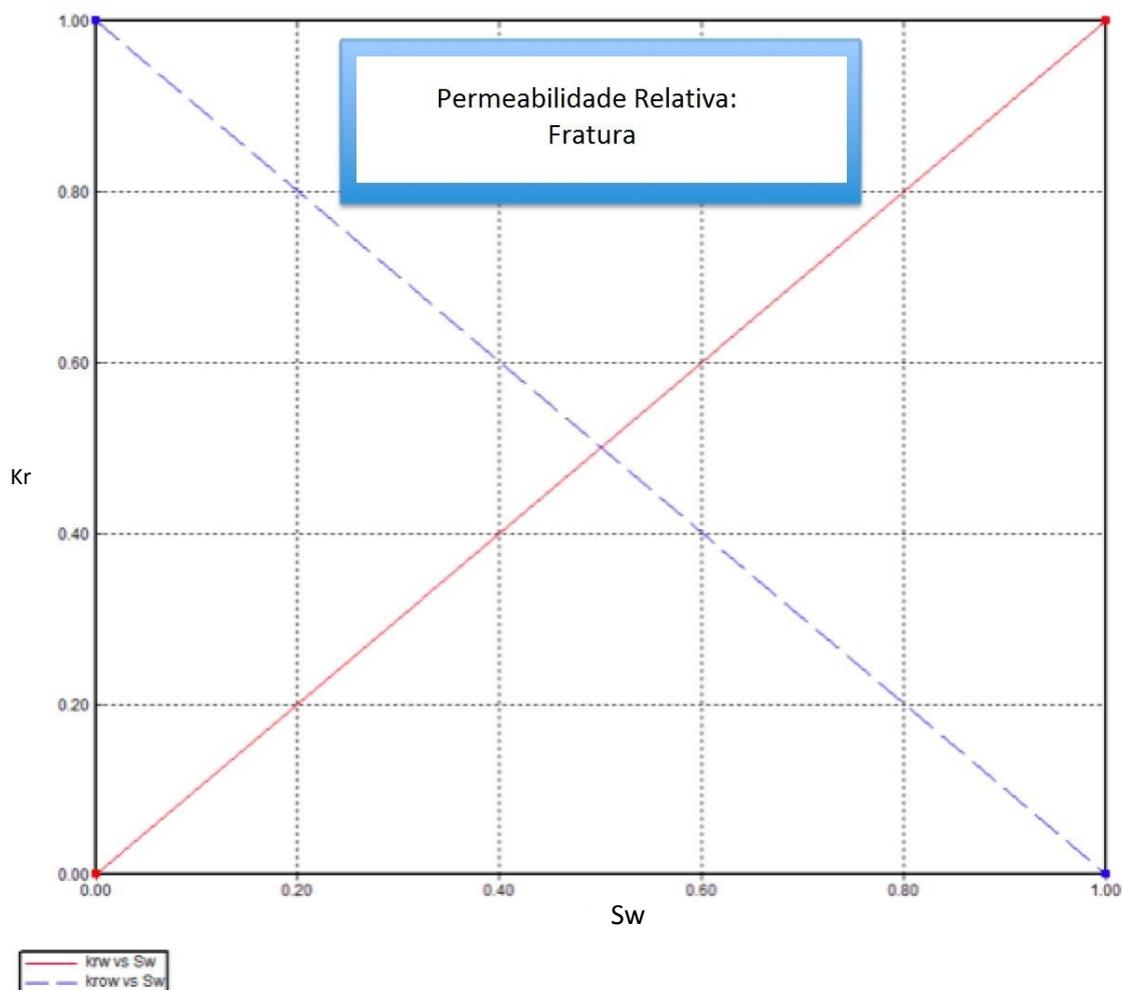


Figura 3.5. Curva de permeabilidade relativa utilizada na fratura.

Para a determinação da base do reservatório, foram construídos gráficos que mostram o volume de água *bulk* e porosidade efetiva ambos em função da profundidade. Esse gráfico pode ser visualizado na Figura 3.6. Nesta figura, um retângulo indica a presença de uma zona econômica que é a região compreendida entre o topo dos canhoneados da zona produtora e a profundidade onde começa a produção conjunta de água e óleo. A região compreendida entre as curvas define a fração do meio poroso ocupado por hidrocarbonetos. A base do reservatório foi definida como sendo a profundidade onde as duas curvas se intersectavam, pois nessa profundidade a saturação de água atingia 100%. Esse procedimento foi realizado para todos os poços do campo com dados disponíveis, e depois foi gerado o mapa de contorno da base do reservatório utilizando PETRA.

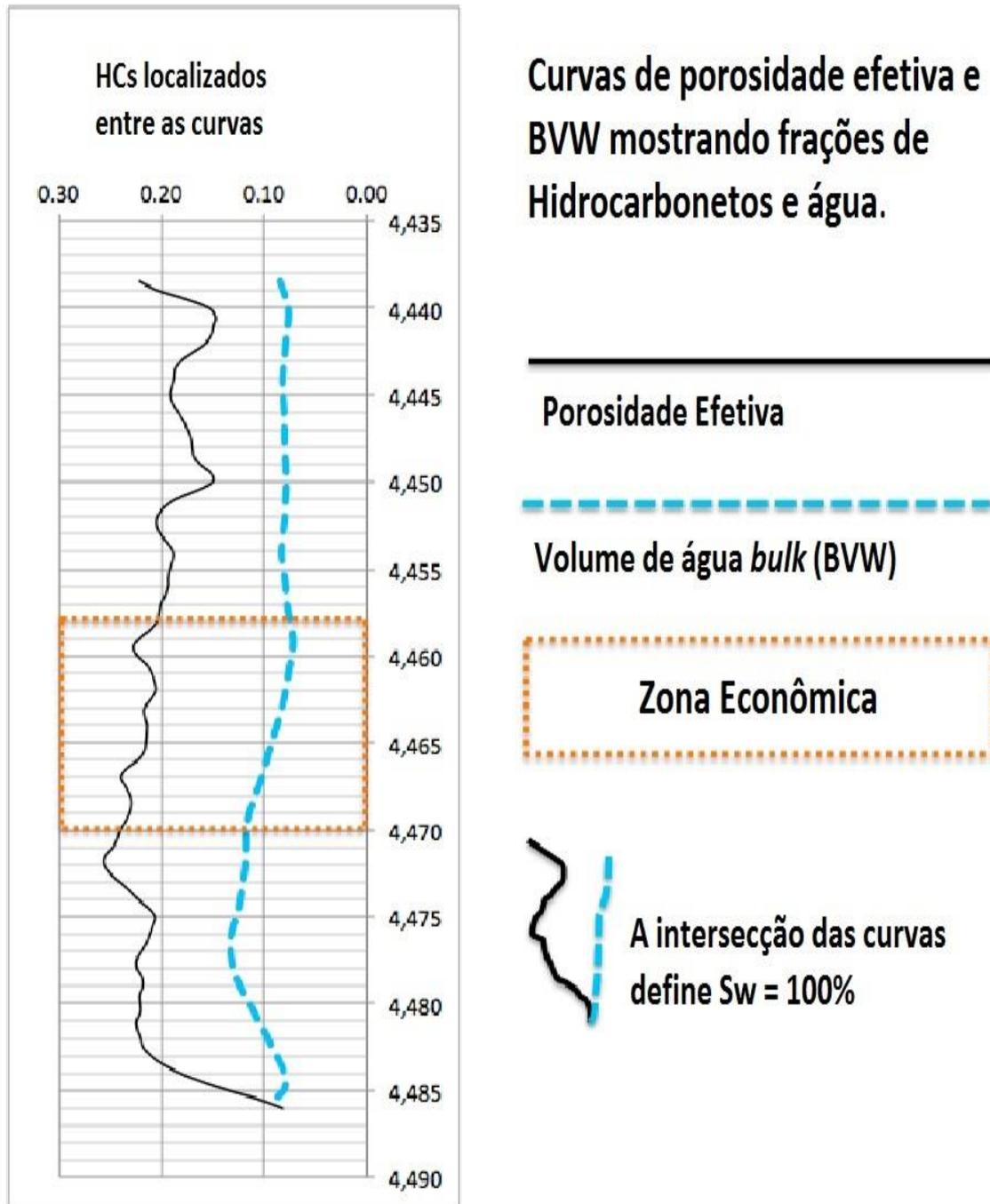


Figura 3.6. Método gráfico para determinação da base do reservatório.

