

REGIS EIJI YAMAZAKI

APLICAÇÕES DA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL NO ESTUDO DE
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

São Paulo
2013

REGIS EIJI YAMAZAKI

APLICAÇÕES DA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL NO ESTUDO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do Curso de Graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e
Petróleo da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Sansone

São Paulo
2013

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho principalmente aos meus pais e a minha irmã que sempre me deram todo o apoio para continuar seguindo em frente e me incentivaram a continuar neste caminho. Agradeço também a minha companhia para toda a vida, Caroline Yoshimi Akabane, que me deu uma nova motivação e um novo significado para a vida.

Agradeço igualmente meu tutor, orientador e amigo, o professor Eduardo Sansone, que me apoiou, orientou e guiou neste processo.

RESUMO

A alta demanda financeira em todas as operações envolvidas na indústria do petróleo e o nível de incerteza associado às informações disponíveis exigem ferramentas que contribuam para a diminuição desse risco. Os simuladores computacionais de produção de petróleo são alternativas frequentemente utilizadas para a modelagem de um reservatório, pois possibilitam previsões com mais acurácia, baseadas em modelos aproximativos da realidade, permitindo simular diversas condições determinando assim, o melhor método de elevação para poços e a máxima recuperação econômica para o campo. Neste trabalho são discutidas diferentes técnicas de simulação incluindo o desenvolvimento de um modelo para análise de desempenho em termos de produção e pressão, fornecendo alternativas para aumentar seu fator de recuperação.

ABSTRACT

High demand in all financial transactions involving the oil industry and the level of uncertainty related to the information available requires tools to help decrease this risk. Computer simulators of oil production provide alternatives often used for modeling a reservoir, enabling more accurate forecasts, based on models closer to reality, allowing to simulate various conditions thus determining the best method to lift wells and the maximum economic recovery to the field. This work discuss various simulation techniques including the development of a model for analyzing its performance in terms of production and pressure, providing alternatives to increase its recovery factor.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
1.1. Objetivos	8
1.2. Justificativa	9
2. REVISÃO DE LITERATURA	9
2.1. Mecanismos de produção de reservatórios	9
2.1.1. Mecanismo de Influxo de Água	11
2.2. Simuladores de reservatórios	12
2.3. Dados de entrada	15
2.4. Tipos de simuladores de reservatórios	17
2.4.1. Dimensões do modelo (1D, 2D e 3D)	18
2.5. Simuladores tipo <i>Black Oil</i>	19
2.5.1. Limitações dos simuladores de <i>Black Oil</i>	19
2.6. Simulador <i>BOAST98</i>	19
3. MATERIAIS E MÉTODOS	21
4. DESENVOLVIMENTO	21
4.1. Geometria do modelo	21
4.2. Parâmetros do modelo	23
4.3. Modelo com um poço de produção	25
4.3.1. Simulação com coeficiente de aquífero a 0,03 SCF/psia	27
4.3.2. Discussão dos resultados (1 poço de produção e aquífero a 0,03 SCF/psia)	28
4.3.3. Simulação com coeficiente de aquífero a 0,10 SCF/psia	30
4.3.4. Discussão dos resultados (1 poço de produção e aquífero a 0,10 SCF/psia)	30
4.4. Modelo com dois poços de produção (aquífero a 0,10 SCF/psia)	31
4.4.1. Discussão dos resultados (2 poços de produção e aquífero a 0,10 SCF/psia)	32
4.5. Modelo com dois poços de produção e um poço de injeção (aquífero a 0,10 SCF/psia)	33
4.5.1. Discussão dos resultados (2 poços de produção e 1 poço de injeção)	34
5. INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS	34
6. CONCLUSÃO	37
REFERÊNCIAS	39

1. INTRODUÇÃO

Um reservatório de petróleo - ou zona de produção - é definido como uma formação rochosa permeável, porosa ou fraturada, em subsuperfície, que contém hidrocarbonetos que variam desde compostos mais leves, como o metano, até compostos bem mais pesados e quimicamente complexos. Além disso, um reservatório de petróleo deve possuir óleo e/ou gás em quantidade e qualidade compatíveis com bom aproveitamento econômico e exploração tecnologicamente viável. Desta forma, o estudo de reservatórios de petróleo é uma atividade complexa e multidisciplinar, que envolve conhecimentos de diversas áreas, tais como engenharia, geologia e geofísica do petróleo.

Basicamente os reservatórios de petróleo dividem-se em três tipos: reservatórios de óleo, de gás ou de óleo e gás. Para identificar o potencial de produção das rochas portadoras de petróleo e aplicar métodos que possam maximizar os ganhos na exploração dos campos petrolíferos, utilizam-se informações sobre as propriedades e características das rochas e dos fluidos contidos, bem como seu comportamento passado (caso parte dos fluidos já tenha sido produzido) para inferir o comportamento futuro desses reservatórios (Teknica, 2001).

Existem diversos métodos de análise relacionados aos reservatórios de petróleo baseados em modelos físicos e/ou matemáticos, tais como testes em laboratório (modelos físicos), testes de campo-piloto, testes de poços, extrapolação da performance de outros campos, curva de declínio, balanço de material, simulação computacional, entre outros.

A simulação computacional se constitui na construção e operação de um modelo matemático do reservatório cujo comportamento assemelhe-se ao do reservatório real. Este método é amplamente utilizado e tornou-se parte integral da Engenharia de Reservatórios.

Com introdução a partir da década de 1940, estes métodos foram extremamente influenciados pelo avanço de tecnologias computacionais devido à redução drástica de tempo de processamento e de custo, com o desenvolvimento de processadores mais rápidos e mais eficientes e de recursos gráficos. A interface tornou-se mais amigável e fácil de usar, agilizando a entrada de dados e a obtenção de resultados (Naveira, 2007).

O crescente interesse pelos métodos de simulação computacional para a análise de reservatórios deve-se à sua capacidade de lidar com problemas muito complexos, sendo a única maneira de descrever quantitativamente um fluxo multifásico em um reservatório heterogêneo, assim como a única forma de lidar com situações onde a produção é determinada não só pelas propriedades do reservatório mas também pela demanda de mercado, preços e regulamentações governamentais.

1.1. Objetivos

Esta pesquisa se propõe a discutir as diferentes técnicas de simulação de reservatórios de petróleo com o objetivo de analisar produção, aproveitamento econômico, definição de poços, tipos de poços, aproveitamento da energia natural e métodos artificiais de elevação. Também será objetivo desenvolver um modelo de reservatório aplicando um software de simulação de uso livre para examinar seu desempenho em termos de produção e pressão e estudar alternativas para aumentar o fator de recuperação.

1.2. Justificativa

A indústria de petróleo demanda altos investimentos em todas as operações envolvidas e sempre teve como característica o risco relacionado ao alto grau de incerteza contido nas informações disponíveis. Faz-se assim, necessário que se empregue ferramentas para a diminuição desse risco, possibilitando previsões com mais acurácia, baseadas em modelos mais próximos da realidade.

A simulação computacional permite estudar os reservatórios de modo a conferir mais certeza às decisões, tais como a escolha da melhor maneira de se desenvolver e produzir um campo de modo que a recuperação econômica seja máxima ou a decisão de qual é o melhor método de recuperação para o reservatório em questão e quando e como esse método deve ser implementado.

Além disso, é possível determinar o melhor método de elevação para os poços e a máxima recuperação econômica para o campo.

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1. Mecanismos de produção de reservatórios

A rocha que compõe os reservatórios de petróleo apresenta um conjunto de canais porosos com um complexo de tortuosidades e estrangulamentos. O fluido, que se encontra nesse ambiente, necessita de energia para ser produzido. Como resultado de todas as situações e circunstâncias do processo de formação da jazida, fica acumulada uma energia natural (ou primária) e sua manifestação mais sensível é a pressão. Deste modo, a fonte de energia está armazenada na rocha-reservatório e nos fluidos, assim como na sua vizinhança.

A produção de fluidos depende de dois efeitos principais: a decompressão (expansão dos fluidos e contração do volume poroso) e o deslocamento de um fluido por outro. A produção de fluidos devido exclusivamente à fatores e condições naturais, tanto em termos estruturais quanto de fluxo recebe o nome de recuperação primária (Rosa, 2006).

A mistura de fluidos presentes nos reservatórios é geralmente trifásica (água, óleo e gás), podendo haver ocorrências onde alguma destas fases não se encontra presente nas condições de pressão e temperatura do reservatório, dando origem à reservatórios exclusivamente de óleo ou de gás. A disposição de fases se dá de

acordo com as diferenças de densidade entre elas, sendo o gás no topo, seguido do óleo e então da água, na base. Esse efeito é chamado de segregação gravitacional.

A interação entre essas camadas, somadas às características individuais (como o fator volume de formação, por exemplo) e os efeitos de descompressão e deslocamento de fluidos, resultam em mecanismos que fornecem energia e favorecem a produção do reservatório. Tratam-se basicamente de três fatores principais: a compressibilidade/expansibilidade dos fluidos (gás e óleo - na água esse efeito é desprezível), a solubilidade do gás (no contato óleo/gás) e o abundante volume disponível de água, proveniente de aquíferos, no deslocamento de fluidos.

A ideia central - no caso de reservatórios de óleo - é que as fases de gás e água mantenham a pressão, provendo energia, à medida que o óleo vai sendo produzido. Reservatórios de gás produzem exclusivamente por influência do aquífero.

O gás é responsável por dois mecanismos de produção. O primeiro deve-se à sua alta solubilidade (quando submetido à altas pressões): sob as condições originais de reservatório, o gás encontra-se dissolvido no óleo; com o decorrer da produção, a pressão diminui até o ponto de bolha e o gás começa a se desprender do óleo, ocupando um maior volume, mantendo a pressão. Esse é o mecanismo de gás em solução.

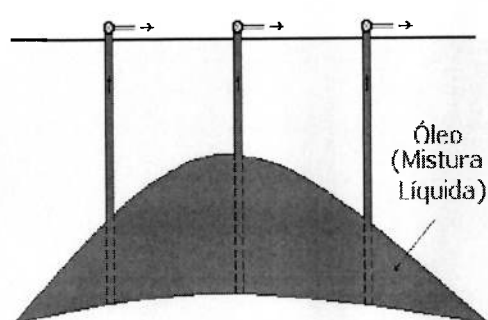
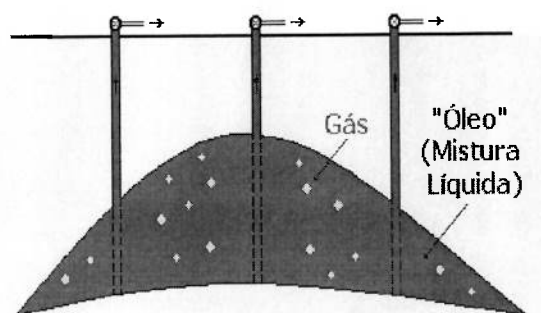


Figura 1.a. Situação acima da Pressão de Saturação



1.b. Situação abaixo da Pressão de Saturação (desprendimento do gás)

O segundo mecanismo considera uma considerável camada de gás na parte superior da estrutura (fases líquida e vapor em equilíbrio). Colocando-se a zona de óleo em produção, ocorre redução da pressão e, devido à expansibilidade do gás, este ocupa gradativamente a zona antes ocupada por óleo, mantendo-se a pressão. Esse mecanismo leva o nome de capa de gás.

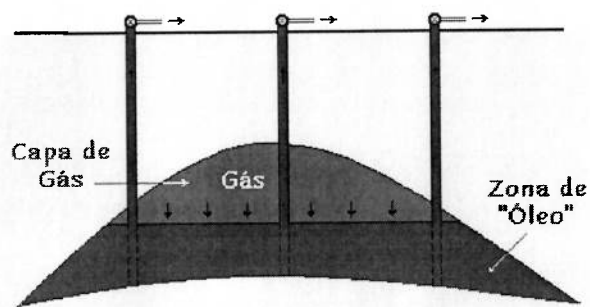


Figura 2 - Mecanismo de capa de gás

O terceiro mecanismo deve-se ao deslocamento de fluídos. Com a produção de óleo, a água abaixo vai ocupando o espaço do óleo devido à sua alta mobilidade e imensa disponibilidade de volume do aquífero. A energia é proveniente da vizinhança e leva o nome de influxo de água. Este mecanismo será descrito em maior detalhe na sequência.

