#### UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS



### **INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

### GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

# PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE CONE DE ÁGUA

José Reinaldo Cavalcante

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Esto examplar corresponde da a redação de la la da taca de la natida por Rec Con al con de la contra del contra de la contra del contra de la contra de la contra de la contra del contra de la contra del contra del contra de la contra de la contra del contra de

**CAMPINAS - SÃO PAULO** 

**JANEIRO - 1996** 





### FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA I.G. - UNICAMP

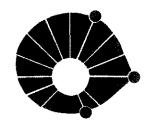
Cavalcante, Jose Reinaldo

C314p Previsão de Comportamento de Cone de Água / José Reinaldo Cavalcante. - Campinas, SP.: [s.n.], 1995.

Orientador: Antonio Cláudio de França Corrêa. Dissertação (Mestrado) Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.

1. Reservatório de Petroléo. 2. \* Cone de Água. I. Corrêa, Antonio Cláudio de França. II. Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências. III. Título.

#### UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS



INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS** 

UNICAMP

### PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE CONE ÁGUA

José Reinaldo Cavalcante

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geoengenharia de Reservatórios.

Orientador:

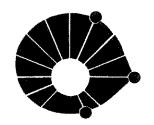
Antônio Cláudio de França Corrêa -

PETROBRÁS - UNICAMP

**CAMPINAS - SÃO PAULO** 

**JANEIRO - 1996** 

#### **UNIVERSIDADE DE CAMPINAS**



#### **INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

### **GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS**

**UNICAMP** 

TÍTULO DA TESE: PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE CONE ÁGUA

**AUTOR: José Reinaldo Cavalcante** 

ORIENTADOR: Antônio Cláudio de França Corrêa

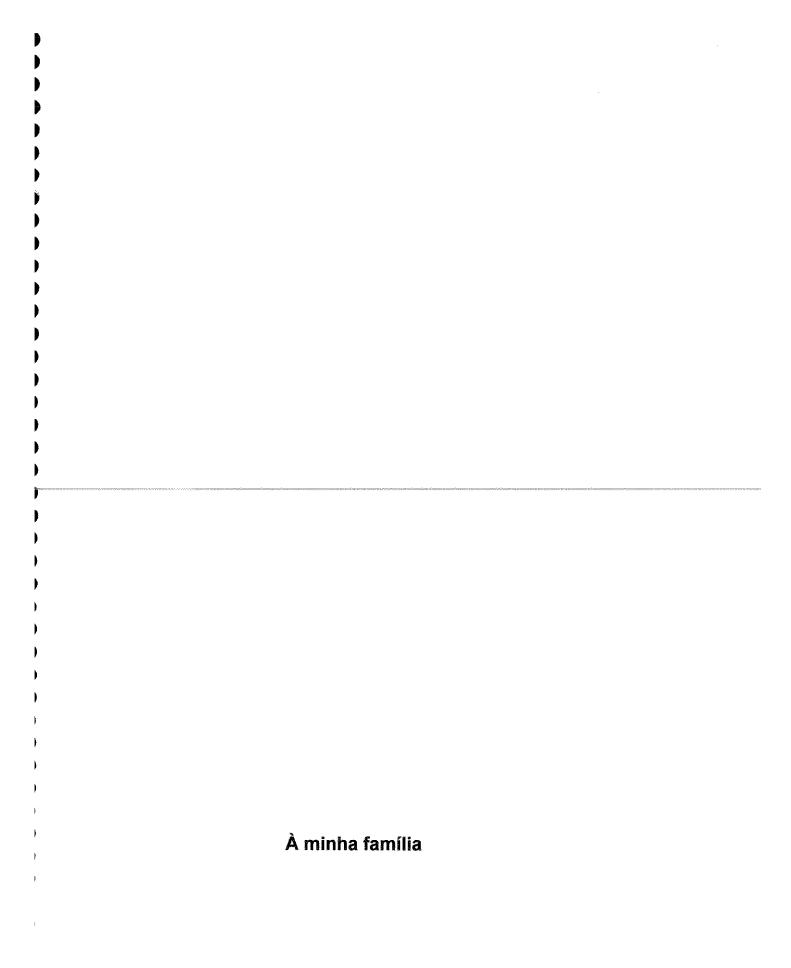
#### **COMISSÃO EXAMINADORA**

PRESIDENTE: Antônio Cláudio de França Corrêa

**EXAMINADORES: Dênis José Schiozer** 

Abelardo de Sá Neto

CAMPINAS, 24 DE JANEIRO DE 1996



#### **AGRADECIMENTOS**

À Deus, por nos ter dado sabedoria.

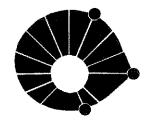
À Petrobrás, sem a qual ....

Ao Professor Dr. Antonio Cláudio de França Corrêa, pela sugestão do tema, orientação, ajuda e incentivo à realização do trabalho.

Aos professores e funcionários do mestrado em Geoengenharia de Reservatórios, pela dedicação..

Aos colegas do curso de mestrado, pela amizade e apoio.

#### **UNIVERSIDADE DE CAMPINAS**



**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS** 

GEOENGENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

**UNICAMP** 

#### **DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

#### **RESUMO**

#### PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE CONE DE ÁGUA

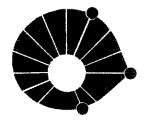
José Reinaldo Cavalcante

Este trabalho propõe a utilização de modelos analíticos para previsão de comportamento de cone de água. Uma correlação para previsão de corte de água foi obtida com o estudo de performance do cone através de simulação numérica de reservatórios. Mostra-se como as correlações para cálculo de vazão crítica, intervalo ótimo de completação, tempo de irrupção de água e corte de água, podem ser usadas nas estimativas iniciais de recuperação dos reservatórios com mecanismo de drenagem influenciado por um aquífero de fundo. O programa desenvolvido, utilizando as correlações analíticas, pode ser considerado como um método simplificado para previsão de comportamento de cone de água.

Este trabalho investigou também a eficácia de produção seletiva de óleo e água dos respectivos reservatórios, pela técnica de completação dupla no poço, para controle do cone de água.

A metodologia desenvolvida foi aplicada a dois reservatórios, zona-800 e zona-1000 do campo de Canto do Amaro, localizado na Bacia Potiguar.

#### **UNIVERSIDADE DE CAMPINAS**



INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**GEOENGENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS** 

**UNICAMP** 

#### DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

#### **ABSTRACT**

#### WATER CONING PERFORMANCE PREDICT

#### José Reinaldo Cavalcante

This work proposes the use of analytical models in the study of water coning performance. The correlation obtained to predict watercut resulted from a water coning performance study, using numerical reservoir simulation. The correlations developed to predict critical rate, breakthrough time, optimum length of perforated interval and watercut performance can be used as an initial approximation for oil recovery. The program can be considered as a simplified method for water coning predictions.

The selective production of oil and water to control water coning in oil producing wells was also investigated by numercial reservoir simulation. To achieve this, a dual completion scheme is necessary.

The method was applied in two reservoirs, zone-800 and zone 1000 in Canto do Amaro field, Potiguar Basin, Brazil..

## ÍNDICE

	1	Página
A	GRADECIMENTOS	• •
R	RESUMO	Î
A	BSTRACT	iv
ÍN	NDICE	v
	ISTA DE FIGURAS	viii
	ISTA DE TABELAS	X
L	ISTA DE ANEXOS	×i
С	CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	. 1
	1.1 - Cone de Água	. 1
С	CAPÍTULO 2 - REVISÃO DA LITERATURA	4
	2.1 - Modelos Analíticos	. 4
	2.2 - Modelos Numéricos	8
	2.2.1 - Simulação para um poço	. 9
	2.2.2 - Simulação para vários poços	11
	2.2.3 - Modelos analíticos incorporados	. 12
	2.2.4 - Simulação para controle do cone de água	. 12
	2.3 - Modelos de Laboratório	. 15
	2.4 - Modelos com Barreiras Artificiais	16
	2.5 - Aplicação da Teoria de Cone ao Estudo de Campo	. 17

CAPÍTULO 3 - TEORIA SOBRE CONE DE ÁGUA	19
3.1 - Características Básicas	19
3.2 - Mecanismo do Processo de Cone de Água CAPÍTULO 4 - OBTENÇÃO DA CORRELAÇÃO PARA PREVISÃO DE	21
CORTE DE ÁGUA	23
4.1 - Simulação	23
4.2 - Normalização dos Resultados da Simulação	30
CAPÍTULO 5 - MODELOS ANALÍTICOS	33
5.1 - Determinação de Vazão Crítica	33
5.1.1 - Método de Wheatley <sup>64</sup>	35
5.1.2 - Método de Meyer e Garder <sup>35</sup>	35
5.1.3 - Método de Chaney e Noble <sup>12</sup>	36
5.1.3 - Método de Chaney e Noble <sup>12</sup>	36 37
5.1.4 - Método de Schols <sup>46</sup>	37
5.1.4 - Método de Schols <sup>46</sup>	37 37
5.1.4 - Método de Schols <sup>46</sup>	37 37 38
5.1.4 - Método de Schols <sup>46</sup>	37 37 38 38
5.1.4 - Método de Schols <sup>46</sup>	37 37 38 38 39
5.1.4 - Método de Schols <sup>46</sup>	37 37 38 38 39
5.1.4 - Método de Schols <sup>46</sup>	37 38 38 39 39

•	5.4 - Previsão de Performance de Corte de Água	44
<u> </u>	5.4.1 - Correlação obtida na Simulação	44
ı	5.4.2 - Método de Yang e Wattenbarger <sup>65</sup>	44
•	5.5 - Programação	45
1	CAPÍTULO 6 - APLICAÇÃO AO CASO DE CAMPO	47
	6.1 - Discussão dos Resultados	49
	CAPÍTULO 7 - SIMULAÇÃO PARA PRODUÇÃO SELETIVA DE ÁGUA E	
i	ÓLEO	54
	7.1 - Completação Dupla	54
	7.2 - Característica da Simulação	55
	7.3 - Resultados e Interpretação	56
994 de productiva de la composição de la c	7.2.1 - Efeito da vazão de produção	56
	7.2.2 - Efeito da razão de permeabilidades	59
	7.2.3 - Efeito da vazão de água do aqüífero	61
	CAPÍTULO 8 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	63
	NOMENCLATURA	66
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
	APÊNDICE A - CONE DE ÁGUA DE YANG E WATTENBARGER <sup>65</sup>	75
	APÊNDICE B - SUMÁRIO DA TEORIA DE WHEATLEY64	77
	APÊNDICE C - SUMÁRIO DA TEORIA DE GUO E LEE <sup>22</sup>	80

### LISTA DE FIGURAS

	Figura		Página
	1.1	Diagrama esquemático do cone de água	2
	3.1	Poço vertical com completação acima do contato óleo-água	20
	3.2	Poço vertical com penetração parcial no reservatório de petroléo	
		com aqüífero de fundo	22
	4.1	Diagrama esquemático da malha utilizada na simulação	24
	4.2	Curvas de permeabilidades relativas (óleo-água)	26
	4.3	Curva de pressão capilar	26
************	4.4	Efeito da razão de permeabilidade na curva de corte de água.	28
	4.5	Efeito da vazão de produção na curva de corte de água	28
	4.6	Efeito da razão de mobilidade na curva de corte de água	29
	4.7	Efeito da extensão do intervalo de completação na curva de	
		corte de água	29
	4.8	Correlação para previsão de corte de água	31
	6.1	Vazão crítica vs. Intervalo de completação.	49
	6.2	Vazão crítica adimensional vs. raio de drenagem adimensional	50
	6.3	Tempo de irrupção de água vs. vazão de produção	51
	6.4A	Intervalo ótimo de completação vs. raio de drenagem	52
		(reservatório com espessura igual a 14 metros)	
	6.4B	Intervalo ótimo de completação vs. raio de drenagem	52
		(reservatório com espessura igual a 9 metros).	
	6.5	Comportamento de corte de água com o tempo para três valores	
		de vazão de produção	53
	6.6	Comportamento de corte de água com a recuperação de óleo	
		para três valores de vazão de produção	53

7.1	Diagrama esquemático da completação dupla no poço	54
7.2	Diagrama esquemático da malha utilizada na simulação da	
	completação dupla	55
7.3	Corte de água vs. recuperação de óleo. Efeito da vazão de	
	produção com (Kv/Kh =0.1). Comparação entre a completação	
	dupla e simples	57
7.4	Corte de água vs. recuperação de óleo. Efeito da vazão de	
	produção com (Kv/Kh=1.0). Comparação entre a completação	
	dupla e simples	57
7.5	Produção acumulada de água vs. recuperação de óleo. Efeito da	
	vazão de produção com (Kv/Kh=0.1). Comparação entre a	
	completação dupla e simples	58
7.6	Produção acumulada de água vs. recuperação de óleo. Efeito da	
	vazão de produção com (Kv/Kh=1.0). Comparação entre a	
	completação dupla e simples	- 59
7.7	Corte de água vs. Recuperação de óleo. Efeito da razão de	
	permeabilidade vertical com horizontal. Comparação entre a	
	completação dupla e simples	60
7.8	Produção acumulada de água vs. recuperação de óleo. Efeito da	
	razão de permeabilidade vertical com horizontal. Comparação	
	entre a completação dupla e simples	61
7.9	Vazão de produção de óleo vs. vazão de produção de água do	
	aquifero que evita a produção de óleo para o aquifero	62
A.1	Cone de água de Yang e Wattenbarger <sup>65</sup>	76

### LISTA DE TABELAS

Tabela		Página
4.1	Dados Básicos do Reservatório utilizados na Simulação	25
6.1	Dados dos Poços CAM-032 e CAM-087	47
6.2	Dados de Entrada do Programa	48

### LISTA DE ANEXOS

Anexo		Página
1	Programa para Previsão de Performance de Cone de Água	86
2	Listagem com os Dados de Saida do Programa	94
3	Fatores de Conversão	96

#### CAPÍTULO 1

### INTRODUÇÃO

### 1.1 - Cone de Água

O objetivo principal deste trabalho é o estudo e a utilização de vários modelos analíticos que constituem um modelo simplificado para previsão de comportamento de cone de água.

