

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA POR Marcelo Massaru
Kikuchi E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 21 / 02 / 97.

[Assinatura]
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
como Requisito Parcial para a Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

Otimização de Parâmetros de Produção para Minimizar os Efeitos de Cone de Água

Autor : Marcelo Massaru Kikuchi
Orientador: Denis José Schiozer ✱

Fevereiro/97



UNIDADE	70C
N.º CHAMADA:	11/Unicamp
	K55o
V.	EC
TIME	17/30757
PROC.	28/97
C	☐
D	☒
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	13/06/97
N.º CPU	

CM-00 098470-1

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

K55o

Kikuchi, Marcelo Massaru

Otimização de parâmetros de produção para minimizar
efeitos de cone de água / Marcelo Massaru Kikuchi.--
Campinas, SP: [s.n.], 1997.

Orientador: Denis José Schiozer.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

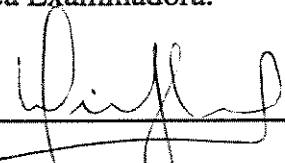
1. Controle de produção. 2. Simulação
(Computadores). 3. Otimização matemática. 4. Poços de
petróleo. 5. Engenharia de reservatório de óleo. 6.
Engenharia de petróleo. I. Schiozer, Denis José. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

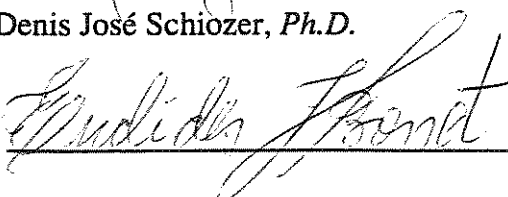
A dissertação “Otimização de Parâmetros de Produção para Minimizar os Efeitos de Cone de Água”, elaborada por Marcelo Massaru Kikuchi e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Subcomissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 21 de Fevereiro de 1997

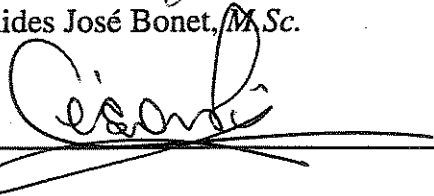
Banca Examinadora:



Denis José Schiozer, *Ph.D.*



Euclides José Bonet, *M.Sc.*



César Luiz Palagi, *Ph.D.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente, à Petrobrás, pela privilegiada oportunidade oferecida para cursar este mestrado e principalmente pela bolsa de estudo. Agradeço a Denis José Schiozer, pela excelente orientação, prestatividade e paciência. Também à todos os funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo pelos auxílios prestados.

Resumo

O controle da produção de água é uma tarefa difícil e muito estudada por profissionais da área de engenharia de petróleo. O controle pode ser feito de várias maneiras. Uma delas é a modificação da relação de mobilidade entre os fluidos através da utilização de polímeros e agentes tensoativos. Uma outra maneira é a utilização de barreiras artificiais para modificar a distribuição de potencial de pressão no reservatório. Existe ainda, a utilização do controle de parâmetros de produção para evitar o fenômeno de cone de água. É neste tipo de controle que este trabalho se enquadra.

Este trabalho tem como objetivo principal desenvolver uma metodologia de otimização de parâmetros de produção para controlar o crescimento do cone de água. Esta otimização consiste em se determinar a localização e comprimento da completação e a vazão de produção através da maximização de uma função-objetivo que utiliza o valor presente da receita da produção de óleo, subtraindo as despesas decorrentes da produção de água.

A metodologia, que consistiu em um processo iterativo com otimizações separadas de vazão de produção e completação, foi testada para três exemplos encontrados na literatura como problemas em que ocorre o cone de água.

Finalmente, foi testada a eficácia da completação dupla no controle de cone em um dos exemplos, avaliando-se seus efeitos na produção acumulada de óleo e água.

Abstract

The water production control is a difficult task and it can be controlled by many techniques. One of these techniques is to change the water-oil mobility ratio by using polymers and surface-active agents. Another technique is the use of barriers to obstruct the water flux. The technique investigated in this work is the control of production rate and completion interval to avoid water conning effects.

The objective of this work is to develop an optimization routine to find the best values of production rate and completion interval in order to maximize an objective function which represents the net present value of oil production.

The methodology used for this optimization is an iterative procedure with separated optimization of production rate and completion interval, resulting in a computer program that uses a reservoir simulator to optimize the objective function. by simulations

This methodology was tested in three examples found in literature as problems of water coning, showing good results. The efficiency of dual completion was tested in one of the examples.

Índice

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1. INTRODUÇÃO	6
2.2. MODELOS ANALÍTICOS	7
2.3. MODELOS NUMÉRICOS	8
2.4. A TÉCNICA DA COMPLETAÇÃO DUPLA	12
2.5. COMENTÁRIOS	15
3. METODOLOGIA	16
3.1. INTRODUÇÃO	16
3.1.1. Métodos Analíticos	16
3.1.2. Método Numérico	16
3.2. PARÂMETROS UTILIZADOS	17
3.3. FUNÇÃO-OBJETIVO	18
3.4. ETAPAS SEGUIDAS NA OTIMIZAÇÃO	19
3.5. CARACTERÍSTICAS DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO	21
3.5.1. Otimização de Vazão	21
3.5.2. Otimização de Completação	22
3.6. CRITÉRIOS UTILIZADOS NA OTIMIZAÇÃO	23
3.6.1. Estimativa inicial de completação	23
3.6.2. Otimização de completação	23
3.6.3. Otimização de vazão	24
3.6.3.1. Vazão inicial	24
3.6.3.2. Decremento de vazão	25
3.6.3.3. A variação da vazão durante a produção	26
3.7. COMPLETAÇÃO DUPLA	28
4. APLICAÇÕES E RESULTADOS	30
4.1. MODELOS ESTUDADOS	30
4.2. RESULTADOS	31
4.2.1. As Otimizações com os três modelos de reservatórios	31
4.2.2. Influências dos fatores econômicos e tempo	43
4.2.3. Influência de algumas propriedades no fenômeno do cone de água	45
4.2.4. Avaliação da Completação Dupla	47
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	52
5.1. CONCLUSÕES	52
5.2. RECOMENDAÇÕES	53

Lista de Tabelas

TABELA 4.1- OTIMIZAÇÃO DE VAZÃO DE PRODUÇÃO 1	33
TABELA 4.2 - OTIMIZAÇÃO DE COMPLETAÇÃO 1	33
TABELA 4.3 - OTIMIZAÇÃO DE VAZÃO DE PRODUÇÃO 2	34
TABELA 4.4 - REFINAMENTO DE VAZÃO DE PRODUÇÃO 2	34
TABELA 4.5 - OTIMIZAÇÃO DE COMPLETAÇÃO 2	35
TABELA 4.6 - OTIMIZAÇÃO DE VAZÃO DE PRODUÇÃO 3	35
TABELA 4.7 COMPARAÇÃO DAS OTIMIZAÇÕES COM RELAÇÃO AO TEMPO DE SIMULAÇÃO PARA UMA TAXA DE INTERESSE DE 15% AO ANO.	44
TABELA 4.8 - COMPARAÇÃO DE TAXA DE INTERESSE E CUSTO UNITÁRIO DE BARRIL DE ÁGUA.	44
TABELA 4.9 - COMPARAÇÃO DAS ALTERAÇÕES DE PROPRIEDADES	46
TABELA 4.10 - AVALIAÇÃO DA COMPLETAÇÃO DUPLA NA CAMADA 14 COM KV=0.1KH	48
TABELA 4.11 - AVALIAÇÃO DA COMPLETAÇÃO DUPLA NA CAMADA 15 COM KV=0.1KH	49
TABELA 4.12 - AVALIAÇÃO DA COMPLETAÇÃO DUPLA NA CAMADA 14 COM KV=0.5KH	50
TABELA 4.13 - AVALIAÇÃO DA COMPLETAÇÃO DUPLA NA CAMADA 15 COM KV=0.5KH	51

Lista de Figuras

FIGURA 1-1- CONE DE ÁGUA	2
FIGURA 3-1 - OTIMIZAÇÃO DE VAZÃO	21
FIGURA 3-2- ESQUEMA SIMPLIFICADO DE PRODUÇÃO COM COMPLETAÇÃO DUPLA.	28
FIGURA 4-1- OTIMIZAÇÃO DE VAZÃO DE PRODUÇÃO E COMPLETAÇÃO DO MODELO 1	37
FIGURA 4-2- OTIMIZAÇÃO DE COMPLETAÇÃO 2 DO MODELO 1	38
FIGURA 4-3- OTIMIZAÇÃO DE VAZÃO DE PRODUÇÃO E COMPLETAÇÃO DO MODELO 2	40
FIGURA 4-4 - OTIMIZAÇÃO DE COMPLETAÇÃO DO MODELO 2	40
FIGURA 4-5 - OTIMIZAÇÃO DE VAZÃO DE PRODUÇÃO E COMPLETAÇÃO DO MODELO 3	42
FIGURA 4-6- OTIMIZAÇÃO DE COMPLETAÇÃO 2 DO MODELO 3	42

1. Introdução

Em reservatórios conectados a aquíferos, a produção de água pode sofrer variações significativas dependendo da maneira como os poços são produzidos. Em casos extremos, a quantidade de água produzida pode inviabilizar a produção de óleo por ocasionar redução na produtividade dos poços, muitas vezes resultando em fatores de recuperação inferiores aos esperados. Além da diminuição da produção de óleo dos poços, ocorre a elevação dos gastos com separação da água do óleo. Em alguns casos, a simples separação da água do óleo pode não ser suficiente para trazer esta primeira a níveis de contaminação inferiores aos exigidos pelas normas ambientais para descartes, necessitando uma nova etapa de tratamento. Pode ocorrer ainda, uma produção de água eventualmente com alta salinidade que necessita um tratamento prévio ao descarte na superfície. Tudo isso contribui para elevar os custos operacionais de produção. Desta forma, torna-se fundamental o controle de parâmetros que afetam a produção de água. O principal fenômeno relacionado com a alta produção de água é o cone de água.

O fenômeno cone de água é caracterizado pela invasão da água proveniente da zona de água na zona de óleo seguido por uma rápida e crescente produção de água em detrimento da produção de óleo. Esta invasão não ocorre com a mesma velocidade em todos os pontos da fronteira de separação água-óleo. Este deslocamento preferencial é ocasionado pelo gradiente de potencial induzido pela produção de óleo no poço produtor da zona de óleo, que se estende radialmente no reservatório, e acaba por atingir a zona de água, situada abaixo. Esta perturbação na pressão do reservatório, traduzida em gradiente de pressão, é mais intensa nas regiões próximas ao poço e diminui a medida que se afasta radialmente deste causando a deformação desta frente de invasão da água na zona de óleo, que assume visualmente, a forma de um cone, motivo pelo qual o fenômeno recebeu esta denominação. Isto é representado na Figura 1.1 pelas linhas tracejadas. A linha contínua representa a superfície de contato água-óleo original.

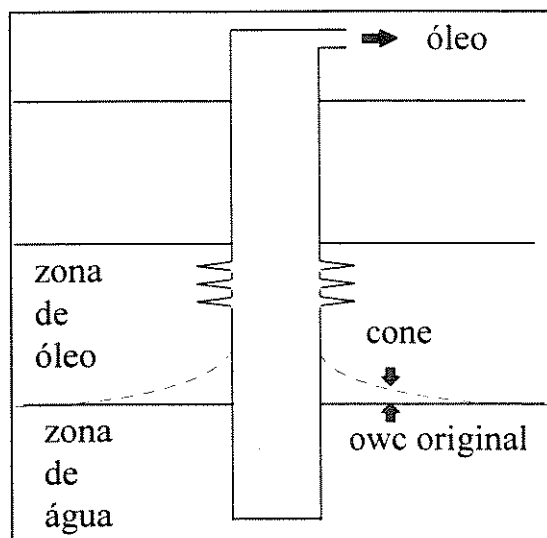


Figura 1-1- Cone de Água

A invasão da água ocorre quando a vazão de produção supera uma determinada vazão de equilíbrio entre as forças dinâmicas e o peso da coluna hidrostática de água situada abaixo do contato água-óleo. As primeiras atuam para cima enquanto a última, para baixo. Esta vazão, quando existir, recebe a denominação de vazão crítica. Desta forma, a relação de mobilidade e densidade entre a água e o óleo, em última análise, são os fatores que mais afetam o fenômeno de cone.

O controle do fenômeno de cone de água é uma tarefa difícil e muito estudada por profissionais da área. O controle pode ser feito de várias maneiras. Uma das maneiras é, por exemplo, a utilização de técnicas que diminuem a mobilidade da água, através da utilização de polímeros. Podem ser citadas também, técnicas que utilizam agentes tensoativos.

Outra maneira possível é a utilização de barreiras artificiais para modificar a distribuição de pressão no reservatório ou até mesmo, impedir o deslocamento de fluidos localizados abaixo desta barreira, afim de favorecer o escoamento do óleo. Uma forma de construir esta barreira, é através do fraturamento horizontal, próximo do contato água-óleo, com posterior preenchimento da fratura por cimento. No entanto, esta barreira pode prejudicar a atuação de um aquífero de fundo como mecanismo de recuperação primária.

A técnica de completação dupla tem se mostrada promissora no controle do crescimento do cone de água através da produção de água separada do óleo. Embora estudos mostrem que sua utilização causa aumento da produção de óleo^{7,10,11}, a produção de água

desta técnica normalmente é maior que a completação simples. Conseqüentemente, a viabilidade de sua utilização depende das condições em que a água é produzida, tornando-se mais atrativa quanto menor for o seu custo. Existem ainda, entre muitas outras, a técnica que utiliza um maior número de poços produtores para produzir uma mesma área de reservatório afim de se controlar o crescimento do cone de água, diminuindo-se a vazão de produção por poço.

O principal objetivo deste trabalho está relacionado com o controle do cone de água, desenvolvendo uma metodologia para otimizar a produção para controlar o fenômeno, a fim de se maximizar uma função-objetivo, variando-se os principais parâmetros que o afetam: vazão de produção, localização e comprimento do canhoneado.

A elaboração das condições para a utilização de técnicas de campo, geralmente não são realizadas sob um critério mais rigoroso, em que sua eficiência seja maximizada. É comum o custo de aplicação de tais técnicas ser também elevado, de modo que suas condições de aplicação não podem ser determinadas por tentativas. Neste contexto, um modelo para representar o fenômeno assume um papel importante como ferramenta para melhor determinar as condições de aplicação de técnicas de recuperação de óleo e com isto, aumentar a eficiência das mesmas.

Na literatura, existem vários modelos analíticos que tentam descrever o comportamento do cone de água através de equações diferenciais, solucionando-se analiticamente as mesmas. No entanto, estes modelos utilizam simplificações para contornar a dificuldade de tratamento destas equações que muitas vezes, causam algumas disparidades significativas nos resultados entre eles. Além disso, como mencionado por Alikhan e Ali⁵, este enfoque apresenta geralmente, somente soluções para uma formação estável do cone, na qual as vazões são de regime permanente, e para períodos de tempo anteriores a irrupção da água no poço. Para períodos após a irrupção de água, fornecem somente razões de água-óleo em regime permanente.

Conseqüentemente, a utilização destas correlações analíticas não pode ser dissociada das condições para as quais elas foram elaboradas e, quando as características dos reservatórios sofrerem adaptações para se adequar às suas condições de utilização, torna-se necessário a compreensão das conseqüências destas eventuais adaptações em seus resultados.

Outra desvantagem dos modelos analíticos é a limitação do número de poços, que em geral, foram formulados para um único poço produtor.

Já os modelos de simuladores numéricos têm sua utilização intensificada nos últimos anos, principalmente pelos avanços de máquinas e também por serem mais versáteis, permitindo a utilização de modelos de reservatórios com maior grau de heterogeneidade ou complexidade, ao contrário do que ocorre com os modelos analíticos, nos quais as características dos reservatórios costumam ser tratadas como constantes para facilitar o tratamento matemático das equações. Modelos numéricos proporcionam inclusive soluções de escoamentos de fluidos em reservatórios em regimes não permanentes, mesmo após a irrupção de água no poço produtor e para múltiplos poços.

A opção pela uso do método numérico pode ser entendida na medida em que os modelos analíticos são limitados em aplicações práticas por serem simplificados na modelagem do problema de cone, uma vez que visam rapidez e facilidade de manuseio.

A principal motivação pela utilização dos modelos numéricos foi por estes permitirem estabelecer as condições particulares de um problema real de campo com todas as suas características, sem que isto acarrete em acréscimo de dificuldade para o usuário, somente de tempo de utilização das máquinas. Ao contrário dos modelos analíticos que além deste fato, necessitariam da escolha da correlação mais adequada para um determinado problema real e seus resultados, ainda assim, estariam restritos às simplificações assumidas pela mesma.

A utilização do modelo numérico proporcionou também a vantagem de aplicação do método de otimização para casos mais genéricos, além dos sujeitos ao fenômeno de cone.

Outro ponto estudado foi a técnica de completação dupla e, embora esta técnica não tenha sido incluída no modelo de otimização, mostrou-se que ela pode aumentar a recuperação do reservatório e ainda, proporcionar incrementos na função-objetivo.

Salienta-se que este trabalho visou apenas desenvolver uma metodologia para a otimização de vazão de produção e completação. Desta forma, a representatividade do fenômeno de cone de água pelo simulador utilizado, IMEX, não foi avaliada fazendo-se comparações com correlações analíticas ou dados reais de campo. Entretanto, para que os resultados do processo de otimização sejam válidos, é importante que o modelo de simulação represente corretamente o fenômeno físico.

A dissertação está distribuída em 2 partes principais: (1) no Capítulo 3, são apresentados alguns métodos de estudo do fenômeno cone de água, a técnica da completção dupla e a metodologia utilizada para a otimização; (2) no Capítulo 4, estão descritos os casos estudados, especificando os parâmetros dos modelos de reservatórios que foram estudados. Também são apresentados os resultados das otimizações, assim como a influência de determinados parâmetros no fenômeno de cone de água.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Introdução

Este capítulo descreve alguns estudos da literatura sobre o fenômeno cone de água e a utilização de modelos analíticos e numéricos para representá-lo. No entanto, deu-se maior importância aos trabalhos que utilizaram modelos numéricos, uma vez que este foi o método escolhido neste trabalho.