Normalmente, os três mecanismos ocorrem em conjunto, com diferentes parcelas de contribuição. Define-se o mecanismo de acordo com a preponderância entre os três. Caso não haja nenhum mais influente, ou seja, as parcelas de contribuição são similares, dá-se o nome de mecanismo combinado.

2.1.1. Mecanismo de Influxo de Água

Para este tipo de mecanismo, é necessário que a formação portadora de hidrocarbonetos (óleo ou gás) esteja em contato direto com uma grande acumulação de água - chamada de aquífero - subjacente ou lateral. Além disso, é preciso que alterações das condições do reservatório causem alterações no aquífero e vice-versa, o que indica que os dois estão intimamente ligados.

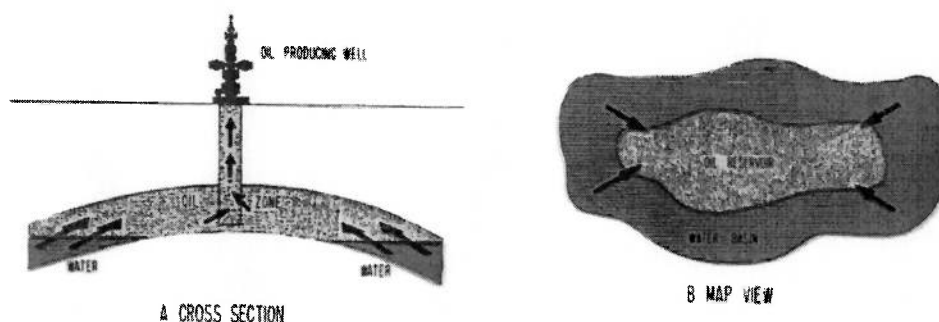


Figura 3 - Influxo de água: a. Seção vertical b. Seção horizontal (vista de topo)

A redução da pressão do reservatório, devido à produção de hidrocarbonetos, é transmitida e se faz sentir no aquífero, que responde a essa queda de pressão através da expansão da água nele contida e da redução do seu volume poroso. O

espaço poroso do aquífero não é suficiente para reter toda a água contida inicialmente. Ocorre então, uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente. Essa invasão irá manter a pressão elevada na zona de óleo, além de deslocar este fluido para os poços de produção. Essa invasão leva o nome de influxo de água. São necessários grandes volumes de água e rocha pois, ao sofrerem os efeitos da redução de pressão, são capazes de produzir os grandes influxos de água necessários para manter a pressão do reservatório de óleo em níveis elevados e com boas vazões de produção.

Neste mecanismo, a pressão se mantém elevada por mais tempo, proporcionando maior surgência para os poços produtores. O fator de recuperação é normalmente alto, variando entre 30 e 40%. A razão água-óleo (RAO) cresce continuamente, começando pelos poços nas partes mais baixas da estrutura. O período de surgência dos poços se encerra quando a razão água/óleo se torna excessiva.

2.2. Simuladores de reservatórios

As simulações de fluxo em reservatórios de petróleo são realizadas buscando a predição do comportamento de cada reservatório com base em seu estado atual e no desempenho obtido no passado. Esses estudos são também utilizados na pesquisa de métodos para o aumento da recuperação final do hidrocarboneto.

Um simulador de reservatórios é um programa de computador sofisticado, que resolve um sistema de equações diferenciais parciais que descrevem o fluxo de um fluido multifásico (óleo, água e gás) em uma rocha de reservatório porosa (Glossário Schlumberger, 2013)

Um modelo de reservatório de petróleo é uma representação do reservatório real feita através da construção de um modelo computacional em um software de simulação com o propósito de estimar reservas recuperáveis e tomar decisões sobre o desenvolvimento do campo.

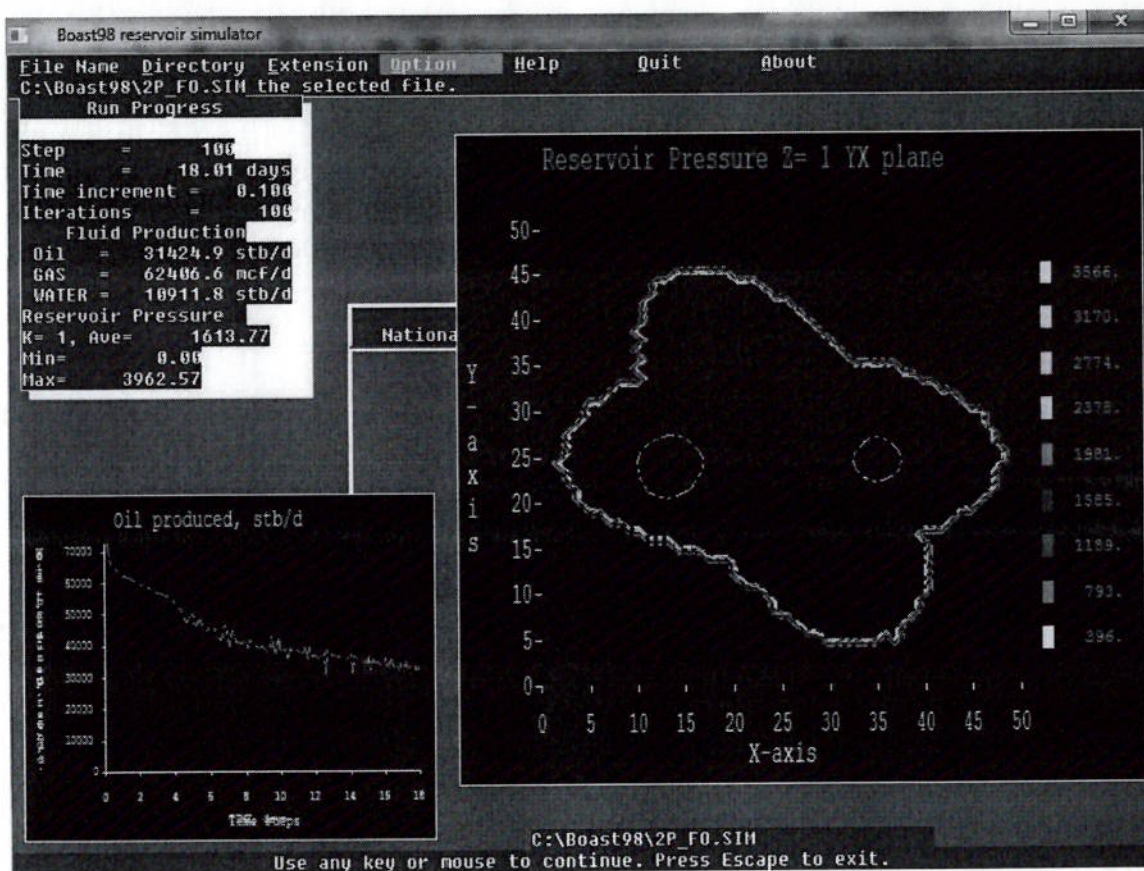


Figura 4 - Software Boast98, simulador de reservatórios

Em um modelo de reservatório de petróleo, o espaço físico do reservatório é representado através de um conjunto de células discretas (blocos), delineadas sobre um *grid* que pode ser regular ou irregular. O arranjo de células é geralmente tridimensional, porém modelos 1-D e 2-D também podem ser utilizados. Valores para atributos tais como porosidade, permeabilidade, pressão e saturação de óleo, água e gás são associados a cada célula, individualmente (Fanchi, 2006)

Os modelos de reservatórios de petróleo tipicamente se dividem em duas categorias:

- **Modelos geológicos:** criados por geólogos e geofísicos, objetivam prover uma descrição estática do reservatório, antes da produção.
- **Simulador de reservatórios:** criados por engenheiros de reservatórios, usam métodos numéricos para simular o fluxo de fluidos no interior do reservatório durante o tempo de vida de sua produção.

Em alguns casos, um único modelo é usado para os dois propósitos. Mais comumente, um modelo geológico é construído em uma resolução relativamente alta, e o *grid* para o modelo de simulação do reservatório é construído com resolução menor. Valores efetivos de atributos para o modelo de simulação são então derivados do modelo geológico por um processo chamado "*upscaling*". Uma outra alternativa é, caso não exista nenhum modelo geológico disponível, determinar

os atributos para o modelo de simulação através de um processo de amostragem de mapas geológicos (Kassem, 2006).

As incertezas nos valores reais das propriedades do reservatório pode ser incorporadas através da construção de modelos com diferentes conjuntos de valores atribuídos. O comportamento dos modelos resultantes podem então indicar o nível de incerteza final associada.

O processo de construção e operação de um modelo de reservatório pode ser observado na figura abaixo:

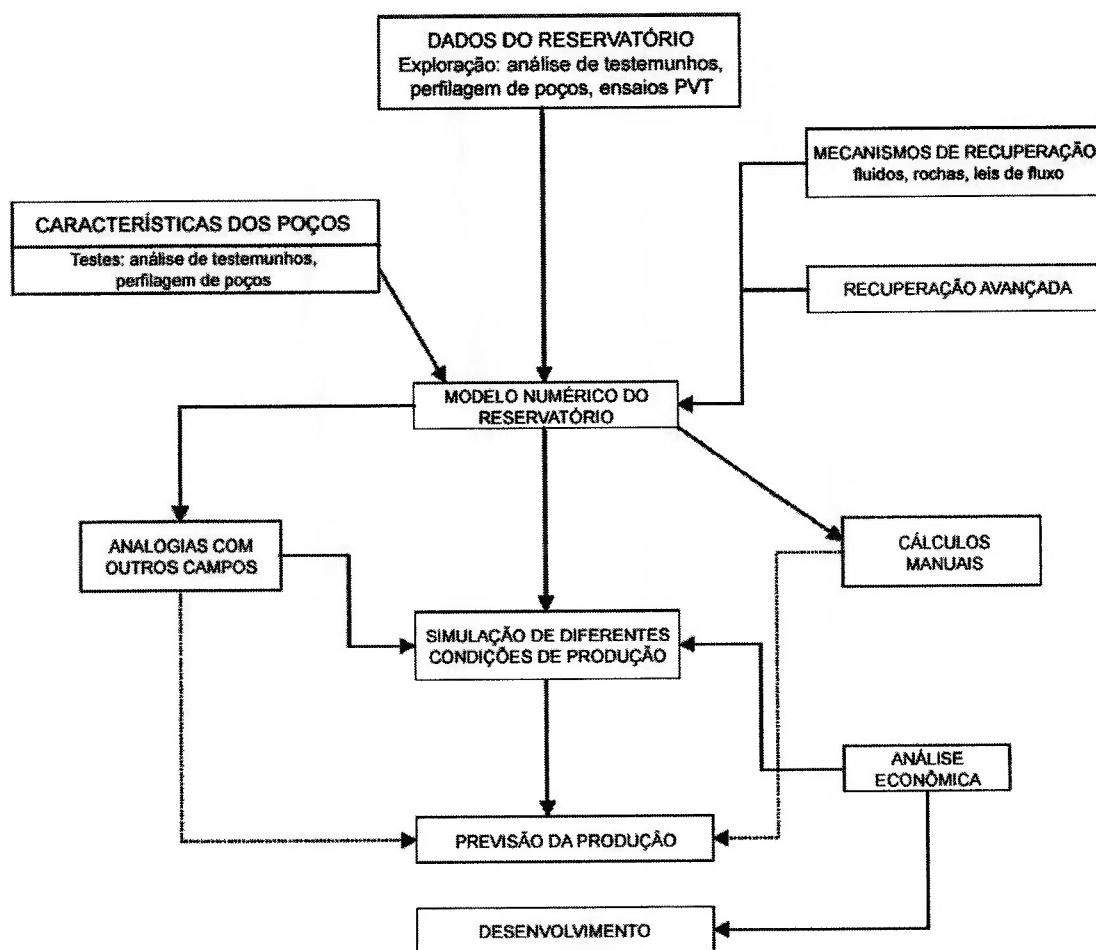


Figura 5 - Processo de tomada de decisões para um dado reservatório
Fonte: Abhulimen (2007)

A modelagem requer computadores com considerável capacidade de processamento e memória. À medida que o campo é desenvolvido e mais dados tornam-se disponíveis, modelos mais detalhados são desenvolvidos para regiões específicas ou processos de recuperação a serem aplicados no campo.