### 3.3. Construção do modelo

Anteriormente neste capítulo, foram apresentados os procedimentos utilizados para a determinação das propriedades petrofísicas e geometria do reservatório. As propriedades petrofísicas, tais como saturação e porosidade, foram determinadas para cada poço, no campo, com dados de perfis disponibilizados. O programa PETRA foi utilizado para gerar mapas de contorno para cada uma dessas propriedades. A Figura 3.7, por exemplo, mostra o mapa de contorno gerado pelo *software* para a saturação de água. Os mapas de contorno foram, posteriormente, importados pelo builder para a construção do modelo base do reservatório.

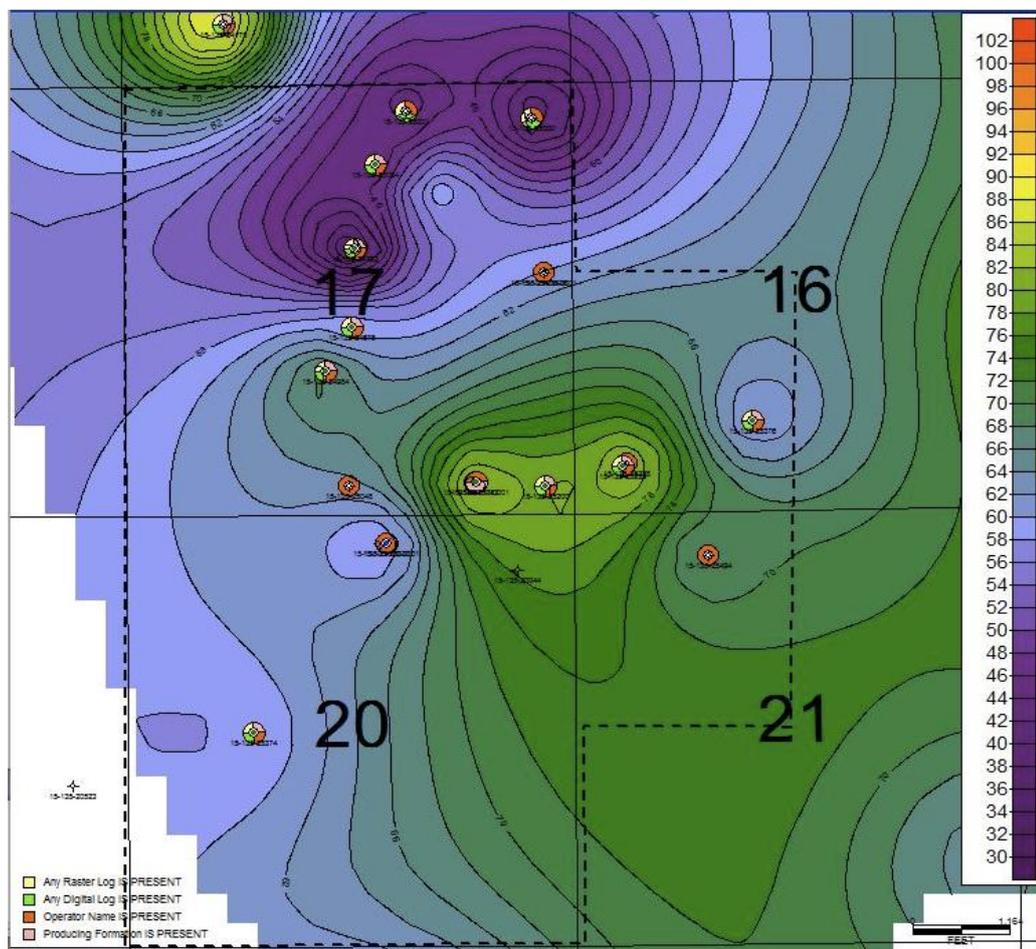


Figura 3.7. Mapa de contorno gerado por PETRA para saturação de água.

O modelo de dupla porosidade foi usado para a construção do modelo devido às informações passadas pelos geólogos e operadores do campo de que o reservatório era naturalmente fraturado. O modelo *black oil* foi simulado no IMEX com as características iniciais mostradas na Figura 3.8.

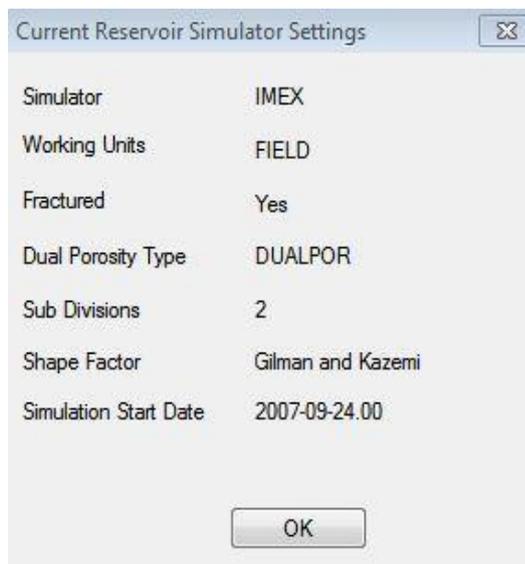


Figura 3.8. Interface do builder mostrando as opções iniciais escolhidas para a simulação.

Após a importação dos mapas de contorno do topo do reservatório e da base do reservatório, foi definido o *grid* utilizado no modelo. Este *grid* utiliza uma camada e um refinamento areal que comporte adequadamente os mapas importados. A Tabela 3.1 mostra a configuração do *grid* utilizado.

Tabela 3.1. Configuração do *grid*.

Número total de blocos	10000
Dimensão aproximada em x (ft)	2159 – (658 m)
Dimensão aproximada em y (ft)	4620 – (1408 m)
Dimensão aproximada em z (ft)	Variável
Número de blocos em i	50
Tamanho do bloco em i (ft)	60 – (18,3 m)
Número de blocos em j	200
Tamanho do bloco em j (ft)	60 – (18,3 m)
Número de blocos em k	1
Tamanho do bloco em k (ft)	Variável

A Figura 3.9 representa o modelo do reservatório que foi construído utilizando-se o builder. A imagem mostra os poços originalmente perfurados no reservatório, para os quais foi realizado o ajuste de histórico. As dimensões do reservatório podem ser visualizadas, destacando-se o fato que o reservatório possui espessura variada.

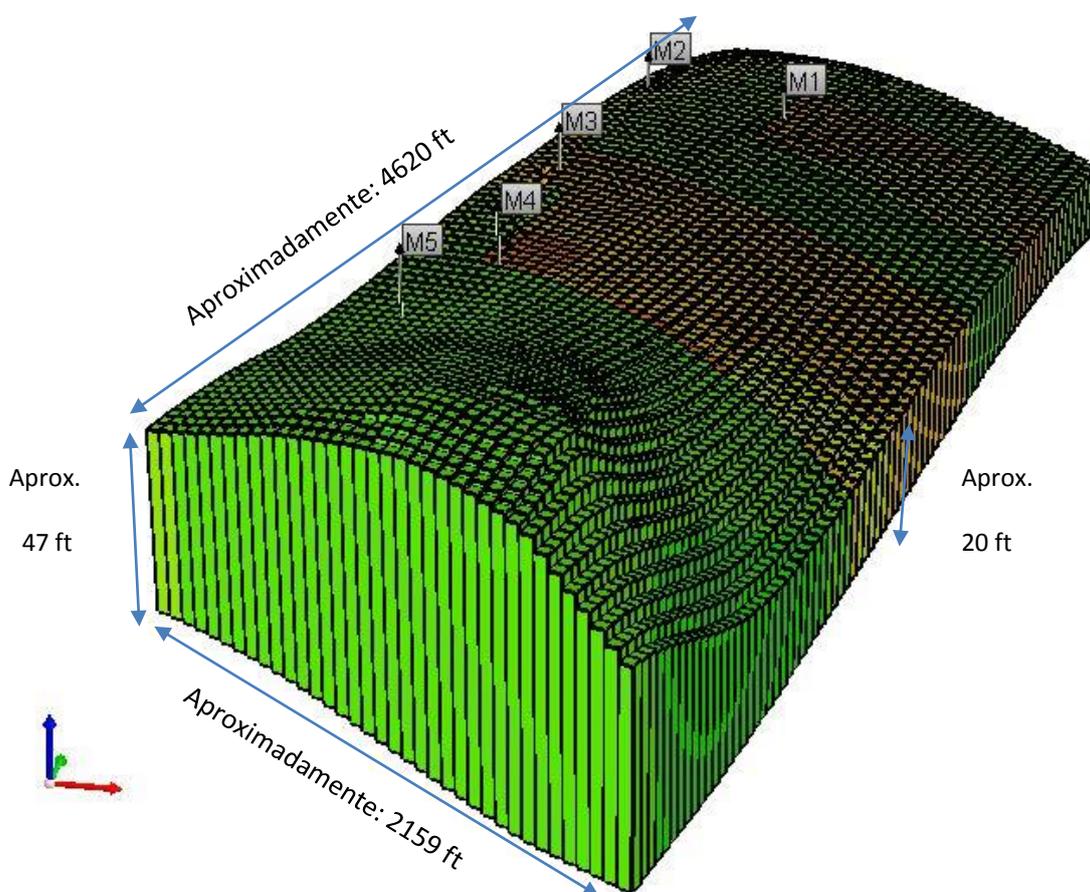


Figura 3.9. Modelo do reservatório.