A utilização da técnica de completação dupla, relatada em alguns trabalhos para incrementar a produção de óleo, é apresentada também.

Os reservatórios de petróleo, geralmente apresentam água associada ao óleo, formando uma outra fase que ocupa a porção inferior do reservatório. Um poço, parcialmente completado na zona de óleo que por sua vez, se sobrepõe à zona de água, pode acabar produzindo a água desta zona se ocorrer a formação do cone de água. Isto depende das características do reservatório e da forma com que este poço seja produzido. Desta forma, para estudar o fenômeno, tornou-se necessário a utilização de modelos para representá-lo. Os modelos utilizados na literatura para estudar o fenômeno, basicamente podem ser classificados em três: analíticos, numéricos e experimentais.

A seguir estão descritos alguns modelos analíticos e numéricos. Apesar de concentrar-se mais nos trabalhos que utilizaram os modelos numéricos, os resumos dos trabalhos analíticos destacam algumas das suposições que foram feitas pelos autores. Em alguns casos, as mesmas podem limitar a aplicação destas correlações analíticas quando não forem compatíveis com o modelo de reservatório no qual se deseja aplicá-las.

2.2. Modelos Analíticos

Os modelos analíticos descrevem o escoamento de fluidos no meio poroso através de equações diferenciais. Estas equações, resultam basicamente do princípio de conservação de massa e da lei de Darcy, aplicados ao meio poroso e são solucionadas analiticamente.

Muskat e Wyckoff¹ realizaram o primeiro estudo sobre o fenômeno cone de água. Na abordagem analítica para regime permanente, o cone não foi considerado durante a determinação da distribuição de pressão no reservatório. Assumiram uma condição de equilíbrio estático em que o óleo poderia fluir para o poço, livre da produção de água. A queda de pressão em qualquer ponto, abaixo da pressão do reservatório, era contrabalançada pela pressão diferencial hidrostática, $gh(\gamma_w - \gamma_o)$, ocasionando o crescimento de uma coluna de água para manter o equilíbrio estático. Desta forma, o cone de água formado na zona de óleo não seria estável em qualquer condição de escoamento, existindo uma altura máxima para o qual, qualquer incremento nesta, resultaria em produção de água na zona de óleo. Os autores apresentaram uma expressão para a vazão crítica de produção. A imprecisão deste trabalho está no fato de desconsiderar a presença do cone durante a determinação da distribuição de pressão.

Wheatley² estudou alguns parâmetros que afetam a formação do cone. Apresentou uma expressão para vazão crítica para várias espessuras de reservatórios, porcentagens de completação em relação a espessura do reservatório, raios de drenagens, raios de poços e razões de permeabilidade vertical em relação a horizontal.

O modelo de escoamento é descrito por função potencial e governado pela equação de Laplace para um escoamento puramente radial, que foi modificado para satisfazer o problema com condições de contorno diferentes. Esta função potencial consistiu-se em uma combinação linear de uma fonte pontual e uma série de fontes lineares. O procedimento de cálculo é iterativo e consiste na obtenção do valor do peso de cada tipo de fonte que compõe a função potencial.

No contato água-óleo, estabeleceu-se que a água estaria em equilíbrio estático com o óleo. Isto implicou que a pressão da água fosse igual a do óleo, resultando em uma pressão capilar nula no contato. Tratou o contato água-óleo como uma linha de corrente. O reservatório foi assumido como homogêneo, limitado superiormente por uma barreira impermeável que se estendia até uma distância r_c (raio de drenagem). A região de

escoamento é limitada inferiormente, pelo contato água-óleo, que se deforma para cima, em direção ao poço, em resposta à queda de pressão. O influxo de óleo no raio de drenagem é assumido em regime permanente e radialmente simétrico. E finalmente, os fluidos foram considerados incompressíveis. A expressão para vazão crítica foi apresentada em unidades de campo e não apresenta a dependência com o raio do poço, ao contrário da apresentada por Schols³ e Meyer e Garder⁴. Comparada com os trabalhos até então existentes, a vazão crítica foi menor que a obtida por Muskatt e Wyckoff¹ e maior que a obtida por Schols³ e por Meyer e Garder⁴.

Meyer e Garder⁴ apresentaram uma expressão simplificada para vazão crítica, a partir de um caso de escoamento radial simples de um único fluido escoando para um poço. Supuseram que outras fases estivessem em repouso. O reservatório era homogêneo, delimitado por duas barreiras horizontais impermeáveis. O fluido era incompressível. Desenvolveram a expressão para três situações: o óleo escoando e a água, abaixo, em repouso; o óleo escoando e o gás, acima, em repouso; e por último, a situação em que somente o óleo escoava, cuja camada está localizada entre uma camada de gás, sobreposta a esta, e outra de água, localizada abaixo.

De um modo geral, as correlações analíticas para previsão de comportamento do cone de água têm como objetivo principal, proporcionar rapidamente valores para os parâmetros: vazão crítica, tempo de irrupção, corte de água, etc. Geralmente, estes são os parâmetros utilizados para monitorar o crescimento do cone. Desta forma, os modelos tornam-se simplificados para facilitar a solução analítica, proporcionando apenas resultados aproximados. Estas simplificações causam discrepâncias nos resultados entre os trabalhos e limitam as aplicações dos modelos analíticos.

Outra limitação destes modelos, é a limitação das soluções para regimes permanentes para períodos anteriores à irrupção da água. Para períodos posteriores, somente valores de corte de água em regime permanentes são fornecidos. Além disso, o fenômeno de cone é estudado para um único poço.

2.3. Modelos Numéricos

Os modelos numéricos consistem basicamente na utilização de simuladores numéricos de escoamento de fluidos em reservatórios. Solucionam numericamente o sistema

de equações obtido na discretização no espaço e no tempo das equações diferenciais que governam os escoamentos dos fluidos.

São apresentados a seguir, vários trabalhos da literatura relacionados com as diferentes técnicas de discretização e solução de sistemas de equações. Embora este não seja o tema deste trabalho, estas técnicas foram estudadas para posteriormente decidir qual o tipo de discretização a ser utilizada para descrever o escoamento de fluidos. Desta forma, são apresentadas algumas vantagens e limitações de diferentes técnicas.

Segundo Alikhan e Ali⁵, simuladores numéricos (*Black-Oil*) do tipo IMPES (*Implicit Pressure-Explicit Saturation*) são insatisfatórios para a simulação de cone, devido ao grande escoamento de fluidos que atravessa os pequenos blocos localizados próximos ao poço. Para a simulação de cone de água em múltiplos poços simultaneamente, seria recomendável o uso de malhas mais complexas, contendo a malha radial nas vizinhanças dos poços e todos estes, contidos numa malha mais grosseira.

Welge e Weber⁸ mostraram ineficiência do método IMPES para geometrias radiais e usaram uma técnica que alterna o tratamento das transmissibilidades, ADIP (*Alternating Direction Implicit Procedure*), para simularem o fenômeno de cone de água.

A saturação e a distribuição de pressões são calculadas a partir dos potenciais e da relação de pressão capilar, permitindo a descrição do crescimento do cone com o tempo.

Para períodos de tempos antecedentes a irrupção de água, os cálculos foram feitos usando-se o ADIP. Para períodos posteriores, duas técnicas especiais foram utilizadas. Na primeira técnica, o procedimento de cálculos restringiu a máxima mudança na saturação durante o incremento de tempo. Já na segunda, a suavização das oscilações da saturação consistiu em combinar blocos próximos ao poço sempre que os mesmos apresentassem saturações aproximadamente iguais. Com isto, indiretamente, diminuiu-se o número de blocos, diminuindo-se o tempo computacional. Compararam os cálculos deste método com um modelo de areia de laboratório (*sand-packed*) além de corte de água ou gás e perfis de saturação de poços produtores.

Leatkeman e Ridings¹² apresentaram um modelo numérico de cone em que a saturação era estável durante a formação do cone e após a irrupção de água. Para garantir a esta estabilidade, a vazão de produção e a saturação são ambas extrapoladas implicitamente para o novo incremento de tempo, utilizando-se de técnicas de linearização. Apresentaram

também um modelo de reservatório de Blair e Weinaug¹³ em que uma variante de linha de SOR (*Successive Overrelaxation*) foi utilizada para solucionar o problema. A técnica de linha SOR, aparentemente soluciona a grande maioria de problemas de cone, apesar de convergir mais lentamente que outras, como ADIP (*Alternating Direction Iteration Procedure*) e SIP (*Strongly Implicit Procedure*). Quanto a técnica ADIP, esta é capaz de solucionar uma classe mais ampla de cone que a linha SOR. A técnica SIP possui uma convergência melhor que a ADIP.

Blair e Weinaug¹³ estudaram algumas diferenças entre a discretização implícita das equações de escoamento e a discretização mista, que avaliava a pressão no novo incremento de tempo e a termos de mobilidade, no antigo. No tratamento implícito, todas as diferenças das variáveis em relação ao espaço são avaliadas no novo incremento de tempo.

MacDonald e Coats¹⁴ compararam a técnica IMPES, com uma técnica IMPES modificada e com a totalmente implícita. A técnica IMPES teve sua transmissibilidade tratada explicitamente e os termos de produção, implicitamente. Já a técnica IMPES modificada diferiu-se da primeira somente por ter a transmissibilidade tratada implicitamente. E por último, a técnica totalmente implícita, neste estudo no entanto, teve a pressão, quando esta surge como argumento na transmissibilidade e nos termos de produção, tratada explicitamente. Concluíram que a técnica IMPES modificada requer 10% mais de tempo de computação que a técnica IMPES, embora o tamanho do incremento de tempo pode ser aumentado em algumas vezes. A técnica totalmente implícita usou 3.3 vezes mais tempo de computação por incremento de tempo que a IMPES modificada mas permitiu o uso de incremento de tempo muito maior que os dois primeiros. Esta foi particularmente eficiente em casos em que a pressão capilar era alta e os blocos, próximos ao poço, pequenos. Em problemas de pressão capilar moderada, a técnica IMPES modificada e a totalmente implícita se equívalem em eficiência.

Spirav e Coats¹⁵ apresentaram vantagens na utilização de técnicas totalmente implícitas, particularmente em simulações de fenômeno de cone. O tratamento explícito de termos dependentes da saturação (avaliação destes termos é feita no início do intervalo de tempo, mantendo constante seu valor durante todo o intervalo) seria a causa da instabilidade na determinação de saturação para blocos localizados próximos ao poço. O tratamento totalmente implícito contornaria este problema. No entanto, este método possui a desvantagem de tornar tanto a formulação matemática do problema como a sua programação,

extremamente complexos, além de aumentar significativamente o tempo computacional por incremento de tempo, apesar de ter possibilitado um aumento do tamanho do incremento de tempo, devido a estabilidade resultante.

Miller e Rogers⁶ utilizaram uma versão implícita para saturação de um simulador numérico de reservatório, para um modelo de reservatório radial, de duas e três fases, compressível e bidimensional. Estudaram os efeitos de vários parâmetros que afetam a performance de poços.

Através da simulação de teste de produção, em que o poço é fechado para percorrer um perfil PNC (*Pulsed Neutron Capture*), concluíram que não há mudança apreciável na saturação mesmo após longas horas após o fechamento do poço.

Concluíram ainda que, é possível um poço produzir em altas vazões até que seja produzida água e, então, fechado e para posteriormente, voltar a produzir óleo, livre de água, sem que ocorra danos permanentes no poço. Danos permanentes não ocorreram quando medidos por corte de água e índice de produtividade.

Chappelear e Nolen¹⁷ relataram os resultados do “Segundo Projeto Comparativo de Soluções: Um Estudo de Cone Trifásico”. Onze empresas da indústria de petróleo participaram simulando um modelo de radial de reservatório sujeito ao fenômeno de cone. O único poço produtor era localizado no centro do sistema radial, completado nos blocos de coordenadas (r, z) de (1, 7) e (1, 8). Consideraram que as soluções numéricas obtidas concordaram surpreendentemente bem entre si, considerando-se a diversidade das técnicas de discretização e de solução.

Quanto aos modelos numéricos, os disponíveis atualmente sofreram avanços significativos em comparação aos primeiros. Devido ao desenvolvimento tecnológico das máquinas, modelos mais sofisticados tornaram-se disponíveis com maior facilidade de acesso pelos usuários.

A grande vantagem dos modelos numéricos, é a sua generalidade. As características de cada reservatório podem ser implementadas em arquivo de simulação sem que seja necessário fazer simplificações com a finalidade de facilitar o trabalho do usuário. Além disso, apresentam soluções para períodos posteriores à irrupção de água.

2.4. A Técnica da Completação Dupla

Outro tópico investigado neste trabalho foi a completção dupla. Esta técnica de produção consiste em produzir água na zona de água, além da produção de óleo na zona de óleo, de forma que consiga um equilíbrio dinâmico de pressões que minimize a deformação da superfície de separação água-óleo. A seguir estão descritos alguns trabalhos realizados sobre esta técnica de produção.

Wojtanowicz, Xu e Bassiouni⁷ utilizaram um simulador de reservatório e propuseram o controle de cone de água por meio de completção dupla: acima e abaixo do contato água-óleo. A completção acima do contato, seria feita na zona de óleo por meio de canhoneados no revestimento. E abaixo, na zona de água, a água seria produzida utilizando-se um tubo instalado internamente ao revestimento (*tailpipe*) fixado por *packers*. A água seria então produzida simultaneamente com o óleo mas, separadamente, servindo como um dreno para o controle do crescimento do cone de água. O princípio físico do controle de cone de água deste método baseou-se na alteração da distribuição de potencial da zona de óleo (pressão) que o sumidouro de água causa entre o canhoneado para a produção de óleo e a extremidade inferior do tubo interno para a produção de água (extremidade do *tailpipe*). Primeiramente, foram investigados a posição do canhoneado para a produção de água e a razão de produção como fatores que influenciavam a taxa de produção crítica, sem que ocorresse a produção de água. A seguir, fizeram uma comparação entre as quantidades de água produzidas acima da vazão crítica de produção entre o sistema com e sem a completção dupla.

Concluíram que o método de completção dupla é efetivo no controle do cone de água, mesmo quando a razão de produção de água/óleo é baixa mas previne sobre as limitações do método de simulação matemático que não consegue simular a produção de óleo e água após a irrupção da água, além da falta de representação analítica da zona de transição óleo/água e os efeitos relacionados com as mudanças na saturação de água.

Cavalcante⁹ obteve uma correlação para previsão da produção de água através da simulação numérica. Serviram como parâmetros para o estudo, a razão entre a permeabilidade vertical e a horizontal, vazão de produção, razão de mobilidade dos fluidos e extensão do intervalo de completção. Estes parâmetros tinham seus respectivos intervalos de variações no qual foram escolhidos quatro valores para representá-los. Foi escolhido um valor de cada parâmetro para construir um conjunto de dados denominado de “caso base”. A

partir destes quatro valores para cada parâmetro, construiu-se doze conjuntos de dados além do caso base. Para cada conjunto, variava-se um parâmetro e mantinha-se os demais valores correspondentes ao caso base. Em seguida foi realizada a adimensionalização das variáveis, tempo pelo tempo de irrupção da água e do corte de água (razão de produção instantânea de água em relação a produção instantânea total) pelo seu valor máximo. A partir destes casos, obteve-se uma nuvem de pontos pelo qual foi ajustada uma curva polinomial de quarto grau.

No estudo de completação dupla, simulou-se uma configuração de produção com a completação de água sendo feita na porção extrema inferior da zona de água e a de óleo, a partir do topo da formação. No entanto, não foram realizadas simulações com diferentes profundidades de canhoneados e espessuras da completação da zona de água.

Singh e Morse¹⁰ estudaram a eficácia da completação dupla como um método de controle do cone de água. Fizeram comparações de produção de óleo e água entre uma completação convencional e uma completação dupla, utilizando-se de um modelo numérico de cone, tratando-o como um problema de escoamento bifásico e bidimensional. O modelo numérico era totalmente implícito e resolvia simultaneamente as equações para pressão e saturação.

Para prevenir o surgimento do cone de água na zona de óleo por meio de regulagens na vazão de água na completação inferior, o modelo de cone foi modificado, adotando-se um determinado bloco, imediatamente abaixo do contato água-óleo e adjacente ao poço, cuja saturação de óleo era controlada para se evitar a formação do cone. As vazões de água foram reguladas para manter-se a saturação de óleo deste bloco específico, variando dentro de um intervalo especificado, e, por conseqüência, manter o cone de água estável na zona de óleo.

A completação dupla, em todos estes casos, apresentou razões de água-óleo maiores que a completação simples. A diferença entre as razões de óleo-água para a completação dupla e simples foi máxima para vazão crítica e mínima para vazões quádruplas da vazão crítica. Esta diferença diminui a medida que a recuperação de óleo aumenta (% recuperada). A produção acumulada de água entre a completação simples e a dupla apresentou uma diferença maior nos estágios iniciais da recuperação (10%) e diminuiu com o aumento na recuperação de óleo.

Swisher e Wojtanowicz¹¹ aplicaram o método da completação dupla para controle de cone de água em um campo de Nebo Hemphill Field, no norte de Louisiana. Utilizaram-se de

um modelamento matemático de sistema de produção-drenagem para auxiliar na configuração da completação, determinando-se a posição dinâmica do contato óleo-água. Considerando-se as incertezas de dados, como por exemplo, a permeabilidade vertical, um programa de computador baseado no modelo matemático, determinou uma área em uma curva de vazão de óleo versus vazão de água, na qual o cone seria estável. Através de uma vazão de produção de água de 33 vezes maior, aproximadamente, em relação a de óleo, conseguiram produzir óleo a uma vazão constante, praticamente. Uma vez que havia ocorrido a irrupção de água na zona de óleo, foi necessário produzir água numa proporção de 49 vezes a vazão de produção de óleo, aproximadamente, para reverter o cone, embora tenha-se gasto algumas semanas para que isto ocorresse. Financeiramente, concluiu que o período do retorno de uma completação dupla pode chegar a metade de uma completação simples, embora seu custo inicial seja maior. Além disto, o óleo produzido era livre de água, não necessitando tratamento prévio para refino e a água, por sua vez, não apresentou índice considerável de contaminação por óleo, e pôde ser descartada sem tratamento.