2.3. Dados de entrada

De acordo com a *Teknica Petroleum Services* (2001), para a construção de um modelo é necessário definir os objetivos do estudo – ou seja, o problema a ser analisado –, levantar todos os dados disponíveis (geológicos, pressões e propriedades dos fluídos e das rochas), analisar estudos prévios sobre o reservatório e examinar a qualidade dos dados, tempo e capital disponíveis.

2.3.1. Parâmetros de entrada do modelo definidos para cada célula

a. Comprimento (Δx) e largura (Δy): são normalmente obtidos por uma superposição de um sistema de blocos sobre um mapa de campo e medição das distâncias. Para o caso de reservatórios com mergulho, as distâncias projetadas serão menores que as reais. Geralmente essa discrepância não é aparente (ângulos menores que 10°) devido à precisão disponível de muitos parâmetros descritivos do reservatório.

b. Espessura (Δz): é obtida de dados sísmicos, redes de mapas de isópacas, registro de poços, análises de testemunhos e perfilagem. Valores de espessura podem ser obtidos pela subtração entre o fundo e o topo da formação, quando esses mapas estão disponíveis.

c. Porosidade (ϕ): é a razão entre o volume de vazios e o volume total de rocha e pode ser determinada a partir de perfilagem, análises laboratoriais, correlações e/ou mapas de contorno de isoporosidade.

d. Permeabilidade (k): é a medida da capacidade de uma rocha de percolar fluídos. Pode ser obtida através de testes de poços, análises laboratoriais, correlações ou mapas de isopermeabilidade. Resultados laboratoriais se aplicam somente à seção em estudo enquanto testes de poços indicam uma permeabilidade média na região ao redor do poço. Pode ter direções preferenciais (anisotropia).

e. Elevação (ou profundidade; D ou h): é obtida através de mapas estruturais com base em dados de perfuração e perfilagem além de outras informações geológicas.

f. Pressão: calculada a partir de gradientes de pressão de poros ou dados de perfuração ou perfilagem.

g. Saturação: presença de cada uma das fases (óleo, água e gás) nos poros das rochas. Determinadas a partir de perfilagem ou análise de amostras.

h. Razão Gás-Óleo (RGO): exprime as proporções de óleo e gás produzidas por um reservatório. Determinada em análises PVT e testes de poços. (Glossário Petrobrás, II.11, 2005)

i. Fator volume de formação: volume do componente em condições de reservatório dividido pelo volume em condições padrão para o óleo, a água e o gás. O efeito é

mais significativo para o gás, aumentando com o decréscimo da pressão. (Glossário Schlumberger, 2013).

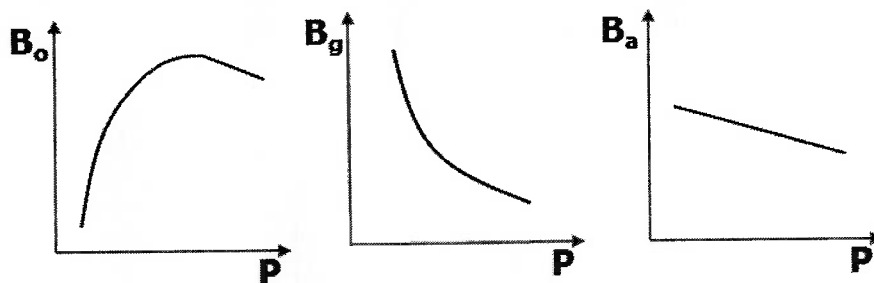


Figura 6 – Fator Volume de Formação: óleo, gás e água, respectivamente

j. Viscosidade: resistência ao fluxo do fluido. É definido como a razão da tensão de cisalhamento sobre a taxa de cisalhamento (Glossário Schlumberger, 2013). No óleo depende da interação molecular entre as cadeias de hidrocarbonetos. No gás e na água são obtidos por correlações de temperatura (Koederitz, 2005).

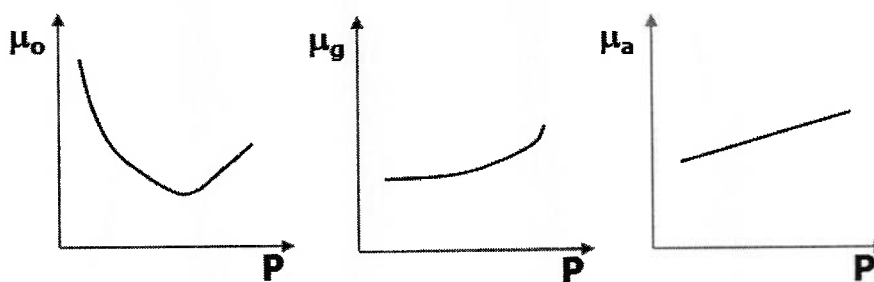


Figura 7 – Viscosidades: óleo, gás e água, respectivamente

O Quadro 1 relaciona os dados de entrada necessários e suas respectivas fontes:

Quadro 1: Dados de entrada do software e fontes de informação
 Fonte: Adaptado de *Teknica Reservoir Simulation* (2001) e *Principles of Applied Reservoir Simulation* (2006)

Dados de entrada	Fonte
Profundidade Largura Espessura	Dados sísmicos e de poços
Litologia Espessura Porosidade	Interpretação geológica Perfilagem
Porosidade Permeabilidade	Testes sobre amostras oriundas de testemunhos, perfilagem
Permeabilidade	Testes de poços
Contatos de saturação	Perfilagem

	Análise de testemunhos
Propriedades dos fluídos	Análises laboratoriais
Funções de saturação	Análise especial de testemunho Perfilagem
Pressão inicial	Testes de poços
Dados de produção	Pressão e medição de taxas durante o período de produção

2.4. Tipos de simuladores de reservatórios

Os simuladores de reservatórios podem ser classificados tendo como base:

- Número de fases e componentes no reservatório.
- Tipo de mecanismo de produção do reservatório.
- Direção (ões) de fluxo de fluído.
- Formulação utilizada para a solução das equações de fluxo.
- Tipo de modelo de reservatório implementado.

São quatro os principais tipos básicos de simuladores computacionais de reservatórios, de acordo com os tipos de sistemas que são capazes de modelar (Koederitz, 2005):

1. Número de fases: uma, duas ou três (óleo, água e gás)
2. Tipo de processo: *Black Oil*, composicional e recuperação avançada de óleo (EOR - *Enhanced Oil Recovery*)
3. Direção (fluxo do fluído): uni, bi ou tridimensional
4. Modelo de reservatório implementado: porosidade única, dupla porosidade (fraturas) ou dupla porosidade/dupla permeabilidade

Os simuladores numéricos apoiam-se em três conceitos físicos: conservação de massa, comportamento da fase fluída e o fluxo dos fluídos dados pela Lei de Darcy através do meio poroso. Simuladores termais (geralmente usados para aplicações de óleo pesado) adicionam conservação de energia à lista, permitindo que as temperaturas mudem dentro do reservatório.

Um simulador do tipo *Black Oil* não considera mudanças na composição dos hidrocarbonetos à medida que o campo é produzido. Já os modelos composicionais são mais complexos. Nestes, as propriedades PVT das fases de óleo e gás são adaptadas para equações de estado, como uma mistura de componentes. O simulador então usa as equações adaptadas para rastrear dinamicamente o movimento das fases e dos componentes do campo. Normalmente, um tempo considerável é gasto na correspondência dos dados de laboratório com os requisitos do simulador até que o modelo possa ser utilizado.

O simulador registra as mudanças de saturação das três fases (óleo, água e gás) e pressão de cada fase em cada célula para cada intervalo de tempo. Como resultado do declínio da pressão em um estudo de depleção (queda da pressão

estática) de um reservatório, gás será liberado do óleo. Se a pressão aumenta devido à injeção de água ou óleo, o gás será novamente dissolvido na fase oleosa.

A simulação do comportamento de poços geralmente requer o cruzamento de históricos onde a produção do campo e suas pressões são comparadas para ajustar os parâmetros. Geralmente, a produção de água ou a razão água-óleo e gás-óleo são também comparadas.

2.4.1. Dimensões do modelo (1D, 2D e 3D)

Um modelo 3-D é usado quando o reservatório é complexo demais para ser reduzido a uma análise plana. Quando este é muito espesso - com variações significativas nas propriedades em sua terceira dimensão -, ou ainda, quando seu fluxo vertical é significativo, com existência de cone de água ou gás e segregação gravitacional (Islam, 2010).

Além disso, o sistema de coordenadas, o número de componentes (ou fases) e o tratamento das equações de fluxo propiciam um maior número de possibilidades de simulação. O sistema de coordenadas mais comum em uso é o cartesiano.

Modelos unidimensionais podem ser usados para simular a atividade do aquífero e caracterizar balanços de materiais.

A segregação gravitacional pode ser simulada utilizando-se modelos 1D verticais. Estudos de sensibilidade podem ser conduzidos e interpretados rapidamente usando-se modelos 1D. Esses estudos podem incluir os efeitos da permeabilidade vertical, taxas de injeção, permeabilidades relativas, saturação de óleo residual, tamanho do reservatório, etc. O comportamento individual de poços não pode ser modelado utilizando-se modelagem 1D, entretanto, o comportamento do campo como um todo pode ser aproximado.

O tipo de modelo mais comum é o bidimensional. Estes modelos devem ser usados somente se houver movimento vertical desprezível de fluidos (como em camadas finas). Entretanto, o modelo também é empregado para camadas espessas quando a variação de permeabilidade é pequena.

Nos modelos tridimensionais, o tempo de processamento e o de interpretação é significativamente maior em relação àquele requerido para modelos 2D. Se uma seção típica de um campo não puder ser determinada para uso em um modelo 2-D, então um modelo 3-D se faz necessário. No entanto, modelar finamente a área de interesse e grosseiramente o restante do campo em um pequeno número de células maiores pode reduzir consideravelmente o gasto de tempo de processamento.

O segundo tipo de sistema de coordenadas empregado na simulação é o modelo radial (r, z, θ) ou sistema cilíndrico. Sistemas radiais de duas dimensões (R-Z) são denominados modelos de cone, baseando-se nas suas aplicações iniciais no estudo de efeitos de cone (de água ou gás). Eles são modelos de poços individuais desenvolvidos para estudar efeitos particulares. Modelos de cone são amplamente utilizados para lidar com rápidas mudanças de saturação próximas ao poço.

Aquíferos podem ser simulados em modelos radiais através do uso de injeção de água nos blocos externos.

2.5. Simuladores tipo *Black Oil*

O tipo mais utilizado de simulador de reservatórios é o *Black Oil*. Eles descrevem o fluxo multifásico em meios porosos sem considerar a composição do fluido de hidrocarboneto. Assumem que a fase de hidrocarboneto líquida se compõe de apenas dois componentes: óleo e gás em solução. E a fase de gás compõe-se apenas do gás de hidrocarboneto livre. A transferência de massa de componentes de óleo do líquido à fase de gás não é considerada (Chen, 2007).

O comportamento de fase é representado pelo Fator Volume de Formação e por curvas de Razão Gás/Óleo em Solução (Razão de Solubilidade).