Uma grande quantidade de óleo não é recuperada em reservatórios com aqüífero de fundo em comunicação com a zona de óleo. A razão água/óleo nesses reservatórios aumenta rapidamente durante a produção primária, conduzindo a um rápido declínio na produtividade dos poços, reduzindo desta forma a eficiência do mecanismo de drenagem e, como conseqüência, diminuindo a recuperação das reservas. O excesso de produção de água é também responsável pelo aumento dos custos de operação devido a necessidade de tratamento da água para torná-la menos agressiva às condições ambientais em situação de descarte, ou para torná-la apropriada para injeção no processo de recuperação de pressão do reservatório. Neste caso, quanto maior é a viscosidade do óleo, menor é a eficiência dessa injeção.

Problemas como migração de finos do reservatório para regiões próximas ao poço e, como consequência, o seu fechamento devido à falta de economicidade podem ser induzidos por uma produção excessiva e brusca de água<sup>66</sup>.

O fenômeno chamado "cone de água" (Fig.1.1) é aquele observado em muitos poços produtores de óleo, nos quais água gradual e rápidamente desloca uma parte ou toda da produção de óleo, quando uma certa vazão crítica de produção do poço é excedida.

Cone de água é o problema mais comum na produção de óleo de reservatórios com uma zona de água inferior à zona de óleo. Uma vez que a

água encontra os canhoneados, ela será produzida em preferência ao óleo devido a sua maior mobilidade. Quanto mais viscoso o óleo, maior será a produção de água desses reservatórios, acarretando níveis de razão água/óleo de produção mais altos e, muitas vezes não econômicos.

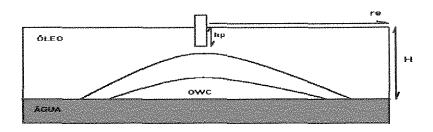


Fig.1.1 - Diagrama esquemático do cone de água.

As principais técnicas utilizadas para controle da produção de água estão envolvida com a criação de barreiras de permeabilidade nas regiões próximo aos poços ou ao contato óleo-água, e com a modificação da razão de mobilidades dos fluidos. A utilização de produtos químicos para controle da razão água-óleo através da redução de mobilidade da água tem sido proposta por vários pesquisadores<sup>21,53,56 e 66</sup>.

Atualmente, as medidas de controle nos poços produtores de óleo objetivando a redução da produção de água podem ser classificadas em várias categorias, cada uma atendendo à melhor condição específica do sistema poçoreservatório. Algumas dessas medidas podem ser feitas nos poços e outras nos reservatórios.

No poços produtores podem ser feitas as seguintes medidas de controle: otimização das técnicas de completação (redução da extensão dos intervalos canhoneados e determinação de sua posição em relação ao contato dos fluidos), redução da vazão de produção e redução da penetração do poço no reservatório produtor.

Nos reservatórios as medidas de controle podem ser classificadas em duas categorias as quais são: indução de barreiras artificiais permanentes e seletivas, próximo aos poços produtores de óleo. Se as zonas de óleo e água apresentam-se bem separadas, o uso de uma barreira permanente (sólida) pode

ser colocada na zona de água, obtendo-se geralmente bons resultados. Essa barreira impermeável que ajuda no bloqueio do fluxo de água pode ser feita através da injeção de polímeros (resinas ou gel-silicatos), ou com cimento preenchendo as fraturas artificiais criadas através de operações de fraturamento hidráulico. Caso as zonas de óleo e água não apresentam-se com boa separação, ou seja, existe uma zona de transição, as barreiras permanentes podem conduzir ao bloqueio total de fluidos. Para esse caso, recomenda-se a colocação de uma barreira seletiva na zona de óleo capaz de alterar a viscosidade da água, proporcionando uma redução de sua mobilidade, mantendo o fluxo no reservatório permeável ao óleo. Neste caso o material utilizado é baseado em polímeros hidrosolúveis.

Outra medida de controle no reservatório é a produção seletiva de óleo e água dos respectivos reservatórios. Atualmente essa técnica pode ser considerada como a medida mais eficaz para redução da produção de água nos poços produtores de óleo. Essa técnica será estudada no capítulo 7 desse trabalho.

Atenção especial tem sido dada às operações de cimentação dos intervalos produtores com posterior recompletação em outras zonas produtores quando inicia-se uma grande produção de água no poço. Essas operações, em geral, não são efetivas por um grande período de tempo. Como conseqüência, os estudos têm sido concentrados na definição da forma de movimentação dos fluídos dentro da área de drenagem dos poços.

Um forma de acompanhamento e previsão de performance do cone (razão água/óleo) nos reservatórios é através da simulação numérica. Entretanto, os modelos numéricos nem sempre podem ser utilizados de forma prática e rápida, uma vez que necessitam de uma grande quantidade de dados disponíveis e, em geral, exigem maiores tempos computacionais.

Os modelos analíticos e as correlações empíricas representam uma forma simplificada para as estimativas iniciais das variáveis envolvidas no comportamento do cone de água.

### CAPÍTULO 2

#### **REVISÃO DA LITERATURA**

Um grande número de autores<sup>1-66</sup> tem estudado o comportamento do cone de água, apresentando vários tipos de soluções aproximadas com base na teoria do fluxo de dois fluidos imiscíveis em meio poroso. Em geral os resultados obtidos são conflitantes devido as diferentes considerações assumidas quanto ao regime de fluxo, propriedades do fluido, e do sistema poço-resevatório.

O objetivo deste capítulo é fazer uma revisão da literatura sobre o fenômeno do cone de água, descrevendo os vários modelos analíticos, numéricos e de laboratório existentes, além das técnicas de tratamento químico no sistema poço-reservatório para o controle do cone de água.

#### 2.1 - Modelos Analíticos

Grande parte das soluções provenientes desses modelos é baseada na condição de estado permanente, ou seja, formação de um cone estável. Nesta condição ocorre o equilíbrio entre forças viscosas, induzidas pelo fluxo de fluidos, e a força gravitacional, resultante da diferença de densidade dos fluidos (óleo e água).

Muskat e Wyckoff<sup>38</sup> fizeram o primeiro estudo sistemático do fenômeno cone de água e apresentaram um procedimento gráfico para determinação da vazão crítica de óleo. As principais considerações feitas para obtenção desta solução foram: poço com penetração parcial na zona de óleo e com intervalo aberto ao fluxo a partir do topo da zona de óleo, fluxo monofásico (óleo), reservatório isotrópico e horizontal, distribuição do potencial na zona de óleo em condição permanente dada pela equação de Laplace, fluidos incompressíveis, fluxo uniforme no poço e a distribuição de potencial na fase óleo não influenciada pela forma do cone.

Meyer e Garder<sup>35</sup> propuseram uma equação aproximada para o fluxo radial de um fluido em meio poroso homogêneo, considerando que os outros fluidos permanecem estacionários. A equação é aplicada para solucionar a máxima vazão de fluxo de um fluido para o poço, sem a produção dos outros fluidos presentes na formação. Apresentaram equações para máxima vazão de produção em reservatórios de óleo ou gás sob ação de cone de água, em reservatórios de óleo sob ação de cone de água. Apresentaram também uma equação para a máxima vazão de produção de óleo (reservatório de óleo sob ação de cone de água) quando o reservatório apresenta barreiras impermeáveis próximo ao poço. Em todos os casos, considera-se que os fluidos inicialmente presentes no reservatório estão separados por gravidade e que há penetração parcial do poço na formação, semelhante ao que foi apresentado por Muskat et al<sup>38</sup>.

Arthur¹ fez uma análise dos fenômenos de "finger" e de cones de água e gás em reservatórios de óleo. O meio poroso é considerado homogêneo com poço penetrando parcialmente na formação. O resultado final é um conjunto de gráficos para solucionar o problema do cone de água e/ou gás em reservatórios de óleo. Esses gráficos relacionam a distribuição do potencial de fluxo no poço com diferentes valores de penetração. Todos os gráficos foram obtidos com base no desenvolvimento feito por Muskat et al³8.

Kidder<sup>28</sup> apresentou uma solução matemática exata para o problema bidimensional com contorno livre de dois fluidos imiscíveis em meio poroso. A solução é aplicada ao cone de água para o cálculo da máxima vazão de produção de óleo isenta de água livre, em poços de óleo que penetram parcialmente arenitos espessos. A solução é obtida através da teoria de variáveis complexas.

Van Lookeren<sup>33</sup> apresentou expressões para o cálculo das vazões de óleo e água em poços produzindo de um reservatório de óleo de pequena espessura, o qual apresenta extensa capa de gás e zona de água inferior. Ele mostra que a produção de óleo, neste caso, pode ser melhorada completando os poços abaixo do contato óleo-água. O modelo analítico foi comprovado através de experimentos com modelos Hele-Shaw.

Colonna, Iffly e Millet<sup>17</sup> apresentaram um tratamento detalhado do problema de cone de água em reservatório de gás. A equação da máxima vazão de gás sem água livre foi validada por um modelo elétrico analógico.

Sahni<sup>45</sup> apresentou uma teoria para o fenômeno do cone em poços com penetração parcial produzindo de um aquífero (água doce) não confinado possuindo uma zona de água salgada inferior. Nesta teoria os fluidos são considerados miscíveis e, consequentemente, a interface de contato dos fluidos é diferente quando comparada ao sistema óleo/água, não constituindo fases distintas, o que proporciona uma continuidade de pressão no contato desses fluidos. O resultado final é obtenção da máxima vazão de água doce para uma dada condição do aquífero e geometria do poço.

Gotardi e Vitali<sup>19</sup> apresentaram, como extensão da teoria de Muskat et al<sup>38</sup> de cone de água, uma relação matemática que mostra como os efeitos da gravidade, gerado pela diferenças de densidades dos fluidos, dependendo da vazão de produção, é responsável pela eficiência na recuperação de óleo.

Bakia<sup>4</sup> apresentou uma expressão para a distribuição de potencial em reservatório bifásico (gás/óleo,óleo/água) e trifásico (gás/óleo/água). Pela aplicação do critério de estabilidade do cone de Meyer et al<sup>34</sup>, apresentou também fórmulas para o cálculo de vazão crítica de óleo, e uma estratégia de otimização do intervalo de completação em reservatório de óleo, com drenagem feita por aquífero de atuação lateral.

Wheatley<sup>64</sup> desenvolveu uma teoria aproximada (3D) do cone de água, levando em consideração a influência da forma do cone. Foi o primeiro autor a levar em consideração a superfície do cone, ou seja, a interface óleo/água, como uma linha de corrente na distribuição de potencial do óleo. O cálculo da vazão critica de produção como função do raio adimensional e penetração do poço, para uma formação anisotropica qualquer, é feito por meio de um procedimento iterativo. Sua aproximação é boa para valores de raio de drenagem adimensional entre 2 e 10. As principais considerações feitas no seu modelo foram: fluxo parcial de óleo dentro do poço na presença de aquífero de fundo, reservatório homogêneo isolado superiormente por uma barreira horizontal impermeável, região de fluxo (raio de drenagem) contornada inferiormente pelo contato óleo/água, o qual é deformado em direção vertical ao poço em resposta à redução de pressão. O

influxo de óleo no raio de drenagem é considerado em estado permanente e radialmente simétrico. Os fluidos (óleo e água) são considerados incompressíveis. A função potencial é uma combinação de uma fonte linear com uma puntual, satisfazendo a equação de Laplace.

Chaperon<sup>15</sup> fez um estudo que compara vazões críticas em poços verticais e horizontais. Ele demonstra que poços horizontais permitem valores de vazões críticas maiores (três a cinco vezes) do que poços verticais, mas esta vantagem diminui à medida que aumenta o grau de anisotropia da formação.

Richardson, Sangree e Sneider<sup>44</sup> apresentaram fórmulas para o cálculo da vazão crítica em poços parcialmente penetrados em reservatórios de óleo ou gás, considerando barreiras impermeáveis com extensão radial limitada próximas ao poço.

Piper e Gonzalez<sup>42</sup> apresentaram um método para o cálculo da vazão crítica de óleo e do intervalo ótimo de completação em reservatório de óleo contendo capa de gás e zona de água (sistema trifásico). O método é uma extensão da teoria de Wheatley<sup>64</sup> que leva em consideração o efeito do cone no potencial do fluido.

Hoyland, Papatzacos e Skjaeveland<sup>24</sup> apresentaram uma solução analítica para prever vazões críticas de óleo em formações homogêneas e anisotrópicas, com poço completado no topo da formação. A solução analítica é uma extensão da teoria de Muskat et al<sup>38</sup>, onde a consideração de fluxo uniforme foi substituída pela de condutividade infinita no poço. Os resultados da equação mostram valores quase idênticos ao obtidos pelo método de Muskat et al<sup>38</sup>.

Wojtanowicz, Xu e Bassiouni<sup>63</sup> estudaram a eficácia de produção seletiva e simultânea de água e óleo dos respectivos reservatórios, através de técnica de completação dupla na zona de óleo e na zona de água, objetivando o controle do cone de água em poços produtores de óleo. Inicialmente foram estudados os efeitos da posição dos canhoneados, vazão na zona de água a influência destes sobre a vazão crítica de produção de óleo. O estudo demonstrou que o mecanismo de produção seletiva e simultânea de água e óleo é efetivo no controle do cone, particularmente para baixas vazões na zona de água, quando se previne a formação do cone de óleo na zona de água.

Guo e Lee<sup>22</sup> fizeram um estudo para investigar se o cone de água instável existe e se há vazão crítica de óleo associada a ele. Se o gradiente de pressão vertical em direção ao poço é maior que o gradiente hidrostático da água, o cone instável de água pode ser observado e a vazão crítica definida existe. Caso contrário, o cone instável de água não existe e a vazão crítica deve ser definida como a vazão na qual o cone estável chega ao poço. Eles apresentaram uma equação para o cálculo de vazão crítica de óleo e outra para determinação do intervalo ótimo de completação. O reservatório foi considerado homogêneo e anisotrópico.