Fisher, Letkeman e Tetreau¹⁶ usaram um modelo numérico de cone para testar a técnica de completação dupla em um reservatório de Bellshill Lake, localizado em Alberta, Canadá. O reservatório era estruturalmente trapeado com um aquífero ativo em toda sua superfície inferior. A espessura da zona de óleo variava de 20 a 50 pés, tendo uma espessura média, aproximadamente, de 30 pés. Um poço, completado 20 pés acima do contato água-óleo foi escolhido representando um típico poço do reservatório. Para uma representatividade maior do estudo, foi feito um ajuste de histórico de produção, ajustando-se a razão de mobilidade água-óleo.

O primeiro passo do estudo foi reduzir a vazão de produção de 140 barris diários para 80, resultando somente em uma pequena redução no corte de água. A segunda tentativa foi completar, logo abaixo do primeiro canhoneado, resultando em apenas uma distribuição da produção de água entre as duas completações. Isto comportou-se como um único canhoneado de uma extensão maior. Com uma completação mais abaixo e distante da primeira, produzindo-se na zona de água a uma vazão de 140 barris diários e mantendo a vazão da primeira completação em 80 barris diários na zona de óleo, testou-se a técnica da completação dupla, aumentando-se posteriormente, a vazão de produção deste segundo canhoneado para 500 barris diários. Isto resultou em um imediato declínio do corte de água.

No entanto, foi simulado a técnica de completação dupla apenas alguns dias após a constatação de sua eficácia imediata.

2.5. Comentários

De um modo geral, as correlações analíticas para previsão de comportamento de cone de água são simplificadas na modelagem do problema, restringindo a aplicação para casos mais gerais. Desta forma, optou-se por realizar pela utilização de modelos numéricos. A grande vantagem deste tipo de modelagem, é a sua generalidade. Permitem que problemas com características específicas sejam estudados sem que necessite simplificações para facilitar a sua utilização.

Este trabalho utilizou a formulação AIM (*Adaptative Implicit Method*) que combina as vantagens do implícito e IMPES. Esta formulação está citada no Capítulo 3.

A completação dupla, segundo vários autores, é uma técnica promissora no aumento da produção de óleo. Embora alguns estudos tivessem a preocupação principal em avaliar a eficácia segundo o aumento da produção de óleo, sem se preocupar se a quantidade de água produzida comprometeria ou não a viabilidade de seu uso na prática.

3. Metodologia

Neste capítulo é feita uma descrição rápida dos métodos mais utilizados para estudar o fenômeno de cone de água e da técnica de complementação dupla. São apresentados também, os parâmetros utilizados na otimização, a função-objetivo da otimização e a metodologia utilizada.

3.1. Introdução

Conforme citado anteriormente, para estudar o fenômeno de cone de água, foi necessário utilizar modelos para representá-lo. Estes podem ser classificados em analíticos ou numéricos.

3.1.1. Métodos Analíticos

A metodologia analítica consiste em aproximar o escoamento de fluido em reservatório, através de equações diferenciais, que obedecem a lei de Darcy e o princípio de conservação de massa. No caso específico de cone de água, a solução simultânea para a distribuição no espaço e no tempo, de saturação e pressão e, por consequência, para a forma do cone, torna-se extremamente complexa, porém, necessária. Por este motivo, muitas tentativas de modelagem analítica fazem alguma simplificação. Como estas simplificações limitam a aplicação destes modelos, neste trabalho optou-se por usar o método numérico.

3.1.2. Método Numérico

Este método consiste basicamente na utilização de simuladores numéricos de escoamento de fluidos em reservatórios. Através da discretização no espaço e no tempo das equações diferenciais que governam os escoamentos de fluidos, soluciona-se numericamente

o sistema de equações obtido. Existem vários métodos numéricos para solucionar o sistema de equações resultante da discretização: Newton, Gauss, SOR, Decomposição LU, etc.

Existem também vários tipos de discretização utilizadas para simular o escoamento de fluidos em reservatório. Um método muito utilizado é o IMPES. No entanto, para geometria radial, este método torna-se ineficiente pela necessidade de diminuição no incremento de tempo causada pela diminuição dos volumes dos blocos próximos ao poço. Neste caso, o modelo totalmente implícito é mais adequado. Particularmente, neste estudo foi utilizado o simulador “IMEX”, versão 96, com um modelo AIM (*Adaptive Implicit Method*) que alterna a discretização entre IMPES e totalmente implícito de acordo com a necessidade, combinando as vantagens de ambos. O IMPES é usado em blocos maiores onde a variação de saturações e pressão não é muito grande e o implícito nos demais blocos. Desta forma, a limitação de pequenos intervalos de tempo é eliminada e maior rapidez é obtida na solução.

3.2. Parâmetros utilizados

Segundo Wojtanowics, Xu e Bassiouni⁷, os parâmetros que mais afetam o cone de água em poços verticais são: razão de mobilidade, espessura da zona de óleo, razão da força gravitacional para forças viscosas, razão de permeabilidade vertical para horizontal, espaçamento entre poços, penetração do poço na zona de óleo e a vazão de produção. As quatro primeiras variáveis estão praticamente fora do controle técnico por serem variáveis físicas inerentes do reservatório. Desta forma, para o caso de um único poço produtor, as variáveis escolhidas para serem otimizadas foram: vazão de produção de fluidos, localização e comprimento da completação.

A otimização de vazão de produção consistiu em se determinar o valor da vazão total e inicial de líquidos (água e óleo), em uma determinada posição e comprimento da completação, que proporcionasse o maior valor da função-objetivo.

Analogamente, a otimização de completação consistiu em se determinar a localização e comprimento da completação para um determinado valor de vazão. Uma vez que as espessuras das camadas foram determinadas pela malha de simulação escolhida, a otimização de completação foi realizada em incrementos que corresponderam as espessuras das camadas tornando-se uma variável discreta no método de otimização. Isto foi possível devido ao nível

de discretização utilizado. Outra possibilidade seria utilizar completção parcial, caso a malha fosse mais grosseira.

A otimização de vazão de produção e completção poderia ser feita simultaneamente mas optou-se por otimizar uma variável de cada vez num processo iterativo devido a diferença na natureza das duas variáveis. A variável vazão de produção total e inicial é uma variável contínua enquanto que a completção é uma variável discreta com relação a função-objetivo. Pode-se visualizar este processo no Apêndice C, no fluxograma simplificado do programa.

Neste trabalho utilizou-se somente um poço produtor e sua região de influência. A técnica de diminuir o espaçamento entre os poços, empregando-se um número maior destes para uma mesma área do reservatório, para diminuir as respectivas vazões e a sua influência no controle de cone poderiam ser estudados em uma continuação deste trabalho, avaliando-se principalmente, a sua viabilidade financeira.

3.3. Função-objetivo

Para tornar o processo de otimização automático, é necessário que seja definido uma forma de quantificar matematicamente o objetivo do mesmo. Isto é feito definindo-se uma função-objetivo que neste trabalho consiste em calcular as receitas geradas pela produção de óleo, deduzidas das despesas compostas por eventuais custos de separação de água-óleo e/ou tratamento de água.

Estes valores são convertidos em valor presente, pela fórmula:

$$VP = \sum_{i=1}^N \left[\frac{V_{oi} P_o - V_{wi} P_w}{(1 + R_d)^{(t_{i-1} + \Delta t_i/2)}} \right] \quad (3.1)$$

onde N é o número de intervalos de tempo; R_d é o fator de desconto diário; t é o tempo e Δt_i é o intervalo de tempo, em dias; P_o é o preço de óleo e P_w , o da água por unidade de volume; V_{oi} é o volume de óleo e V_{wi} o de água, produzidos no intervalo de tempo i. Assim a receita proveniente da produção de óleo, durante um intervalo de tempo, é calculado pelo produto do preço unitário do barril de óleo pela produção acumulada de óleo, obtida em barris. É suposto que toda a receita de um determinado intervalo de tempo seja gerada no seu ponto médio. Para isto, foi tomado o tempo de intervalo anterior e somado a este, metade do incremento de tempo. Analogamente, é calculado custo de produção de água, pelo produto

do custo unitário de tratamento de barril de água, P_w , pela produção acumulada de água, V_{wi} , em barris, no mesmo período.

3.4. Etapas seguidas na otimização

Após inúmeras tentativas, o melhor método de otimização encontrado foi obtido através do tratamento das variáveis como independentes, otimizadas alternadamente num processo iterativo conforme descrito a seguir.

O processo está dividido em cinco etapas principais:

- Etapa 1: otimização de vazão no topo escolhido da formação.
- Etapa 2: otimização de completação com o valor de vazão obtido na etapa anterior.
- Etapa 3: otimização de vazão na completação otimizada pela etapa anterior.
- Etapa 4: otimização de completação com o valor de vazão obtido na etapa anterior.
- Etapa 5: otimização de vazão na completação otimizada pela etapa anterior.

As Etapas 1 e 2 são realizadas incondicionalmente na otimização de qualquer modelo de reservatório. Cada uma das demais etapas, serão executadas se a diferença do maior valor de função-objetivo encontrado entre a penúltima e a última etapas for maior que uma determinada tolerância adotada.

Na Etapa 1, a otimização de vazão inicia-se a partir do valor limite de vazão de produção, com o poço completado no topo da formação. Pode-se utilizar como referência, o valor da capacidade da estrutura de produção. A razão para esta escolha é explicada na Seção 3.7.1.

Após a simulação com o valor limite de vazão, a vazão inicial das simulações seguintes são calculadas a partir da vazão anterior, decrementada de um valor que se baseia na variação que a vazão produzida sofreu durante a simulação. Mais detalhes sobre como este decremento de vazão é calculado encontram-se na Seção 3.6.3.2. Esta etapa é finalizada quando a função-objetivo diminuir.

Na Etapa 2, o processo de otimização de completação é realizado com o valor de vazão otimizado pela etapa anterior, deslocando-se o topo e a base da completação para cima ou para baixo, dentro de um intervalo de completação, previamente determinado pelo usuário, sendo realizado por 3 tarefas básicas:

Tarefa A: deslocamento da base da completção para baixo.

Tarefa B: deslocamento do topo da completção para baixo.

Tarefa C: deslocamento da base da completção para cima.

Cada uma destas tarefas é executada enquanto proporciona um acréscimo na função-objetivo, isto é, enquanto o valor da função-objetivo da última alteração de completção for maior que o valor da anterior. Caso contrário, uma outra tarefa é executada desde que o deslocamento da base ou do topo, seja possível.

Ao final de três tentativas sucessivas, cada uma realizada por diferentes tarefas que não proporcionem valor de função-objetivo maior que o armazenado ou, que o incremento de completção não seja possível de se realizar, a etapa é finalizada e é realizada uma comparação dos valores máximos de função-objetivo das duas etapas anteriores. Se a diferença entre estes valores for menor que uma determinada tolerância ou se ocorrer um decréscimo no valor máximo da Etapa2 em relação à Etapa 1, o processo é finalizado.

O processo prossegue com a Etapa 3 que consiste em otimizar a vazão de produção no intervalo de completção otimizado pela etapa anterior. O processo é finalizado se a diferença entre os maiores valores de função-objetivo de cada etapa anterior for menor que a tolerância adotada.

Caso esta condição de finalização do processo não se estabeleça e a Etapa 3 seja executada, a Etapa 4 é executada em seguida, independente do valor de vazão obtido na Etapa 3. A vazão otimizada pela Etapa 3, é testada em outra completção para verificar se não ocorre um acréscimo de função-objetivo.

Finalmente, se esta segunda otimização de completção for executada, Etapa 4, e a diferença do seu valor máximo em relação ao da etapa anterior for maior que a tolerância adotada (no caso 5%), uma terceira otimização de vazão é executada desde que o valor de vazão utilizado na Etapa 4. Esta é a Etapa 5.

Existe porém, uma etapa que não foi descrita acima. Esta etapa realiza um refinamento do valor de vazão otimizado pela Etapa 3 se a diferença, em absoluto, entre o melhor valor da vazão e o valor de vazão da simulação subsequente for maior que uma determinada tolerância adotada. Desta forma, esta etapa é executada entre as Etapas 3 e 4 descritas acima e está descrita na Seção 3.5.1.

3.5. Características do Processo de Otimização

O processo de otimização proposto neste trabalho visou prioritariamente proporcionar uma otimização de completção e vazão de produção com o menor número de simulações possível. Para a finalização do processo, foi necessário estabelecer alguns critérios que são descritos a seguir.

3.5.1. Otimização de Vazão

Na otimização de vazão, o critério adotado foi a comparação do valor da função objetivo da última simulação com o valor da simulação anterior. Esta otimização é finalizada quando ocorre um decréscimo no valor da função-objetivo em relação à última simulação. Isto é ilustrado na Figura 3.1.

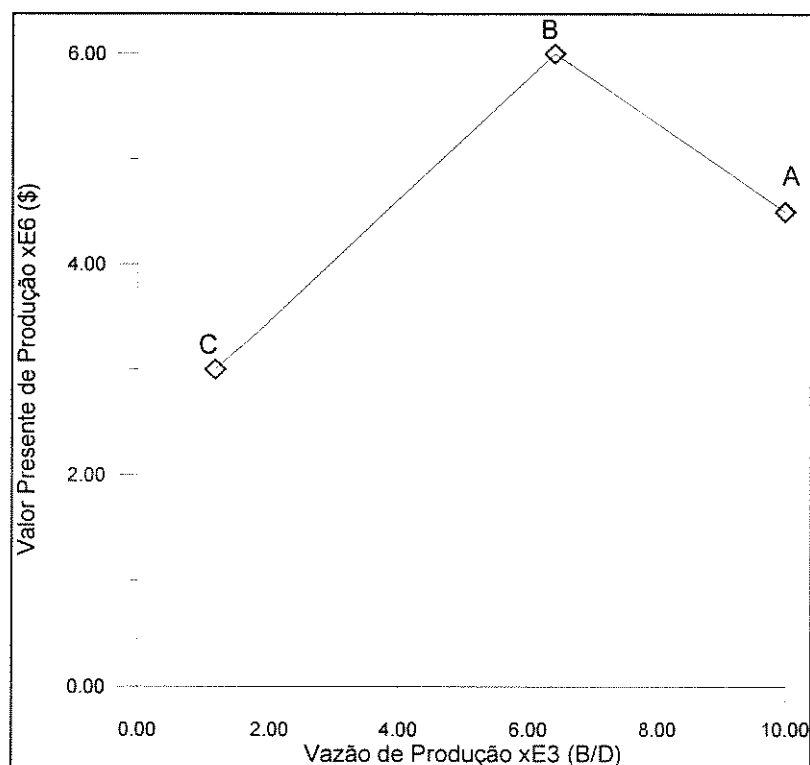


Figura 3-1 - Otimização de Vazão

Ao final da segunda etapa de otimização de vazão, o maior valor encontrado para a função objetivo (B) é comparado com o valor da simulação subsequente (C). É realizada também, uma comparação dos correspondentes valores de vazão. Quando a diferença entre os valores da função-objetivo ou a diferença entre as vazões forem maiores que as respectivas tolerâncias adotadas, um novo valor de vazão compreendido entre os pontos A,

B, e C é avaliado por uma etapa subsequente que calcula o novo valor de vazão pela média destes três pontos, ponderados pelos seus respectivos valores de função-objetivo. Esta etapa foi denominada de “refinamento de vazão”.

A finalização desta etapa ocorre quando a diferença entre o maior valor de função-objetivo e o maior encontrado na etapa anterior for menor que a tolerância adotada. Desta forma, a precisão desta otimização de vazão é pelo menos igual a tolerância adotada para a execução desta última etapa. (neste caso, 2.5%).

3.5.2.Otimização de Completação

A otimização de completção é composta por três tarefas. Cada uma destas tarefas intermediárias utilizam o mesmo critério de finalização: se uma eventual alteração da completção realizada por uma destas tarefas produzir decréscimo no valor da função-objetivo, esta tarefa é finalizada. Por outro lado, a finalização da otimização se dá quando três execuções consecutivas destas tarefas produzirem valores de função-objetivo menores que o maior até então encontrado.

A variação do valor da função-objetivo depende da magnitude das alterações dos parâmetros: vazão e completção. No caso da vazão, a magnitude da alteração é determinada pelo programa através de cálculos com a vazão produzida pela simulação, conforme está descrita na Seção 3.6.3.2

A otimização de completção utiliza-se de uma variável discreta que corresponde a posição e espessura das camadas. A magnitude de alteração deste parâmetro é determinada por incrementos correspondentes às espessuras das camadas. Este incremento corresponde, no mínimo, à espessura de uma única camada, se a escolha feita pelo usuário para o tamanho do incremento, for menor ou igual a espessura da menor camada. Se a escolha deste valor de incremento mínimo for menor que a espessura de uma determinada camada, as espessuras das camadas subsequentes seriam somadas, até que esta soma superasse este valor e assim, constituísse o incremento de completção.

Conseqüentemente, a otimização de completção ocorre em incrementos que correspondem as espessuras das camadas utilizadas na malha que descreve o reservatório, não possibilitando o refinamento da otimização para este parâmetro por meio da completção parcial de camadas. Embora este problema possa ser solucionado, aumentando-se o número

de camadas verticais na discretização e, com isto, diminuir as espessuras das mesmas, este tipo de solução pode aumentar significativamente o número de simulações para a otimização de completação por aumentar o número de camadas a ser completado, além de aumentar o tempo de cada simulação, visto que aumenta o número de blocos.

Quando o refinamento da malha tornar-se necessário mesmo por outra finalidade, como por exemplo, a visualização da distribuição de saturação dos fluidos, o programa também permite o aumento na magnitude do incremento de completação, de modo a minimizar o número de simulações durante o processo de otimização de completação, contornando o problema do aumento do simulações que seriam necessárias para a otimização devido ao aumento do número de camadas.

Portanto, no caso da otimização de completação, quantificar a precisão para a otimização em termos de valores da função-objetivo torna-se difícil. Desta forma, se necessário, a precisão desta etapa poderia ser definida em termos de espessuras de camadas, se a modelagem do reservatório for feita em camadas de mesma espessura. Isto é feito estabelecendo-se um valor de incremento mínimo de completação menor que espessura de camadas utilizadas.

3.6. Critérios utilizados na otimização

3.6.1. Estimativa inicial de completação

A solução mais utilizada para reservatórios conectados a aquíferos e sujeitos ao cone de água é produzir o mais distante possível da zona de água. Desta forma, a otimização de completação inicia-se completando-se no topo da formação. Esta também é a posição da completação na qual inicia-se a otimização de vazão de produção. Este procedimento possui a vantagem de diminuir o número de iterações nos casos em que ocorre a formação de cone.