Não haviam informações das propriedades dos fluidos do reservatório, exceto que o grau API do óleo era 38. Por esse motivo, foi selecionado no builder a opção de criação de um modelo rápido de fluido. Esta opção requer, além dos valores das densidades dos fluidos, os valores da temperatura do reservatório e pressão de bolha. A temperatura do reservatório, fornecida pela operadora, foi de 120 °F (49°C) e a pressão de bolha selecionada foi de 100 psi ( 689 kPa) em virtude da ausência de gás. A Figura

3.10 mostra a interface do programa que descreve os valores das propriedades utilizadas na construção do modelo de fluido do reservatório.

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			120 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		52.0633 lb/ft3
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)		0.7
5	Water phase density (DENSI...)			62.1797 lb/ft3
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/psi	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.01056
10	Compressibility (CW)			3.15633e-006 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			14.696 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.62582 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	0.0 cp/psi

Figura 3.10. Interface do builder mostrando os valores utilizados para a construção do modelo de fluidos.

Como ressaltado, anteriormente, para alguns dos parâmetros do modelo foram construídos mapas de contorno que foram importados pelo builder. A Tabela 3.2 apresenta os valores de algumas propriedades e parâmetros utilizados no modelo base. Alguns destes valores são médios, pois são propriedades obtidas a partir dos mapas de contorno e variam de bloco para bloco no *grid*. A pressão estática do reservatório foi fornecida pela operadora do campo, assim como, a temperatura média do reservatório.

Tabela 3.2. Propriedades do reservatório

Temperatura média do reservatório (°F)	120 (49°C)
Pressão estática média do reservatório (psi)	1300 (8963 kPa)
Saturação inicial de óleo média, $S_o$ (%)	46
Permeabilidade horizontal média da matriz (mD)	17,5
Permeabilidade vertical média da matriz (mD)	0,1 * $K_h$
Porosidade média da matriz (%)	18,5
Porosidade média da fratura (%)	0,1

As informações contidas nos relatórios dos geólogos indicavam a presença de um aquífero extremamente atuante conectado ao reservatório. Em virtude disso, foi adicionado um aquífero ao modelo criado. A Figura 3.11 mostra a janela gerada, pela interface do Builder, para a criação do aquífero onde podem ser visualizadas as opções selecionadas.

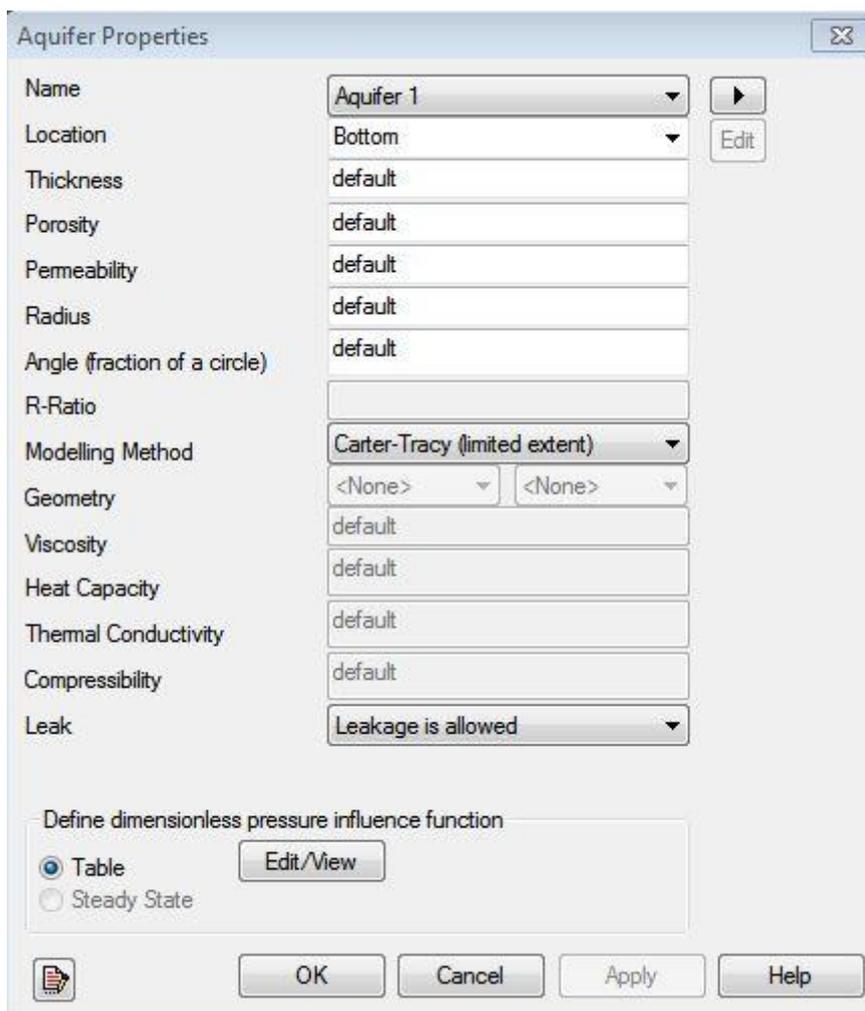


Figura 3.11. Interface para criação de aquífero.

### 3.4. Utilização do CMOST para realização do ajuste de histórico

Depois da criação do modelo base do reservatório, iniciou-se o processo de ajuste de histórico. Os únicos dados históricos dos poços eram os de produção acumulada mensal, por isso as propriedades escolhidas para realização do ajuste foram

os de produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) e de água ( $W_p$ ). Como discutido, anteriormente, o ajuste de histórico consiste na realização de modificações em parâmetros do reservatório usados na construção do modelo com o objetivo de se obter os menores desvios entre os valores calculados pelo modelo e os valores do histórico. Esse processo pode consumir bastante tempo se não for feito de uma maneira consistente.

Para auxiliar a realização do ajuste de histórico, o CMOST foi utilizado neste trabalho. Para entender melhor como o CMOST é utilizado na realização do ajuste de histórico é necessário definir duas funções. A função objetivo local e a função objetivo global. Funções objetivo locais são as respostas que se deseja obter ao variar os valores dos parâmetros incertos em um modelo de simulação. Por exemplo, neste trabalho as funções objetivo locais são os desvios das curvas de produção acumulada de óleo e de produção acumulada de água calculadas nas simulações em relação às curvas do histórico de produção acumulada de água e de óleo dos poços. A função objetivo local pode ser calculada através da Equação (5). A função objetivo global é a média ponderada das funções objetivo locais, ou seja, neste trabalho é a composição dos erros em relação ao histórico das produções acumulada de água e de óleo calculadas nas simulações. A Equação (6) é a expressão da função objetivo global utilizada no CMOST.

$$LOF_i = \sum_j^n |v_j^{calc} - v_j^{hist}| / 100 \quad (5)$$

Em que:

$LOF_i$  – função objetivo local relativa ao parâmetro  $i$ , (%). Neste trabalho, os parâmetros utilizados foram  $N_p$  e  $W_p$ .

$i$  – parâmetro do histórico.

$n$  – número total de pontos do histórico para a propriedade  $i$ .

$j$  – ponto do histórico associado a uma determinada data.

$v_j^{calc}$  – valor calculado na data  $j$ .

$v_j^{hist}$  – valor do histórico na data  $j$ .

$$Obj.Global = \frac{\sum w_i LOF_i}{\sum w_i}$$

(6)

onde:

*Obj.Global* – valor da função objetivo global, (%)

$w_i$  – peso atribuído a função objetivo local  $i$ . Neste trabalho, foi utilizado o peso 1 para as duas funções objetivo locais.

O CMOST permite ao usuário definir um conjunto de parâmetros, nos quais deseja-se investigar o efeito na função objetivo global. Durante a construção do modelo base tinha-se grande incerteza sobre os valores da soma dos espaçamentos das fratura nas direções IJK, como também, dos valores das permeabilidades das fraturas nas direções IJK. Em virtude disso, esses parâmetros foram analisados utilizando-se o CMOST.