Tiefenthal<sup>58</sup> apresentou um modelo para estimativa de vazão crítica de produção para poços horizontais. O modelo é baseado no conceito de drenagem gravitacional em cenário bifásico (gás/óleo ou óleo/água), podendo ser aplicado para o caso trifásico (gás/óleo/água).

Pietraru e Cosentino<sup>41</sup> apresentaram um novo desenvolvimento analítico para o cone de água e gás baseado na hipótese de drenagem gravitacional e fluxo transiente. As equações foram derivadas para poços horizontais e verticais em reservatórios com geometria infinita e confinada. As equações apresentadas nesse método permitem determinar a relação entre a vazão crítica e o tempo de irrupção de água ("breakthrough"), e o comportamento da razão água/óleo com o tempo, quando a vazão de produção de óleo, também varia com o tempo. As principais considerações desse modelo foram: fluxo bifásico (óleo/água e gás/óleo) em condições transientes, fluidos imiscíveis, drenagem gravitacional, pressão na fase água constante com o tempo, reservatório homogêneo e isotrópico. As curvas de embebição e drenagem capilar foram levadas em consideração para descrever a forma da zona de transição acima do contato óleo/água.

#### 2.2 - Modelos Numéricos

A simulação numérica do comportamento do cone tem sido uma das aplicações mais difíceis para as técnicas de análise numérica. Simuladores numéricos (Black Oil) do tipo IMPES, usados largamente para problemas de reservatório, não são satisfatórios para simulação de cone de água ou gás.

Modelos numéricos de cone são geralmente sujeito à instabilidade de saturação nas vizinhanças do poço, como resultado do uso de mobilidades baseadas nestas saturações no inicio de cada iteração, como também, devido a convergência natural da forma de fluxo. O controle ou eliminação desta oscilação requer o uso de intervalos de tempo muito pequenos, elevando o tempo de computação. A formulação usual de modelos numéricos para simulação de problema de fluxo multifásico em reservatório (o cone de água ou gás pertence a esta classe), envolve a avaliação dos termos de coeficientes de fluxo no início de cada iteração, considerando que esses termos não mudam. Isto é válido se os valores de pressão e saturação não mudarem significativamente em cada iteração.

#### 2.2.1 - Simulação para um poço

Welge e Weber<sup>81</sup> propuseram uma solução para esse problema através da colocação de limitações para os coeficientes de fluxo e para a máxima variação de saturação em cada iteração. As alterações feitas para o controle de instabilidade da solução (aumento de precisão das saturações computadas próximo ao poço) e as características básicas do modelo foram: modelo IMPES (pressão implícita - saturação explícita), transmissibilidade explícita, método ADIP (modelo IMPES com solução adaptada, ou seja, a pressão pode ser solucionada de forma explícita e a saturação de forma implícita) para solução da equação da difusividade em fluxo bifásico, limitação dos intervalos de tempos, tal que a máxima variação de saturação estivesse entre 0.01 e 0.1. Os resultados desses cálculos foram verificados usando dados medidos em laboratório por Sobocinski et al<sup>50</sup>. Não é um método rigoroso, e consequentemente, é pouco aplicado.

Spivak e Coats<sup>54</sup> trataram os termos de produção de forma implícita para redução da instabilidade. O modelo matemático proposto é para previsão do comportamento de cone bifásico e trifásico. Esse tratamento implícito resultou no aumento de até cinco vezes no tamanho dos intervalos de tempo para uma solução estável, sem que houvesse um aumento significativo no tempo de computação por intervalo de tempo. As características básicas do modelo numérico proposto são: modelo IMPES(pressão implícita - saturação explícita), transmissibilidade explícita, termos de produção implícitos.

MacDonald e Coats<sup>34</sup> adicionaram ao modelo anterior um tratamento implícito para os termos de transmissibilidade. Como consequência, houve um aumento no tempo de computação por intervalos de tempo de apenas dez porcento, mas permitiu um aumento de até dezesseis vezes no tamanho dos intervalos de tempo. As características desse modelo são: modelo IMPES, transmissibilidade implícita e termos de produção implícitos. Os autores concluiram que o modelo totalmente implícito com respeito a todas as variáveis (saturação e pressão capilar também colocadas de forma implícita), possibilita maiores (duzentas vezes) intervalos de tempo quando comparado ao modelo anterior, requerendo porém um aumento de até 3,3 vezes no tempo de computação por intervalos de tempo. Eles concluiram que o modelo totalmente implícito é mais eficiente para problemas que envolvem forças capilares altas (tratamento explícito no modelo anterior).

Letkeman e Ridings<sup>32</sup> apresentaram um modelo com saturação estável. O comportamento de produção durante a formação do cone e após o tempo de irrupção de água também não apresentou problemas de instabilidade. As vazões de produção e mobilidade foram extrapoladas implicitamente, através de técnicas de linearização, para o novo nível de tempo.

Nácul<sup>40</sup> utilizou um modelo bifásico e bidimensional com simetria radial, que leva em consideração o influxo de água lateral ou de fundo, no reservatório. O modelo é totalmente implícito. O autor usou técnicas de linearização no cálculo dos coeficientes de fluxo. O modelo foi validado pela comparação com os resultados do modelo de Settari et al<sup>47</sup>.

Nenhuma das referências anteriormente citadas, trataram os termos de produção e transmissibilidade estritamente no mesmo nível de tempo.

Sonier, Besset e Ombret<sup>51</sup> apresentaram um modelo trifásico e bidimensional com simetria radial. O modelo é totalmente implícito com solução simultânea para pressão e saturação, e muito estável. As aproximações semi-implícitas são usadas para o cálculo de permeabilidade relativa e da pressão capilar. O efeito final de capilaridade ("end effect") é levado em consideração na face do reservatório, como também é considerada a condição de continuidade de pressão no poço com a pressão no reservatório (condição de compatibilidade). Os autores desprezaram o diferencial de pressão devido a fricção no poço.

Settari e Aziz<sup>47</sup> apresentaram uma nova formulação de diferenças finitas, que trata apropriadamente a interação entre o poço e o reservatório. Foi um avanço significativo na simulação de cone bifásico, visto que até então, todo o tratamento na modelagem de cone tinha o objetivo de melhorar a estabilidade da solução da equação da difusividade na forma de diferenças finitas. Os autores apresentaram um modelo com tratamento totalmente implícito para parâmetros importantes como transmissibilidade, produção, pressão e saturação. Levando em consideração três fatores: (1) efeito de saída, que requer que a pressão capilar aproxime-se de zero na face do arenito (interface poço reservatório), (2) condição de compatibilidade, que requer que o gradiente de pressão vertical no poço seja igual ao gradiente de pressão na interface poço-reservatório, (3) malha de blocos centrada, o modelo apresentou alta estabilidade com erros baixo na discretização.

Trimble e McDonald<sup>60</sup> apresentaram um modelo numérico trifásico e tridimensional. A característica básica é a relação forte entre os termos de produção e de transmissibilidade (acoplamento), com tratamento totalmente implícito.

### 2.2.2 - Simulação para vários poços

Como foi visto até aqui, os modelos numéricos (bidimensionais e tridimensionais) para simulação de cones não usam grandes valores de intervalos de tempo, se o tamanho dos blocos do malha são pequenos. Para serem econômicos, esses modelos não usam malha com refinamento próximos aos poços e são inadequados para descreverem o comportamento de cones (água/óleo e gás/óleo) nos poços de produção. O uso de grandes blocos fazem com que os valores médios de pressões e saturações não sejam representativos. As pressões e saturações variam muito nas proximidades dos poços. Somente modelos circulares radiais podem ser usados para descrever adequadamente o comportamento de cones, embora nem sempre seja possível, devido as vezes não existir simetria axial do poço em relação ao reservatório (poços próximos de falha, fraturas e de barreiras impermeáveis, podem está produzindo com fluxo diferente do radial). Para simulação de cones com vários poços no reservatório, é necessário o uso de uma malha curvilínea, nas vizinhanças dos poços, dentro de

uma malha retangular qualquer, tendo, como conseqüência, um aumento significativo no tempo de computação.

Akbar, Arnold e Harvey<sup>3</sup> desenvolveram um modelo trifásico e bidimensional, o qual incorpora coordenadas radiais aos poços. Podemos dizer que é um método que faz um aclopamento de uma malha radial próximo ao poço, com uma malha retangular a medida que ocorre o afastamento do mesmo. Os autores sugerem que esse tipo de modelo seja aplicado em reservatórios onde o diferencial de pressão é muito grande nos poços produtores, e que, a pressão de fluxo no fundo do poços seja menor que a pressão de saturação.

Sonier e Chaumet<sup>52</sup> propuseram um modelo bifásico, totalmente implícito e tridimensional, que usa malha assimétrica. A validade do modelo foi testada experimentalmente e por comparação com modelos petrofísicos.

#### 2.2.3 - Modelos analíticos incorporados

Chappelear e Hirasaki<sup>13</sup> incluíram um modelo analítico de cone de água, que considera equilíbrio vertical e fluxo segregado, em um simulador de reservatório bidimensional areal.

Woods e Khurana<sup>62</sup> incluíram um modelo analítico (bi e tridimensional) de cone de água em um simulador de reservatório tridimensional convencional, pela utilização de pseudo funções para as curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa. Os autores sugerem que o uso dessas pseudo-funções de cone é apropriado para aplicação em vários poços que apresentam comportamento do cone específico para cada poço, ou seja, tempo de irrupção de água e perfil de produção de água são diferentes nos poços produtores de óleo.

### 2.2.4 - Simulação para controle do cone de água

A utilização de simuladores para o estudo de medidas efetivas no combate ao cone de água, obtenção de correlações e estudo de sensibilidade de parâmetros no comportamento de cone de água, tem sido realizada por vários autores. Algumas das principais medidas estudadas para o controle do cone são: injeção de óleo abaixo dos canhoneados, produção seletiva de água e óleo dos

respectivos reservatórios através da técnica de completação dupla, e indução de barreiras impermeáveis próximo ao poço. As variáveis mais utilizadas no estudo de sensibilidade são: razão entre permeabilidades horizontal e vertical, razão de mobilidades, vazão de produção e diferença de densidades entre os fluidos.

Chaney e Noble<sup>12</sup> utilizaram o simulador para otimização do intervalo completado (posição e extensão dos canhoneados).

Pirson e Mehta<sup>43</sup> fizeram um estudo de sensibilidade de parâmetros e de medidas alternativas para prevenir o cone de água. A simulação foi baseada no modelo numérico de Welge et al<sup>61</sup>. Os autores concluíram que a produção seletiva de água e óleo de seus respectivos reservatórios reduz o crescimento do cone, uma vez que a razão água/óleo no poço produtor diminuiu à medida que a produção acumulada de água do aqüífero aumenta. Barreiras impermeáveis horizontais não demonstraram ser efetivas na supressão do cone para longo tempo. Os autores concluíram que elas são mais efetivas se colocadas logo abaixo dos canhoneados. Os resultados são comparados como o modelo de Muskat et al<sup>38</sup>.

Fisher, Letkeman e Tetreau<sup>18</sup> investigaram técnicas de produção que reduziriam os efeitos do cone de água na produtividade dos poços. O modelo numérico utilizado na simulação foi o Letkeman et al<sup>32</sup>. As técnicas de produção utilizadas na simulação foram: redução da vazão de produção, produção seletiva de água e óleo dos seus respectivos reservatórios, otimização do intervalo de completação através de sua localização. Os autores concluíram que a completação dupla (produção seletiva de água e óleo) reduz a performance do cone, e em alguns casos, pode eliminá-lo. Eles concluíram também que, a vazão de produção e o intervalo de completação podem ser otimizados através de um modelo específico de cone de água.

Byrne e Morse<sup>10</sup> estudaram os efeitos da espessura do aquífero, da penetração do poço no reservatório, e do diferencial de pressão no poço, no comportamento do cone de água. A simulação foi baseada no modelo de MacDonald et al<sup>34</sup>. Os autores concluíram que os maiores valores de razão água-óleo, obtidos nos estágios finais de depleção do reservatório, resultam do aumento de penetração do poço no reservatório ou resultam do aumento do diferencial de pressão no poço. Eles concluíram também que o aumento na razão água-óleo foi

consequência de um aumento de igual magnitude na vazão de produção de óleo. Pelo estudo verificou-se que o fator final de recuperação não foi afetado pelo aumento na vazão de produção.

Singh e Morse<sup>48</sup> estudaram a eficácia da produção seletiva de água e óleo (completação dupla) para controle do cone de água. Na simulação foi utilizado um modelo bifásico e bidimensional. O modelo foi alterado para permitir regulagem das vazões de produção de água abaixo dos canhoneados. Pelo estudo os autores concluíram que a produção seletiva de água e óleo permite aumento de produtividade dos poços, de vinte a vinte e cinco vezes quando comparada com a completação simples. A recuperação pode alcançar valores de até 65% do óleo original. Nesse estudo os autores também verificaram os efeitos da razão de permeabilidades e da vazão de produção de óleo no controle do cone de água.

Kuo e Desbrisay<sup>30</sup> estudaram os efeitos de quatro parâmetros do sistema poço-reservatório no comportamento do cone de água. Os parâmetros foram: razão entre as permeabilidades horizontal e vertical, intervalo de completação, vazão de produção e razão de mobilidade. Através da simulação, os autores obtiveram uma correlação para previsão de fluxo fracionário de água. Eles apresentaram também, uma metodologia simplificada para previsão de comportamento de cone de água, a qual consiste nos cálculos de vazão crítica, tempo de irrupção e na previsão de fluxo fracionário de água, por meio da correlação obtida na simulação.

Hoyland et al<sup>24</sup> apresentaram uma correlação para o cálculo de vazão crítica de produção de óleo nos poços produtores de reservatórios que sofrem influência do aquifero de fundo. A correlação é baseada em várias simulações feitas com um modelo numérico padrão (fluido Black-Oil e trifásico), totalmente implícito. A correlação apresentou resultados semelhantes ao previsto pela teoria de Wheatley<sup>64</sup>.