3.6.2. Otimização de completação

Em reservatórios heterogêneos, podem ocorrer camadas de permeabilidade reduzida intercaladas entre camadas de permeabilidade maiores, fraturas ou ainda, canais preferenciais de escoamento dos fluidos. Estas heterogeneidades podem ocasionar variações significativas na produção quando a completação for feita nas camadas que as contêm.

Desta forma, no processo de otimização de completção, o critério que finalizasse esta tarefa quando uma simulação promovesse valor de função-objetivo menor que a da simulação anterior, não seria adequado para situações mais adversas, uma vez que o comportamento da produção acumulada poderia não ser uma função monotônica em relação a completção.

Conseqüentemente, para casos gerais, tornou-se necessário efetuar a completção em todo o intervalo com óleo, pelo menos uma vez, para se averiguar estas eventuais ocorrências. Por outro lado, quando a otimização for feita em reservatórios homogêneos este procedimento poderia aumentar o número total de simulações feitas para a otimização, desnecessariamente. Desta forma, o programa oferece uma opção de finalização para a primeira execução da Tarefa A, da otimização de completção, de acordo com a heterogeneidade do reservatório. Se a opção for feita por reservatórios heterogêneos, a Tarefa A é executada até o final do intervalo a ser completado, estendendo o comprimento da completção do topo à base. No caso de reservatório homogêneo, a Tarefa A é finalizada tão logo a função-objetivo decresça. Considerando que estas heterogeneidades são conhecidas no instante do modelamento do reservatório, o critério de finalização da primeira etapa do processo de otimização de completção pode ser escolhido previamente à execução do programa, apropriadamente pelo usuário.

3.6.3. Otimização de vazão

A seguir estão descritas os fatos que motivaram a otimização de vazão a ser iniciada por um valor máximo e a partir do qual, é decrementado e também as etapas desta otimização, seu critério de finalização e de cálculo de decremento.

3.6.3.1. Vazão inicial

Na produção de óleo, sempre existirá restrição quanto ao valor de pressão mínima de fundo de escoamento, a depender do mecanismo de elevação disponível. Se esta pressão for mantida constante, o gradiente de pressão disponível entre o poço e o reservatório geralmente tende a diminuir com depleção do reservatório. Desta forma, na maioria dos casos, é esperado que a vazão sofra redução durante a vida produtiva do poço. Considerando este fato, a otimização de vazão consistiu em se determinar o valor de vazão inicial, cuja variação

no período simulado proporcione a melhor receita de produção de óleo. Esta variação, se ocorrer, será determinada pelas características do reservatório.

Considerando-se que o valor presente da receita de uma produção de óleo é maior quanto antes esta seja produzida, normalmente a melhor solução é produzir a vazão inicial máxima, isto é, produzir a uma vazão inicial permitida pelo gradiente de pressão e pelas transmissibilidades da formação que, mesmo ocorrendo variação no seu valor durante a produção, proporcione o melhor valor presente.

Em casos em que as simulações são iniciadas com valores de vazão de produção muito acima da vazão máxima, as vazões fornecidas pelo simulador sofrem uma grande redução logo nos instantes iniciais da simulação, proporcionando um comportamento da vazão que difere do comportamento da vazão máxima apenas nos instantes iniciais da simulação promovendo no final, valores de função-objetivo muito próximos. Considerando este fato, utilizou-se da análise do comportamento da vazão durante a simulação para se determinar a vazão inicial máxima, através do decremento da vazão limite. Isto está descrito a seguir, na Seção 3.6.3.3.

Portanto, neste trabalho, a determinação aproximada desta vazão é iniciada a partir da vazão limite (capacidade da estrutura de produção) decrementando-a pelos cinco passos descritos abaixo.

Esta etapa de otimização utiliza como critério de finalização a variação do valor da função-objetivo, especificamente seu decréscimo.

3.6.3.2. Decremento de vazão

Para o cálculo do decremento de vazão, foram utilizados as seguintes variáveis:

- Valor da função-objetivo;
- Valor de vazão inicial da simulação;
- Valor da vazão correspondente a 10% do tempo total;
- Valor da vazão média.

Para aumentar a eficiência desta etapa, o programa pode alterar a maneira de executar cálculo do decremento e na utilização das variáveis para calculá-lo. Existem três formas diferentes para se calcular o decremento. A alteração da forma de calcular o decremento, dentre as três, é ocasionada pela diferença de vazão e função-objetivo de uma simulação com

relação a anterior, quando estas tornarem menores que as tolerâncias adotadas. A razão para esta alteração é devido a diminuição que ocorre no valor do decremento quando o valor da vazão inicial e o correspondente ao instante de 10% do tempo total (ou a vazão média) tornarem muito próximos.

A primeira e principal forma de calcular, descrita a seguir, utiliza o valor de vazão inicial e o valor de vazão produzida na simulação correspondente a 10% do tempo total.

1. Simula-se com a vazão máxima no intervalo de completção considerado. Pode-se utilizar como valor de referência, a capacidade da estrutura de produção.
2. Ao final da simulação, lê-se no arquivo de saída da simulação, o valor de vazão correspondente a 10% do tempo total de simulação. Este valor é utilizado no cálculo do decremento pelo Passo 3.
3. Calcula-se a média ponderada entre o valor de vazão inicial da simulação e o valor da vazão correspondente a 10% do tempo total de simulação, encontrado no Passo 2.
4. Simula-se com o valor de vazão correspondente a média calculada no passo anterior.
5. Repete-se o Passo 1.

A otimização de vazão é realizada decrementando-se a vazão sucessivamente por estes cinco passos, desde que a simulação com a vazão decrementada não proporcione um decréscimo no valor de função-objetivo.

A segunda forma de calcular o decremento é praticamente igual a primeira, com a diferença que a variável utilizada no cálculo do decremento é substituída pelo valor da vazão média. Esta por sua vez, é calculada pela divisão da soma da produção acumulada de água e de óleo, pelo tempo de simulação.

A terceira forma de se decrementar a vazão, é a utilização de uma razão geométrica, onde a vazão é dividida por um fator (no caso deste trabalho, usou-se o fator 2).

3.6.3.3.A variação da vazão durante a produção

A forma como a vazão varia no período de produção do poço influencia muito o seu valor presente. Desta forma, apesar do método procurar o valor de vazão a ser iniciado na simulação, é importante que se leve este fato em consideração. A variação que a vazão sofre a partir do seu valor inicial e o correspondente ao instante equivalente a 10% do tempo total de simulação é considerado no cálculo do decremento. A magnitude deste decremento é

afetado pela diferença entre estes valores. Desta forma, ao determinar a vazão inicial ótima, este método está considerando também a variação que a mesma sofreu durante a simulação anterior.

O valor de vazão correspondente a 10% do tempo de simulação foi obtido lendo-se no arquivo de saída da simulação. A escolha do instante da leitura da vazão de produção fundamentou-se em observações dos resultados das simulações. Constatou-se que neste intervalo de tempo, localiza-se a variação de maior magnitude quando a vazão inicial simulada é muito maior que a máxima e que por isso, a vazão deste período não influencia muito nos valores da função-objetivo, uma vez que a intensidade da variação é muito grande e o período, relativamente curto. A partir das proximidades deste valor, ocorre uma variação menos intensa cujo valor de vazão, quando simulado como vazão inicial, proporcionou o melhor valor presente de produção na maioria dos casos observados. Uma vez que a intensidade de variação da vazão é alta e o intervalo de tempo, relativamente pequeno. Desta forma, o valor de vazão correspondente a este instante foi utilizado para o cálculo do decremento.

Este procedimento aproxima rapidamente a vazão da simulação seguinte para valores de vazão correspondente a 10% do tempo total de simulação, a medida que aumentamos o respectivo peso deste no cálculo da média ponderada. Consequentemente, se a queda no valor da vazão iniciada na simulação for pequena no decorrer desta, o decremento também o será.

No entanto, salienta-se que este procedimento para a escolha do valor de vazão da simulação seguinte, foi bom para os casos estudados com simulação de uma vida produtiva de cinco anos e com a pressão de fundo de poço fixa. A sua eficácia não foi avaliada para casos em que o tempo total de simulação fosse muito maior ou menor e também quando a pressão de fundo não fosse fixa.

Embora a determinação do valor de vazão da simulação seguinte seja feita pela avaliação do valor de vazão correspondente a 10% do tempo total da simulação anterior, e considerando que a função-objetivo é afetada pelo tempo, é provável que a escolha correspondente a 10% do tempo total não seja a melhor quando o tempo de simulação for muito maior que 5 anos. No entanto, saliente-se também que este critério não é o de

finalização de otimização de vazão. Desta forma, não afeta de modo significativo os resultados, podendo afetar apenas o número de iterações.

3.7. Completação Dupla

A seguir está descrita a técnica de completação dupla. Embora esta não tenha sido implementada no processo de otimização desenvolvida, esta foi aplicada em alguns casos para uma avaliação de sua eficácia.

A completação dupla é uma técnica de produção que consiste em produzir separadamente, fluidos de duas zonas distintas, através de um único poço. A Figura 3.2 mostra simplificada esta técnica. Isto é feito utilizando-se uma tubulação de diâmetro menor inserida internamente ao revestimento. O óleo é produzido pelo revestimento, completado na zona de óleo, enquanto que a água, é produzida pela tubulação interna, que por sua vez, é produzida pela completação na zona de água. A região anular entre estas duas tubulações é fechada na extremidade do revestimento, de forma a promover um isolamento da produção de fluidos do anular em relação a produção de fluidos produzidos pelo tubo interno.

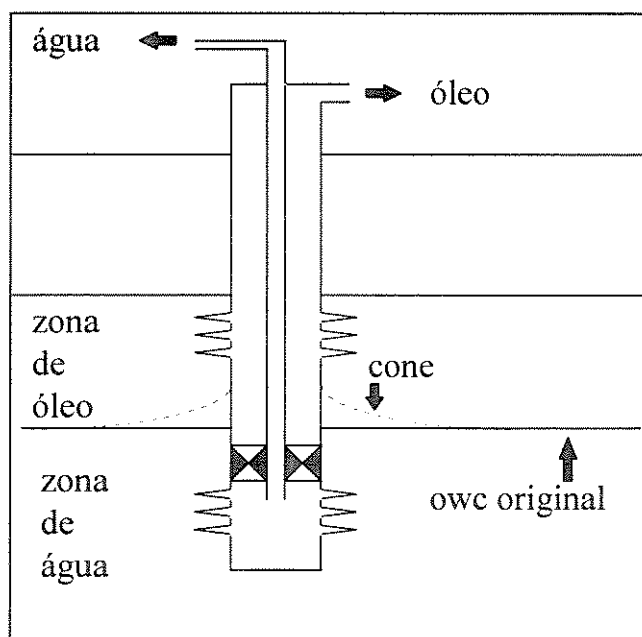


Figura 3-2- Esquema Simplificado de Produção com Completação Dupla.

Quando um poço é colocado em produção, sua abertura cria uma queda no valor da pressão em uma região a partir de seu canhoneado. Esta queda no valor de pressão, diminui a

medida que se afasta do poço. A produção simultânea nestas duas zonas tentam promover um balanço entre os gradientes de pressão que as produções causam em ambas as zonas, a fim de amenizar a deformação da superfície de contato água-óleo, que em repouso, era plana.

Controlando-se a razão de produção de fluidos destas duas zonas distintas, pode-se atingir um equilíbrio dinâmico em que a água, abaixo da superfície do contato, não seja produzida pelo canhoneado da zona de óleo. Como resultado, o óleo pode ser produzido em vazões superiores às que se conseguiriam em uma completação convencional, livre de água. Portanto, o objetivo principal desta técnica se resume em produzir óleo, livre de água, em vazões superiores à que seria possível obter com a técnica convencional. Desta forma, pode-se conseguir um fator de recuperação de óleo superior ao fator de recuperação de uma técnica de completação convencional.

Outra vantagem desta técnica é que a água produzida da zona de água pode ser reinjetada em um outro ponto do aquífero sem tratamento prévio, desde que seja produzida sem a contaminação por óleo, ou seja, desde que não haja a inversão do cone (formação do cone de óleo na zona de água).

No entanto, o processo de otimização não realiza a otimização de parâmetros de produção para a técnica de completação dupla. Apenas foram realizadas verificações da eficácia desta técnica. Esta otimização consistiria em determinar a posição da completação na zona de água, seu comprimento, a respectiva vazão de produção, além destes mesmos parâmetros para a zona de óleo.

No caso da completação dupla, a contaminação da água por óleo, é geralmente diferente para a água produzida a partir da completação na zona de óleo e da completação na zona de água. Desta forma, foi necessário modificar a fórmula para o cálculo do valor presente, acrescentando os custos diferenciados para a água proveniente de cada uma destas zonas, como é mostrado na fórmula seguinte:

$$VP = \sum_{i=1}^N \left[\frac{V_{oi} P_o - V_{wi} P_{w1} - V_{w2i} P_{w2}}{(1 + R_d)^{(t_{i-1} + \Delta t_i / 2)}} \right] \quad (3.2)$$

onde P_{w1} e P_{w2} , representam os custos relacionados à produção de água na zona de óleo e zona de água, respectivamente; V_{wi} e V_{w2i} representam os volumes de água produzidas na zona de óleo e água, respectivamente.

4. Aplicações e Resultados

Neste capítulo são apresentados os três modelos de reservatórios e os resultados da otimização. São apresentados também as influências do tempo de simulação e taxa de interesse no processo. A influência da viscosidade da água e a densidade do óleo, assim como os resultados da completação dupla, também são avaliadas na recuperação de óleo.

4.1. Modelos Estudados

Foram escolhidos três modelos de reservatórios para testar a metodologia proposta neste trabalho. Estes modelos foram escolhidos por terem sido utilizados em simulações de cone de água e estão descritos a seguir:

- Modelo 1: modelo de reservatório de Chappellear e Nolen¹⁷, utilizado em um estudo comparativo de simuladores, chamado de *Second Comparative Solution Project: Three-Phase Coning Study*.
- Modelo 2: modelo de reservatório de Kuo e DesBrisay¹⁸.
- Modelo 3: modelo de reservatório de Cavalcante⁹.

Os dados dos reservatórios estão em forma de tabelas, no Apêndice B. Maiores detalhes podem ser conseguidos nos artigos em que os dados foram encontrados.

Depois de testar o programa para os modelos acima, pretendeu-se avaliar a influência de diversos fatores no processo de otimização. Para isso, criou-se também nove variações do Modelo 1, conforme a lista abaixo.

- Caso 1 - Vida produtiva de 2, 5, e 10 anos (Tabela 4.7).
- Caso 2 - Taxa de interesse de 0, 15 e 25% (Tabela 4.8).
- Caso 3 - Custo unitário de água equivalente a metade do Caso Base (Tabela 4.8).
- Caso 4 - Redução pela metade da espessura original das camadas (Tabela 4.8).

- Caso 5 - Densidade do óleo reduzida em 10% (Tabela 4.9).
- Caso 6 - Viscosidade da água reduzida em 10% (Tabela 4.9).
- Caso 7 - Densidade do óleo aumentada em 5% (Tabela 4.9).
- Caso 8 - Viscosidade da água aumentada em 10% (Tabela 4.9).
- Caso 9 - Completação dupla com o Modelo 1 com $K_v=0.1K_h$, com e sem aquífero com razões de vazões de água de 0.1, 0.5 e 1.0 da vazão de produção total na zona de óleo. (Tabelas 4.10 e 4.11).
- Caso 10 - Completação dupla com o Modelo 1 com $K_v=0.5K_h$, com e sem aquífero com razões de vazões de água de 0.1, 0.5 e 1.0 da vazão de produção total na zona de óleo. (Tabelas 4.12 e 4.13).

Com os três primeiros casos, pretendeu-se avaliar a influência do tempo de simulação, taxa de interesse e custo da produção de água nos resultados das otimizações. Com o Caso 4, pretendeu-se avaliar influência da razão de espessura da zona de óleo em relação a zona de água. Para isto, diminui-se as espessuras das camadas da malha da zona de óleo pela metade mantendo-se a espessura original das camadas da zona de água. Com os Casos de 5 a 8, pretendeu-se avaliar a influência destes parâmetros petrofísicos no resultado do programa de otimização.

Finalmente, com os Caso 9 e 10, pretendeu-se testar a eficácia da técnica de completação dupla com algumas razões diferentes da vazão de água em relação a vazão proveniente da zona de óleo. Também foram alteradas a razão de permeabilidade absoluta vertical/horizontal e a posição da completação na zona de água.

4.2. Resultados

4.2.1. As Otimizações com os três modelos de reservatórios

Os resultados da otimização para os modelos de reservatórios 1, 2 e 3 estão apresentados, em forma de gráficos e tabelas. A otimização foi realizada para um período de produção de 5 anos de produção, com vazão máxima de $1.84 \text{ E-2 m}^3/\text{s}$ (10000 barris/dia) e com taxa de interesse de 15% ao ano. No entanto, é importante salientar que o objetivo desta otimização não é o de evitar completamente o cone de água, e sim de estabelecer valores dos

parâmetros de produção que proporcionem o melhor valor de função-objetivo mesmo para os casos em que o fenômeno esteja ocorrendo.

Para o cálculo da função-objetivo, foi necessário estabelecer valores para alguns parâmetros. Estabeleceu-se 20 dólares, para o preço do barril de petróleo e 2 dólares, para o custo de separação e tratamento por barril de água produzida. Para o caso em que a completção dupla é utilizada, o custo da produção de água proveniente da completção na zona de água, foi estabelecido em 1 dólar por barril. Estes valores entretanto, foram usados apenas para testar o programa. O usuário deve, em cada caso, escolher os valores apropriados. Não foi colocado no modelo nenhum custo inicial necessário para a completção dupla mas isso pode ser deduzido diretamente do valor presente encontrado.

• Modelo 1

Este modelo de reservatório é heterogêneo, com permeabilidade absoluta vertical de 10% da horizontal e consiste em 15 camadas verticais. As espessuras das camadas, de cima para baixo são, em pés, de: 20; 15; 26; 15; 16; 14; 8; 8; 18; 12; 19; 18; 20; 50 e 100. As permeabilidades absolutas horizontais das camadas acima são em mD, respectivamente: 35.0; 47.5; 148.0; 202.0; 90.0; 418.5; 775.0; 60.0; 682.0; 472.0; 125.0; 300.0; 137.5; 191.0 e 350.0.