Exemplos de aplicação:

- Comportamento de aquíferos/influxo de água
- Injeção de gás e/ou água.
- Produção por um único poço.
- Simulação de grandes estruturas com múltiplos poços.
- Efeitos de segregação gravitacional.
- Efeitos de heterogeneidade.
- Simulação de grandes reservatórios com vários horizontes sem comunicação.
- Completações múltiplas e fluxo estratificado.

2.5.1. Limitações dos simuladores de *Black Oil*

Estes simuladores não podem ser utilizados para estudar casos onde a transferência de massa entre as fases é importante. Por exemplo, os simuladores *Black Oil* não podem ser usados para estudar problemas relacionados a reservatórios de óleo volátil e de gás úmido. Pois nesses reservatórios, a composição e as propriedades físicas das fases modificam-se bastante com a pressão.

Os simuladores *Black Oil*, do mesmo modo, não podem ser utilizados para simular processos de Recuperação de Óleo Avançada, como a estimulação térmica (injeção de vapor e combustão in situ), estimulação química (injeção de surfactantes e polímeros), injeção de hidrocarbonetos miscíveis e injeção de CO₂.

2.6. Simulador *BOAST98*

O *BOAST98*, desenvolvido por Ray Heemstra (1998), simula o fluxo isotérmico segundo a Lei de Darcy em três dimensões. O simulador assume que os fluidos do reservatório podem ser descritos por três fases fluídas (óleo, água e gás) com composição constante cujas propriedades são função apenas da pressão.

Em seu processamento, o reservatório é primeiro dividido em segmentos ou blocos, definidos segundo um sistema de coordenadas X-Y-Z. A rocha e as propriedades dos fluídos são referenciadas a cada bloco de modo a descrever todo o sistema do reservatório. Os cálculos são executados para todas as fases presentes em cada bloco, segundo intervalos de tempo discretos.

Os resultados ou saídas compõem-se de volumes produzidos, vazões, pressões, distribuições de saturação, balanço de materiais e outras informações de processos específicos fornecidas a intervalos de tempo selecionados.

Os dados de entrada do simulador ficam armazenados em um arquivo de texto com extensão ".sim" que pode ser diretamente editado ou automaticamente construído por meio do programa *EDBOAST*.

Informações necessárias:

- Dimensões e geometria do grid (sistema de blocos).
- Elevação do topo do reservatório.
- Distribuição de permeabilidade e porosidade.
- Permeabilidades relativas e pressão capilar.
- Dados PVT para óleo, água e gás.
- Densidades dos fluídos.
- Inicialização da pressão e saturação.
- Dados do aquífero.
- Posicionamento e produtividade de poços.
- Parâmetros de controle e processamento.

Os resultados da simulação ficam armazenados em arquivos de texto reunindo:

- Informações do modelo.
- Distribuições de pressões.
- Distribuições de saturações de óleo/água/gás.
- Produção para cada passo da simulação.

Também podem ser obtidos gráficos para:

- Produção de óleo, gás e água.
- Produção acumulada de óleo, gás e água.
- Distribuição das saturações de óleo, gás e água.
- Variação da relação gás/óleo.
- Variação da relação água/óleo.
- Distribuição da pressão do reservatório.
- Gás injetado.
- Água injetada.
- Distribuição das permeabilidades relativas.
- Distribuição das pressões capilares.
- Volume de influxo de água.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho de pesquisa foi desenvolvido de acordo com os seguintes passos:

1. Desenvolvimento de um modelo de reservatório de petróleo:
 - Identificação da geometria do reservatório.
 - Identificação de parâmetros relativos à rocha e aos fluídos presentes.
 - Definição de um sistema de blocos para representação do reservatório na simulação.
 - Definição de parâmetros iniciais para pressão, saturações, etc.
2. Testes de diferentes alternativas de produção:
 - um poço de produção: aquífero de intensidade baixa
 - um poço de produção: aquífero de intensidade alta
 - dois poços de produção (aquífero de intensidade alta)
 - dois poços de produção (aquífero de intensidade alta) e um poço de injeção de água.
3. Análise dos resultados.

4. DESENVOLVIMENTO

As simulações realizadas na pesquisa foram feitas sobre um reservatório hipotético que procura representar situações típicas encontradas nos reservatórios de arenito turbidítico da Bacia de Campos, responsável pela maior parte da produção do petróleo brasileiro atual.

4.1. Geometria do modelo

Para fins de análise deste trabalho, foi elaborado uma grade de dimensões 50 x 50 blocos, cada qual com uma cota distinta. Ilustrados nas Figura 14 e Figura 15, estão o mapa de curvas de nível e o modelos 3-D do reservatório, respectivamente, ambos elaborados a partir do programa *SURFER®*. As dimensões indicadas são dadas em metros.

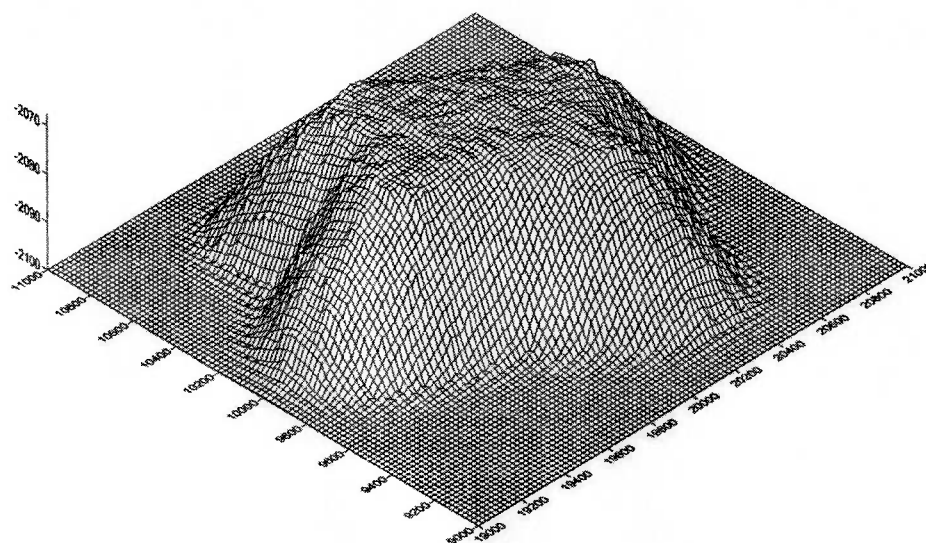


Figura 8 – Modelos 3-D do reservatório

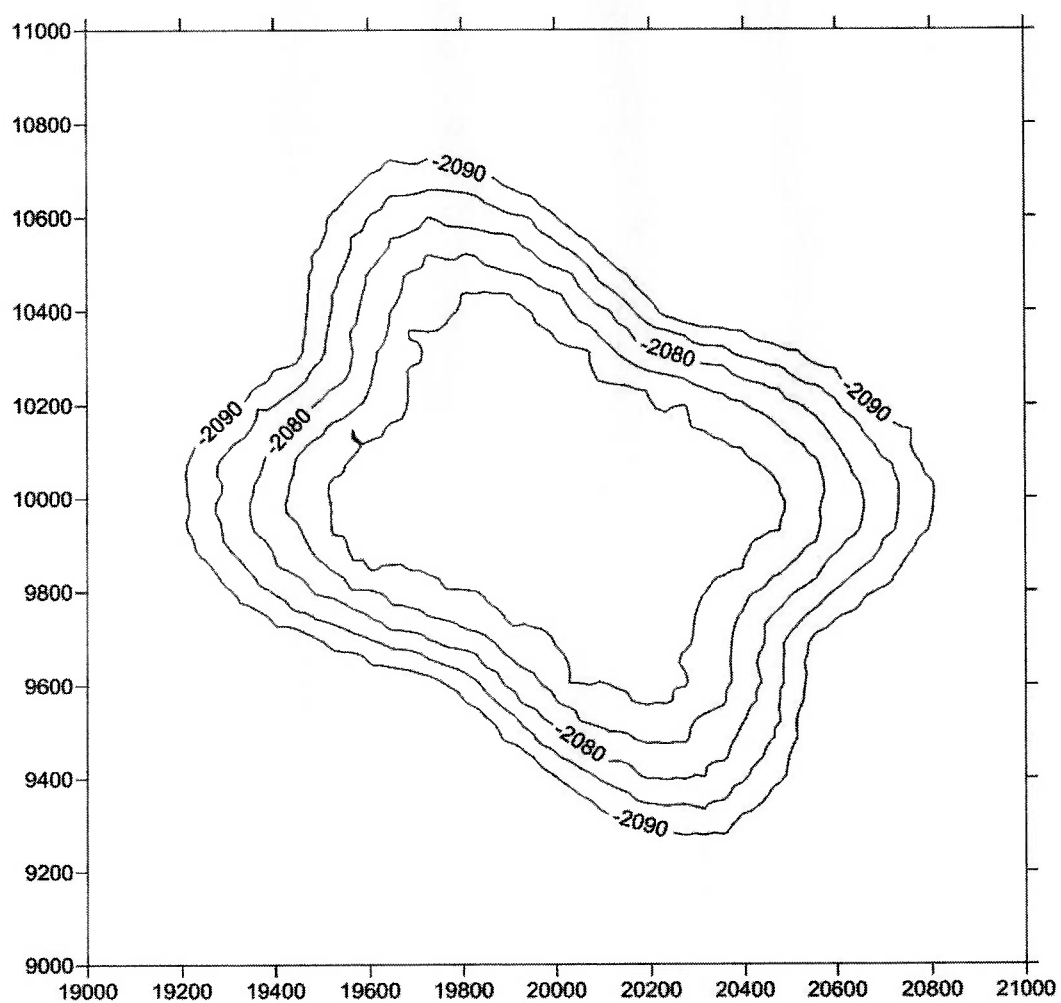


Figura 9 - Representação da topografia da superfície do reservatório e definição de células

Na Figura 10, o grid 50 x 50 blocos gerado e suas respectivas cotas em metros, posteriormente convertida para pés, unidade adotada pelo programa *BOAST98*.

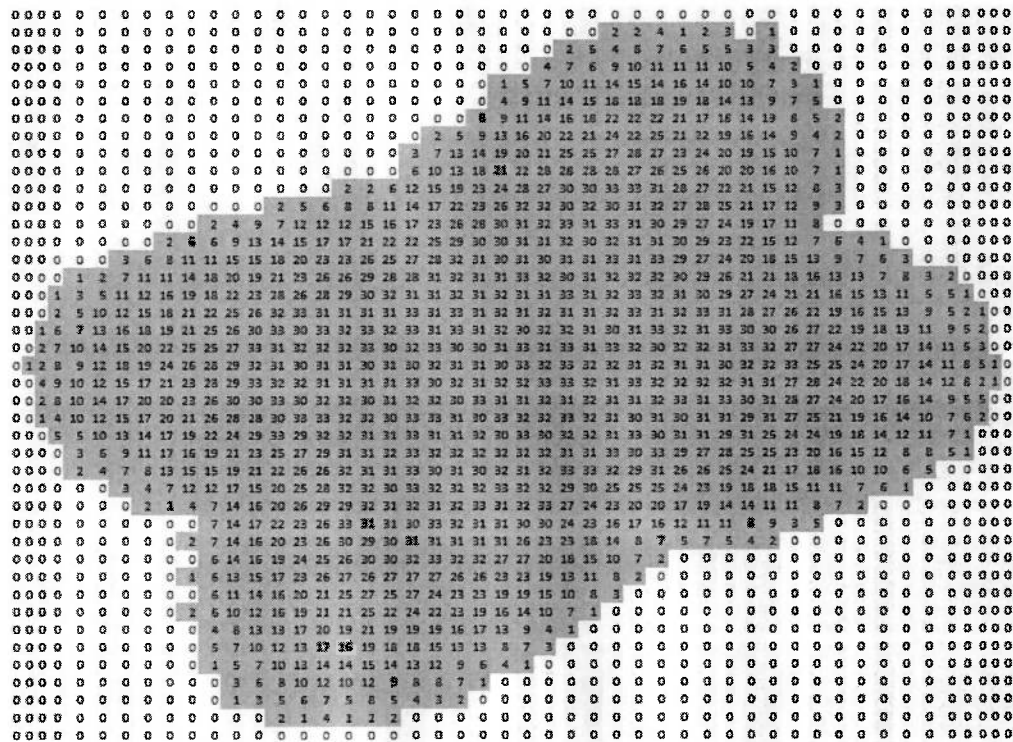


Figura 10 - Grade 50 x 50 blocos usado na simulação

4.2. Parâmetros do modelo

A simulação de produção através do programa *Boast98* requer a introdução de diversos parâmetros adotados para o modelo. Seguem abaixo (Tabela 1) os principais parâmetros utilizados:

Tabela 1 - Parâmetros do reservatório

Parâmetro	Valor
Dimensões do <i>grid</i>	50 x 50 blocos
Dimensão em x	1844,1m = 6036,12 ft
Dimensão em y	1242,7m = 4067,82 ft
Espessura máxima do reservatório	33m = 108 ft
Lâmina d'água	1880m = 6168 ft
Espessura de rocha acima do reservatório	2067m = 6781 ft
Porosidade	0,32
Permeabilidade horizontal	251 mD
Permeabilidade vertical	251 mD

Grau API do óleo	21,7
Densidade do óleo	57,16 lb/ft ³
Densidade da água	62,98 lb/ft ³
Saturação inicial de óleo	0,7
Saturação inicial de água	0,3
Saturação inicial de gás	0
Gradiente de pressão de poros	0,433 psi/ft
Pressão contato óleo-água	6010,36 psi
Profundidade contato óleo-água	3988,9m = 13057 ft
Pressão contato gás-óleo (topo do reservatório)	6010,36 psi
Profundidade contato gás-óleo	3955,9m = 12949 ft
Tempo de simulação	345 dias

Os parâmetros foram determinados a partir da consulta de dados de campos brasileiros e à literatura.

A espessura do reservatório, as dimensões x e y, as espessuras da lâmina d'água e de rocha acima do reservatório foram retiradas dos mapas de curvas de nível e da sísmica do reservatório fornecidas no trabalho "Parque das Conchas (BC10): *Subsurface Challenges in Developing a Deepwater Shallow Geologically Complex Field*" (Stockwell, L. et al, 2010).

Para a densidade da água, tomou-se um valor médio para águas salgadas. O grau API, a permeabilidade média, a porosidade média ao óleo, a saturação e viscosidade do óleo foram obtidas a partir de dados de um campo específico (Marlim Leste – Bacia de Campos). O gradiente de poros foi adotado segundo o glossário Schlumberger.

Para o cálculo das pressões, considerou-se o peso da lâmina d'água e a camada de rocha acima do reservatório. O reservatório não possui capa de gás, então seu topo coincide com a profundidade do contato gás-óleo.

O valor da densidade da água é o valor médio para águas salgadas. Para o cálculo da densidade do óleo utilizou-se a expressão:

$$\rho_{\text{óleo}} = \frac{141,5}{API + 131,5} = \frac{141,5}{21,7 + 131,5} = 0,92 \text{ g/m}^3 = 57,62 \text{ lb/ft}^3$$

Para o cálculo das pressões foi considerado o peso exercido pela rocha acima do topo do reservatório somado à lâmina d'água, multiplicando-se pela densidade média das águas salgadas:

$$P_{\text{gás-óleo}} = \gamma_{\text{água salgada}} \cdot Z_{\text{rocha+lâmina d'água}} = 0,0105.3947 = 41,44 \text{ MPa} = 6010,36 \text{ psi}$$

Inicialmente, o tempo planejado de simulação era de 365 dias. Devido à limitações do próprio programa, o tempo total de simulação foi modificado para 345 dias.

Por se tratar de um reservatório idealizado, os parâmetros utilizados foram considerados constantes ao longo de toda a sua extensão. Para obter resultados mais precisos, em uma avaliação real, seriam necessários a realização de testes a fim de determinar a variação do comportamento ao longo do mesmo. Também, as propriedades se mantêm constante ao longo de sua profundidade.

O programa *Boast98* possibilita usar um aquífero como mecanismo de produção. Conhecido na literatura como influxo de água, um requisito fundamental para sua atuação é o contato direto de uma grande acumulação de água com o reservatório. De acordo com Rosa (2006), "O mecanismo se manifesta da seguinte maneira: a redução da pressão do reservatório, causada pela produção de hidrocarbonetos, após certo tempo é transmitida e se faz sentir no aquífero, que reponde a essa queda de pressão através da expansão da água contida e da redução do seu volume poroso. O resultado dessa expansão da água, juntamente com a redução do volume poroso dos poros, é que o espaço poroso do aquífero não é mais suficiente para conter toda a água nele contida inicialmente. Há, portanto uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente. Essa invasão, que recebe o nome de influxo de água, vai, além de manter a pressão elevada na zona de óleo, deslocar o fluido para os poços de produção".

4.3. Modelo com um poço de produção

Inicialmente foi feita uma simulação com um poço produtor no centro da grade, no ponto $(x, y) = (25, 25)$, como mostrado na figura a seguir, variando-se os coeficientes do aquífero.

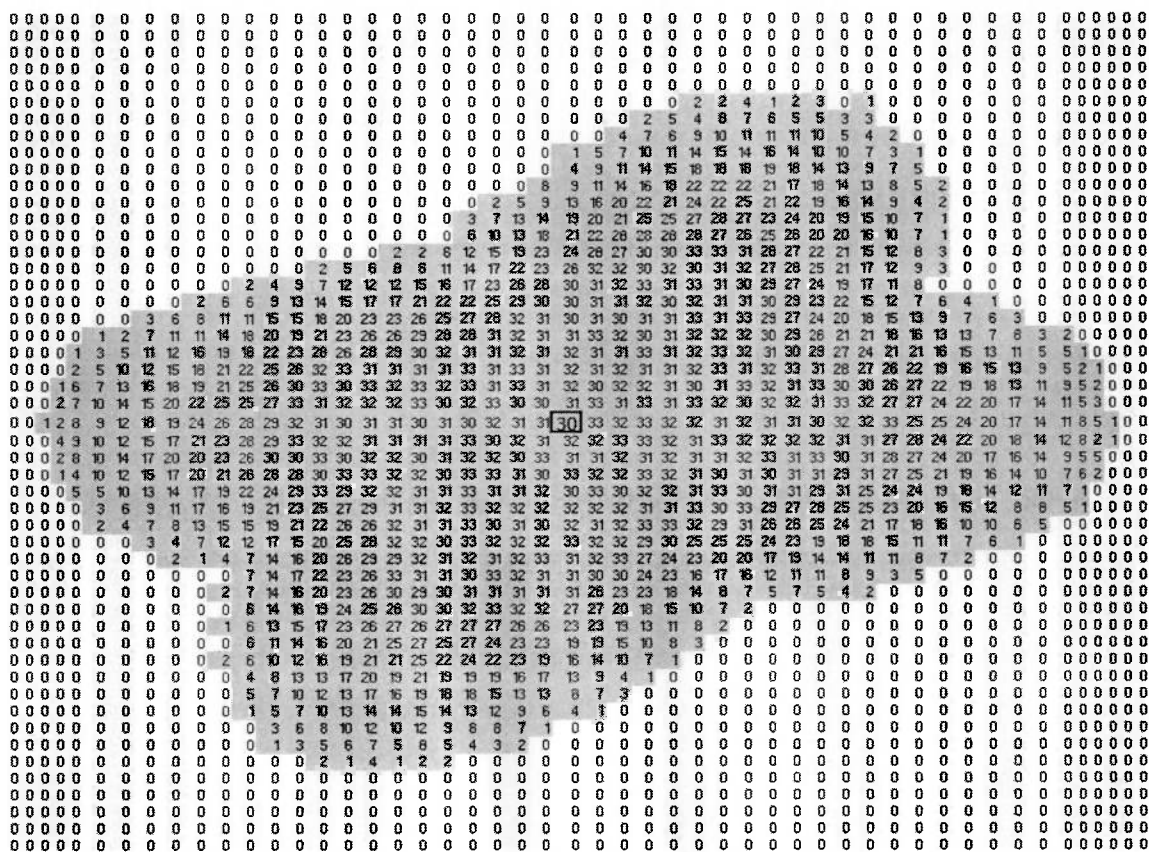


Figura 11 – Grade com geometria do reservatório e alocação do poço no ponto (25,25)

O índice de produtividade é dado pela seguinte fórmula:

$$PID = \frac{0,00708Kh}{\ln\left(0,121\frac{\sqrt{D_x D_y}}{r_w}\right) + s}$$

Onde:

- K = permeabilidade = 251,1 mD
- h = espessura da camada = 108 ft
- D_x = dimensão de influência em x = 6036,12 ft
- D_y = dimensão de influência em y = 4067,82 ft
- r_w = raio do poço = 0,3125 ft
- s = fator de skin (dano) = 2

Obtemos: PID = 20,0

De acordo com dados da literatura relativos à volume e pressão exercidos pelo aquífero no mecanismo de influxo de água, serão simuladas duas condições: aquífero fraco, a 0,03 scf/psia e aquífero forte, a 0,10 scf/psia.

4.3.1. Simulação com coeficiente de aquífero a 0,03 SCF/psia

2. Oil produced, stb/d

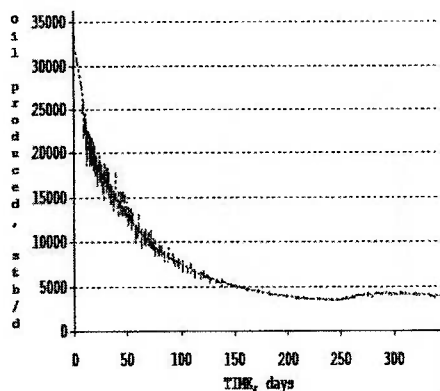


Figura 12 – Evolução da produção de óleo

5. Cum. oil produced, mstb

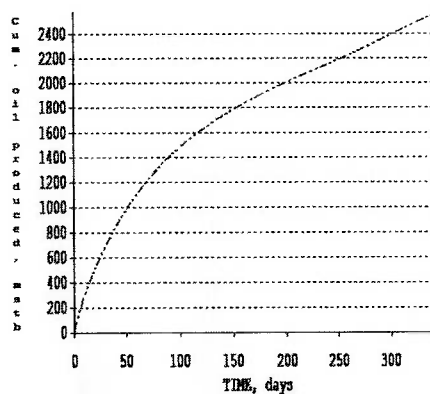


Figura 13 – Produção acumulada de óleo

3. Water produced, stb/d

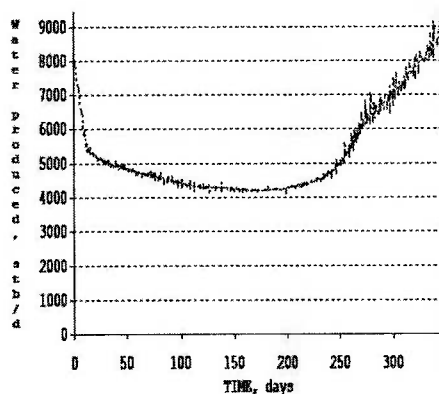


Figura 14 – Evolução da produção de água

6. Cum. water produced, mstb

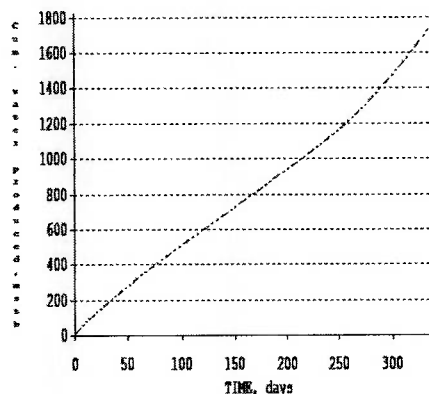


Figura 15 – Produção acumulada de água

9. Water Oil ratio, stb/stb

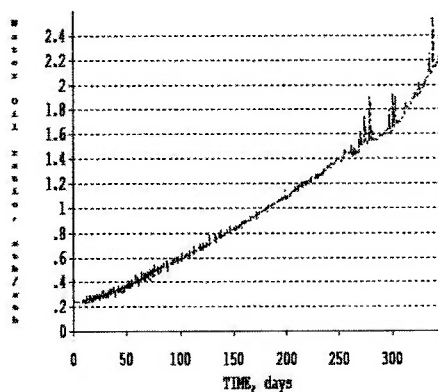


Figura 16 – Razão água-óleo

10. Reservoir pressure, psi

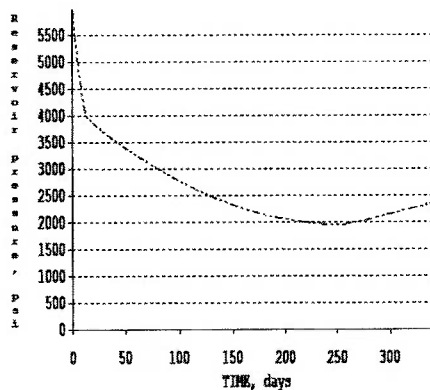


Figura 17 – Pressão no reservatório (1D)