Lee e Tung<sup>31</sup> desenvolveram várias correlações baseadas em estudos mecanicistas para determinação de tempo de irrupção de água no poço e para previsão de razão água/óleo após irrupção. Os autores obtiveram essas correlações, através da identificação funcional de três parâmetros de controle no comportamento de cone de água: vazão de produção, força gravitacional e razão

de mobilidade. Eles levaram em consideração os efeitos de espessura do aquífero e do intervalo de completação nas correlações. Os autores concluíram que essas correlações podem ser usadas para estudar os efeitos das seguintes variáveis no comportamento do cone: vazão de produção, permeabilidade horizontal e vertical, posição e tamanho do intervalo de completação, espessura do aquífero e raio de drenagem.

Yang e Wattenbarger<sup>65</sup> apresentaram correlações para determinação da vazão crítica, tempo de irrupção de água, e da razão água-óleo, antes e depois da irrupção de água nos poços. As correlações foram obtidas em várias rodadas de simulação, feitas com um modelo numérico padrão (Black-Oil, bifásico e bidimensional). Os autores apresentaram correlações para poços verticais e horizontais.

#### 2.3 - Modelos de Laboratório

Uma boa parte de estudos feitos em laboratório para prever o comportamento de cone de água, tem sido feita baseada em modelos analógicos (potenciômetricos e eletrônicos), e em modelos de escala.

Meyer e Searcy<sup>36</sup> desenvolveram correlações para determinar os seguintes parâmetros: tempo de irrupção de água e razão água-óleo, em condições de fluxo permanente. O experimento foi realizado com um potenciômetro. Os parâmetros que sofreram alterações no experimento foram: permeabilidade, vazão de produção e espessura das zonas de óleo e água.

Karplus<sup>26</sup> desenvolveu uma correlação para determinar a forma do cone de água em condições de fluxo permanente. Os parâmetros que foram simulados no modelo foram: geometria de fluxo dos fluidos, penetração do poço no reservatório, vazão de produção de óleo, razão de mobilidade e espessura da zona de óleo.

Chierici, Ciucci e Pizzi<sup>14</sup> desenvolveram correlações para determinar os seguintes parâmetros: (1) máxima vazão de produção de óleo (isenta de produção de água), conhecendo a posição e o comprimento do intervalo de completação; (2) posição e o comprimento do intervalo de completação que maximiza a vazão de produção de óleo. O experimento foi realizado com um

potenciômetro. Os autores fizeram o estudo para cone de água e gás com base na teoria de Muskat et al<sup>38</sup>.

Henley, Owens e Craig<sup>23</sup> desenvolveram curvas para previsão da razão água-óleo, antes e depois da irrupção de água no poço produtor. Os autores estudaram a influência no fator de recuperação dos seguintes parâmetros: penetração do poço na zona de óleo, razão de mobilidade e espaçamento entre os poços.

Sobocinski e Cornelius <sup>50</sup> apresentaram um correlação para prever o comportamento da altura do cone de água com o tempo, até a irrupção de água, a partir do contato estático óleo-água. Os autores obtiveram essa correlação, para um poço produzindo a vazão constante e completado no topo da zona de óleo. A correlação é empírica e envolve grupos adimensionais com propriedades dos fluidos, poço e reservatório.

Khan<sup>27</sup> apresentou também curvas que mostram a posição do contato óleo-água com o tempo, até irrupção de água no poço. Os autores, levaram em consideração no experimento, os efeitos da saturação residual de óleo, na zona invadida pela água. Eles concluíram que a razão de mobilidade tem grande influência na razão água-óleo, e que os valores dessa razão diminui para valores da razão de mobilidades menores que um.

Bournazel e Jeanson<sup>9</sup> apresentaram uma correlação para prever o comportamento da altura do cone de água com o tempo. Essa correlação é semelhante a apresentada por Sobocinski et al<sup>50</sup>. Os autores também obtiveram uma correlação para determinação da razão água-óleo com o tempo. Eles concluíram que essas correlações devem ser aplicadas em reservatórios influênciados por aqüíferos de atuação lateral.

#### 2.4 - Modelos com Barreiras Artificiais

O tratamento nos reservatórios através dos poços de produção (óleo ou gás) para reduzir a produção de água, pode ser feito através da utilização de produtos químicos ou através da criação de fraturas e seu preenchimento com cimento impermeável nas regiões próximo aos poços de produção de óleo.

As duas principais desvantagens na aplicação dessas técnicas são: custo elevado do material (produtos químicos), e que a criação da fratura está limitada a utilização da tecnologia de uso presente.

Karp, Lowe e Marusov<sup>25</sup> propuseram a criação de uma barreira (fratura) horizontal abaixo do contato óleo-água e seu preenchimento com cimento. Os autores concluíram que os reservatórios portadores de óleo de alta densidade ou viscosidade, baixa permeabilidade e pequena espessura, não são candidatos ao tratamento com barreiras permanentes (sólidas).

Strickland<sup>55</sup> também fez estudos citando dados de campo e de laboratório mostrando a eficiência da criação de barreiras (fraturas horizontais) e seu preenchimento com cimento impermeável nas proximidades do contato óleo-água.

Zaitoun, Kohler e Guerrini<sup>66</sup> fizeram injeção de poliacrilamida em testemunhos de arenitos, onde se comprovou a eficácia do tratamento para controle da produção de água. Os autores concluíram que a quantidade de polímero adsorvido, foi acompanhada por uma redução nos valores de permeabilidade antes e após o tratamento, nas curvas de permeabilidades relativas.

Giudicelli<sup>21</sup> apresentou uma equação que permite o cálculo do aumento da vazão de óleo, quando ocorre a injeção do polímero. Os autores concluíram que a principal vantagem da injeção do polímero é que ele preserva a permeabilidade do óleo e reduz significativamente a permeabilidade a água, uma vez que, a injeção é feita em fase aquosa, com penetração preferencial as zonas mais saturadas de água.

#### 2.5 - Aplicação da Teoria de Cone ao Estudo de Campo

Sonier el al<sup>51</sup> fizeram aplicação da teoria de cone de água com base no próprio modelo numérico. O estudo teve o objetivo de determinar tempo de irrupção de água (ou gás) e as vazões ótimas de produção. Pelo estudo, os autores concluíram que o tempo de irrupção de água e a recuperação são fortemente afetados devido aos erros de estimativa de anisotropia (razão K<sub>h</sub>/K<sub>v</sub>), e pela forma das curvas de permeabilidades relativas e pressão capilar. O modelo

mostrou-se compatível com o reservatório uma vez que o ajuste de histórico foi perfeito.

Trimble e DeRose<sup>59</sup> fizeram aplicação de um modelo analítico<sup>37</sup> para determinação de vazões ótimas de produção e das reservas em um reservatório de gás com drenagem feita por um aquífero com influxo atuante. Os resultados obtidos foram confirmados com um modelo numérico comercial.

Beraldo<sup>6</sup> utilizou modelagem estocástica com base em afloramentos, para previsão de performance de produção em poços de óleo sujeitos a aquífero de fundo. O autor estudou a caracterização das heterogeneidades na direção vertical e horizontal. Ele conclui que não é possível representar adequadamente o fenômeno de cone de água em reservatórios heterogêneos, usando modelos radiais que considerem somente as heterogeneidades na direção vertical.

### **CAPÍTULO 3**

### **TEORIA SOBRE CONE DE ÁGUA**

#### 3.1 - Características Básicas

O cone acarreta a produção prematura de água em um poço perfurado em um reservatório com zona de óleo ou zona de gás. No reservatório de óleo o fluido do cone pode ser de água, gás, ou ambos, e no reservatório de gás é de água.

Para minimizar a produção do fluido do cone, os poços são completados (Fig.3.1) tal que seus canhoneados estejam acima do contato óleo/água original, e abaixo do contato gás/óleo original. Através do histórico de produção do poço é possível verificar as fases que caracterizam o fenômeno de cone de água, as quais são: produção de pouca água (corte de água de 1 a 5%) nos meses iniciais de produção, aumento muito rápido na produção de água associado com o declínio da vazão de produção, e por último, um período de vazão de produção estabilizada com a produção de água aumentando lentamente após anos.

O objetivo de muitos estudos de cone é o de prever a performance dos poços por meio da relação explícita existente entre a distribuição de potencial no reservatório com o perfil dos fluidos da interface (contato gás/óleo ou água/óleo). Para isto, é necessário solucionar a equação de potencial (equação da difusividade hidráulica em meio poroso) usando condições de contorno e vários parâmetros do sistema poço-reservatório.

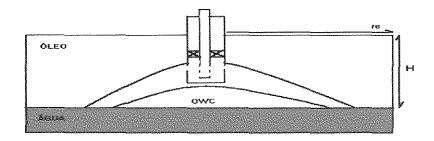


Fig.3.1 - Poço com completação acima do contato óleo-água.

Assim, conhecendo-se os parâmetros geométricos do reservatório e do poço, estudos têm sido feitos para obter fórmulas para o cálculo da vazão ótima de produção de óleo. A determinação do intervalo ótimo de completação, ou seja, sua localização e tamanho, que maximize a produção de óleo, tem grande importância. Para o caso dos poços que já estão produzindo acima da vazão ótima por necessidades econômicas, é de grande interesse o conhecimento de duas variáveis: o tempo que o fluido do cone chegará ao poço produtor e a performance da razão água/óleo após irrupção do cone.

A produção de um campo que apresenta o mecanismo de cone de água está condicionada a um grande número de estratégias, que variam desde a limitação da vazão até a produção na máxima vazão.

Uma das características dos reservatórios que possuem uma zona de água em sua base é a existência de uma vazão critica de produção, acima da qual água penetra no poço produtor. Quando o poço é colocado em produção, a pressão diminui nas regiões próximas ao poço, causando a formação do cone de água. O crescimento do cone e sua estabilização dependem de vários fatores, alguns dos mais importantes são: razão de mobilidade dos fluidos, vazão de produção, permeabilidade vertical e espessura da zona de óleo.

A maioria dos estudos feitos para modelar o comportamento de cone de água são baseados em correlações (empíricas e/ou analíticas) e em simulação numérica. Um estudo geral pode ser dividido em quatro partes:

- 1 determinação de vazão crítica,
- 2 determinação do intervalo ótimo de completação.
- 3 determinação do tempo de irrupção de água e
- 4 determinação da performance da razão água/óleo após irrupção de água.

Apesar da simulação numérica ser mais rigorosa na representação do fenômeno do cone de água, verifica-se em muitos estudos que, quanto mais representatividade o modelo numérico proporciona ao modelo físico, o tratamento da grande quantidade de dados fica mais complexo, proporcionando maior tempo de computação e demora no conhecimento das principais variáveis influenciadora do fenômeno.

As correlações (analíticas e/ou empíricas) são utilizadas nas previsões preliminares devido a sua simplicidade e fácil manuseio, constituindo, desta forma, uma ferramenta prática para avaliação rápida dos efeitos de vários parâmetros na performance da razão água/óleo e no perfil de recuperação do reservatório. Alguns desses parâmetros são: vazão de produção, comprimento e posição do intervalo de completação, espessura do reservatório e raio de drenagem do poço.

### 3.2 - Mecanismo do Processo de Cone de Água

Um diagrama esquemático do cone de água ao redor do poço é mostrado na Fig.3.2.. O reservatório é considerado homogêneo e axialmente simétrico. Os fluidos são considerados incompressíveis. Considera-se que a zona de óleo invadida pela água (domínio II) é uniforme e com saturação de óleo residual  $S_{or}$ . A zona de transição é desprezível com relação a espessura do reservatório. No domínio II, somente a água é móvel. O cone de água é proveniente do aqüífero de fundo (domínio I), no qual água é realimentada no contorno de drenagem. As pressões do aqüífero e da zona de óleo no raio de drenagem permanecem constante. O poço penetra parcialmente a formação.

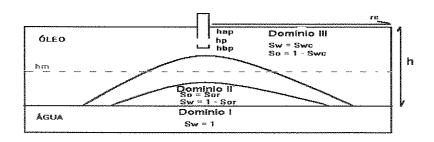


Fig.3.2 - Poço vertical com penetração parcial no reservatório de óleo com aquífero de fundo.

O fenômeno cone de água é caracterizado pelo deslocamento de uma frente de avanço de água que altera a distribuição de saturação dentro da zona de óleo. Nesse fenômeno as forças dinâmicas ascendentes, geradas pela queda de pressão no poço, causam uma invasão de água da zona inferior (domínio I) até uma certa altura dentro da zona de óleo (domínio II), na qual as forças dinâmicas são equilibradas pelo gradiente hidrostático da água neste ponto. Com o aumento da distancia radial em relação ao poço, a queda de pressão e as forças dinâmicas ascendentes diminui, e como consequência os pontos de equilíbrio diminuem ao longo da direção radial. Desta forma os pontos locais formam uma interface óleo/água estável. O óleo flui acima da interface (domínio III), enquanto a água permanece estacionária abaixo desta (formação do cone estável). Se houver um aumento na vazão de produção, a altura do cone acima do contato original óleo/água também aumenta, até que em uma certa vazão de produção o cone torna-se instável e a água é produzida no poço. O cone torna-se instável devido o gradiente de pressão dinâmica acima de um ponto qualquer (em direção ao poço) ser maior que o gradiente hidrostática da água abaixo desse ponto.

## **CAPÍTULO 4**

# OBTENÇÃO DA CORRELAÇÃO PARA PREVISÃO DE CORTE DE ÁGUA

# 4.1 - Simulação

O objetivo desse capítulo é obter uma correlação para previsão de corte de água com o tempo. Essa correlação com as equações para o cálculo de vazão crítica de produção, intervalo ótimo de completação e tempo de erupção de água, serão utilizadas em um programa (descrito no próximo capítulo) onde constituirão como uma metodologia simplificada para previsão de comportamento do cone de água

A primeira etapa do estudo para obtenção da correlação desejada foi executada através da simulação numérica de reservatório, que investigou a performance do cone de água sob diferentes propriedades do sistema poçoreservatório. Utilizou-se um modelo de poço vertical com penetração parcial, vazão de produção constante e fluxo bidimensional radial.