As Tabelas 4.1 a 4.6 mostram os resultados da otimização de vazão de produção e de completção para este modelo, contendo os dados que foram apresentados nos arquivos de saída do programa de otimização. Cada tabela corresponde a uma etapa do processo de otimização. As colunas que contêm os valores da função-objetivo e os parâmetros que estão sendo otimizados aparecem em sombreados mais claros. Os valores que aparecem em sombreados mais escuros nestas colunas correspondem aos valores máximos encontrados nas respectivas etapas de otimização.

A Tabela 4.1 representa a primeira etapa de otimização de vazão no topo escolhido da formação, a partir do valor de vazão máxima. A Tabela 4.2 representa a primeira etapa de otimização de completção com o valor de vazão obtida na etapa anterior. As Tabelas 4.3 e 4.4 correspondem à segunda etapa de otimização de vazão e à etapa de refinamento da otimização desta vazão, respectivamente. A Tabela 4.5 representa a segunda otimização de

completação. E, finalmente, a Tabela 4.6 representa a terceira e última etapa de otimização de vazão.

Observando-se a Tabela 4.1, nota-se que nesta posição de completção (camada 2), a vazão otimizada inicial não corresponde ao valor máximo (10000 barris/dia) e sim um valor menor (neste caso, 219.5 barris/dia). Embora os valores de vazão inicial compreendidos entre estes dois valores tenham proporcionado valores de função-objetivo iguais, a metodologia adotada escolhe, nestes casos, o menor valor de vazão inicial. O fato de duas vazões iniciais diferentes proporcionarem valores de função-objetivo muito semelhantes é explicado no final deste capítulo.

Tabela 4.1- Otimização de Vazão de Produção 1

valor presente	produção acumulada			vazão total inicial	camadas	vazão		recuperação	
	óleo	gás	água		completadas	média	tempo 10%	óleo	água
US \$xE+6	MSTB	MMSCF	MSTB	MSTB/D	NÚMEROS	STB/D	STB/D	%	%
4.1327	273.57	15992.0	8.55	10	2:02	154.59	203.20	0.3	0
4.1327	273.57	15992.0	8.55	1.183	2:02	154.59	203.20	0.3	0
4.1327	273.57	15992.0	8.55	0.3012	2:02	154.59	203.20	0.3	0
4.1327	273.57	15992.0	8.55	0.2195	2:02	154.59	203.20	0.3	0
3.8547	260.36	15688.0	7.32	0.1654	2:02	146.67	165.41	0.3	0

Tabela 4.2 - Otimização de Completção 1

valor presente	produção acumulada			vazão total inicial	camadas	vazão		recuperação	
	óleo	gás	água		completadas	média	tempo 10%	óleo	água
US \$xE+6	MSTB	MMSCF	MSTB	MSTB/D	NÚMEROS	STB/D	STB/D	%	%
5.40314	373.37	16519.0	25.89	0.21953	02:03	218.78	219.53	0.4	0.0
5.3636	371.75	10042.0	28.89	0.21953	02:05	219.53	219.53	0.4	0.0
5.1489	359.14	4930.0	41.50	0.21953	02:07	219.53	219.53	0.4	0.0
4.5880	323.74	3433.20	76.72	0.21953	02:09	219.53	219.53	0.3	0.0
4.3263	307.74	2994.70	92.90	0.21953	02:11	219.53	219.53	0.3	0.0
3.6903	268.28	2385.40	132.37	0.21953	02:13	219.53	219.53	0.3	0.1
5.5489	384.68	9097.10	15.96	0.21953	03:03	219.53	219.53	0.4	0.0
5.4509	379.05	2977.70	21.59	0.21953	03:05	219.53	219.53	0.4	0.0
5.2416	365.45	618.26	35.19	0.21953	05:05	219.53	219.53	0.4	0.0
4.9932	350.00	487.03	50.64	0.21953	05:07	219.53	219.53	0.3	0.0

Observando-se a vazão ótima da Tabela 4.1 nota-se que esta proporcionou maior valor de função-objetivo quando a completção foi alterada para a camada 3 (Tabela 4.2). Este aumento da função-objetivo é proporcionado pelo crescimento da vazão média.

A segunda etapa de otimização de vazão (Tabela 4.3) produziu melhor valor da função-objetivo com a vazão máxima. Desta forma, como o valor da função-objetivo é maior que a da etapa anterior (segunda otimização de vazão) e, a diferença entre estes valores é maior que a tolerância adotada para a finalização do processo, é verificado se uma completção diferente produz melhores resultados. Isto é realizado pela etapa representada pela Tabela 4.5 (segunda otimização de completção). No entanto, como o decremento de vazão desta segunda otimização de vazão (Tabela 4.3) foi grande, é verificado se um valor de vazão intermediário a estes dois utilizados não proporciona um acréscimo na função-objetivo. Isto é verificado pela etapa seguinte e apresentado na Tabela 4.4 (refinamento de vazão).

Tabela 4.3 - Otimização de Vazão de Produção 2

valor presente	produção acumulada			vazão total inicial	camadas completadas	vazão		recuperação	
	óleo	gás	água			média	tempo 10%	óleo	água
US \$x10 ⁶	MSTB	MMSCF	MSTB	MSTB/D	NÚMEROS	STB/D	STB/D	%	%
7.3508	475.78	13869.00	41.83	10.0	03:03	283.62	456.01	0.5	0.0
7.3498	475.73	13868.0	41.84	1.4104	03:03	283.60	456.18	0.5	0.0

Tabela 4.4 - Refinamento de Vazão de Produção 2

valor presente	produção acumulada			vazão total inicial	camadas completadas	vazão		recuperação	
	óleo	gás	água			média	tempo 10%	óleo	água
US \$x10 ⁶	MSTB	MMSCF	MSTB	MSTB/D	NÚMEROS	STB/D	STB/D	%	%
7.3540	475.92	13871.0	41.83	7.137	03:03	283.70	455.33	0.5	0.0

Nesta Etapa de refinamento de vazão, o acréscimo ocorrido no valor da função-objetivo foi pouco significativo com a mudança no valor de vazão inicial e a diferença entre

o valor da mesma e o maior encontrado na etapa anterior foi menor que a tolerância adotada para a finalização desta etapa. Desta forma, esta etapa foi finalizada. Este valor de vazão foi utilizado na próxima etapa cujos resultados estão apresentados a seguir (Tabela 4.5).

Tabela 4.5 - Otimização de Completação 2

valor presente	produção acumulada			vazão total e inicial	camadas completadas	vazão		recuperação	
	óleo	gás	água			média	tempo 10%	óleo	água
US \$xE+6	MSTB	MMSCF	MSTB	MSTB/D	NÚMEROS	STB/D	STB/D	%	%
7.340	451.18	19988.0	54.07	7.13706	02:03	276.85	587.97	0.4	0.0
10.03	597.95	21561.0	157.94	7.13706	02:05	414.19	1058.61	0.6	0.1
12.308	730.35	21796.0	341.45	7.13706	02:07	587.29	1606.35	0.7	0.1
13.659	819.08	21621.0	573.56	7.13706	02:09	763.09	2254.34	0.8	0.2
14.161	853.38	21536.0	667.06	7.13706	02:11	833.31	2487.30	0.8	0.3
15.037	922.52	21188.0	967.06	7.13706	02:13	1035.38	3582.90	0.9	0.4
18.512	1165.80	20751.0	1257.70	7.13706	03:13	1327.99	4280.20	1.2	0.5
25.403	1686.30	18942.0	1872.40	7.13706	05:13	1949.98	5222.50	1.7	0.7
27.789	1914.70	16988.0	2266.90	7.13706	07:13	2291.30	5105.40	1.9	0.9
28.979	2075.10	14064.0	2544.70	7.13706	09:13	2531.40	4724.30	2.1	1.0
14.198	1185.20	1627.10	1829.0	7.13706	11:13	1651.61	2010.36	1.2	0.7
27.755	1945.00	10028.0	1700.90	7.13706	09:11	1997.79	3070.20	1.9	0.7

Nesta etapa, observa-se novamente que um mesmo valor de vazão inicial produziu diferentes valores de função-objetivo quando utilizado em completações diferentes. Como ocorreu mudança da completação otimizada, é necessário verificar novamente se uma vazão diferente produz melhora na função-objetivo. Desta forma, é executada uma nova etapa de otimização de vazão (Tabela 4.6).

Tabela 4.6 - Otimização de Vazão de Produção 3

valor presente	produção acumulada			vazão total inicial	camadas completadas	vazão		recuperação	
	óleo	gás	água			média	tempo 10%	óleo	água
US \$xE+6	MSTB	MMSCF	MSTB	MSTB/D	NÚMEROS	STB/D	STB/D	%	%
28.968	2074.40	14072.60	2544.60	10.0	09:13	2530.97	4727.40	2.1	1.0
28.848	2072.50	14046.0	2540.20	5.255	09:13	2527.48	4865.20	2.1	1.0

Observa-se que apesar do parâmetro otimizado nesta etapa ser diferente da etapa anterior, a diferença no valor da função-objetivo causada não foi maior que a tolerância. Portanto, o processo é encerrado e o resultado da otimização deste modelo de reservatório pode ser resumido em:

- Maior produção acumulada de óleo: 2075.1 MSTB;
- Maior valor presente de produção: 28.979 Milhões de dólares;
- Vazão inicial : 7.1 MSTB/D
- Completação nas camadas 9 a 13;

É importante ressaltar que o processo de otimização é finalizado após a Etapa 5 mesmo que ocorresse um acréscimo no valor da função-objetivo, cuja diferença em relação a sua etapa anterior fosse maior que a tolerância adotada. O processo de otimização não repete as etapas anteriores além deste ponto pois em todos os casos estudados, não houve uma situação que indicasse a necessidade de se repetir estas etapas do processo de otimização por mais vezes. Desta forma, três etapas de otimização de vazão intercaladas com duas de completação, além da etapa de refinamento de vazão, foram suficientes para o propósito do trabalho. Isso deve ser investigado em mais exemplos para generalização do método.

Uma observação importante é que os valores ótimos encontrados nas Tabelas 4.5 e 4.6 são muito próximos pois a vazão média é muito próxima nos dois casos. O acréscimo obtido é referente a uma pequena antecipação de receita que ocorre antes da limitação de vazão de produção devido ao valor de pressão de fundo mínima utilizada. Pode se concluir que o ótimo é produzir nas camadas 9 a 13 com a máxima vazão. Isto será melhor explicado no final desta seção.

A Figura 4.1 mostra o resultado da otimização do Modelo 1 em forma de gráfico. Os pontos isolados correspondem a otimização de completação. No entanto, apenas os pontos correspondentes às completações que causaram mudanças significativas no valor função-objetivo foram escolhidos para serem apresentados. Os demais pontos foram omitidos por estarem muito próximos, dificultando a visualização da figura.

As curvas correspondentes ao pontos conectados, representam o processo de otimização de vazão. Enquanto a vazão simulada foi superior a vazão máxima que o reservatório permite, o valor da função-objetivo praticamente não sofreu alteração até que uma vazão menor fosse simulada. Este fato ficou mais acentuado devido a fixação do valor

da pressão de fundo, que restringe a vazão de produção. Desta forma, a magnitude da variação causada pela alteração da vazão inicial no valor da função-objetivo foi pequena, devido a pequena variação da vazão média como já mencionado anteriormente. Portanto, nota-se que neste caso, os parâmetros de completação causaram maior influência nos valores da função-objetivo quando comparados com a vazão de produção.

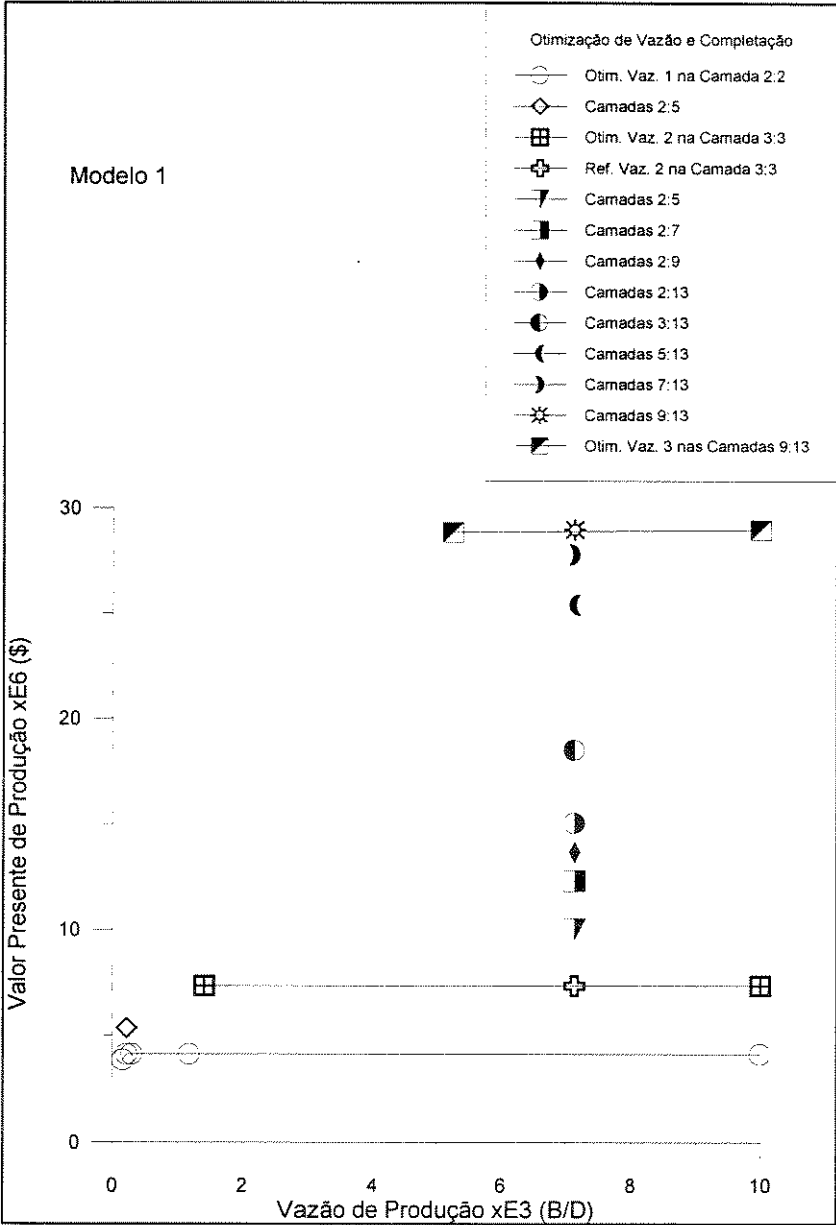


Figura 4-1- Otimização de Vazão de Produção e Completção do Modelo 1

A otimização de completação realizada com uma vazão de produção de 1.84 E-2 m3/s (10000 barris/dia) é mostrada separadamente na Figura 4.2 para destacar as variações que a

função-objetivo sofre com relação ao parâmetro localização de completação e seu comprimento.

Observando o aumento do comprimento das completações das camadas 2 a 3, representado pelas completações até as camadas 2 a 13, nota-se que o aumento do comprimento da completação proporciona melhoras nos valores da função-objetivo. Nota-se também que o abaixamento do topo do intervalo, proporcionado pela mudança de completação das camadas 2 a 13 para as camadas 3 a 13, causou acréscimo no valor da função-objetivo. Isto provavelmente ocorreu pelo fato da completação se afastar da capa de gás, diminuindo a produção de gás e aumentando a produção de óleo. Esta tendência permaneceu até a completação ter seu topo abaixado para a camada 9, ocasionando o intervalo ótimo para este modelo.

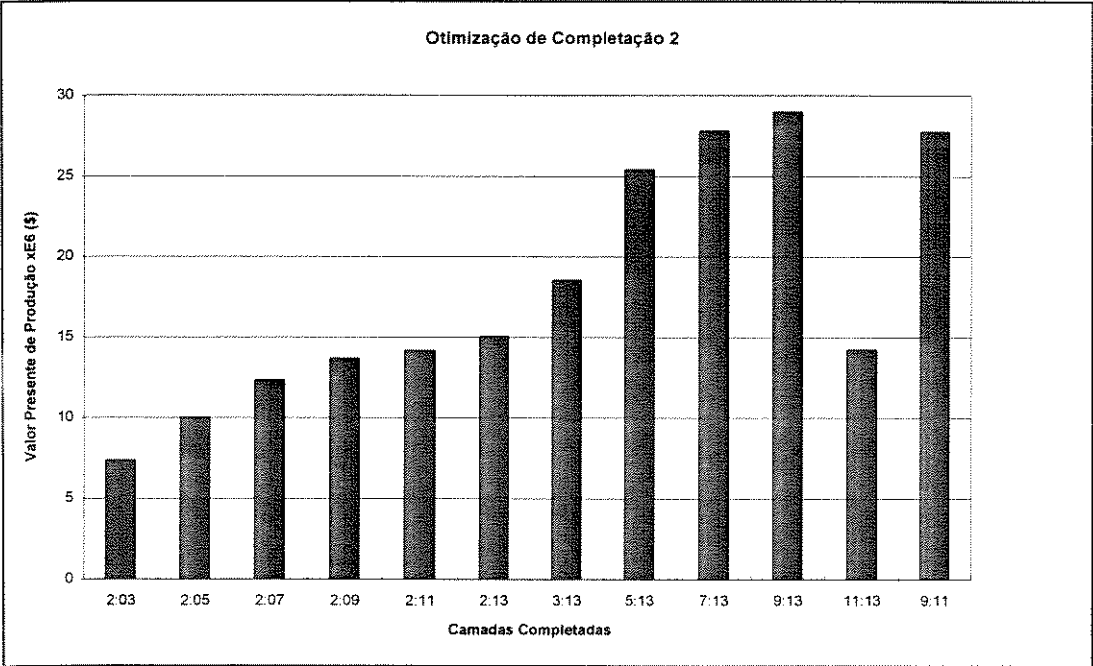


Figura 4-2- Otimização de Completção 2 do Modelo 1

A mudança brusca que ocorre quando a completação é alterada das camadas 9 a 13 para as camadas 11 a 13, é causada pela redução de permeabilidade absoluta desta camada 11. Esta redução de permeabilidade é de aproximadamente 75% do valor da permeabilidade da camada 9.