Na Tabela 3.3 são mostrados os intervalos dos parâmetros estudados, o termo “Perm. Fratura” significa permeabilidade na fratura em cada direção e o termo “Esp. Fratura” é a soma dos espaçamentos das fraturas em cada direção. O CMOST combina estes valores representados na tabela até encontrar a combinação que produz o menor valor para a função objetivo global. Em verde, estão indicados os valores pertencentes a combinação que produziu o menor valor da função objetivo global, ou seja, a que produziu o melhor ajuste de histórico.

Tabela 3.3. Intervalo dos parâmetros estudados.

Perm. Fratura i (md)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	200	500
Perm. Fratura j (md)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	200	500
Perm. Fratura k (md)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	200	500
Esp. Fratura i (ft)	1	10	50	100	200	300	400	500				
Esp. Fratura j (ft)	1	10	50	100	200	300	400	500				
Esp. Fratura k (ft)	1	10	50	100	200	300	400	500				

A Figura 3.12 mostra o gráfico da função objetivo global. O eixo das ordenadas representa os valores da função objetivo global em porcentagem. Enquanto que, o eixo das abcissas indica o número referente ao modelo simulado, ou seja, é a identificação do modelo que forneceu aquele valor da função objetivo global. Ao final das simulações, o usuário deve verificar no gráfico qual modelo forneceu o menor valor da função objetivo global. No gráfico, o ponto preto em cima do eixo das ordenadas indica o valor da função objetivo global associado ao modelo base. Enquanto que, os pontos vermelhos representam os modelos que obtiveram os menores valores da função objetivo global. O CMOST permite que o usuário abra o modelo desejado diretamente no builder, onde os parâmetros utilizados no modelo podem ser identificados.

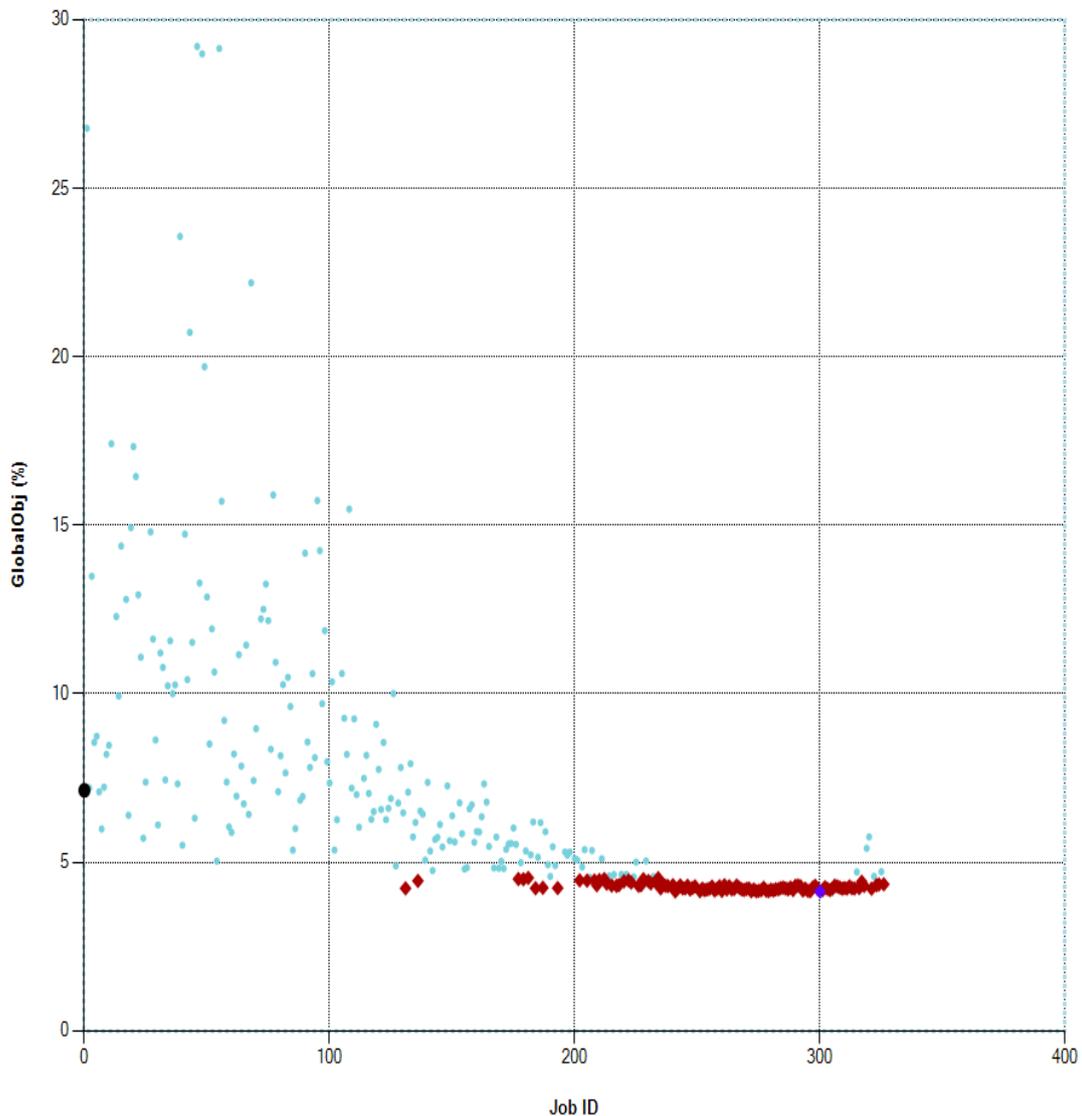


Figura 3.12. Gráfico mostrando o valor da função objetivo global para cada simulação.

### 3.5. Metodologia

A seguir, é descrita a metodologia utilizada neste trabalho

- Caracterização do reservatório;
- Modelagem do reservatório e construção do modelo de fluidos;
- Ajuste de histórico e modelo base;
- Extrapolação;
- Análise da injeção de água, gás e utilização de poço horizontal;
- Conclusões e recomendações.

---

# **Capítulo 4**

## **Resultados e Discussões**

---

---

## **4. Resultados e Discussões**

---

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos neste trabalho. Inicialmente, serão mostrados os resultados do ajuste de histórico. Depois são mostrados os resultados das comparações realizadas entre as diferentes alternativas testadas para aumentar a produção do campo.

### **4.1. Ajuste de histórico**

O ajuste de histórico visa obter pequenos desvios das curvas calculadas com o modelo proposto em relação às curvas do histórico. Neste trabalho, serviu como base de comparação as curvas de produção acumulada de óleo e de água, pois essas eram as únicas curvas disponíveis no histórico de produção do campo.

A seguir, são mostrados os resultados obtidos na etapa de ajuste de histórico. As curvas com pontos discretos representam os valores do histórico, enquanto que as curvas contínuas representam os valores calculados na simulação. Curvas em azul representam o ajuste para produção acumulada de água e curvas em verde ajuste para a produção acumulada de óleo.

A Figura 4.1 é o gráfico do ajuste de histórico para o poço M1. Analisando-se o gráfico, percebe-se que a curva da produção acumulada de óleo se ajusta perfeitamente aos pontos da curva do histórico. Já a curva da produção de água apresenta um desvio no começo da produção até a metade de 2011, mas depois converge para o histórico.