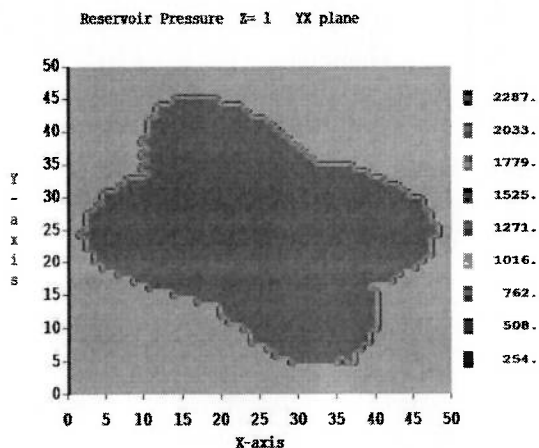


Figura 18 – Pressão no reservatório (2D)

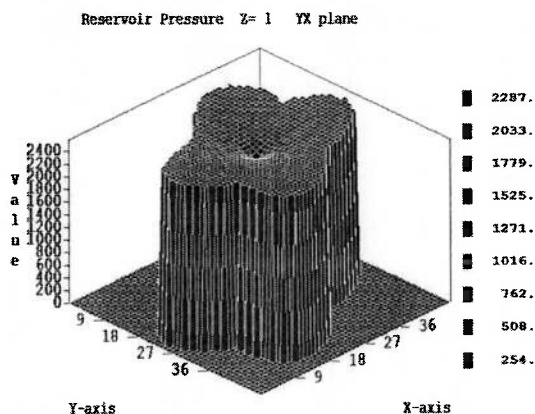


Figura 19 – Pressão no reservatório (3D)

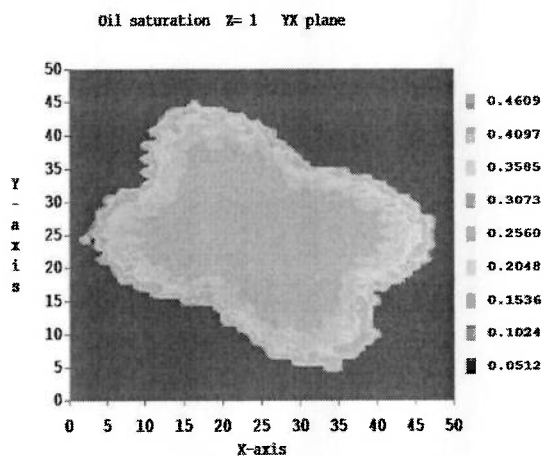


Figura 20 – Saturação óleo (2D)

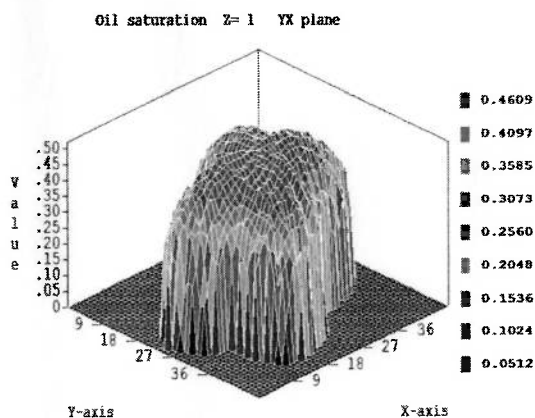


Figura 21 – Saturação de óleo (3D)

4.3.2. Discussão dos resultados (1 poço de produção e aquífero a 0,03 SCF/psia)

A partir da Figura 12, observa-se uma taxa de produção alta, aproximando-se de 33000 bbl/d. Porém, com o desenvolvimento da produção, nota-se uma queda acentuada logo no primeiro bimestre, com uma redução de 71% da taxa inicial, caindo para cerca de 10000 bbl/d. Essa queda vai se suavizando até estabilizar-se ao final do primeiro semestre quando se mantém estável em 4000 bbl/d até o final do ano. No período considerado a produção acumulada de óleo (Figura 13) é de 2700 mbbl.

A produção de água (Figura 14) inicia-se a 8000 bbl/d, com uma grande queda nos 10 primeiros dias, passando por um período de suavização nos 8 primeiros meses do ano, chegando a um valor mínimo de 4100 bbl/d. A partir do

oitavo mês inicia trajetória ascendente praticamente linear, terminando com uma taxa de 9500 bbl/d. A produção acumulada de água (Figura 15) é de 2000 mbbl. A razão água-óleo (Figura 16) ao final do período é de 2,5.

A pressão no reservatório (Figura 17) inicia-se a 5700 psi, com uma grande queda nos 10 primeiros dias, chegando a 4000 psi. A partir de então, sofre uma queda mais suave, porém constante até o oitavo mês, atingindo um valor mínimo de 2000 psi. A partir de então inicia uma trajetória ascendente, finalizando em 2500 psi.

Pode-se notar, pelo gráfico 2D e 3D da pressão no reservatório (Figuras 18 e 19), que a pressão ao redor do poço é menor, aumentando gradativamente conforme a distância, mantendo-se praticamente inalterada nas bordas do reservatório. Já em relação à saturação do óleo (Figuras 20 e 21), é possível observar que a maior taxa permanece no seu centro (ao redor do poço), com um valor de aproximadamente 47% e vai diminuindo em direção às bordas, alcançando um valor mínimo de 15%.

4.3.3. Simulação com coeficiente de aquífero a 0,10 SCF/psia

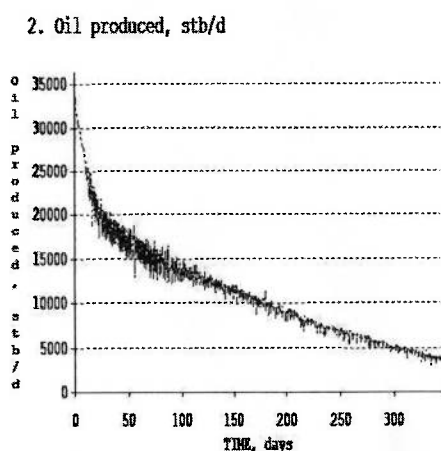


Figura 22 – Evolução da produção de óleo

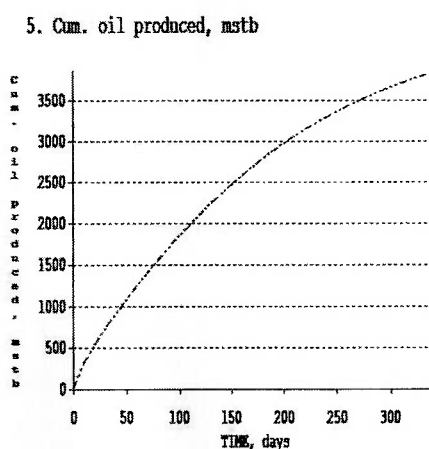


Figura 23 – Produção acumulada de óleo

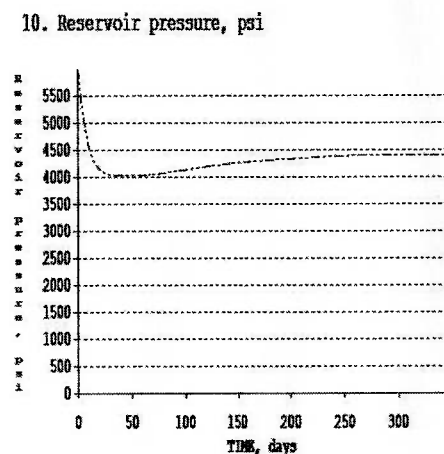


Figura 24 – Pressão no reservatório

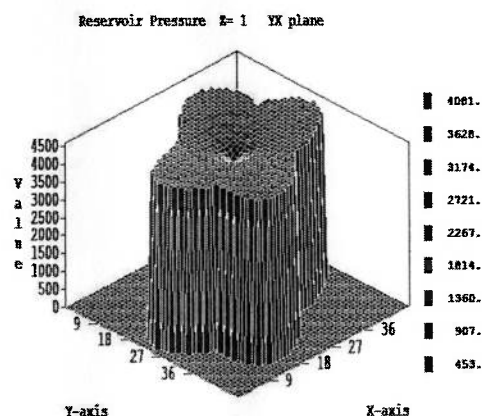


Figura 25 – Pressão no reservatório (3D)

4.3.4. Discussão dos resultados (1 poço de produção e aquífero a 0,10 SCF/psia)

A partir da Figura 22, observa-se a mesma taxa de produção, aproximando-se de 32000 bbl/d. A queda de produção no primeiro mês cai de forma similar. Porém, a partir desse momento, produzindo 20000 bbl/d, a queda tem uma inclinação mais suave, mantendo-se praticamente linear, atingindo o valor de 3000 bbl/d ao final do período. Cabe ressaltar que, apesar de atingir um valor mais baixo, a produção mantém-se maior por mais tempo, o que influi no valor acumulado final. No período considerado a produção acumulada de óleo (Figura 23) é de 3900 mbbl.

A produção de água inicia-se igualmente a 8000 bbl/d, com uma queda razoável nos 10 primeiros dias, atingindo um valor de 6000 bbl/d. A partir deste ponto, inicia uma trajetória ascendente, linear, finalizando com uma taxa de 24000 bbl/d.

A produção acumulada de água ultrapassa os 5000 mbbl e a razão água-óleo ao final do período é de 7,5. É conveniente ressaltar que o modelo criado para simulação é simples, com apenas uma camada, o que implica que o poço está em contato direto com o aquífero. Na avaliação de um caso real, a completação seria feita no centro da camada, minimizando os efeitos de produção de água.

A pressão no reservatório (Figura 24) inicia-se igualmente a 5700 psi, com uma grande queda nos 20 primeiros dias, chegando a 4000 psi. A partir de então, a curva se inverte, subindo suavemente e estabilizando em um valor de 4400 psi, que se mantém até o final do período.

Já em relação à saturação do óleo, a maior taxa permanece no seu centro (ao redor do poço), com um valor de aproximadamente 38% e vai diminuindo em direção às bordas, alcançando um valor mínimo de 8%. A queda da saturação na borda corresponde ao esperado pois, com uma maior produção de óleo, a água invade o reservatório pelas bordas, efeito que indica a transmissão e sensibilidade entre aquífero e reservatório, fenômeno descrito por influxo de água.

4.4. Modelo com dois poços de produção (aquífero a 0,10 SCF/psia)

Neste caso, foram usado dois poços de produção, locados nos pontos (15, 25) e (35, 25) conforme a Figura 26, mantendo-se o aquífero a 0,1 scf/psia.