Comparando o valor presente para a completção nas camadas 2 até 3 com a completção otimizada (9 até 13), nota-se que esta última é cerca de quatro vezes maior. A causa para esta variação está relacionado principalmente com a posição da completção, o comprimento e a heterogeneidade das camadas.

Da mesma forma que a otimização de vazão, o gradiente de pressão disponível na otimização de completção está estabelecido e diminui com a depleção do reservatório. Porém, no caso da otimização de vazão, como a completção não é alterada durante esta etapa, o valor máximo de vazão fica determinado assim como a vazão média. Já na otimização de completção, a vazão média sofre alteração conforme a completção é alterada, proporcionando mudanças maiores na função-objetivo.

Outra observação importante é que este modelo de reservatório foi otimizado com a opção para reservatório heterogêneo. Caso fosse homogêneo, várias simulações seriam eliminadas. As simulações correspondentes a completções nas camadas 2 a 3; 2 a 7; 2 a 9; 2 a 11; e 3 a 13 da Tabela 4.2 seriam eliminadas diminuindo muito o tempo de execução do programa.

• **Modelo 2**

Este modelo de reservatório é homogêneo; a pressão capilar no contato água-óleo é nula, e portanto sem zona de transição capilar; não contém capa de gás; é composto de 6 blocos radiais e por 18 de blocos verticais; as camadas verticais são, em pés: 9.0; 8.0; 7.0; 5.0; 6.0; 7.0 e 11 camadas de 6.0; a porosidade é 0.164; e permeabilidade absoluta horizontal, constante de 37 mD. A permeabilidade absoluta vertical é de 10% do valor da horizontal.

As Figuras 4.3 e 4.4 representam as otimizações com o Modelo 2 e a sua otimização de completção 2 em destaque. Neste modelo, a variação da função-objetivo no processo de otimização com relação a vazão foi da mesma ordem de grandeza quando comparada à completção.

Como acontece no exemplo anterior, os pontos conectados na figura seguinte, correspondem ao processo de otimização de vazão, enquanto que os que aparecem isolados, correspondem a otimização de completção.

Neste exemplo, nota-se que uma vazão alta produz função-objetivo menor que uma vazão de valor menor. Isto caracteriza a ocorrência do cone de água.

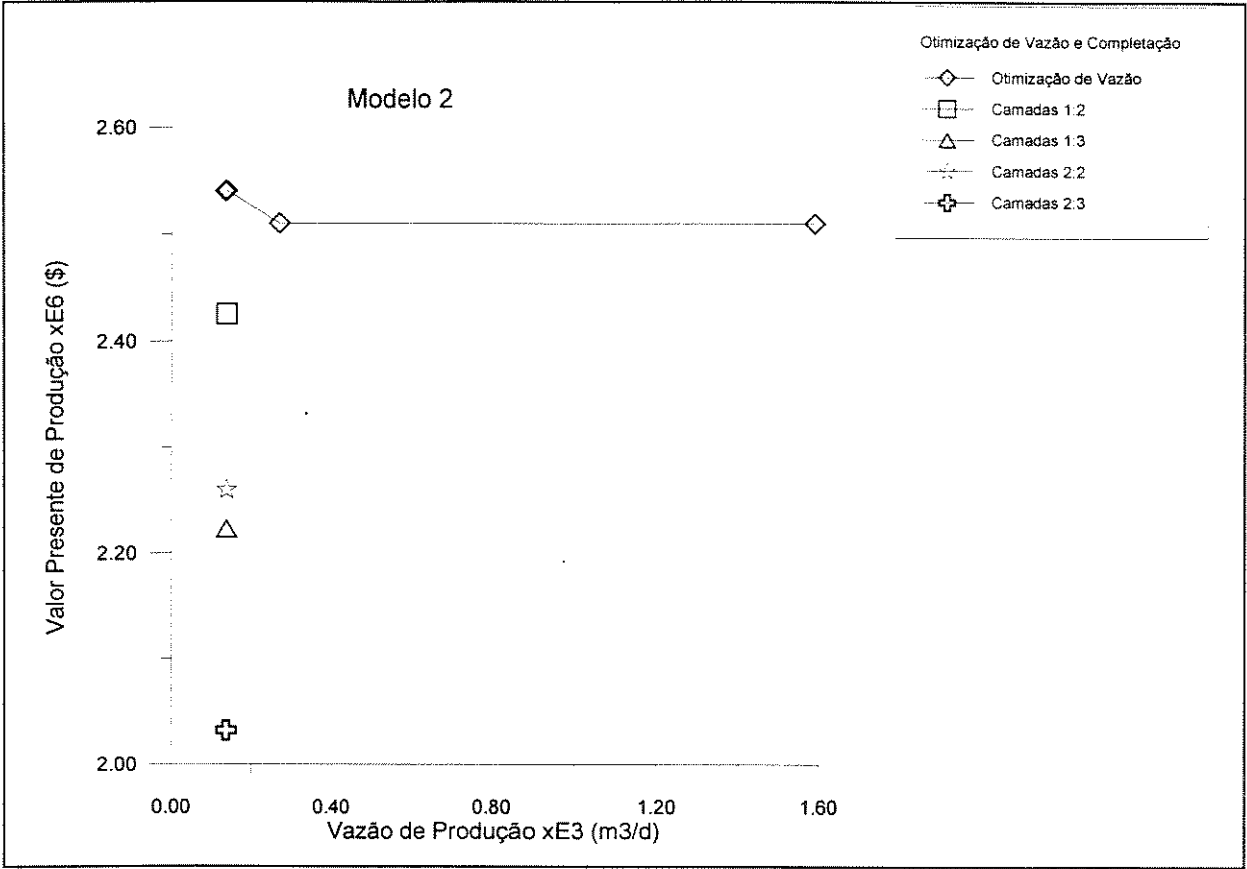


Figura 4-3- Otimização de Vazão de Produção e Completação do Modelo 2

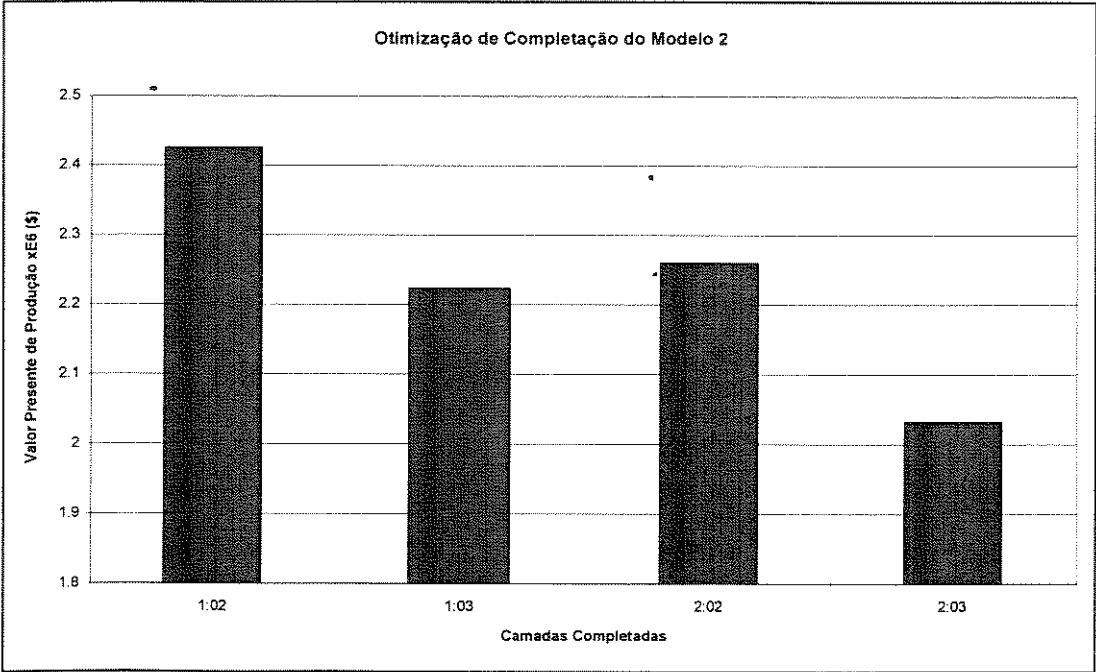


Figura 4-4 - Otimização de Completação do Modelo 2

Neste modelo, a completção que produziu o melhor resultado na otimização de completção foi a realizada nas camadas 1 a 2. No entanto, esta etapa proporcionou valor de função-objetivo menor que a anterior. Desta forma, o resultado do processo de otimização não prosseguiu. Nota-se que o aumento do comprimento da completção (camadas 1 a 3) não produz resultado positivo em termos de função-objetivo. Diferente do modelo de reservatório anterior, a melhor completção consistiu em completar o mais distante possível da zona de água. Isto provavelmente foi ocasionado por se tratar de um reservatório bastante homogêneo, com a ocorrência de cone de água e sem capa de gás.

Como o reservatório é homogêneo, a completção não precisou ser testada nas camadas inferiores à camada 3, diminuindo significativamente o número de simulações no processo. Neste caso, foram precisos apenas 6.

O resultado da otimização deste modelo de reservatório pode ser resumido em:

- Maior produção acumulada de óleo: 3.35 E3 m^3 ;
- Maior valor presente de produção: 0.238 Milhões de dólares;
- Vazão inicial : $6.92 \text{ m}^3/\text{d}$.
- Completção na camada 2.

Modelo 3

Este modelo também é um reservatório homogêneo, com 10 blocos radiais e 15 blocos verticais. As dimensões verticais dos blocos são todas de 2.0 m. A permeabilidade absoluta horizontal é de 3033 mD e a vertical, de 10% do valor da horizontal.

As Figuras 4.5 e 4.6 representam as otimizações com o Modelo 3 e sua otimização de completção em destaque.

Neste caso também, nota-se que os parâmetros de completção causaram mudanças maiores nos valores da função objetivo no decorrer da otimização. Embora este fato tenha se repetido para os três modelos testados, sua causa pode ser atribuída principalmente pela condição de pressão mínima de fundo no poço. Isto restringe o diferencial de pressão disponível entre o poço e o reservatório restringindo também a vazão e diminuindo o efeito do cone.

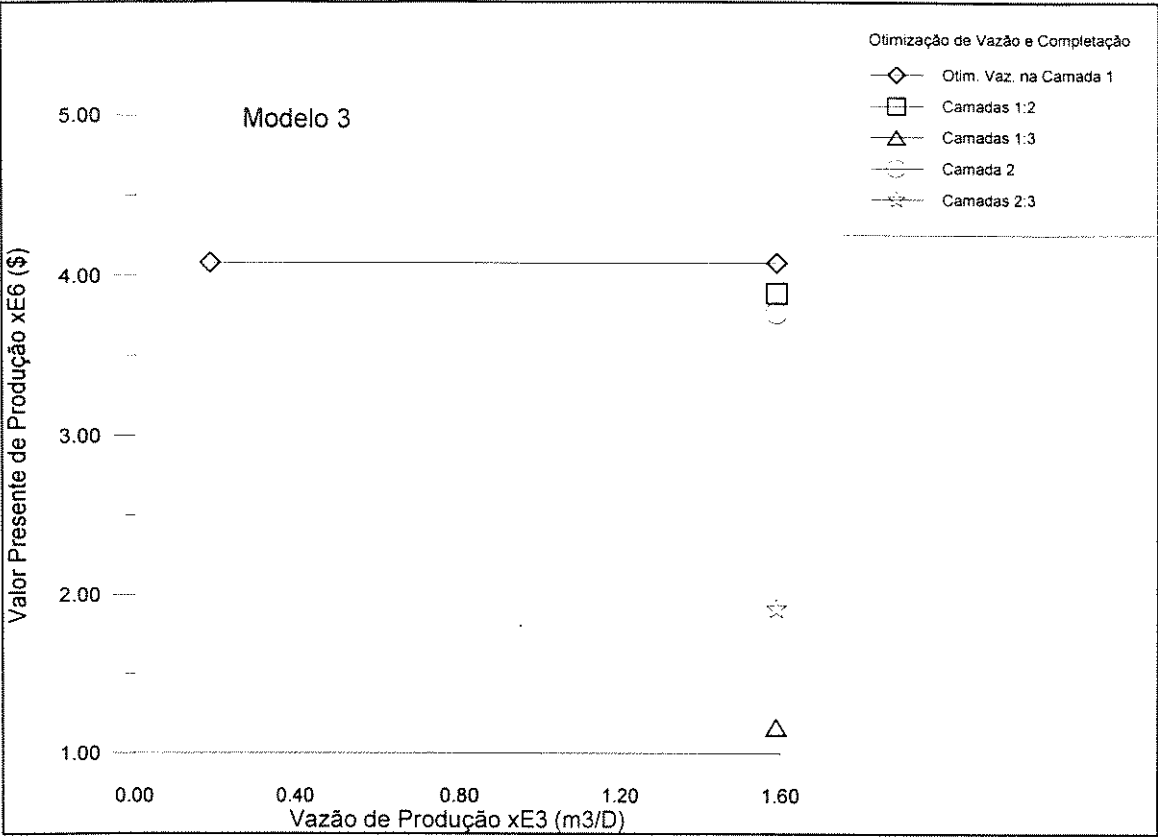


Figura 4-5 - Otimização de Vazão de Produção e Completação do Modelo 3

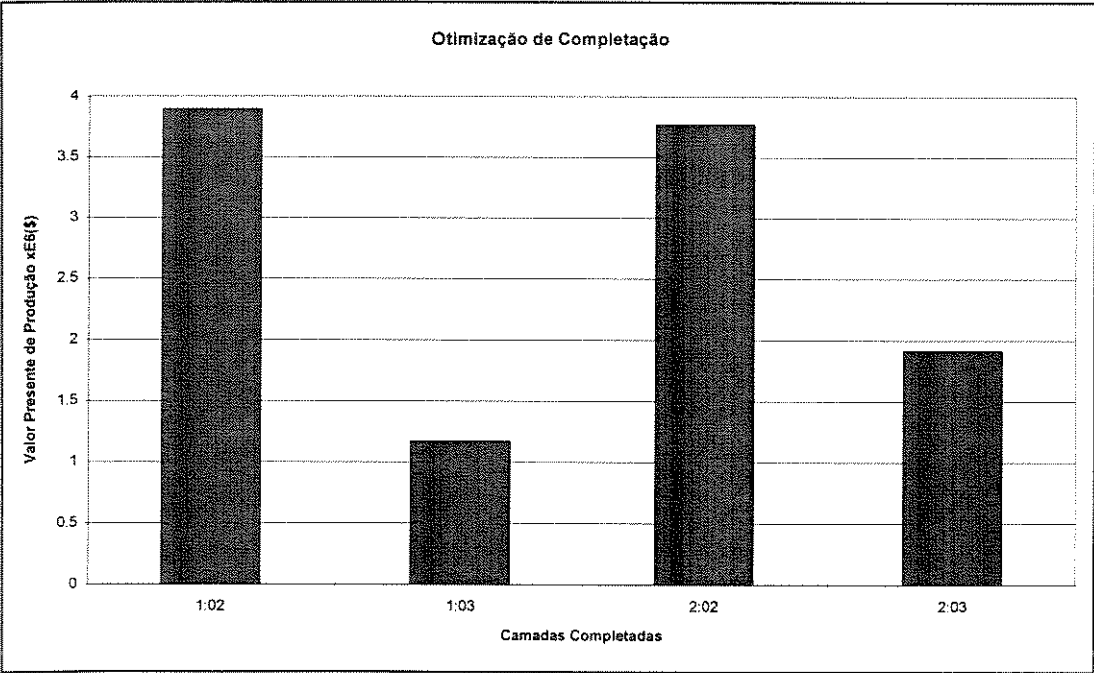


Figura 4-6- Otimização de Completação 2 do Modelo 3

A Figura 4.6 destaca a otimização de completção. Neste caso, no entanto, constata-se que o aumento do comprimento da completção não proporciona resultados positivos em termos de valor de função-objetivo. Apesar disto ter causado um aumento na produção acumulada de óleo, o aumento da produção de água ocorreu numa proporção maior, resultando em valor de função-objetivo menor.

O resultado da otimização deste modelo de reservatório pode ser resumido em:

- Maior produção acumulada de óleo: 4.4 E3 m³;
- Maior valor presente de produção: 4.08 Milhões de dólares;
- Vazão inicial : 1590 m³/d.
- Completção na camada 1.

4.2.2. Influências dos fatores econômicos e tempo

Com o Caso 1, analisou-se a influência do tempo total de simulação no valor presente máximo obtido, comparando-se as simulações correspondentes a 2, 5 e 10 anos de produção, todas realizadas com taxa de interesse de 15% ao ano.

O resumo do resultado destas otimizações é apresentado na Tabela 4.7. No Caso Base o período é de 5 anos. Na alteração para 10 anos, a produção acumulada de óleo aumentou em 34% e o valor máximo da função-objetivo sofreu um incremento de 15%. Na alteração para 2 anos, a produção acumulada de óleo reduziu em 35% e o valor máximo da função-objetivo reduziu em 25%.

A camada encontrada como sendo a ideal dependeu do período de produção. Para período de 5 a 10 anos, a completção ideal e a respectiva vazão de produção foi a mesma. No entanto, para 2 anos, o comprimento da completção foi aumentado, deslocando-se das camadas 9 a 13 para 7 a 13. Fazendo-se o mesmo tipo de análise para os outros modelos, constatou-se que o tempo afeta o resultado do programa mas os efeitos são diferentes para cada caso. De maneira geral, a tendência é de vazões e completções maiores para tempos menores de análise. Mas isso não pode ser generalizado. Desta forma, o tempo de análise do projeto depende do objetivo do estudo.

Tabela 4.7 Comparação das Otimizações com relação ao tempo de simulação para uma taxa de interesse de 15% ao ano.