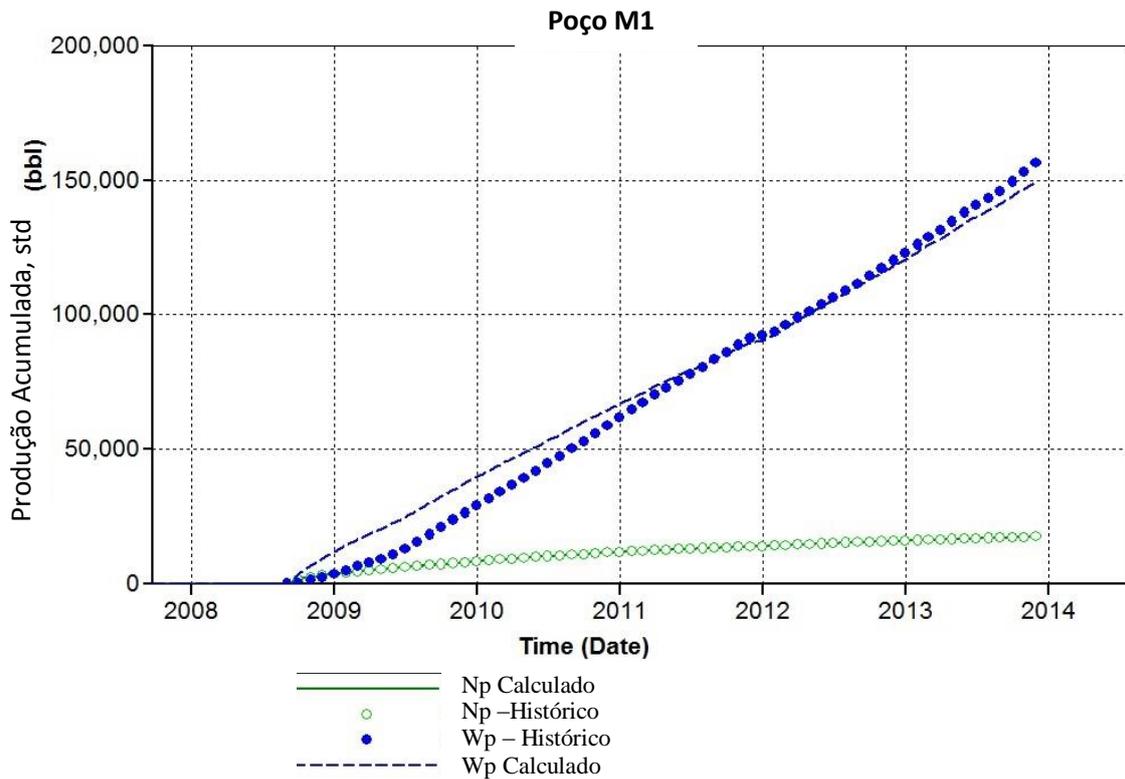


Figura 4.1. Ajuste de histórico para o poço M1.

A Figura 4.2 apresenta o ajuste para o poço M2. Este foi o poço onde se verificou o melhor ajuste de histórico. Verifica-se que tanto a curva de produção de água quanto a curva de produção de óleo se ajustam perfeitamente as curvas do histórico.

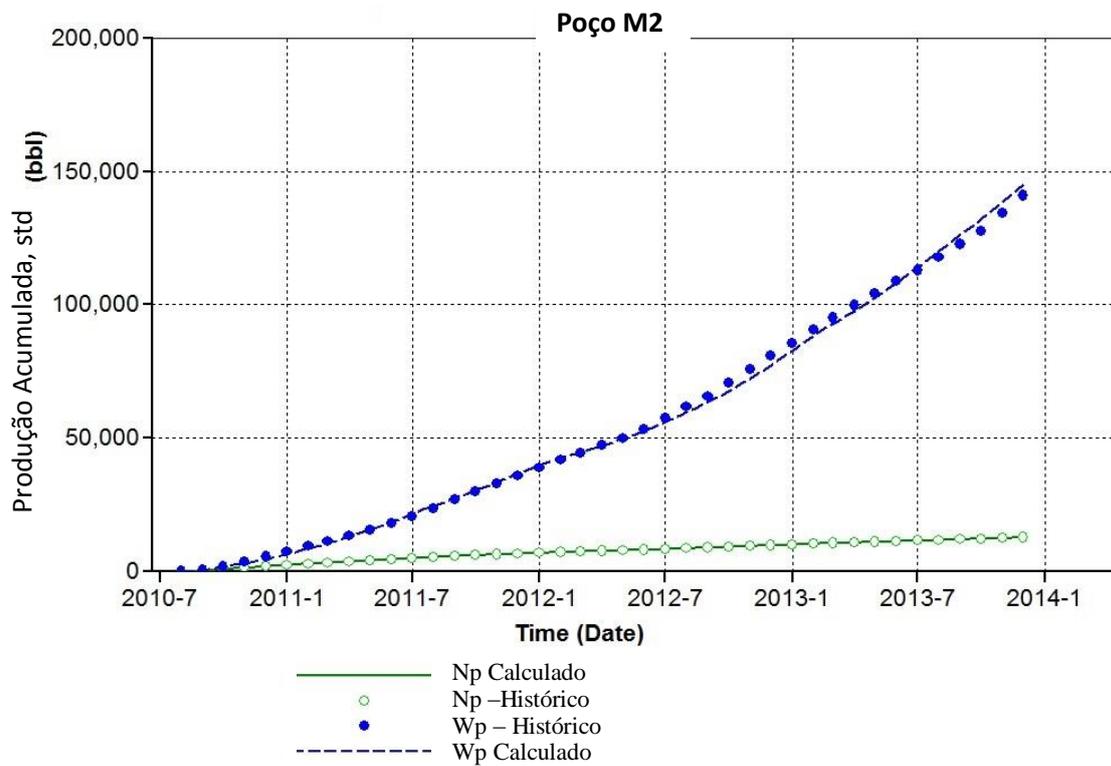


Figura 4.2. Ajuste de histórico do poço M2.

A Figura 4.3 que representa o ajuste de histórico para o poço M3 apresenta característica semelhante ao poço M1. Qual seja, um ótimo ajuste para a curva de óleo e um desvio na curva de água até meados de 2012, mas apresentando boa concordância com o histórico daí em diante.

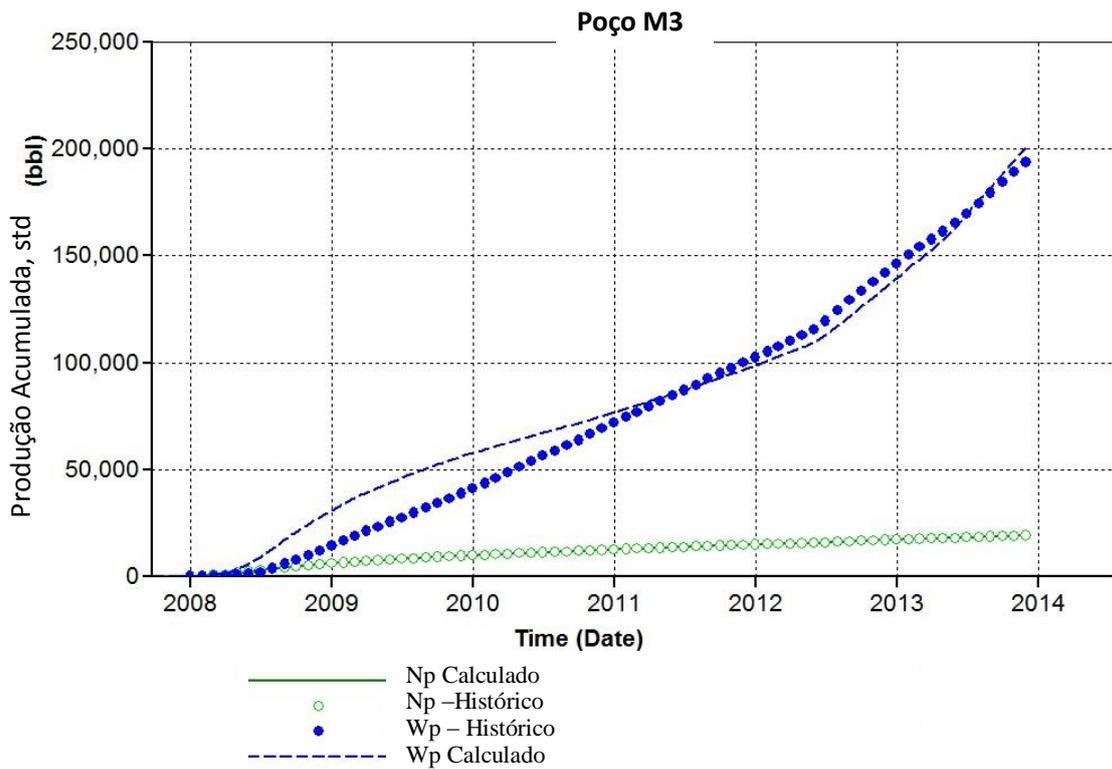


Figura 4.3. Ajuste de histórico do poço M3.

O ajuste de histórico do poço M4, mostrado na Figura 4.4, foi o que apresentou o pior ajuste para a produção acumulada de água, muito embora ao final do histórico as curvas tendem a convergir. Esse fato ocorreu pelo fato deste poço ter sido mais afetado pelo aquífero. A produção acumulada de óleo apresentou um bom ajuste para este poço.