A segunda etapa do estudo constou da normalização dos resultados obtidos na simulação, para obtenção da correlação de corte de água com o tempo. O simulador utilizado foi o Simbest II, disponível no aplicativo WORKBENCH. O modelo de fluido utilizado foi do tipo Black-Oil e trifásico.

A Fig.4.1 representa esquemáticamente a geometria do sistema poço-reservatório, com as condições de contorno e da malha utilizado na simulação. A zona de água é representada pelas camadas inferiores, comportando-se como aquífero de fundo do tipo Carter-Tracy.

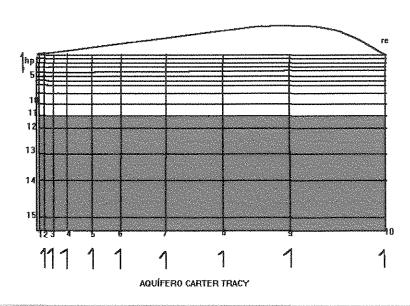


Fig.4.1-Diagrama esquemático da malha utilizada na simulação.

Os dados de rocha e fluidos são do poço CAM-388, produtor na zona 1000 do campo de Canto do Amaro, localizado na Bacia Potiguar. Recentemente esses dados foram utilizados por Beraldo<sup>7</sup> em um estudo de simulação para controle de produção de água nesta zona.

A Tabela 4.1 mostra os dados de propriedades do reservatório que foram utilizados. Nas Figs. 4.2 e 4.3 encontram-se as curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar.

Propriedades	Valor	Unidades
TOPO DA FORMAÇÃO	-932	m
CONTATO ORIGINAL ÓLEO/ÁGUA	-943	m
Saturação de água conata	0.35	fração
Saturação de óleo residual	0.12	fração
Pressão Original (-938.0)	94	kg/cm2 abs
Temperatura do Reservatório	50	c
PROPRIEDADES DO ÓLEO		
Pressão de Saturação do óleo	2.37	kg/cm2 abs
Fator Volume Formação (na Pres Satur)	1.0232	rm3/stm3
Densidade do óleo (condição st)	0.825	g/cm3(APt=40.0)
Viscosidade do óleo (na Pres.Satur)(*)	4.1227	ср
Densidade do gás (ar = 1.0)	0.8	
PROPRIEDADES DA ÁGUA		
Fator Volume Formação Inicial	1.015	rm3/stm3
Compressibilidade	4.73E-05	1/(kg/cm2)
Densidade (condições st)	etteriket erkerreriket errerinnimenmenmenmenmentriset et est errerinninserverest errenin krist. T	g/cm3
Viscosidade	0.45	СР
PROPRIEDADES DA ROCHA		
Compressibilidade	3.40E-05	1/(kg/cm2)
Permeabilidade média(EF-1)(**)	3033	md
Porosidade	0.21	fração
GEOMETRIA E GRID DO MODELO		100
Raio Externo	396.24	m
Raio do Poço	0.1	m
Numero de Blocos na direção radial	10	111
Numero de Layers na direção Vertical	15	
Raio externo médio logaritmo dos blocos radial	0.129,0.424,1.1,2.648,6.192,	
DADOS DO AQUÍFERO	14.305,32.89,75.435, 172.849,396.139	m
Espessura	19	
Porosidade	0.21	m
Permeabilidade	4000	fração
Atuação	fundo	md
Comportamento	Carter-Tracy	
(*) Para razão de Mobilidade=1.76 (**)Relatorio interno.	And the second s	

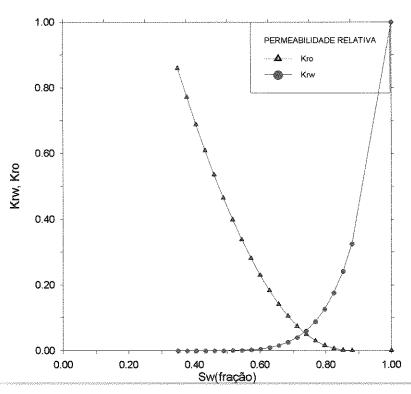


Fig.4.2. Curvas de Permeabilidades Relativas

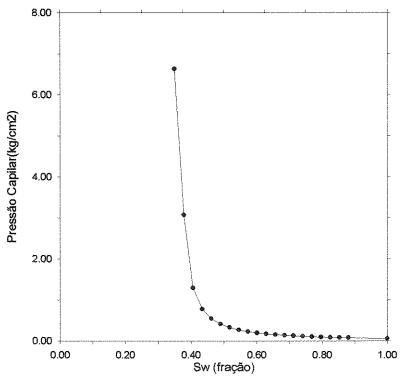


Fig.4.3. Curva de Pressão Capilar

As propriedades do sistema poço-reservatório utilizadas no estudo de performance do cone de água foram: razão entre permeabilidades vertical e horizontal, vazão de produção, razão de mobilidade dos fluidos e extensão do intervalo de completação.

No estudo de performance do cone de água, os valores da razão de permeabilidades variaram entre 0.0125 até 1.0, vazão de produção entre 25 m3/d até 100 m3/d, razão de mobilidades entre 0.871 até 5.853, e intervalo de completação entre 10.8% até 76% da espessura da zona de óleo.

Abaixo encontram-se as propriedades com os valores que foram utilizados para cada caso na simulação. Para iniciar a análise de performance escolheu-se um caso base, sendo que os demais casos foram obtidos variandose os dados do caso base. Os valores que se encontram sublinhados são do caso base.

1. Razão entre permeabilidades vertical e horizontal.

2. Vazão de produção.

3. Razão de Mobilidades

4. Intervalo de Completação

As Figs. 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7 representam os resultados das várias simulações.

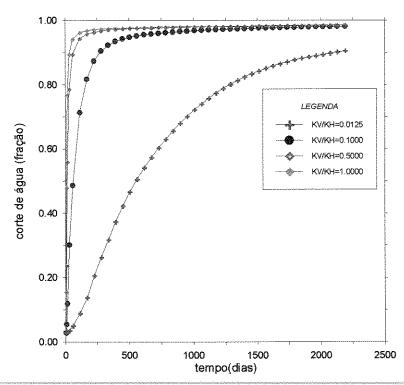


Fig.4.4. Efeito da razão KVK, na curva de corte de água.

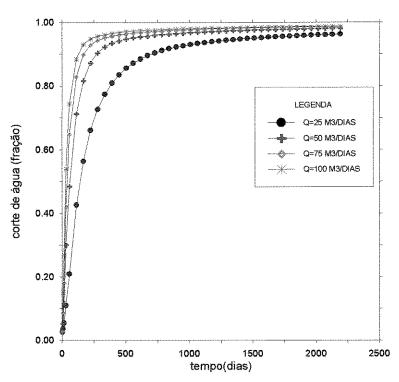


Fig.4.5. Efeito da vazão de produção na curva de corte de água.

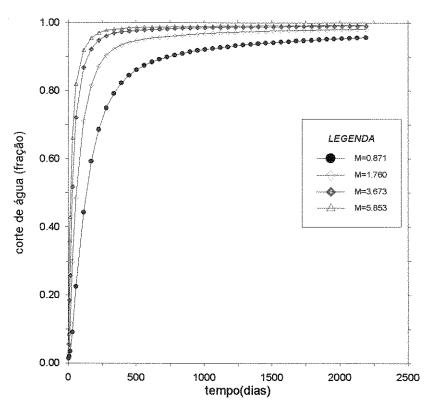


Fig.4.6. Efeito da razão de mobilidades na curva de corte de água.

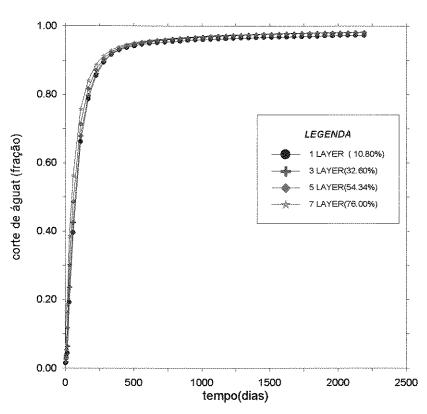


Fig.4.7. Efeito da extensão do intervalo de completação na curva de corte de água.

### 4.2 - Normalização dos Resultados da Simulação

Com o objetivo de obter a correlação para previsão de corte de água com o tempo, foi adotado o mesmo procedimento feito descrito por Kuo e DesBrisay<sup>30</sup>. Para normalizar os treze casos, definiu-se as variáveis: tempo adimensional,  $t_D$ , e corte de água adimensional,  $WC_D$ , por:

$$t_D = \frac{t}{t_{BT}},\tag{4.1}$$

$$WC_D = \frac{WC}{WC_{\text{max} imo}}, \tag{4.2}$$

onde t é o tempo de produção em dias, WC é o corte de água, e  $t_{BT}$  é o tempo de irrupção de água em dias.

O tempo de irrupção é calculado pelo método de Bournazel e Jeanson<sup>9</sup>, cujo procedimento será descrito no próximo capítulo, no Item 5.3.

A medida que o óleo é recuperado o contato óleo/água se eleva e, como conseqüência, o valor de corte de água aumenta. Considerando então as alterações nas espessuras das zonas de óleo e de água, um valor máximo para corte de água pode ser definido como:

$$WC_{\max_{imo}} = \frac{Mh_{w}}{Mh_{w} + h}, \tag{4.3}$$

onde  $WC_{máximo}$  é o máximo corte de água, M é a razão de mobilidades, h e  $h_w$  são os valores atuais das espessuras das zonas de óleo e de água, em metros, respectivamente.

A determinação das espessuras das zonas de óleo e de água é feita a partir das equações seguintes, resultante de um balanço material no reservatório. A dedução dessas equações encontra-se no Apêndice A.

$$h = H_o \left( 1 - \frac{N_p}{N_c} \frac{(1 - s_{wc})}{(1 - s_{cc} - s_{cc})} \right)$$
 (4.4)

$$h_{w} = H_{w} + H_{o} \left( \frac{N_{p}}{N_{i}} \frac{(1 - S_{wc})}{(1 - S_{or} - S_{wc})} \right)$$
 (4.5)

onde  $H_o$  e  $H_w$  são as espessuras iniciais das zonas de óleo e de água em metros, swc a saturação de água conata, sor a saturação residual de óleo,  $N_p$  e  $N_i$  a produção acumulada de óleo e o volume de óleo inicial, em metros cúbicos, respectivamente.

Desta forma, as variáveis tempo e corte de água são transformadas em variáveis adimensionais.

Os resultados normalizados estão na Fig.4.8, que mostra o corte de água adimensional versus tempo adimensional. A correlação foi obtida pelo ajuste dos mínimos quadrados e pode ser representada pelas equações:

$$WC_D = 0.0$$
 para  $t_D < 0.1$ , (4.6)  $WC_D = P(LOG(t_D))$  para  $0.1 < t_D < 10$ , (4.7)  $WC_D = 1.0$  para  $t_D > 10$ , (4.8)

onde  $P(LOG(t_D))$  é um polinômio de quarto grau, definido pela expressão:

$$P(LOG(t_D)) = a_4(LOG(t_D))^4 + a_3(LOG(t_D))^3 + a_2(LOG(t_D))^2 + a_1(LOG(t_D)) + a_2(LOG(t_D))^3 + a_2(LOG(t_D))^3$$

sendo  $a_4 = -9.68510E-05$ ,  $a_3 = 389.7660E-05$ ,  $a_2 = -59.2173E-03$ ,  $a_1 = 401.5140E-03$ ,  $a_0 = -30.0167E-03$ .

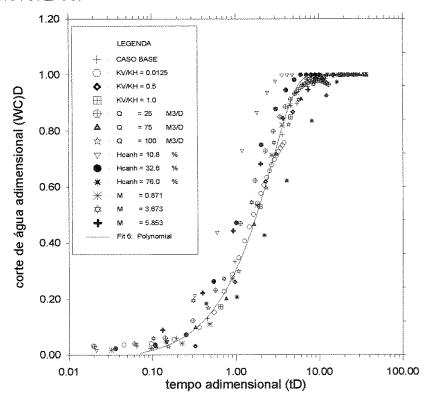


Fig.4.8. Correlação simplificada para previsão de corte de água.

Através da Fig.4.8 nota-se que as curvas de corte de água que representam o efeito da extensão do intervalo de canhoneio foram as que sofreram significativa separação no processo de adimensionalização, a qual não ocorreu nas curvas obtidas pela etapa da simulação (Fig.4.7). Essa observação, pode ser justificada pela etapa do cálculo do tempo de irrupção (Item 5.3.2), necessário para determinação do tempo adimensional (eq. 4.1). No modelo analítico de Bournazel e Jeanson<sup>9</sup> (eqs.5.25 - 5.27), a espessura do intervalo de completação é uma variável que tem influência na determinação do tempo de irrupção de água. Os valores determinados para os três casos foram: 93.5 dias (Hcanhoneio = 10.80%), 55,5 dias (Hcanhoneio = 32.6%) e 13.69 dias (Hcanhoneio = 76.0%).

Para o nosso caso a Fig.4.7 mostra um resultado esperado (pequena influência da espessura do intervalo de completação), uma vez que as curvas de corte de água para os quatros valores de espessura do intervalo de completação, foram obtidas para iguais valores de vazão de produção, razão de permeabilidades e da razão de mobilidades dos fluidos, na etapa da simulação.

A escolha do caso base não têm influência na obtenção da correlação final (polinômio). Um dos objetivos da normalização dos resultados é de evitar tendências provenientes da metodologia adotada para obtenção da correlação final de previsão de corte de água com o tempo.

## **CAPÍTULO 5**

## **MODELOS ANALÍTICOS**

O objetivo desse capítulo é fazer uma descrição de vários modelos analíticos para o cálculo de vazão crítica de produção, intervalo ótimo de completação, tempo de irrupção de água e de previsão de corte de água.

A utilização desses modelos analíticos tem sido validada quando comparadas com estudos feitos para previsão de comportamento de cone de água através de simulação numérica. As equações provenientes desses modelos, contêm parâmetros de reservatório, produção e completação do poço.