Período Simulado (Anos)	2.0	5	18
Produção Acumulada de Óleo (MSTB)	1347.9	2075.1	2779.30
Produção Acumulada de Água (MSTB)	1380.3	2544.7	3538.50
Máximo Valor Presente x E6 (\$)	21.852	28.979	33.393
Vazão Inicial da Simulação (STB/D)	10000.0	10000.0	10000
Vazão Média da Simulação (STB/D)	3737.97	2531.4	1730.85
Completação Ótima (camadas)	7:13	9:13	9:13
Recuperação Final de Óleo (%)	1.3	2.1	2.7
Recuperação Final de Água (%)	0.5	1.0	1.4
Pressão Média Final do Reservatório (Psi)	3250.9	3181.2	3114.6
Número Total de Simulações	31	32	27

Na Tabela 4.8 estão apresentados as comparações realizadas com diferentes taxas de interesse e custos unitário de barril de água. Estes dois parâmetros de entrada determinados pelo usuário e, por isso, pretendeu-se avaliar a influência destes parâmetros nos resultados da otimização.

Tabela 4.8 - Comparação de Taxa de Interesse e Custo Unitário de Barril de Água.

	Caso 2		Caso Base	Caso 3	Caso 4
Período Simulado (Anos)	5				
Parâmetro alterado	taxa de juros ao ano	taxa de juros ao ano	taxa de juros ao ano	custo barril de água (\$)	espessura camada
Taxa de Interesse (juros)	0.0%	25%	15%	15%	15%
Alteração do Parâmetro (redução)				50%	50%
Produção Acumulada de Oleo (MSTB)	2075.10	2075.10	2075.10	2075.10	34.57
Produção Acumulada de Água (MSTB)	2544.70	2544.70	2544.70	2544.70	209.52
Máximo Valor Presente x E6 (\$)	36.413	23.204	28.979	30.982	0.225
Vazão Inicial da Simulação (STB/D)	7136.99	7137.13	7137.06	7137.05	251.25
Completação Ótima (camadas)	9:13	9:13	9:13	9:13	5:5
Recuperação Final de Oleo (%)	2.1	2.1	2.1	2.1	0.1
Recuperação Final de Agua (%)	1.0	1.0	1.0	1.0	0.1
Pressão Média Final do Reservatório (Psi)	3181.2	3181.2	3181.20	3181.2	3507.4
Número Total de Simulações	32	32	32	28	18

Observa-se que as diferentes taxas de juros utilizadas nestes exemplos não afetaram os resultados das otimizações resultando na mesma completção e praticamente na mesma vazão de produção. No Caso 3, a redução do valor do custo de separação/tratamento da água, por barril pela metade também não afetou os parâmetros de produção e somente o valor final da função-objetivo. No entanto, quando o custo foi aumentado de 100% (de 2 para 4 dólares/barril), tanto a completção quanto a vazão otimizada foram diferentes. A completção ótima consistiu nas camadas 9 a 11 e a vazão de 5.465 MSTB/D.

No Caso 4, pretendeu-se avaliar as alterações que a produção pode sofrer com a relação da espessura da zona de óleo em relação a zona de água. Para isto, foi realizada a diminuição das espessuras das camadas da zona de óleo pela metade, reduzindo a relação entre as espessuras de 0.59 para 0.29. A análise dos resultados mostram uma redução muito grande na produção de óleo e água. Ambas ocasionadas pela diminuição do valor da vazão inicial otimizada. Essa redução e a mudança na completção otimizada mostram que, para este caso o fenômeno do cone é mais intenso, modificando drasticamente os resultados da otimização.

4.2.3. Influência de algumas propriedades no fenômeno do cone de água.

A curva de pressão capilar, juntamente com a diferença de densidade do óleo e água, são determinantes no comprimento da zona de transição capilar. Por outro lado, a distribuição de saturação dos fluidos dentro desta zona é determinada pela curva de pressão capilar vs. saturação. Quanto maior for a diferença de densidades dos fluidos e maior for a pressão capilar, maior tende a ser a zona de transição. Em casos extremos, a zona de transição pode se estender por toda a formação, não ocorrendo a separação entre os fluidos por uma superfície de separação água-óleo. Nestes casos, a completção acaba sendo realizada na zona de transição e a água passa a ser produzida logo nos instantes iniciais da abertura do poço. Isto dificulta a determinação precisa do instante em que ocorre a irrupção de água, proveniente de um aquífero, quando este existir.

Estas mudanças nas propriedades têm efeito significativo no escoamento de fluidos no reservatório e portanto na formação do cone de água, afetando também os valores encontrados no programa de otimização desenvolvido neste trabalho. Isso é mostrado na Tabela 4.9 onde quatro casos diferentes foram comparados com o Caso Base, que consistiu

no modelo de reservatório com a densidade do óleo de 45 lbm/ft³, viscosidade da água de 0.96 cp e com as demais características petrofísicas iguais aos encontrados no trabalho de Chappelear e Nolen¹⁷.

Tabela 4.9 - Comparação das alterações de propriedades

	Caso 5	Caso 6	Caso Base		Caso 7	Caso 8
Período Simulado (Anos)	5					
Propriedade Alterada	Densidade oleo	Viscosidade água	Densidade óleo	Viscosida de água	Densidade óleo	Viscosidade água
Valor da Propriedade	40.5 lbm/ft³	0.864 cP	45 lbm/ft³	0.96 cP	47.25 lbm/ft³	1.056 cP
Produção Acumulada de Óleo (MSTB)	3345.0	2064.4	2075.10		546.57	2086.0
Produção Acumulada de Água (MSTB)	1351.1	2763.8	2544.70		1211.3	2362.9
Máximo Valor Presente x E6 (\$)	52.648	28.506	28.979		7.079	29.498
Vazão Inicial da Simulação (STB/D)	10000.0	10000.0	7137.06		10000.0	10000.0
Completação Ótima (camadas)	7:13	9:13	9:13		5:7	9:13
Recuperação Final de Óleo (%)	2.9	2.0	2.1		0.6	2.1
Recuperação Final de Água (%)	0.6	0.9	1.0		0.4	0.9
Pressão Média Final do Reservatório (Psi)	3115.7	3176.7	3181.20		3254.4	3183.5
Número Total de Simulações	28	28	32		27	28

Nos Casos 5 e 7, pode-se observar o efeito da variação da densidade nos resultados do programa. No Caso 5, a diminuição da densidade do óleo em 10% proporcionou uma produção acumulada de óleo maior e com uma diminuição significativa da produção acumulada de água. Este fato provavelmente foi causado pela diminuição da espessura da zona de transição capilar que por sua vez, foi ocasionada pela aumento da diferença de densidade entre o óleo e a água. No Caso 7, o aumento da densidade do óleo em 5%, diminuiu a produção acumulada de óleo em 75% aproximadamente, fato causado provavelmente pela diferente distribuição de saturações que o aumento da densidade do óleo provocou.

Essas variações na densidade do óleo modificam a camada completada para a otimização do valor presente encontrado mostrando que um programa como o deste trabalho pode ser útil para facilitar a tomada de decisões quanto aos parâmetros de produção e também para identificar diferentes soluções relacionadas a incertezas nos dados de caracterização dos reservatórios.

Em alguns casos, como os mostrados nos Casos 6 e 8, variações nas propriedades afetam os valores das produções acumuladas e valor presente da função-objetivo mas não o resultado da otimização. No Caso 6 a diminuição da viscosidade da água em 10%, praticamente não alterou a produção acumulada de óleo e aumentou a produção de água em 9% em relação ao Caso Base. No Caso 8, o aumento da viscosidade da água em 10%, diminuiu a produção acumulada de água por diminuir a mobilidade desta fase e aumentou a produção acumulada de óleo causando variação no valor presente da função-objetivo. Em ambos os casos, entretanto, as camadas completadas e a vazão de produção foram as mesmas.

Desta forma, é importante destacar que as alterações que a produção do reservatório sofreu com as variações das propriedades dos fluidos mostram que não é fácil de determinar, sem uma análise prévia, os valores dos parâmetros de produção (vazão e completação) para proporcionar a melhor forma de se produzir um determinado reservatório. É nesse ponto que um programa de otimização deste tipo pode ser muito útil.

As alterações das propriedades de fluidos e da espessura da zona de óleo em relação a zona de água, causaram mudanças na produção, cujas causas foram apresentadas como sendo as mais prováveis. Embora, estas devam ser investigadas mais profundamente, é importante salientar que esse não é o objetivo deste trabalho. Todos estes exemplos testados serviram para testar o programa e principalmente para mostrar que pequenas alterações das propriedades dos fluidos determinam parâmetros diferentes de produção.

4.2.4. Avaliação da Completção Dupla

A avaliação desta técnica de produção foi realizada com o Modelo 1 de reservatório, que teve a pressão de fundo da zona de óleo modificada. Este modelo também foi avaliado com a relação de permeabilidade vertical/horizontal de 0.1 e 0.5, constituindo-se nos Casos 9 e 10. Além disto, testou-se o acréscimo de um aquífero de fundo para cada um destes casos e a razão de (0.1, 0.5 e 1.0) para a vazão da zona de água em relação a vazão da zona de óleo também foi avaliada.

Existem reservatórios mais adequados para a utilização desta técnica. Uma das características mais importantes para o sucesso desta técnica é a razão de permeabilidades vertical e horizontal. Desta forma, este foi um parâmetro escolhido para ter sua influência avaliada no desempenho desta técnica.

A completção na zona de água foi testada na penúltima camada inferior (14) do reservatório em que a saturação de água é de 100%. No entanto, como a espessura desta camada era de 50 pés, esta foi subdividida em cinco camadas de 10 pés de espessura para possibilitar completção com comprimento menor. Para todos os casos testados anteriormente com o Modelo 1 havia a restrição de pressão mínima de fundo e o efeito do cone era limitado por esta restrição. Conseqüentemente, a aplicação da técnica de completção dupla não produziu melhoras significativas na produção de óleo nestes casos. Desta forma, a restrição de pressão foi alterada de 3000 para 100 psi, tanto para a produção na zona de óleo quanto na zona de água. Além disso, a espessura da zona de água foi alterada, acrescentado um aquífero de fundo, de 10000 pés de espessura, conectado à última camada da zona de água. Os resultados estão apresentados nas Tabelas 4.10 a 4.13.

Nas tabelas abaixo, as colunas correspondentes a razão de vazão inicial de produção da zona de água em relação a de óleo igual a zero, correspondem as otimizações realizadas pelo programa com as restrições de pressão alteradas. Estas colunas correspondem a produção proporcionada pela completção simples. Da mesma forma, as posições da completção que aparecem nas tabelas abaixo, correspondem também as posições otimizadas de completção simples. A completção dupla foi testada apenas em duas camadas diferentes, 14 e 15.

Tabela 4.10 - Avaliação da Completção Dupla na Camada 14 com Kv=0.1Kh

Caso 9								
Completção na zona de água (camada)	14							
Completção na zona de óleo (camadas)	9:11				2:3			
Aquífero de fundo	Sem Aquífero				Com Aquífero			
Vazão Inicial da Simulação (STB/D)	10000.0				5364.1			
Razão de Permeabilidade Vertical Horizontal	0.1				0.1			
Razão de Vazão Inicial de Produção da Zona de Água em Relação a de Óleo	0.0	0.1	0.5	1.0	0.0	0.1	0.5	1.0
Produção Acumulada de Óleo (MSTB)	4174.8	4424.4	4462.9	4461.4	3907.0	4047.1	4190.8	4192.2
Produção Acumulada de Água (MSTB)	6778.9	7423.6	7580.3	7580.2	5045.6	5948.3	6737.0	6737.5
Máximo Valor Presente x E6 (\$)	55.306	59.238	60.293	60.266	52.172	53.60	55.478	55.562
Recuperação Final de Óleo (%)	4.1	4.4	4.4	4.4	3.9	4.0	4.1	4.1
Recuperação Final de Água (%)	2.6	2.9	2.9	2.9	1.9	2.3	2.6	2.6

Comparando-se estes resultados com o proporcionado pelo Caso Base, ver Tabela 4.7, observa-se na tabela acima que os parâmetros de completação sofreram alterações quando a restrição de pressão de fundo foi alterada (completção otimizada era nas camadas 9 a 13, e foi alterada para 9 a 11) e também quando o aquífero foi acrescentado (9 a 11 para 2 a 3). Isto também ocorreu com o parâmetro vazão, quando o aquífero foi acrescentado no abaixo da zona de água, sendo que a vazão otimizada de 10000, foi alterada para 5364.1 STB/D. A posição da completação ótima se deslocou para cima, distanciando-se da zona de água e seu comprimento também diminuiu. A vazão otimizada também diminuiu. Isto sugere a ocorrência de cone de água.

Tabela 4.11 - Avaliação da Completção Dupla na Camada 15 com Kv=0.1Kh

Caso 9								
Completção na zona de água (camada)	15							
Completção na zona de óleo (camadas)	9:11				2:3			
Aquífero de fundo	Sem Aquífero				Com Aquífero			
Vazão Inicial da Simulação (STB/D)	10000.0				5364.1			
Razão de Permeabilidade Vertical Horizontal	0.1				0.1			
Razão de Vazão Inicial de Produção da Zona de Água em Relação a de Óleo	0.0	0.1	0.5	1.0	0.0	0.1	0.5	1.0
Produção Acumulada de Óleo (MSTB)	4174.8	4429.2	4467.5	4466.8	3907.0	4038.3	4485.1	4483.3
Produção Acumulada de Água (MSTB)	6778.9	7439.3	7604.2	7603.6	5045.6	5953.4	9259.6	9259.5
Máximo Valor Presente x E6 (\$)	55.306	59.273	60.285	60.279	52.172	53.457	57.703	57.667
Recuperação Final de Óleo (%)	4.1	4.4	4.4	4.4	3.9	4.0	4.4	4.4
Recuperação Final de Água (%)	2.6	2.8	2.9	2.9	1.9	2.3	3.6	3.6

A utilização da completação dupla proporcionou crescimento da função-objetivo com a razão de vazão quando esta foi alterada de 0.1 para 0.5, chegando a acrescentar aproximadamente 10% no valor presente da produção na ausência do aquífero, em comparação com a completação simples (razão de vazão nula). Neste caso, se o custo adicional para implantação desta técnica for desta grandeza, é possível que a completação simples seja mais viável. No entanto, quando o aquífero está presente, o valor presente da produção proporcionado pela completação dupla não foi maior que 7% em relação a

completação simples. Observar também que a produção acumulada de água proporcionada pela completção dupla foi maior em todos os casos que a completção simples.

Comparando-se a Tabela 4.10 com a Tabela 4.11, observa-se que a completção dupla realizada na camada 15, em relação a camada 14, imediatamente abaixo, somente produziu diferenças significativas nos valores presente de produção para os casos em que o aquífero estava presente. Isto aparece nas colunas sombreadas na Tabela 4.11. Aparentemente, quando a atuação do aquífero é bastante forte no sentido de manter a pressão do reservatório, a posição da completção na zona de água causa diferença no desempenho desta técnica.

Os resultados das tabelas a seguir, foram obtidos variando-se os mesmos parâmetros das duas tabelas anteriores para uma razão de permeabilidade vertical/horizontal de 0.5.

Tabela 4.12 - Avaliação da Completção Dupla na Camada 14 com Kv=0.5Kh

Caso 10								
Completção na zona de água (camada)	14							
Completção na zona de óleo (camadas)	2:13				2:5			
Aquífero	Sem Aquífero				Com Aquífero			
Vazão Inicial da Simulação (STB/D)	10000.0				5512.96			
Razão de Permeabilidade Vertical Horizontal	0.5				0.5			
Razão de Vazão Inicial de Produção da Zona de Água em Relação a de óleo	0.0	0.1	0.5	1.0	0.0	0.1	0.5	1.0
Produção Acumulada de Oleo (MSTB)	5171.9	5356.8	5356.5	5353.7	2704.9	2821.9	2883.8	2873.8
Produção Acumulada de Agua (MSTB)	9392.9	9665.5	9745.6	9726.0	7356.2	8245.4	8747.3	8675.9
Máximo Valor Presente x E6 (\$)	64.036	67.789	6843.4	68.434	30.966	32.157	32.894	32.763
Recuperação Final de Oleo (%)	5.1	5.3	5.3	5.3	2.7	2.8	2.9	2.8
Recuperação Final de Agua (%)	3.6	3.7	3.7	3.7	2.8	3.2	3.4	3.3

Com o aumento da razão de permeabilidade vertical/horizontal para 0.5, a produção de óleo acumulada proporcionada pela completção simples, aumentou em 24% aproximadamente, enquanto que a produção acumulada de água, aumentou em 39%, em relação ao caso em que a razão de permeabilidade vertical/horizontal era de 0.1. Desta forma, o efeito do cone aparenta ser mais pronunciado neste caso. Com esta razão de permeabilidade, nota-se que os resultados da aplicação da completção dupla também

aumentaram com o aumento da razão de vazão de 0.1 para 0.5, embora isto não tenha ocorrido quando a razão de vazão atingiu o valor de 1. Pois neste caso, o gradiente de pressão disponível restringe a vazão na zona de água. Este fato ocorreu em todos os exemplos pelo mesmo motivo.

A posição da completação dupla entre as camadas 14 e 15, não apresentou diferenças significativas de resultados para o modelo de reservatório que não contém o aquífero no entanto, quando este o contém, a completação dupla na camada 15 proporcionou um aumento de aproximadamente, 18% no valor presente da produção.

Tabela 4.13 - Avaliação da Completção Dupla na Camada 15 com Kv=0.5Kh

Caso 10								
Completção na zona de água (camada)	15							
Completção na zona de óleo (camadas)	2:13				2:5			
Aquífero	Sem Aquífero				Com Aquífero			
Vazão Inicial da Simulação (STB/D)	10000.0				5512.96			
Razão de Permeabilidade Vertical Horizontal	0.5				0.5			
Razão de Vazão Inicial de Produção da Zona de Água em Relação a de óleo	0.0	0.1	0.5	1.0	0.0	0.1	0.5	1.0
Produção Acumulada de Óleo (MSTB)	5171.09	5359.7	5377.2	5371.3	2704.9	2818.4	3254.3	3285.9
Produção Acumulada de Água (MSTB)	9392.9	9668.2	9772.9	9775.3	7356.2	8248.9	11837.0	12114.0
Máximo Valor Presente x E6 (\$)	64.036	67.885	68.804	68.723	30.966	32.095	36.296	36.587
Recuperação Final de Óleo (%)	5.1	5.3	5.3	5.3	2.7	2.8	3.2	3.3
Recuperação Final de Água (%)	3.6	3.7	3.8	3.8	2.8	3.2	4.5	4.7

Embora em todos os casos, a completação dupla tenha proporcionado uma maior produção acumulada água, mesmo assim, o valor presente de todos os casos superou o valor proporcionado pela completação simples.