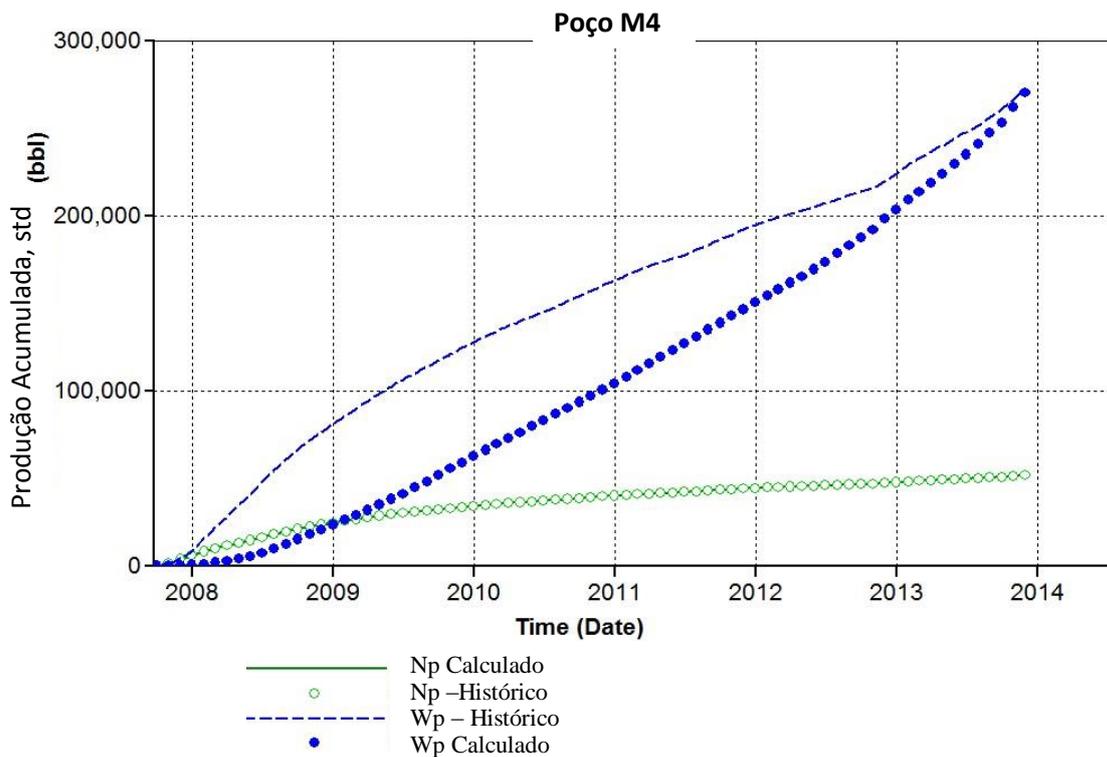


Figura 4.4. Ajuste de histórico do poço M4.

A Figura 4.5 mostra o ajuste de histórico para o poço M5. O ajuste para este poço foi ótimo como pode ser visualizado no gráfico. Ambas as curvas apresentam boa concordância, com apenas a curva de produção acumulada de água apresentando pequeno desvio ao longo do primeiro ano de produção.

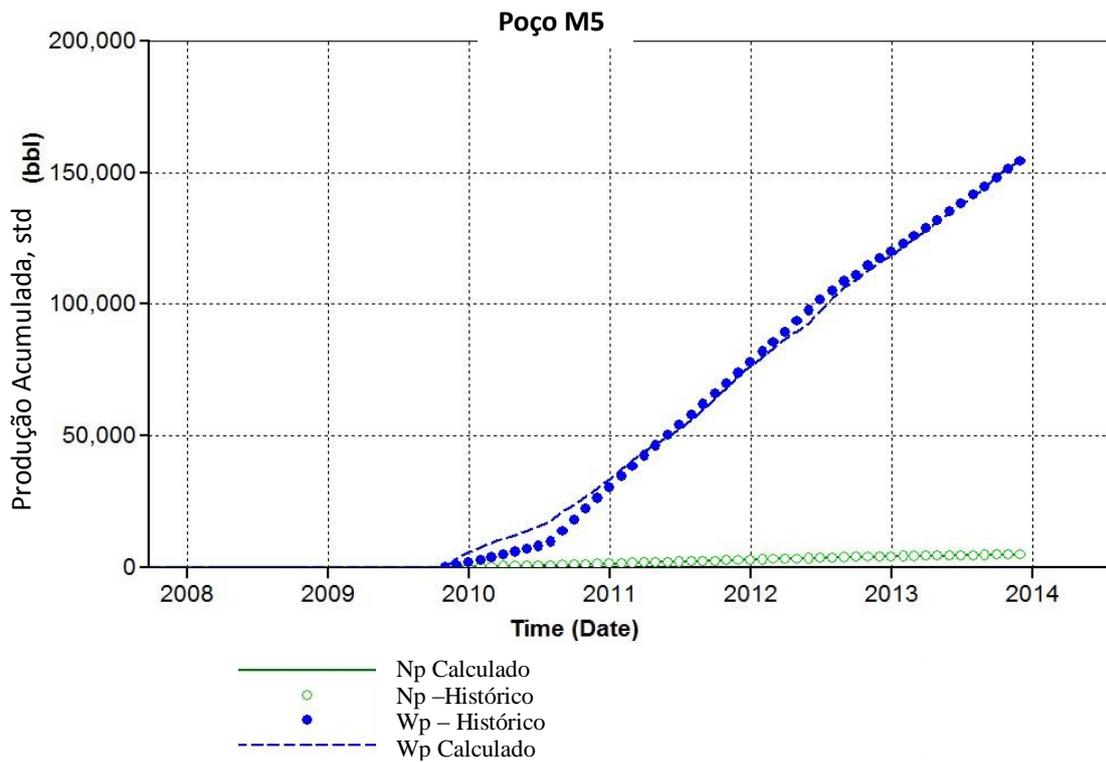


Figura 4.5. Ajuste de histórico do poço M5.

O ajuste de histórico para o campo, mostrado na Figura 4.6, reforça o que foi visto na análise dos ajustes dos poços. Apresenta um ótimo ajuste para a curva de óleo durante todo o período de comparação e expondo um desvio na curva de água até meados de 2012, mais convergindo a partir deste ponto.

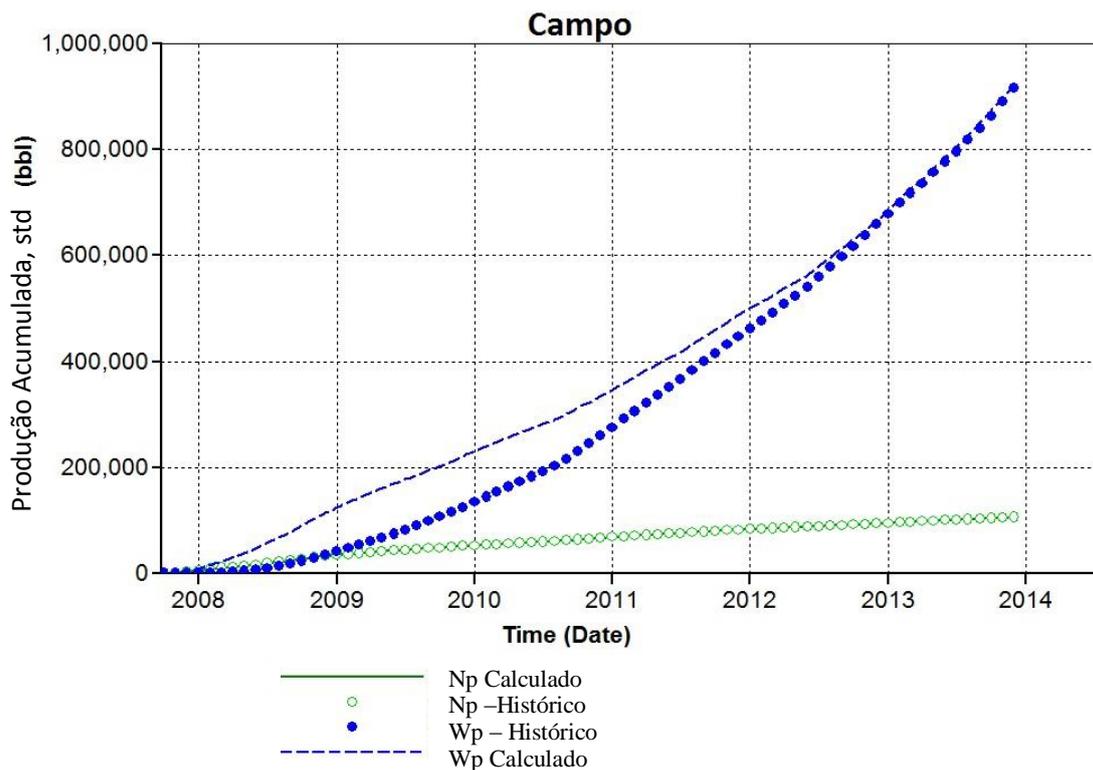


Figura 4.6. Ajuste de histórico do campo.