#### 5.1 - Determinação de Vazão Crítica

Vazão crítica é provavelmente um dos tópicos que tem sido mais discutido no comportamento de cone de água. Em geral, essas equações podem ser divididas em duas categorias: analíticas e empíricas. A primeira categoria está baseada na condição de equilíbrio entre forças viscosas e forças de gravidade. São obtidas através do cálculo do potencial da fase óleo e apresentam resultados diferentes em consequência das várias formas adotadas para o cálculo desse potencial. A segunda categoria é a das equações empíricas, que são obtidas através de experimentos ou por estudos de comportamento de cone de água feitos através da simulação numérica.

A maioria das equações são obtidas considerando as seguintes condições: fluxo permanente, os efeitos da pressão capilar são desprezíveis, a forma da interface óleo-água (superfície do cone) não altera a distribuição de pressão na zona de óleo, e que a completação parcial não altera a produtividade do poço. Com essas considerações, os valores de vazões críticas serão superestimados quando determinados para um reservatório real se a rocha é

molhada preferencialmente a água. Os valores serão subestimados se a rocha é molhada preferencialmente ao óleo<sup>22</sup>.

Não considerar que o crescimento do cone altera a distribuição de potencial na zona de óleo faz com que os valores de vazões críticas calculados estejam entre vinte a vinte e cinco porcento mais alto quando calculados para um caso real<sup>42</sup>.

De acordo com o trabalho feito por Chaperon<sup>15</sup> a vazão crítica não depende do grau de anisotrópia do reservatório: o aumento na vazão crítica é pequeno quando ocorre diminuição da permeabilidade vertical.

Através dos modelos a serem descritos neste capítulo, podemos ressaltar que o modelo de Wheatley<sup>64</sup> considera a influência da interface óleo-água, enquanto que o modelo de Guo e Lee<sup>22</sup> considera o efeito da completação parcial na produtividade do poço. Os outros modelos adotam as considerações anteriormente citadas.

Os modelos para cálculo de vazão crítica tem auxiliado na compreensão do fenômeno cone de água, apesar dos resultados serem conflitantes devido as diferentes considerações feitas para simplificar o equacionamento do problema.

A existência da vazão crítica associada a formação do cone instável foi provada analiticamente<sup>38,64</sup> e foi observada experimentalmente por outros pesquisadores<sup>23,27 e 50</sup>. Guo e Lee<sup>22</sup> mostram que dependendo do gradiente de pressão vertical ascendente (em direção ao poço), o cone instável poderá ou não existir. Os autores demonstram que o cone instável pode ser observado e que existe uma vazão crítica associada a ele se o gradiente de pressão vertical é maior que o gradiente hidrostático da água. Caso contrário o cone instável não existe. Neste caso, os pesquisadores afirmam que a vazão crítica deve ser definida como a vazão na qual o cone estável alcança o poço. Em ambos os casos a vazão crítica é a máxima vazão de produção de óleo sem que ocorra produção de água no poço.

# 5.1.1 - Método de Wheatley<sup>64</sup>

Wheatley propôs um procedimento para o cálculo de vazão crítica em sistema bifásico (óleo-água). No Apêndice B é feito um sumário dessa teoria. A equação para o cálculo da vazão crítica é:

$$q_c = 6.145 \times 10^{-3} h^2 \frac{K_h}{\mu_o B_o} \Delta \rho q_{DC}, \qquad (5.1)$$

onde:

$q_c$	= vazão crítica de produção	(stb/d)
$q_{DC}$	= vazão crítica adimensional	-
h	= espessura da zona de óleo	(ft)
Kh	= permeabilidade horizontal	(md)
$\mu_{o}$	= viscosidade do óleo	(cp)
$\Delta  ho$	= diferença de densidade água-óleo	(g/cc)

# 5.1.2 -Método de Meyer e Garder<sup>35</sup>

A equação para o cálculo de vazão crítica é:

$$q_c = \frac{1.5351(10^{-3})(\rho_w - \rho_o)(h^2 - D^2)K}{\mu_o B_o \ln(\frac{r_e}{r_w})},$$
 (5-2)

onde:

$q_c$	= vazão crítica produção	(stb/d)
$\rho_{w}$ - $\rho_{o}$	= diferença de densidade água-óleo	(g/cc)
h	= espessura da zona de óleo	(ft)
D	= intervalo completação (a partir do topo do arenito)	(ft)
K	= permeabilidade do reservatório	(md)
$\mu_{o}$	= viscosidade do óleo	(cp)
B <sub>o</sub>	= fator volume formação do óleo	(rb/stb)
r <sub>e</sub>	= raio de drenagem	(ft)
$r_w$	= raio do poço	(ft)

# 5.1.3 - Método de Chaney e Noble 12

Os autores desenvolveram um conjunto de curvas no qual a vazão crítica pode ser determinada para vários comprimentos do intervalo de completação. As curvas mostram vazão crítica (em condições de reservatório) versus distância do topo do intervalo de completação ao topo do arenito. As curvas são apresentadas para os seguintes valores de espessura do arenito: 12.5, 25, 50, 75, e 100 ft, todas para um raio de drenagem de 1000 ft.

Kuo e DesBrisay<sup>30</sup> fizeram um ajuste pela técnica dos mínimos quadrados das curvas de Chaney et al<sup>12</sup>, onde foi possível obter uma equação para o cálculo de vazão crítica. A equação é:

$$q_{curve} = 0.1313(h^2 - D^2) - 23.2,$$
 (5.3)

onde:

$$q_{curva}$$
 = vazão crítica de produção da curva de Chaney (rb/d)

A vazão crítica de produção das curvas de Chaney et al<sup>12</sup> foram desenvolvidas usando as seguintes propriedades de rocha e fluido:

permeabilidade(
$$K$$
) 1000 (md)

viscosidade do óleo(
$$\mu_o$$
) 1 (cp)

diferença de densidade entre água e óleo
$$(\rho_W - \rho_o)$$
 0.3 (g/cc)

A correção dos valores de vazão obtido pelas curvas de Chaney et al<sup>12</sup> deve ser feita quando os valores de propriedades de rocha e fluido são diferentes dos utilizados pelos autores. A equação para essa correção é:

$$q_{c} = \frac{0.00333K(\rho_{w} - \rho_{o})q_{curva}}{\mu_{o}B_{o}},$$
 (5.4)

onde:

$$q_c$$
 = vazão crítica produção (stb/d)

$$\rho_{W}$$
- $\rho_{o}$  = diferença de densidade água-óleo (g/cc)

$$\mu_o$$
 = viscosidade do óleo (cp)

$$B_o$$
 = fator volume formação do óleo (rb/stb)

# 5.1.4 -Método de Schols<sup>46</sup>

A equação empírica para o cálculo de vazão crítica de produção é:

$$q_{c} = \left[\frac{(\rho_{w} - \rho_{o})K(h^{2} - D^{2})}{2049\mu_{o}B_{o}}\right] \left[0.432 + \frac{\pi}{\ln\frac{r_{e}}{r_{w}}}\right] \left(\frac{h}{r_{e}}\right)^{0.14}, \tag{5.5}$$

onde:

$q_c$	= vazão crítica produção	(stb/d)
pw-po	= diferença de densidade água-óleo	(g/cc)
h	= espessura da zona de óleo	(ft)
D	= intervalo completação (a partir do topo do arenito)	(ft)
K	= permeabilidade do reservatório	(md)
$\mu_{o}$	= viscosidade do óleo	(cp)
Bo	= fator volume formação do óleo	(rb/stb)
T <sub>e</sub>	= raio de drenagem	mperiories de grand aprilar em ésperiories immés de més arminaire municipales par est de l'élévil de l'élévil d
$r_w$	= raio do poço	(ft)

# 5.1.5 - Método de Sobocinski e Cornelius<sup>50</sup>

A equação utilizada para o cálculo de vazão crítica é obtida da correlação que relaciona o tempo de irrupção de água com a altura adimensional do cone. A vazão é obtida no valor assintótico da altura adimensional do cone com o tempo. A correlação empírica para o cálculo de vazão critica é:

$$q_c = \frac{0.00307(\rho_w - \rho_o)K_h h h_o}{\mu_o B_o 3.5}$$
 (5.6)

onde:

$q_c$ = vazão crítica de produção	(stb/d)
$ ho_{\!\scriptscriptstyle W}$ - $ ho_{\!\scriptscriptstyle 0}$ =diferença de densidade água-óleo	(g/cc)
$K_h$ =permeabilidade horizontal	(md)
h = espessura da zona de óleo	(ft)
$h_c$ = altura do ápice do cone de água	(ft)
$\mu_{o}$ =viscosidade do óleo	(cp)
B <sub>o</sub> =fator volume formação do óleo	(rb/stb)

# 5.1.6 - Método de Bournazel e Jeanson<sup>9</sup>

A equação obtida para o cálculo de vazão crítica também é proveniente do valor assintótico da altura adimensional do cone (valor infinito no tempo de irrupção de água) com o tempo. É semelhante a apresentada por Sobocinski et al<sup>50</sup> e difere pelo valor assintótico obtido. A equação para obtenção de vazão crítica é:

$$q_{c} = \frac{0.00307(\rho_{w} - \rho_{o})K_{x}h_{o}^{2}(1 - \frac{h_{p}}{h_{o}})}{\mu_{o}B_{o}4.3},$$
(5.7)

onde:

$q_c$	= vazão crítica de produção	(stb/d)
•	= diferença de densidade água-óleo	(g/cc)
Kx	= permeabilidade horizontal ou radial	(md)
ho	= espessura da zona de óleo	(ft)
$h_{ ho}$	= espessura da penetração do poço no reservatório	(ft)
$\mu_{o}$	= viscosidade do óleo	(cp)
B <sub>o</sub>	= fator volume formação do óleo	(rb/stb)

# 5.1.7 - Método de Guo e Lee<sup>22</sup>

Apresentaram um equação para o cálculo de vazão crítica em que o valor máximo não ocorre quando a espessura do intervalo de completação é zero (penetração zero do poço no reservatório). No Apêndice C é feito um sumário dessa teoria. A equação para o cálculo de vazão crítica é:

$$q_c = \frac{7.08x10^{-3} K_{\nu} \Delta \gamma C(A+B)}{\mu_o},$$
 (5.8)

$$C = [r_e - \sqrt{r_e^2 - r_e(H - D)}]^2, \tag{5.9}$$

$$A = \frac{K_{\nu}}{\sqrt{K_h^2 + K_{\nu}^2}},\tag{5.10}$$

$$B = \frac{h(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}})}{\ln(\frac{r_{e}}{r_{w}})},$$
(5.11)

$$\Delta \gamma = \gamma_w - \gamma_o, \tag{5.12}$$

 $K_{v}, K_{h}$  = permeabilidade vertical e horizontal (md)

 $\gamma_w$  = gradiente de pressão estática da água (psi/ft)

 $\gamma_o$  = gradiente de pressão estática do óleo (psi/ft)

H = espessura da zona de óleo (ft)

D = intervalo de completação a partir do topo reservatório (ft)

 $r_e$  = raio de drenagem (ft)

 $r_{W}$  = raio do poço (ft)

# 5. 2 - Determinação do Intervalo Ótimo de Completação

Poucos modelos procuram otimizar o intervalo de completação, ou seja, determinar posição e espessura do intervalo que maximize a vazão crítica de produção.

#### 5.2.1 - Método de Guo e Lee<sup>22</sup>

A equação apresentada pelos autores, para determinação do intervalo ótimo de completação, depende da espessura da zona de óleo, raio do poço e do raio de drenagem do reservatório, com a completação feita a partir do topo do reservatório. A solução da equação é obtida pelo método das secantes, na etapa de programação, e sua dedução encontra-se no Apêndice C. A equação do intervalo ótimo é:

$$(r_e - c_1)^2 \left[ c_3 - \frac{1}{c_2} + \frac{(1 - x_{opt})^2}{c_2^3} \right] - (r_e - c_1) \left( \frac{r_e H}{c_1} \right) \left( \frac{1 - x_{opt}}{c_2} + c_3 x_{opt} \right) = 0.0,$$
 (5.13)

$$x_{opt} = DIH \tag{5.14}$$

$$c_1 = \sqrt{r_e^2 - r_e H(1 - x_{opt})} ag{5.15}$$

$$c_2 = \sqrt{(r_e/H)^2 + (1 - x_{opt})^2}$$
 (5.16)

$$c_{3} = \frac{H[(\frac{1}{r_{w}}) - (\frac{1}{r_{e}})]}{\ln(\frac{r_{e}}{r_{w}})}$$
 (5.17)

 $x_{opt}$  = fração do intervalo ótimo

$$r_{\rm e}$$
 = raio de drenagem do reservatório (ft)

$$r_w = \text{raio do poço}$$
 (ft)

$$H$$
 = espessura do reservatório (ft)

 $c_1, c_2, c_3$  são constantes definidas acima.

# 5.3 - Determinação do Tempo de Irrupção de Água

A maioria dos modelos procuram traçar o aumento do ápice do cone com o momento de chegada de água ao poço produtor. São geralmente baseados em experimentos de laboratório e resultados de estudo de simulação numérica.