5. Conclusões e Recomendações

5.1. Conclusões

As conclusões sobre vários aspectos da metodologia de otimização e completção dupla estão apresentadas a seguir:

- Método de otimização

O método de otimização utilizado funcionou bem em todos os casos testados e constituiu-se na melhor dentre as testadas. Embora esse método tenha sido desenvolvido para otimizar problemas com cone de água, os resultados foram bons também quando ocorreu cone de gás e até em casos mais gerais. Entretanto, para esses casos, um método mais eficiente pode ser investigado.

A metodologia adotada para a otimização de vazão funcionou bem para todos os exemplos estudados. A metodologia utilizada na otimização de completção foi também eficaz e funcionou tanto para reservatório homogêneos quanto para heterogêneos. Entretanto, quando o reservatório é heterogêneo, mais testes devem ser executados, aumentando-se o número de simulações necessárias.

- Vazão de produção

Este parâmetro causou menor variação nos valores da função-objetivo para os exemplos testados quando comparado com os parâmetros de completção. Isto ocorreu pela restrição de vazão que ocorreu devido à pressão mínima de fundo. Entretanto, mesmo com esta restrição, em vários casos, a vazão ótima de produção não é a vazão máxima, mesmo com taxas de interesse grandes. Isso mostra que o cone pode ser evitado através do controle de vazão.

- **Completação**

A localização e comprimento da completção foi o parâmetro que causou a maior influência nos valores da função-objetivo, principalmente quando havia uma limitação na pressão de fundo de escoamento. A escolha deste parâmetro se mostrou fundamental para minimizar a formação do cone de água e gás.

- **Função-objetivo**

A escolha da função-objetivo que representa o interesse da empresa é também fundamental para um bom desempenho do modelo, assim como o uso de valores corretos de receitas e custos envolvidos no processo. Nem sempre a opção que evita a formação do cone é a melhor economicamente. A taxa de interesse e o tempo do projeto também devem ser escolhidos com cuidado pois têm influência no processo de otimização.

- **Influência de outros fatores**

São vários os fatores que influenciam o escoamento das fases no reservatório. Nem sempre os efeitos da variação ou incerteza desses fatores são óbvios na determinação da vazão de produção e localização da completção. Por isso, o programa desenvolvido neste trabalho pode ser uma ferramenta importante na exploração de campos de petróleo.

- **Completação dupla**

A técnica de completção dupla aumentou a produção acumulada de óleo e água em todos os casos estudados, aumentando também a função-objetivo. Os resultados, entretanto, dependem de vários fatores. Nesse trabalho, mostrou-se a influência da razão de vazão de produção nas duas zonas do reservatório, do tamanho do aquífero e da razão de permeabilidades vertical e horizontal.

5.2. Recomendações

O programa iniciado nesse trabalho pode ser estendido para testar outras alternativas de produção. Entre as principais alternativas estão: otimização de completção dupla, otimizando também a vazão e completção na zona de água; otimização de completção

descontínua na zona de óleo, principalmente para reservatórios com camadas bem heterogêneas; e otimização de completação variável com o tempo, identificando os tempos que as completações em camadas mais baixas deveriam ser fechadas para minimizar os efeitos do fenômeno de cone de água.

Bibliografia

1. Muskat, M. & Wyckoff, R. D. "An Approximate Theory of Water Coning in Oil Production". Transaction of the AIME (1935), v. 114, p. 144-161.
2. Wheatley, M. J. "An Approximate Theory of Oil/Water Coning". Society of Petroleum Engineers (SPE) 14210. 1985.
3. Schols, R. S.: Water Coning - "An Empirical Formula for The Critical Oil-Production Rate". Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, v. 88, N. 1., p. 6-11, Jan., 1972.
4. Meyer, H. I. & Garder, A. O.: "Mechanics of Immiscible Fluids in Porous Media". Journal Appl. Phys. v. 25, n. 11, 1400-1406. Nov., 1954.
5. Aliklan, A. A. & Ali, S. M. Farouq.: "State-of-the-Art of Water Coning Modelling and Operation". Society of Petroleum Engineers (SPE) 13744. 1985.
6. Miller, R. T. & Rogers W. L.: "Performance of Oil Wells In Bottom Water Drive Reservoirs". Apresentado no 48th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, em Las Vegas. 1973. (SPE) 4633.
7. Wojtanowicz, A. K., Xu, H. & Bassiouni, Z.: "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink". Apresentado no SPE Production Operation Symposium em Oklahoma. 1991. (SPE) 21654.
8. Welge, Henry J. & Weber, A. G. "Use of Two-Dimensional Methods for Calculating Well Coning Behavior". Transaction of AIME, v. 231, p. 345-355, 1964.
9. Cavalcante, Reinaldo J. : "Previsão de comportamento de cone de água", Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Janeiro de 1996.
10. Singh, Ishwar & Morse, R. A.: "Study Shows Dual Completion Aids Productivity, Controls Water Coning". The Oil and Gas Journal, p. 45-51. 7 de Julho de 1975.
11. Swisher, M. D. & Wojtanowicz, A. K.: "New Dual Completion Method Eliminates Bottom Water Coning". Apresentado no SPE Annual technical Conference & Exhibition, Dallas. 1995. (SPE) 30697.
12. Letkeman, J. P. & Ridings, R. L.: "A Numerical Coning Model". Transaction of the AIME. Vol. 249, p. 418-424, 1970.

13. Blair, P. M. & Weinaug, C. F.: "Solution of Two-Phase Flow Problems Using Implicit Difference Equations". Transaction of AIME. v. 246, p. 417-424. 1969. (SPE) 2185
14. MacDonald, R. C. & Coats, K. L.: "Methods for Numerical Simulation of Water and Gas Coning". Transaction of AIME. v. 249, p.425-236. 1970.
15. Spivak, A. & Coats, K. H.: "Numerical Simulation of Coning Using Implicit Production Terms". Transaction of the AIME. v. 249, p.257-257. 1970.
16. Fisher, W. G.; Letkeman, J. P. ; Tetreau, E. M. : "The Application of Numerical Coning Models to Optimize Completion and Production Methods to Increase Oil Productivity in the Bellshill Lake Blairmore Pool". (SPE) Reprinted Series N. 4A. 1975.
17. Chappellear. J. E. & Nolen, James S., "Second Comparative Solution Project: A Three-Phase Coning Study". Society of Petroleum Engineers, (SPE) 10489.
18. Kuo, M. C. T. & DesBrisay, C. L.: "A Method for Water Coning Predictions". Apresentado 58th Annual technical Conference & Exhibition Dallas, 1983, (SPE) 12067.
19. McCray, Arthur W. : Petroleum Evaluations and Economic Decisions. New Jersey. Prentice-Hall Inc. 1975. p. 10-18.
20. IMEX Three-Phase Implicit-Explicit Dual-Porosity/Dual-Permeability Black Oil Simulator, User's Guide Version 96. CMG.
21. Dake, L. P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Scientific Publishing Company. New York . 1978. p. 343-429.

Apêndice A - Valor Presente

DESCRIÇÃO DO VALOR PRESENTE

De um modo geral, muitas das decisões em engenharia são fundamentadas em parâmetros financeiros. Frequentemente, temos que comparar os projetos existentes de forma que o retorno de capital seja diferenciado não só pelo seu montante mas também pelo momento em que isto ocorre.

Existem vários métodos financeiros que avaliam a relação entre o capital e o tempo. O método do valor presente é um deles. Este método é fundamentado na diferença que o montante de capital sofre ao longo do tempo, devido a inflação e a taxa de interesse relacionada ao investimento.

TAXA DE INTERESSE EFETIVA E NOMINAL

Dada uma taxa de interesse nominal, j , relacionada a um investimento, a taxa de interesse efetiva, i , associada à esta, será resultante da dedução da inflação desta última. Chamaremos esta taxa simplesmente de taxa de interesse. Seja um montante de capital representado por A_0 , seu crescimento para um montante A_n por uma taxa de interesse i , anualmente pode ser indicado por:

$$A_n = A_0(1 + i)^n \quad (\text{A.1})$$

Este mesmo crescimento pode ser indicado por períodos menores, semestrais, trimestrais, mensais por exemplo, pela seguinte relação:

$$A_n = A_0(1 + i_p)^{np} \quad (\text{A.2})$$

Onde i_p é a taxa de interesse no período e p é 2, 4 e 12, etc.

Comparando-se estas duas últimas equações, pode se concluir que:

$$i_p = (1 + i)^{1/p} - 1 \quad (\text{A.3})$$

VALOR PRESENTE

Este método calcula a transferência do valor de um montante de capital produzido em um determinado período para outro, associando-o a uma taxa de interesse. Neste caso, como a taxa de interesse atua no sentido de corrigir o montante de capital, diminuindo-o quanto maior for tempo em que este é gerado em relação ao presente, este também é chamado de fator de desconto. Desta forma, o valor presente da produção de óleo foi calculado pela fórmula que se segue.

$$VP = \sum_{i=1}^N \left[\frac{V_i P}{(1 + R_d)^{(t_{i-1} + \Delta t_i / 2)}} \right] \quad (A.4)$$

onde N é o número de intervalo de tempo, R_d é o fator de desconto diário (taxa de interesse) e, t e Δt é o tempo e intervalo de tempo, respectivamente. P_n é o preço da produção por unidade de volume para o intervalo de tempo Δt e V_n é o volume de fluido produzido no mesmo intervalo de tempo.

É comum supor que a receita gerada em um determinado período de tempo, ocorra integralmente em seu ponto médio.

Apêndice B - Modelos de Reservatórios

Tabela B.1 - Modelo de reservatório de Chappellear e Nolen¹⁷.

Geometria	
Espessura, ft	359
Raio externo, ft	2050
Raio do poço, ft	0.25
Camadas radiais	10
Camadas verticais	15
Profundidade do topo da formação, ft	9000
Ângulo de Inclinação da formação, graus	0
Rocha e Fluidos	
Compressibilidade da rocha, psi^{-1}	4×10^{-6}
Compressibilidade da água, psi^{-1}	3×10^{-6}
Densidade do óleo, lbm/ft^3	45.0
Densidade da água, lbm/ft^3	62.14
Densidade do gás, lbm/ft^3	0.0702
Viscosidade da água, (3600 psi) cp	0.96
Viscosidade do óleo, (3600 psi) cP	0.95
Razão de mobilidade água-óleo	0.64
Condições Iniciais	
Profundidade do contato gás-óleo, ft	9035
Pressão do óleo no contato gás-óleo, psi	3600
Profundidade do contato água-óleo, ft	9209
Dados de Poços	
Skin	0
Pressão de escoamento mínima de fundo, psi	3000

Tabela B.2 - Dados Complementares do Modelo de Chappelear e Nolen

Camadas	Espessura (ft)	Kh (mD)	Porosidade
1	20.0	35.0	0.087
2	15.0	47.5	0.097
3	26.0	148.0	0.111
4	15.0	202.0	0.160
5	16.0	90.0	0.130
6	14.0	418.5	0.170
7	8.0	775.0	0.170
8	8.0	60.0	0.080
9	18.0	682.0	0.140
10	12.0	472.0	0.130
11	19.0	125.0	0.120
12	18.0	300.0	0.105
13	20.0	137.5	0.120
14	50.0	191.0	0.116
15	100.0	350.0	0.157

Tabela B.3 - Modelo modificado do reservatório de Kuo e DesBrisay¹⁸

Geometria	
Espessura, ft	54
Raio externo, ft	1053.0
Raio do poço, ft	0.29
Camadas radiais	6
Camadas verticais	18
Profundidade do topo da formação, ft	9265.0
Ângulo de Inclinação da formação, graus	0
Rocha e Fluidos	
Compressibilidade da rocha, psi^{-1}	4×10^{-6}
Compressibilidade da água, psi^{-1}	3×10^{-6}
Densidade do óleo, lbm/ft^3	53.75
Densidade da água, lbm/ft^3	68.36
Viscosidade da água, cP	0.33
Viscosidade do óleo, cP	1.12
Razão de mobilidade água-óleo (calculada)	2.53
Permeabilidade absoluta (mD)	37
Porosidade (%)	0.164
Condições Iniciais	
Profundidade do contato água-óleo, ft	9307.0
Pressão capilar no contato água-óleo, psi	0
Dados de Poços	
Skin	0
Pressão de escoamento mínima de fundo, psi	500

Tabela B.4- Dados Complementares do Modelo Modificado de Kuo e DesBrisay

Camadas	Espessura (ft)
1	9.0
2	8.0
3	7.0
4	5.0
5	6.0
6	7.0
7	6.0
8	6.0
9	6.0
10	6.0
11	6.0
12	6.0
13	6.0
14	6.0
15	6.0
16	6.0
17	6.0
18	6.0

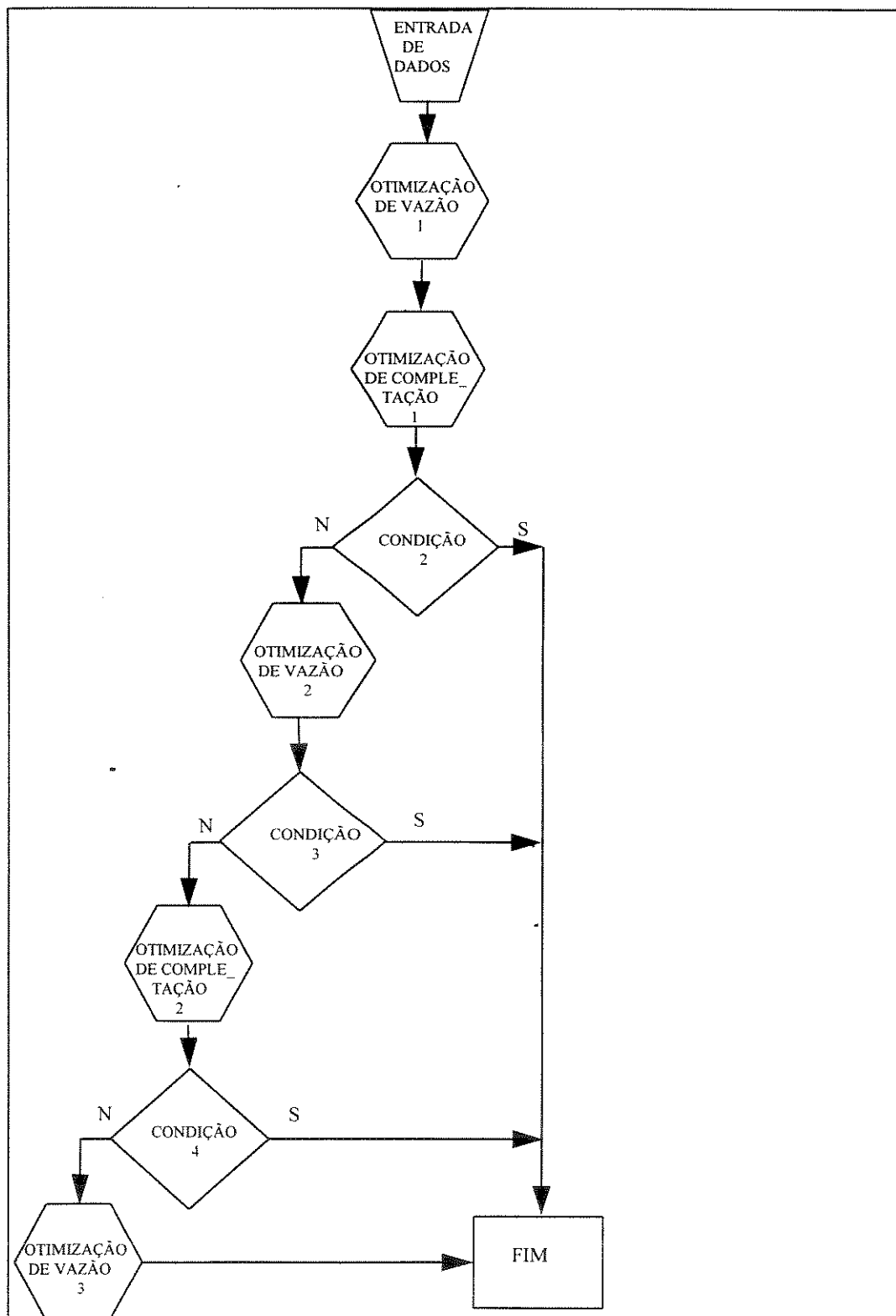
Observação: os dados que aparecem na tabela acima sombreados foram acrescentados, aumentando-se a zona de água.

Tabela B.5 - Modelo de reservatório de Cavalcante⁹

Geometria	
Espessura, m	11.0
Raio externo, m	396.1
Raio do poço, m	0.1
Camadas radiais	10
Camadas verticais (todas de espessura de 2.0 m)	15
Profundidade do topo da formação, m	932.0
Ângulo de Inclinação da formação, graus	0
Rocha e Fluidos	
Compressibilidade da rocha, kg/cm^2	3.4×10^{-5}
Compressibilidade da água, kg/cm^2	4.73×10^{-5}
Densidade do óleo, kg/m^3	825.0
Densidade da água, kg/m^3	1000.0
Permeabilidade absoluta (mD)	3033
Porosidade (%)	0.21
Condições Iniciais	
Profundidade do contato água-óleo, m	943.0
Pressão capilar no contato água-óleo, kg/cm^2	
Aquífero de fundo, espessura, m	19.0
Dados de Poços	
Skin	0
Pressão de escoamento mínima de fundo, kg/cm^2	50

Apêndice C - Fluxograma Resumido

A seguir está ilustrado um fluxograma resumido do processo de otimização e descritas as condições de finalização das etapas intermediárias.



As etapas de “Refinamento da Vazão Otimizada” não está ilustrada e nem as suas condições de finalização por simplificação.

Condições do Programa Principal

- Condição 2

$$\frac{vp \text{ max } 1 - vp \text{ max } 2}{vp \text{ max } 2} \leq tol2$$

- Condição 3

$$\frac{vp \text{ max } 3 - vp \text{ max } 2}{vp \text{ max } 2} \leq tol2$$

- Condição 4

$$\frac{vp \text{ max } 4 - vp \text{ max } 3}{vp \text{ max } 3} \leq tol2$$