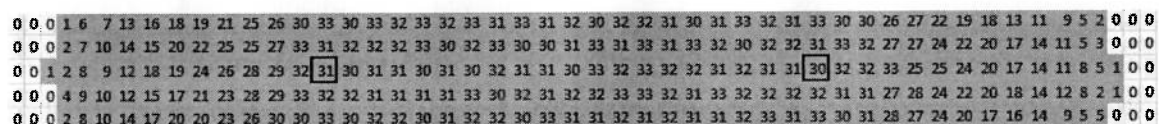


Figura 26 – Grade com geometria do reservatório e alocação com dois poços nos pontos (15, 25) e (35, 25)

2. Oil produced, stb/d

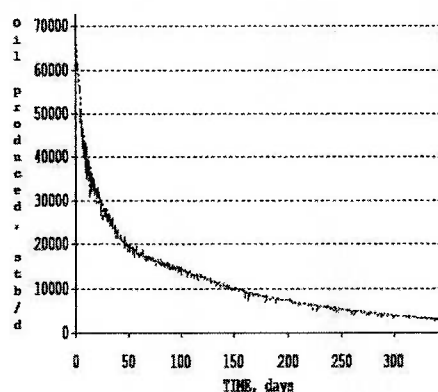


Figura 27 – Evolução da produção de óleo

5. Cum. oil produced, mstb

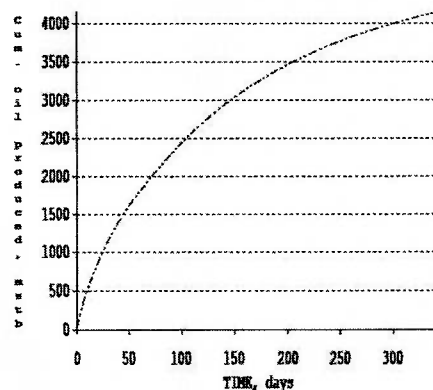


Figura 28 – Produção acumulada de óleo

10. Reservoir pressure, psi

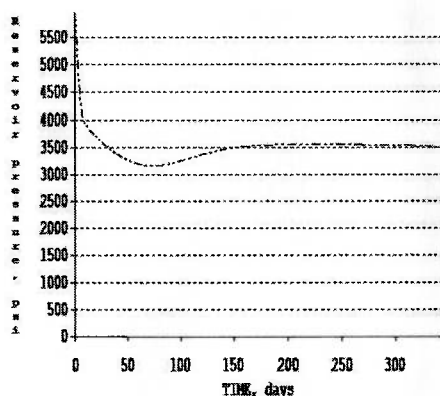


Figura 29 – Pressão no reservatório

Reservoir Pressure X= 1 YX plane

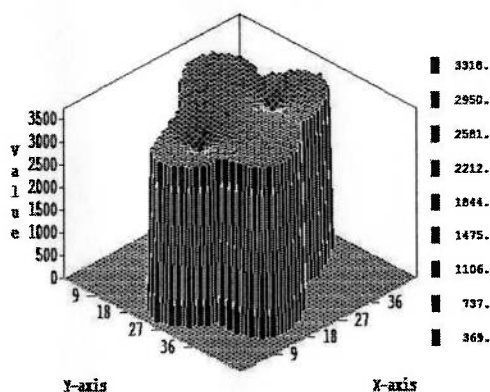


Figura 30 – Pressão no reservatório (3D)

4.4.1. Discussão dos resultados (2 poços de produção e aquífero a 0,10 SCF/psia)

Mantendo-se o coeficiente de aquífero constante e adicionando-se mais um poço de produção ao modelo, distribuídos simetricamente ao longo de sua superfície, verifica-se de imediato um aumento em quase duas vezes na taxa de produção diária, iniciando-se a cerca de 62000 bbl/d (Figura 27).

No primeiro bimestre, a taxa de produção diária de óleo sofre uma queda acentuada, atingindo 18000 bbl/d e então segue uma queda mais suave até o final do período considerado.

A produção de óleo acumulado atinge o valor de 4200 Mbbl (Figura 28).

Nesta simulação a pressão inicia-se a 5800 psi e sofre uma queda brusca, recuperando-se a partir do segundo bimestre (Figura 29), estabilizando-se a 3500

psi até o final do período. O gráfico da pressão em 3D (Figura 30) mostra nitidamente a influência dos dois poços na variação da pressão do reservatório.

4.5. Modelo com dois poços de produção e um poço de injeção (aquífero a 0,10 SCF/psia)

Utilizando-se o modelo anterior com dois poços de produção e aquífero a 0,10 SCF/psia, adicionou-se um poço de injeção de água, simétrico aos poços de produção, para avaliar a influência deste método no volume de produção final.

0	0	0	1	6	7	13	16	18	19	21	25	26	30	33	30	33	32	33	31	33	31	32	30	32	32	31	30	31	33	32	31	33	30	30	26	27	22	19	18	13	11	9	5	2	0	0		
0	0	0	2	7	10	14	15	20	22	25	25	27	33	31	32	32	32	33	30	32	33	30	30	31	33	31	33	31	33	32	30	32	32	31	33	32	27	27	24	22	20	17	14	11	5	3	0	0
0	0	1	2	8	9	12	18	19	24	26	28	29	32	31	30	31	31	30	31	30	32	31	31	30	33	32	33	32	32	31	32	31	31	30	32	32	32	25	25	24	20	17	14	11	8	5	1	0
0	0	0	4	9	10	12	15	17	21	23	28	29	32	32	31	31	31	31	33	30	32	31	32	32	33	33	32	31	33	32	32	32	31	31	27	28	24	22	20	18	14	12	8	2	1	0		
0	0	0	2	8	10	14	17	20	23	26	30	30	33	30	32	32	30	31	32	32	30	31	32	31	31	32	31	32	31	31	32	33	31	33	30	31	28	27	24	20	17	16	14	9	5	5	0	0

Figura 31 – Grade com geometria do reservatório e alocação com dois poços de produção nos pontos (21, 25) e (30, 25) e um poço de injeção no ponto central (25, 25)

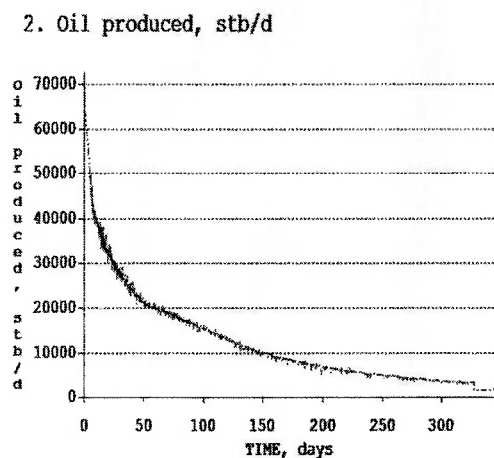


Figura 32 – Evolução da produção de óleo

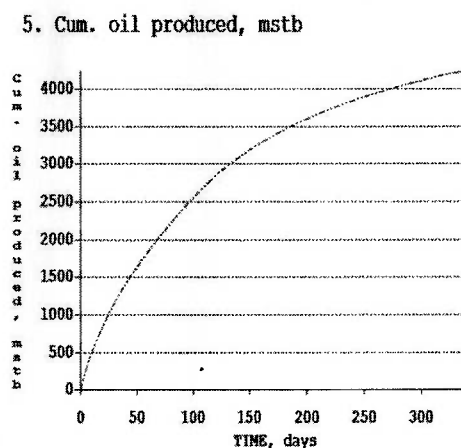


Figura 33 – Produção acumulada de óleo

10. Reservoir pressure, psi

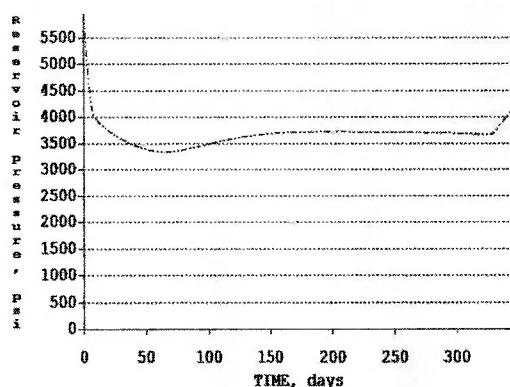


Figura 34 – Pressão no reservatório

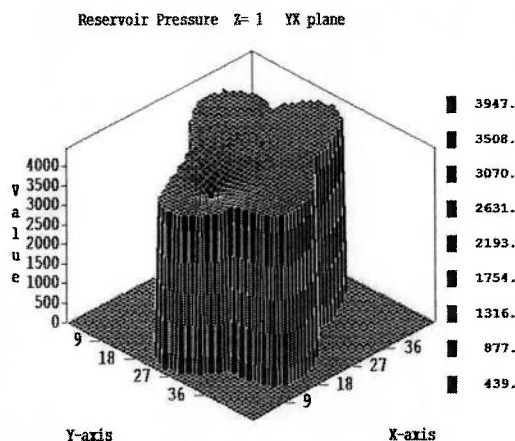


Figura 35 – Pressão no reservatório (3D)

4.5.1. Discussão dos resultados (2 poços de produção e 1 poço de injeção)

Os parâmetros plotados nos gráficos são praticamente idênticos à simulação anterior (sem o poço de injeção). Esse resultado demonstra que os poços já são produzidos isoladamente e a injeção pouco acrescenta à produção final.

5. INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

Na representação do reservatório por meio do sistema de blocos escolhido foi feita uma importante simplificação e faz-se necessário destaca-la. O reservatório é representado por apenas uma camada de blocos com altura variável, pois o programa não dispõe de nenhum método automatizado para a construção da geometria do reservatório, sendo o trabalho todo manual. Como consequência disso, o fluxo ocorre apenas no plano e a conexão entre o aquífero e o reservatório é mais direta do que em condições reais. Essa simplificação traz consequências diretas na produção de óleo e de água, pois desconsidera obstáculos que de outra forma estariam lá.

A Figura 11 representa o modelo de blocos por colunas gerado pelo programa EXCEL®.

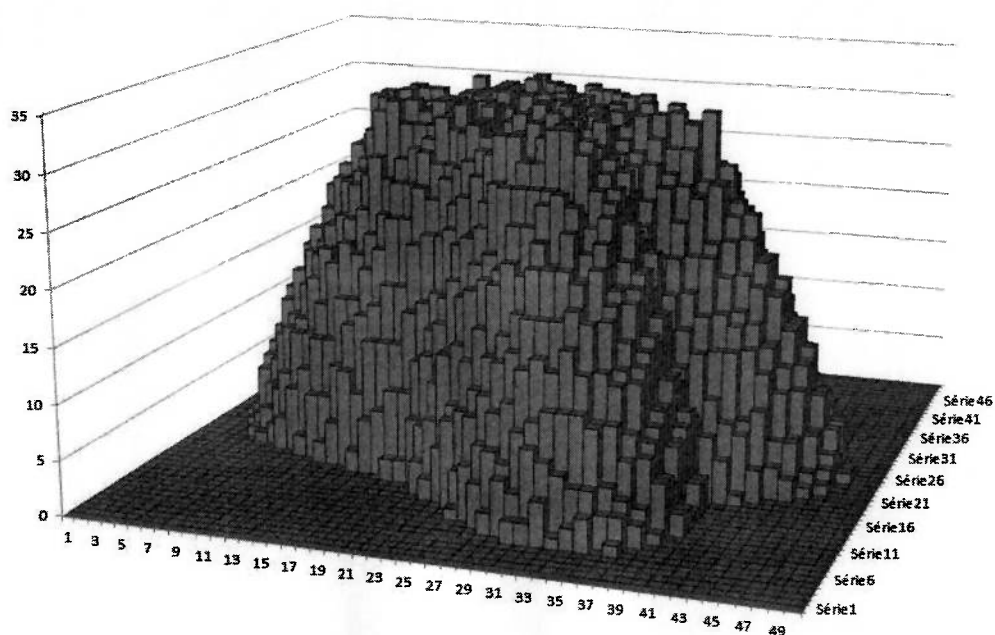


Figura 36 - Modelo de blocos de colunas

Desta forma, é mais adequado analisar a produção total, de óleo e de água, das alternativas testadas. Os gráficos a seguir representam a produção total para as diversas condições apresentadas anteriormente:

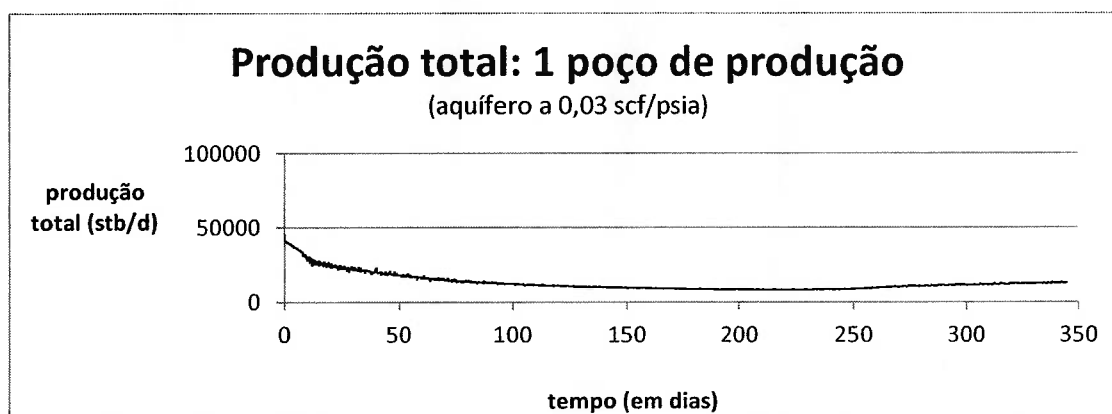


Figura 37 – Produção total em barris/dia para 1 poço de produção locado em (25, 25) com coeficiente de aquífero a 0,03 scf/psia

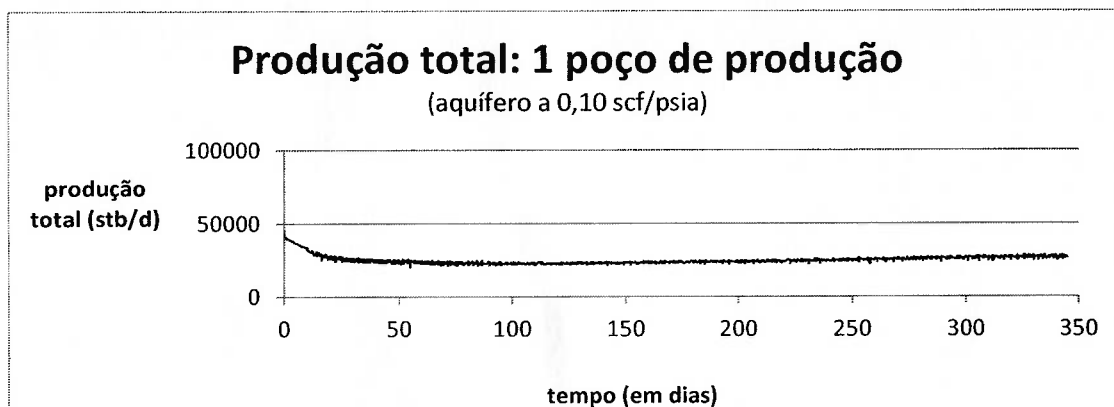


Figura 38 – Produção total em barris/dia para 1 poço de produção localizado em (25, 25) com coeficiente de aquífero a 0,10 scf/psia

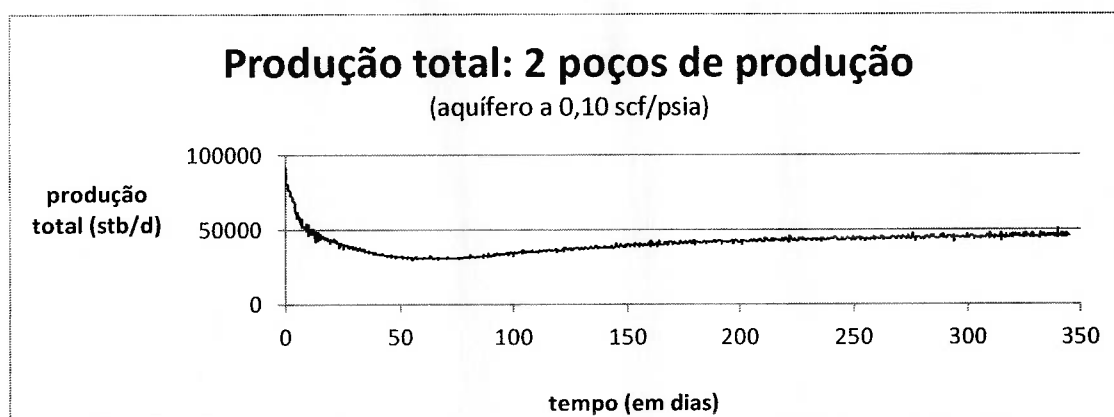


Figura 39 – Produção total em barris/dia para 2 poços de produção localizados em (15, 25) e (35, 25) com coeficiente de aquífero a 0,10 scf/psia

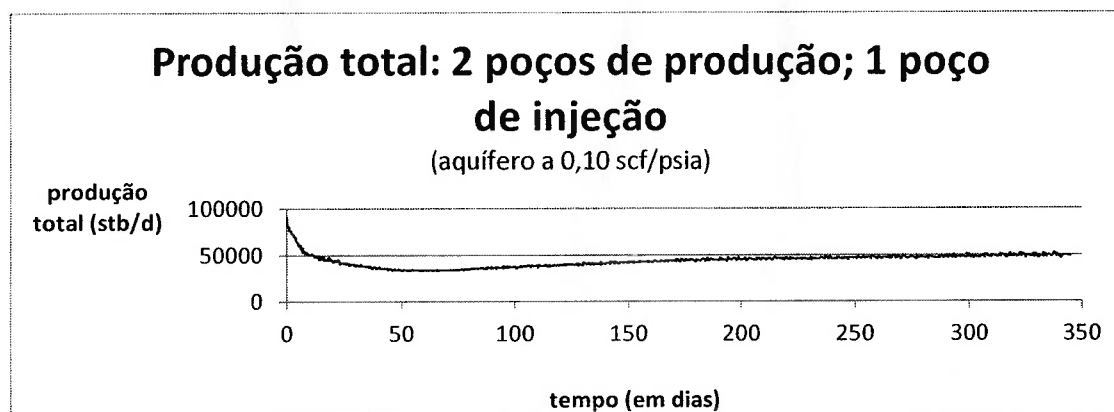


Figura 40 – Produção total em barris/dia para 2 poços de produção localizados em (15, 25) e (35, 25) e um poço de injeção localizado em (25, 25) com coeficiente de aquífero a 0,10 scf/psia

Os gráficos de produção total do reservatório indicam claramente a evolução no aumento de produtividade a cada fator adicionado. Primeiramente considerou-se um poço de produção no centro do reservatório com um mecanismo de produção de baixo coeficiente (aquífero a 0,03 scf/psia), mantendo a vazão diária em um patamar de 13000 stb/d (Figura 37).

Aumentando-se o coeficiente do aquífero para 0,10 scf/psia e mantendo-se as demais variáveis constantes (Figura 38), notou-se um aumento da produção, atingindo um valor de 26000 stb/d, o dobro do valor anterior.

Em seguida, foi adicionado um poço de produção (Figura 39), redistribuindo-os de modo simétrico pela superfície do reservatório, com as demais variáveis sempre mantidas constantes. Neste caso, houve um aumento de 73% no valor da produção diária, computando-se 45000 stb/d.

E finalmente, mantendo-se os dois poços de produção nas mesmas coordenadas e adicionando-se um poço de injeção de água no centro (Figura 40), obteve-se um leve aumento na produção diária, resultando no valor de 49000 stb/d.

6. CONCLUSÃO

O desenvolvimento do modelo do reservatório de petróleo baseou-se em parâmetros reais, obtidos de dados de campos brasileiros, mais especificamente da Bacia de Campos. Dados importantes, tais como a lâmina de água, a porosidade, o grau API do óleo, a densidade do óleo, a densidade da água, a lâmina d'água, o gradiente de pressão de poros, a profundidade do contato água-óleo, dentre outros foram extraídos diretamente de campos brasileiros ou de valores médios sugeridos pela literatura.

A geometria do reservatório, suas extensões e alturas foram criados e algumas simplificações tais como permeabilidade horizontal e vertical constantes, uma única camada de blocos, foram utilizadas. Essas simplificações no entanto, não afetam o objetivo deste trabalho, que é mostrar as vantagens da utilização de um simulador de produção em reservatórios para avaliar a influência de diversas alternativas de produção no mesmo.

Os resultados foram satisfatórios, corroborando com o que se esperava da literatura. Ou seja, um aumento na intensidade do aquífero, sempre considerando em condições ideais de conexão, aumenta a taxa de produção. Dois poços de produção aumentam essa mesma taxa. E, por fim, dois poços de produção com um poço de injeção, seja de gás ou de água, tendem a aumentar a produção ainda mais.

A necessidade crescente de diferentes estratégias de produção de óleo na indústria do petróleo aliados ao alto desenvolvimento tecnológico, redução de custos

e altos investimentos no setor de pesquisa e desenvolvimento das principais empresas do ramo, são fatores que contribuem para a evolução crescente de novos métodos que permitem a simulação cada mais precisa da produção de óleo para as mais diversas condições.

REFERÊNCIAS

- ABHULIMEN, K. E., OTUBU, O. A.. Predicting Reservoir Performance Using Stochastic Monte Carlo Simulation. Lagos, Nigeria: e-journal of reservoir engineering; Vol 1, No 1, 2007.
- CHEN, Z.. Reservoir simulation mathematical techniques in oil recovery. Philadelphia, PA: SIAM/Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007.
- "Estudo de Impacto Ambiental – EIA Para Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás - Campo de Siri - Bacia de Potiguar". Glossário Petrobras, II.11, 2005.
- FANCHI, J. R.. Principles of applied reservoir simulation. 3rd ed. Amsterdam: Gulf Professional Pub., 2006.
- ISLAM, M. R.. Advanced petroleum reservoir simulation. Salem, Mass.: Scrivener ;, 2010.
- "IVF Software | Texas A&M University at Qatar." Information Technology Services (ITS) | Texas A&M University at Qatar. <http://technology.qatar.tamu.edu/rc/2834.aspx> (acesso em 22 de Abril de 2013).
- KASSEM, J. H.; ALI, S. M.. Petroleum reservoir simulation: a basic approach. Houston, TX: Gulf Pub. Co., 2006.
- KOEDERITZ, L.. Lecture notes on applied reservoir simulation. Hackensack, NJ: World Scientific Pub., 2005.
- NAVEIRA, L. P.. Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduros e marginais. Rio de Janeiro, RJ: Dissertação em Ciências e Engenharia Civil, 2007.
- "Reservoir modeling - Wikipedia, the free encyclopedia." Wikipedia, a enciclopédia livre . http://en.wikipedia.org/wiki/Reservoir_modeling (acesso em 18 de Março de 2013).
- "Reservoir Simulation, Schlumberger." Home, Schlumberger. <http://www.slb.com/services/software/reseng.aspx> (acesso em 26 de Abril de 2013).
- "Reservoir simulation - Wikipedia, the free encyclopedia." Wikipedia, a enciclopédia livre. http://en.wikipedia.org/wiki/Reservoir_simulation (acesso em 22 de Abril de 2013).
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- TEKNICA. Reservoir Simulation. Calgary, Alberta: Teknica Petroleum Service Ltd., 2001.