## 5.3.1 - Método de Sobocinski e Cornelius<sup>50</sup>

A correlação apresentada pelos autores prevê o crescimento do cone a partir do contato inicial óleo-água até a condição de irrupção de água. A correlação envolve duas variáveis adimensionais, as quais contêm propriedades do reservatório, fluidos, poço e características de produção. As equações para determinação dessas variáveis são:

$$z = \frac{0.00307(\rho_w - \rho_o)K_h h(h - D)}{\mu_o q B_o}$$
 (5.18)

$$(t_D)^{BT} = \frac{0.00137(\rho_w - \rho_o)k_h F_k (1 + M^a)t_{BT}}{\mu_o \phi h}$$
 (5.19)

$$M = \frac{\mu_o(K_w)_{or}}{\mu_w(K_o)_{wc}}$$
 (5.20)

$$\alpha = 0.5 \text{ para } M < 1; 0.6 \text{ para } 1 < M < 10.$$
 (5.21)

z = altura adimensional do cone

 $(t_D)^{BT}$  = tempo adimensional no instante da irrupção de água

$$q$$
 = vazão de produção de óleo (stb/d)

$$\rho_{\rm w}$$
 - $\rho_{\rm o}$  = diferença de densidade água-óleo (g/cc)

$$h$$
 = espessura da zona de óleo (ft)

$$K_h$$
 = permeabilidade horizontal (md)

$$\mu_{\rm o}$$
 = viscosidade do óleo (cp)

$$B_o$$
 = fator volume formação do óleo (rb/stb)

$$t_{BT}$$
 = tempo de irrupção de água (dias)

$$\phi$$
 = porosidade (fração)

 $F_k$  = razão de permeabilidades vertical com horizontal ( $K_v/K_h$ )

M = razão de mobilidades água-óleo

 $(K_w)_{or}$  = permeabilidade efetiva a água na saturação de óleo residual

 $(K_o)_{wc}$  = permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata

Kuo e DesBrisay<sup>30</sup> aproximaram a correlação de Sobocinski et al<sup>50</sup> do tempo de irrupção, pela seguinte equação:

$$(t_D)_{Sobocinski}^{BT} = \frac{z}{4} \left( \frac{16 + 7z - 3z^2}{7 - 2z} \right). \tag{5.22}$$

O procedimento para o cálculo do tempo de irrupção de água pelo método de Sobocinski et al<sup>50</sup>, através da equação acima é:

 1 - Calcula-se a altura adimensional do cone no instante da irrupção de água por meio de:

$$z = \frac{0.00307(\rho_w - \rho_o)K_h h(h - D)}{\mu_o B_o q},$$
(5.23)

- 2 Determina-se o tempo adimensional  $t_D$  correspondente a altura z no instante da irrupção. Tal cálculo é feito pela equação (5.22).
- 3 Calcula-se o tempo de irrupção de água  $t_{BT}$ , em dias, através de:

$$t_{BT} = \frac{\mu_o \phi h(t_D)_{Sobocinski}^{BT}}{0.00137(\rho_w - \rho_o) K_b F_b (1 + M^{\alpha})}.$$
 (5.24)

# 5.3.2 - Método de Bournazel e Jeanson<sup>9</sup>

A correlação apresentada pelos autores para determinação do tempo de irrupção de água é semelhante a correlação de Sobocinski et al<sup>50</sup>, ou seja, possui as mesmas variáveis adimensionais. A correlação para determinação do tempo de irrupção é representada pela equação:

$$(t_D)_{Bournzazel}^{BT} = \frac{z}{3 - 0.7z} \tag{5.25}$$

O procedimento para o cálculo do tempo de irrupção de água pelo método de Bournazel e Jeanson<sup>9</sup> é similar ao de Sobocinski et al<sup>50</sup>, exceto na etapa 2:

1 - Calcula-se a altura adimensional do cone no instante da irrupção de água por meio de:

$$z = \frac{0.00307(\rho_w - \rho_o)K_h h(h - D)}{\mu_o B_o q},$$
(5.26)

- 2 Determina-se o tempo adimensional  $t_D$ , correspondente a altura z no instante da irrupção. Tal cálculo é feito pela equação (5.25).
- 3 Calcula-se o tempo de irrupção de água  $t_{BT}$ , em dias, através de:

$$t_{BT} = \frac{\mu_o \phi h(t_D)_{Bournzazel}^{BT}}{0.00137(\rho_w - \rho_o) K_b F_k (1 + M^{\alpha})}.$$
 (5.27)

# 5.3.3 - Método de Yang e Wattenbarger<sup>65</sup>

A correlação apresentada para determinação do tempo de irrupção de água foi proveniente de um estudo de comportamento do cone de água, através de simulação numérica. O procedimento para determinação do tempo de irrupção é:

1. Determina-se a altura no instante da irrupção, h<sub>wb</sub>, para uma dada vazão de produção, pela equação empírica abaixo:

$$\left[\frac{h - h_{ap} - h_p}{h_{wb}}\right]^2 = 1 + 39.0633x10^{-4} \left(\frac{1}{r_{De}}\right)^{0.6} \left(\frac{1}{q_D}\right) \frac{1}{1 + M^{0.7}} \frac{(1 - \lambda)^{1.4}}{(1 - \delta)^{0.4}}, (5.28)$$

$$r_{De} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}, \qquad (5.29)$$

$$q_D = \frac{q_t \mu_o}{k_b k_m h^2 \Delta \gamma},\tag{5.30}$$

$$\lambda = \frac{h_{ap}}{h} \,, \tag{5.31}$$

$$\delta = \frac{h_p}{h},\tag{5.32}$$

$$M = \frac{\mu_o k_{rw}}{\mu_w k_{ro}},\tag{5.33}$$

2. Determina-se a produção acumulada de óleo no instante da irrupção pela equação:

$$(N_p)_{BT} = A\phi(1 - s_{wc} - s_{or})(h - h_{wb} - h_{ap} - h_p), \qquad (5.34)$$

3. O tempo de irrupção  $t_{BT}$ , em dias, é calculado através de:

$$t_{BT} = \frac{(N_p)_{BT}}{q_t} \tag{5.35}$$

onde:

$$h$$
 = espessura inicial da zona de óleo (ft)

 $h_{sp}$  = espessura da zona de óleo acima do topo do intervalo de

$$h_p$$
 = espessura do intervalo de completação (ft)

$$h_{wb}$$
 = altura no instante da irrupção de água (ft)

$$r_{\rm e}$$
 = raio de drenagem do reservatório (ft)

$$K_{\nu}, K_h$$
 = permeabilidade vertical e horizontal (md)

$$\phi$$
 = porosidade (fração)

$$S_{wc}$$
 = saturação de água conata (fração)

$$S_{or}$$
 = saturação de óleo residual (fração)

 = razão entre a espessura da zona de óleo acima do topo do intervalo de completação com a espessura inicial do reservatório (fração) σ = razão entre a espessura do intervalo de completação e a espessura inicial do reservatório
 (fração)

 $r_{De}$  = raio de drenagem adimensional

 $q_D$  = vazão de produção adimensional -

M = razão de mobilidade água-óleo -

# 5.4 - Previsão de Performance de Corte de Água

Para poços com produção de um reservatório sob influência de um aqüífero de fundo e com zona de transição muito pequena, quando comparada com a espessura do reservatório, as correlações analíticas para previsão de corte e água que são apropriadas para as condições de fluxo segregado podem ser usadas para estimar o comportamento do corte de água com o tempo.

#### 5.4.1 - Correlação obtida na Simulação

O procedimento para previsão de performance do corte de água com a correlação obtida na simulação é feito pela seqüência abaixo:

- 1. Determina o tempo de irrupção de água pelo método de Bournazel e Jeanson<sup>9</sup>, (eqs.5.25 5.27).
- 2. Para cada instante de produção, calcula-se o tempo adimensional e as espessuras das zonas de óleo e água pelas equações (4.1), (4.4) e (4.5), respectivamente.
- 3. Determina o valor máximo de corte de água associado as espessuras das zonas de óleo e água pela equação (4.3).
- 4. Obtêm-se o valor do corte de água, WC, através da equação (4.2).

# 5.4.2 - Método de Yang e Wattenbarger<sup>65</sup>

A correlação para previsão da razão água/óleo é proveniente do estudo de simulação citado no Item 5.3.3. A correlação é representada pelas equações:

$$WOR = 0.0$$
 se  $h_{bp} > h_{wb}$ , (5.36)

$$log(WOR+0.02) = -m(h_{bp} - h_{wb}) + log(0.02)$$
 se  $h_{bp} < h_{wb}$ , (5.37)

$$m = 0.015[1 + 485.7757(\frac{1}{r_{De}})^{0.5}(\frac{1}{q_D})^{0.5}\frac{1}{1 + M^{0.03}}\frac{(1 - \delta)(1 - \lambda)}{h^{1.7}}], \quad (5.38)$$

$$h_{bp} = h - \dot{h} - h_{ap} - h_{p}, \tag{5.39}$$

$$\bar{h} = \frac{N_p B_o}{A\phi (1 - s_{wc} - s_{or})},$$
(5.40)

WOR = razão água-óleo

m = inclinação da curva

 $h_{bp}$  = espessura média da zona de óleo abaixo do intervalo de completação em ft. As outras variáveis foram definidas no item anterior.

#### 5.5 - Programação

O objetivo dessa etapa foi a programação de todas as equações descritas neste capítulo para determinação da vazão crítica de produção, intervalo ótimo de completação, tempo de irrupção de água e previsão de corte de água.

O programa pode ser considerado com um método simplificado para estudos de comportamento de cone de água. Foi feito na linguagem de programação Fortran 77 (Anexo 1).

A estrutura básica do programa pode ser representada da seguinte forma:

Dados de Entrada

Cálculo de vazão crítica de produção de óleo:

- Método de Wheatley, M.J.
- Método de Meyer, H.I. e Garder, A.O.
- •Método de Chaney, P.E. e Noble, M.D.
- Método de Schols, R.S.
- Método de Sobocinski, D.P.e Cornelius, A.J.

- •Método de Bournazel, C. e Jeanson, B.
- •Método de Guo,B. e Lee,R.L.

Cálculo do intervalo ótimo de completação:

•Método de Guo,B. e Lee,R.L

Cálculo do tempo de irrupção de água:

- •Método de Sobocinski, D.P.e Cornelius, A.J.
- •Método de Bournazel, C. e Jeanson, B.
- •Método de Yang, W. e Wattenbarger, R.A.

Previsão de performance de corte de água:

- •Correlação obtida na etapa da Simulação
- •Método de Yang,W. e Wattenbarger,R.A.

# CAPÍTULO 6

# APLICAÇÃO AO CASO DE CAMPO

Uma aplicação ao caso de campo foi feita utilizando o programa desenvolvido neste trabalho. Na Tabela 6.1 encontra-se os dados dos reservatórios (poço CAM-032) que foram estudados.

Reservatório	unid	CAM-032	CAM-087
1.Espessura zona óleo	**************************************	aran kanan kan 9	de et er
2.Profundidade zona óleo(topo)	m	962(-930)	917(-877)
3.Permeabilidade(Kh)	md	2000	2000
4.Raio de Drenagem(malha)	m	100	140
5.Porosidade	%	25.5	25.5
6.Volume Original(reserva)	MMm3std	0.746	1.250
7.Contato(óleo-água)	m	973(-941)	927(-887)
8.Compressibilidade da Formação	cm2/kg	45.0E-06	45.0E-06
9.Pressão Inicial	kg/cm2	94.1(-935)	91.4(-880)
Fuido			ми менения при
10.Densidade do óleo	g/cc	0.808	0.858
11.Viscosidade do óleo(Psat)	ср	1.121	1.072
12.Viscosidade da água	Ср	0.47	0.47
13.Fator Volume Formação óleo	rm3/stdm3	1.139	1.08
14.Saturação de óleo residual	fração	0.25	0.25
15.Saturação de água conata	fração	0.30	0.30
16.Compressibilidade do óleo	cm2/kg	152.9E-06	140.0E-06
Poço			
17.Raio do Poço	loa	4.25	4.25
18.Revestimento do Poço	pol	2.75	2.75
19.Comprimento dos Canhoneados	m l	3	4.5
20.Profundidade topo Canhoneados	m	963(-931)	917.5(-877.5
21.Vazão inicial produção	stdm3/d	40(bsw=0.0)	40(bsw=0.3%

Os resultados obtidos com o programa no cálculo de: vazão crítica associada com os respectivos intervalos de completação, tempo de irrupção para vários valores de vazão de produção, e do intervalo ótimo de completação encontra-se nas Figs. 6.1, 6.2, 6.3, 6.4-A e 6.4-B. A Tabela 6.2 apresenta os dados de entrada do programa.

Tabela 6.2 - Dados de entrada para o programa.				
espessura inicial da zona de óleo	(ft)	Hoa =		30.1800
intervalo canhoneado	(ft)	Da =	=	16.4000
espessura oleo acima canhoneados	(ft)	hapa =	==	0.0000
densidade da água	(g/cc)	dwa =	-	1.0000
densidade do óleo	(g/cc)	doa =	=	0.8250
fator volume formação do óleo	(rbbl/stbbl)	Bo =	=	1.1620
viscosidade do óleo	(cp)	uo =	=	2.0930
permeabilidade horizontal	(md)	kh =	<u>Learnin</u>	4000.0000
permeabilidade vertical	(md)	kv =	=	400.0000
raio do poço	(ft)	wa =	=	.3280
raio de drenagem	(ft)	rea =	=	1299.0000
razão de mobilidade		M =	=	1.7600
razão permeabilidade vert/horiz		Fk =	-	.1000
porosidade		phi =	=	.2100
vazão de produção	(stbbl/d)	, q =	_	314.0000

Nas Figs. 6.1, 6.2, 6.4-A e 6.4-B o intervalo de completação (x) expressa a razão entre a espessura de canhoneio (D) e a espessura inicial do reservatório (H).

A Fig. 6.2 representa o comportamento da vazão crítica adimensional (Wheatley<sup>64</sup>) em função do raio de drenagem adimensional para diferentes valores de espessura do intervalo de completação.

O programa, com a correlação obtida na simulação, foi utilizado para investigar o efeito da vazão inicial de produção no comportamento do cone de água. Um total de três rodadas foram feitas. Os resultados são apresentados nas Figs. 6.5 e 6.6 em termos de corte de água versus tempo e corte de água versus recuperação de óleo.

#### 6.1 - Discussão dos Resultados

Considerando a Fig. 6.1 podemos concluir que a vazão crítica máxima para o poço (CAM-032) é de 13 m3/dia pela equação de Guo e Lee<sup>22</sup> e ocorre para um intervalo de completação em torno de *30*% da espessura do reservatório. O valor de vazão crítica máxima pelo método de Wheatley<sup>64</sup> é maior e igual a 15.8 m3/dia, porém ocorre para espessura zero do intervalo de completação.