## 4.2. Modelos propostos para melhoramento da produção

Ao final do ajuste de histórico, tem-se um modelo capaz de prever o comportamento futuro do reservatório. Isso permite testar diferentes alternativas para melhorar a produção do campo. Nesta seção, são apresentados os diferentes modelos propostos para aumento da produção de óleo. Os modelos desenvolvidos foram:

1. Cenário 1: Extrapolação
2. Cenário 2: Inclusão de um poço horizontal

3. Cenário 3: Novas malhas
4. Cenário 4: Injeção de gás
5. Cenário 5: Injeção de água

O **cenário 1**, a extrapolação, representa a opção em que nada é feito para tentar melhorar a produção, ou seja, os poços existentes continuam produzindo sem que ocorra mais nenhuma alteração na configuração do reservatório.

O **cenário 2**, Figura 4.7, propõe a perfuração de um poço horizontal no reservatório e manutenção dos poços antigos em operação. O poço horizontal foi perfurado na área de maior saturação de óleo do reservatório.

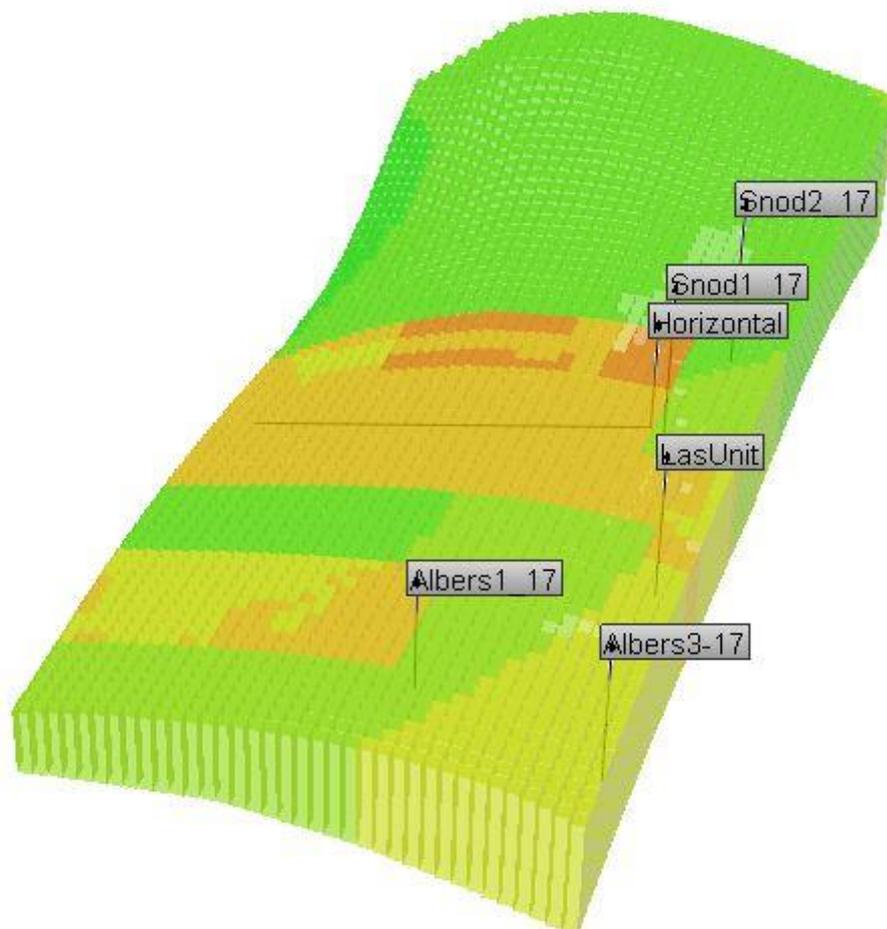


Figura 4.7. Cenário incluindo um poço horizontal.

No **cenário 3** novos poços seriam perfurados, de modo a formar novas malhas, com o intuito de melhorar a drenagem do reservatório e os poços antigos seriam fechados.

Os **cenários 4 e 5**, Figura 4.8, investigam a injeção de gás e água. Nestes cenários são perfurados 4 poços, nos centros das novas malhas, para a injeção de gás e água. Na Figura 4.8, os poços “M” estão todos fechados, pois representam os poços antigos do reservatório.

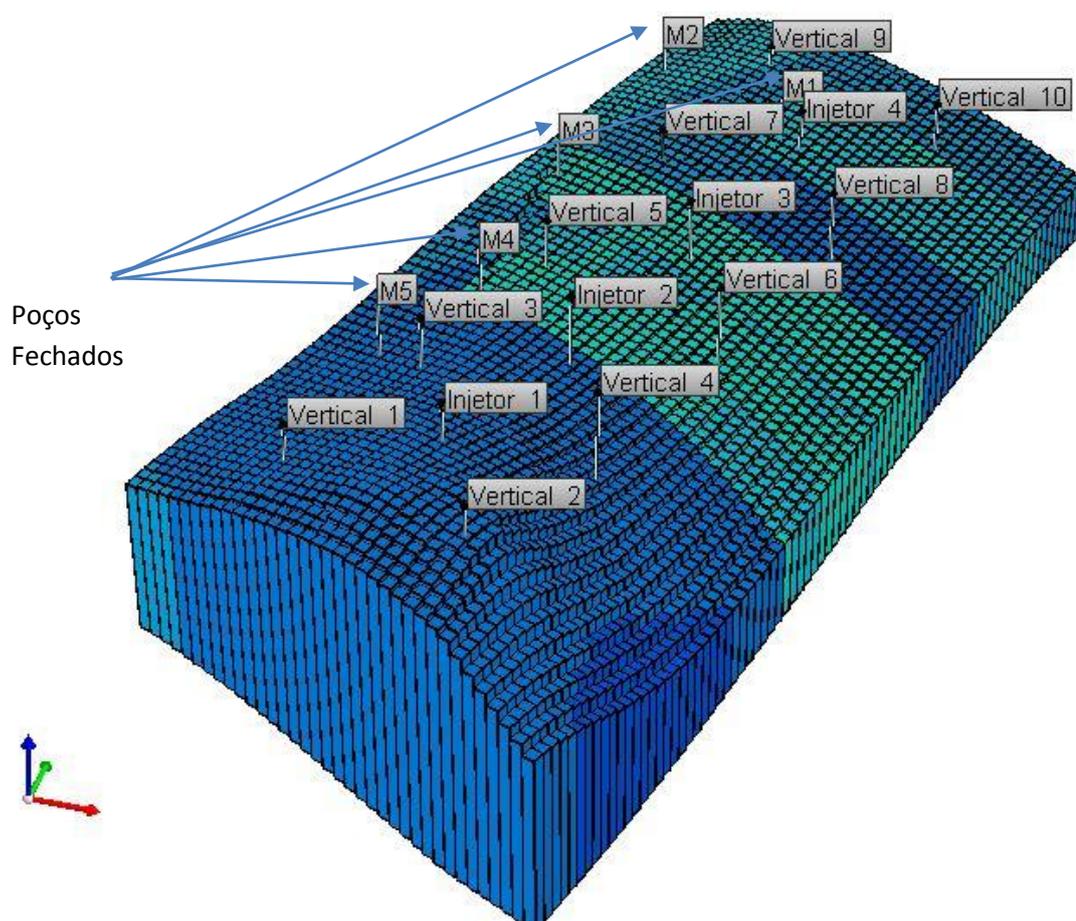


Figura 4.8. Cenário com malhas de injeção.

A Figura 4.9 apresenta um comparativo da produção acumulada de óleo entre os cenários estudados. Analisando os resultados, o cenário que propiciou a maior produção

acumulada de óleo foi o de malhas sem injeção, seguido a distância pelo modelo com injeção de água.

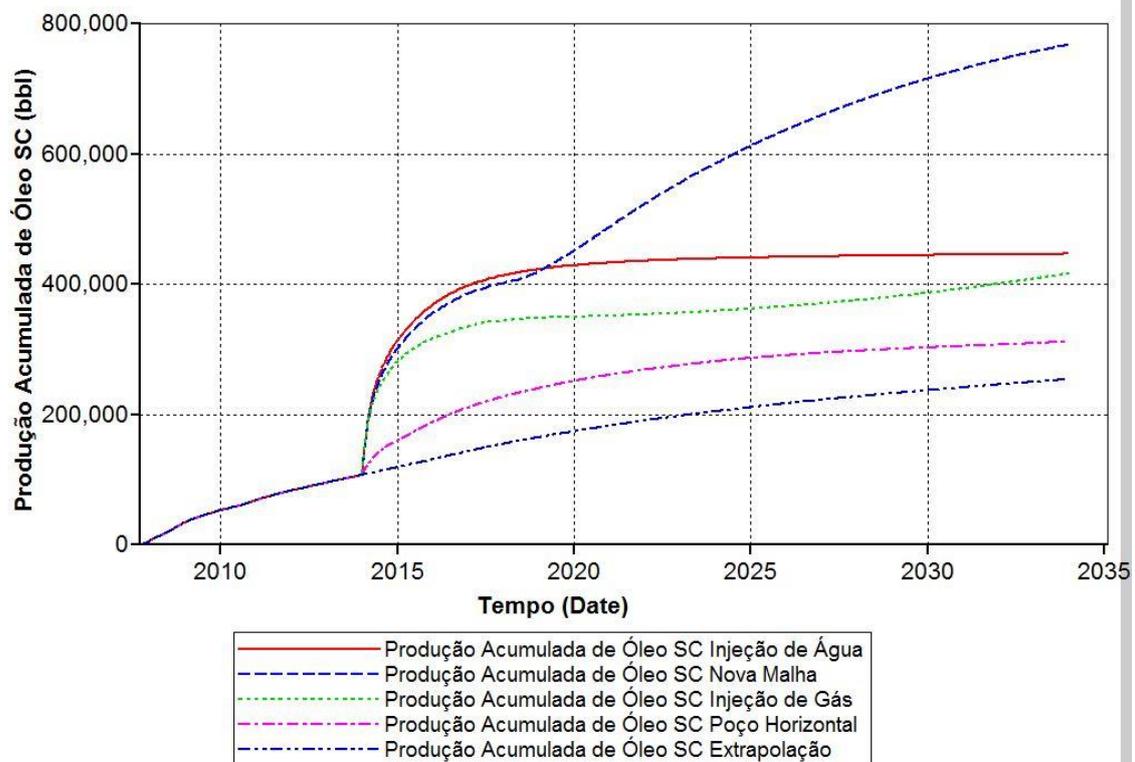


Figura 4.9. Comparação da produção acumulada de óleo entre os cenários estudados.

A Figura 4.10 mostra o comparativo da produção acumulada de água para os cenários em análise. Conforme esperado, o modelo com injeção de água produziu uma quantidade de água bem superior aos outros modelos. Isso também indica que o aumento de saturação de água nas fraturas facilitou a produção de água e dificultou a produção de óleo.

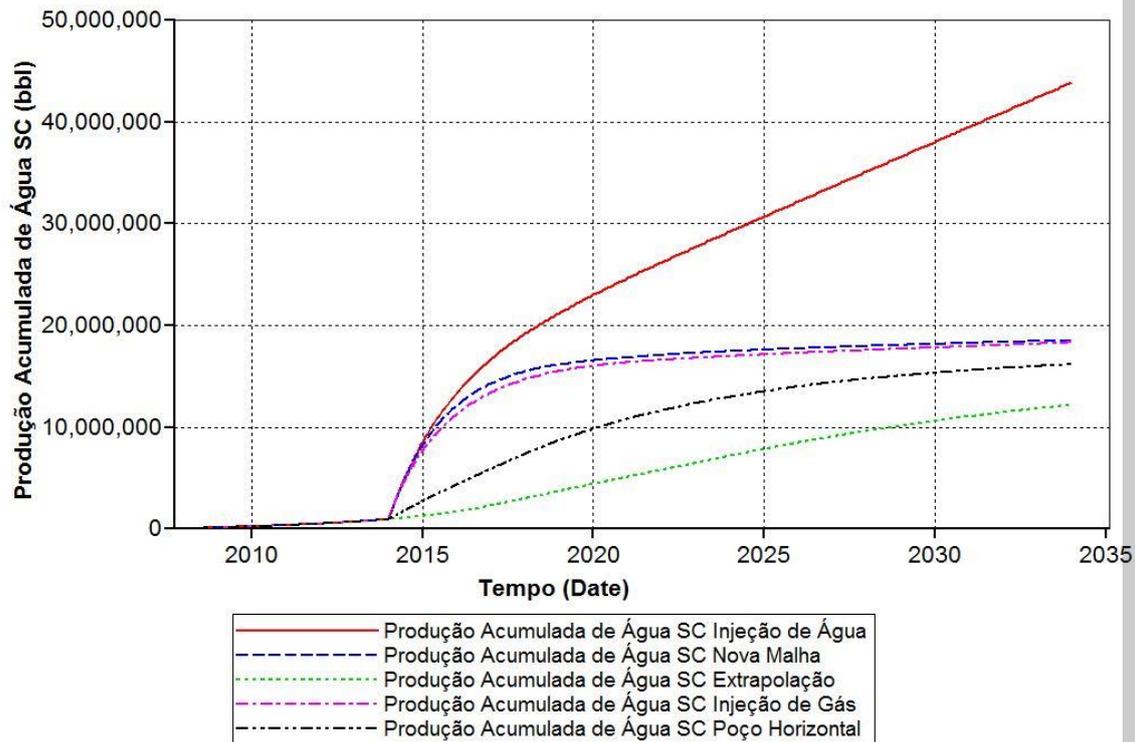


Figura 4.10. Comparação da produção acumulada de água entre os cenários estudados.

Com base nos dados apresentados, e levando em consideração apenas a produção acumulada de óleo como critério de avaliação, a alternativa que apresentou o melhor resultado foi a de malhas sem injeção, pois apresentou a maior produção acumulada de óleo.

Para o engenheiro avaliar uma alternativa de desenvolvimento de um campo, deve ser realizada, além do estudo proposto neste trabalho, a análise econômica e verificar as viabilidades técnica, econômica e ambiental do projeto proposto. O estudo de viabilidade econômica das alternativas ficou fora do escopo deste trabalho.

---

## **Capítulo 5**

### **Conclusões e Recomendações**

---

## **5. Conclusões e Recomendações**

---

### **5.1. Conclusões**

Após a realização deste trabalho, é possível chegar as seguintes conclusões:

- O ajuste de histórico apresentou um resultado satisfatório, pois as curvas calculadas no modelo ajustado proposto concordaram bem com as curvas do histórico de produção.
- Dos cenários propostos, o que apresentou a maior produção acumulada de óleo foi o de malhas sem injeção. Portanto, baseado no estudo realizado neste trabalho, que não contemplou um estudo de viabilidade econômica, se a empresa questionar qual a melhor opção para o desenvolvimento do campo, essa seria a alternativa apresentada.
- O modelo de injeção de água apresentou uma produção de água muito elevada, enquanto que a produção de óleo não justificou a sua recomendação.

## **5.2. Recomendações**

- Recomenda-se realizar o estudo de viabilidade econômica dos cenários propostos
- O estudo foi realizado adotando apenas uma camada na construção dos modelos. A adição de mais camadas permitiria um refinamento melhor dos modelos.

---

## **Referências Bibliográficas**

---

---

## Referências Bibliográficas

---

ASQUITH, G.; KRYGOWSKI, D. Basic Well Logging Analysis. American Association of Petroleum Geologists, 2nd Ed., Tulsa, 2004.

BHATTACHARYA, S. *Field Demonstration of Horizontal Infill Drilling Using Cost-effective Integrated Reservoir Modeling – Mississippian Carbonates, Central Kansas*. Kansas Geological Survey, Open File Report. Lawrence, 2005.

DAKE, L. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier, 1978.

ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. *Basic Applied Reservoir simulation*. Society of Petroleum Engineers of AIME. Richardson, TX, 2001.

EARLOUGHER, R. *Advances in Well Test Analysis*. Society of Petroleum Engineers of AIME. New York, 1977.

LEE, J.; ROLLINS, J.; Spivey, J. *Pressure Transient Testing*. Society of Petroleum Engineers, SPE Textbook Series, Volume 9. Richardson, 2003.

LAKE, L. W. *Petroleum Engineering Handbook, Volume V*. Richardson, TX: SPE, 2007.

MOURA FILHO, M. A. B. *Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção*. Campinas, 2005, 150pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2005.

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

THOMAS, J. E. et al. *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.