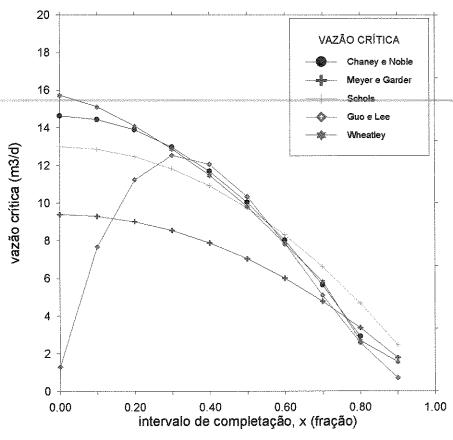


Fig.6.1-Comportamento de vazão crítica para vários valores de espessura do intervalo de completação.

Verifica-se também pela Fig.6.1 que o comportamento da curva de Guo e Lee<sup>22</sup> difere das outras curvas. Essas curvas demonstram que o valor de vazão crítica máxima ocorre para o valor zero de espessura do intervalo de completação, que é fisicamente impossível. Isto não ocorre na curva de Guo e

Lee<sup>22</sup> por que eles consideraram o efeito da completação parcial na produtividade do poço.

Através da Fig. 6.2, obtida pelo método de Wheatley<sup>64</sup> (Item 5.1.1), podemos obter a vazão crítica quando conhecemos o raio de drenagem do reservatório. Isto é feito da seguinte forma: com o valor do raio de drenagem estimado e do intervalo de completação a ser utilizado pelo poço, obtemos pela Fig. 6.2 o valor da vazão crítica adimensional ( $q_{DC}$ ). Esse valor pode ser substituido na eq. 5.1 para obtenção da vazão crítica  $q_c$  em bbl/dia.

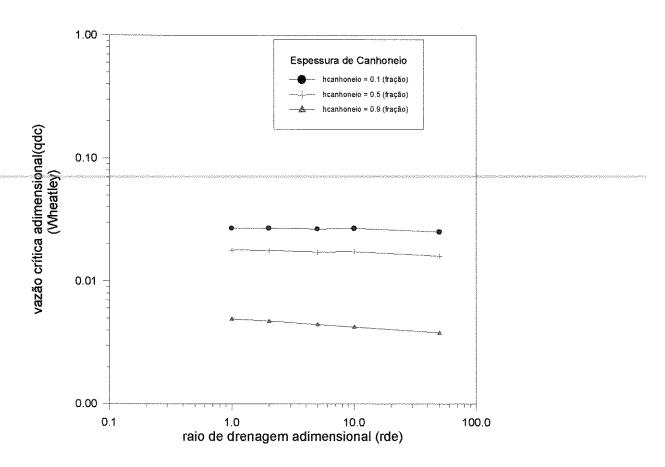


Fig.6.2-Vazão crítica adimensional vs. raio de drenagem adimensional.

Uma estimativa do tempo de irrupção de água no poço (CAM-032) para uma vazão inicial de produção de 40 m3/dia pode ser feita pela Fig. 6.3, e é de 43 dias pelo método de Bournazel e Jeanson<sup>9</sup> e 40 dias pela correlação de Yang e Wattenbarger<sup>65</sup>.

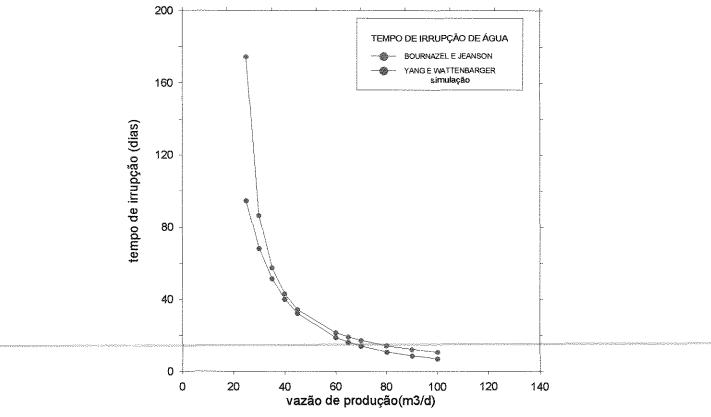
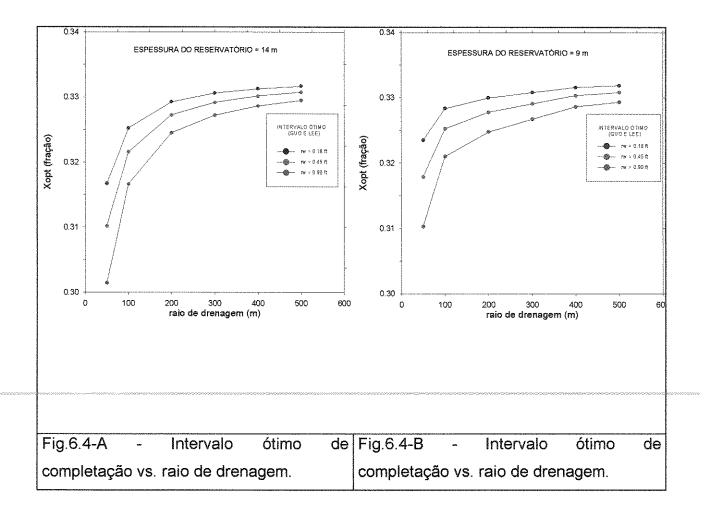


Fig.6.3-Comportamento do tempo de irrupção de água com a vazão de produção.

Com as Figs. 6.4-A e 6.4-B é possível obter o intervalo ótimo de completação que otimize a vazão crítica de produção através do procedimento: tendo o reservatório uma espessura (H) igual a 9 m, raio do poço ( $r_w$ ) igual a 0.1371 m (0.45 ft) e considerando que o raio de drenagem ( $r_e$ ) seja igual a 243 m (800 ft), obtemos da Fig. 6.4-B o valor  $x_{opt}$  igual a 0.327 (fração). O valor do intervalo ótimo (D) pode ser obtido pela eq. 5.14. Para esse exemplo, D é igual a 2.9 m (9.6 ft).



A Fig. 6.5 obtida com a correlação que prevê o corte de água com o tempo (Item 5.4.1), parece mostrar uma forte influência da vazão de produção no comportamento do cone. No entanto, esse efeito não acontece quando a vazão varia de 50 m3/dia até 150 m3/dia. Nota-se pela Fig. 6.6. que o aumento na vazão de produção (50 m3/dia até 150 m3/dia), não teve efeito na recuperação de óleo. As curvas de corte de água para os três casos de vazões, apresentam valores quase que iguais para uma mesma recuperação. Nesse caso, recomenda-se produzir o poço no valor mais alto de vazão, objetivando acelerar a produção com apoio de um estudo de viabilidade econômica.

#### CONE DE ÁGUA

#### EFEITO DA VAZÃO DE PRODUÇÃO NO CORTE DE ÁGUA

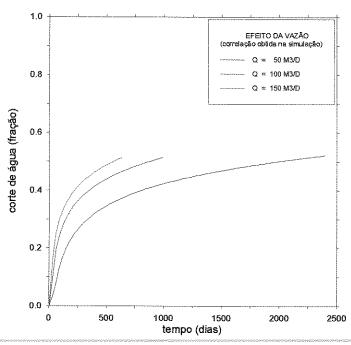


Fig.6.5-Comportamento de corte de água com o tempo.

#### CONE DE ÁGUA

#### EFEITO DA VAZÃO DE PRODUÇÃO NO CORTE DE ÁGUA

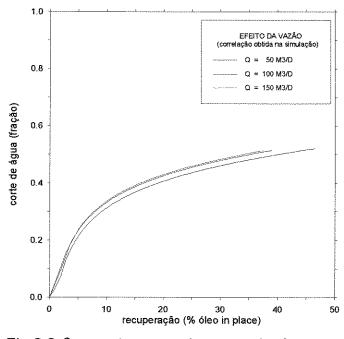


Fig.6.6-Comportamento de corte de água com a recuperação de óleo.

## CAPÍTULO 7

# SIMULAÇÃO PARA PRODUÇÃO SELETIVA DE ÁGUA E ÓLEO

## 7.1 - Completação Dupla

O objetivo deste capítulo é fazer o estudo de uma medida efetiva para aumentar a recuperação de óleo pelo controle do cone de água nos reservatórios que contêm uma zona de água na sua base. Essa medida é a produção seletiva de óleo e água dos respectivos reservatórios através da técnica de completação dupla no poço, nas zonas de óleo e água (Fig.7.1). O estudo será realizado através da simulação numérica de reservatório que investigará os efeitos da vazão de produção e da razão de permeabilidades, vertical com horizontal, na performance do cone de água.

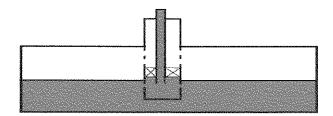


Fig.7.1 - Poço com completação dupla.

A colocação do segundo intervalo de completação abaixo do contato óleo-água tem como objetivo introduzir um segundo gradiente de pressão de fluxo para baixo, que irá anular o gradiente de pressão devido ao fluxo no intervalo produtor de óleo.

Essa técnica pode ser considerada como uma alternativa eficaz para prevenir o cone de água. Ela difere das medidas clássicas que tentam fazer

o controle do cone de água através do controle da produção de óleo do reservatório para o poço. Por esse método, o controle do cone é feito pela regulagem da vazão de produção de água do aqüífero. Vários autores 18,43,48,63 têm demonstrado a eficácia dessa técnica.

#### 7.2 - Característica da Simulação

Não foi feita uma otimização (posição e extensão) do intervalo de completação na zona de água. A regulagem da vazão de produção de água do aquífero recebeu atenção especial.

A posição do intervalo de completação na zona de óleo é a partir do topo do reservatório. A malha de simulação e as propriedades de rocha e fluido são as mesmas utilizadas no Capítulo IV (Tabela 4.1, Figs 4.2 e 4.3).

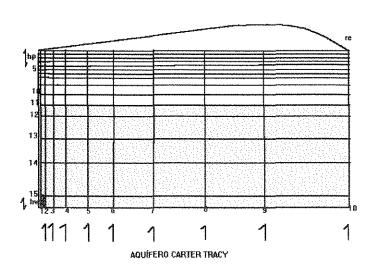


Fig.7.2-Diagrama esquemático da malha utilizada na simulação para produção seletiva de óleo e água.

As vazões de água foram reguladas de forma que não ocorresse a formação do cone de óleo na zona de água.

No início da simulação verificou-se que era muito difícil escolher as vazões de produção de água para o controle do cone e não resultasse em uma produção substancial de óleo na zona de água, ou seja, formação do cone de

óleo. Para minimizar essa tendência foi decidido produzir água da porção mais baixa do aquifero (Fig.7.2).

Com essas considerações foi possível achar as vazões de produção de água que permitissem a produção de óleo e água dos respectivos reservatórios sem que houvesse fluxo de óleo para dentro da zona de água.

### 7.3 - Resultados e Interpretação

Nas Figs. obtidas desse estudo o termo recuperação de óleo é expresso como uma percentagem do óleo inicial no reservatório. A produção acumulada de água com a completação dupla refere-se a produção total oriunda dos canhoneados da zona de água e da zona de óleo. O corte de água na completação dupla refere-se aos valores obtidos na zona de óleo sob influência da produção de água do aquífero.

Os efeitos na performance do cone de água foram investigados para os valores 0.1 e 1 de razão de permeabilidades vertical com horizontal e múltiplos de seis e oito vezes da vazão crítica de produção na zona de óleo (Wheatley<sup>64</sup>).

#### 7.3.1 - Efeito da vazão de produção

As Figs. (7.3) e (7.4) mostram os efeitos da vazão de produção no corte de água com dois valores de razão de permeabilidades ( $K_v/K_h$ ) para completação dupla e completação simples. Os resultados demonstram que o corte de água obtido com a completação dupla é sempre menor que o obtido pela completação simples para uma mesma recuperação em todos os casos. Também verifica-se que as diferenças nas curvas de corte de água entre a completação dupla e a completação simples diminuem para os dois caso de vazão de produção com o aumento da recuperação de óleo (estágios finais de recuperação). Em ambos os casos de vazão o aumento no corte de água é mais rápido nos estágios iniciais de recuperação.

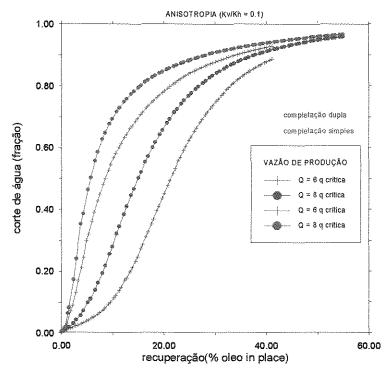


Fig.7.3-Efeito da vazão de produção no corte de água( $K_v/K_h = 0.1$ ).

Com a diminuição de anisotropia ( $K_v/K_h$ =1), Fig.7.4, nota-se uma diminuição na diferença de valores do corte de água entre a completação dupla e completação simples a partir dos estágios iniciais de recuperação.

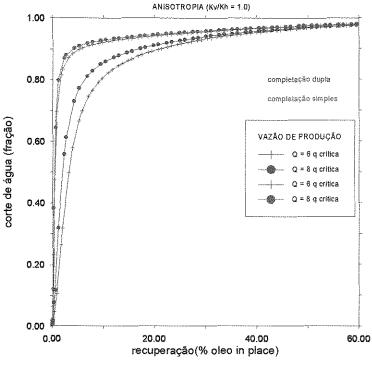


Fig.7.4-Efeito da vazão de produção no corte de água ( $K_v/K_h$ = 1.0).

As Figs. (7.5) e (7.6) mostram os efeitos da vazão de produção na produção acumulada de água com a completação dupla e a simples. A produção de água na completação dupla é maior no início e final da recuperação. No entanto, a produção de água aumenta mais rápido na completação simples a partir de 10% da recuperação, quando comparada com a completação dupla (Fig. 7.5). A diferença na produção acumulada de água com a completação dupla e a simples diminui nos estágios finais de recuperação. Com a diminuição de anisotropia ( $K_V/K_h$ =1) as diferenças na produção acumulada de água entre a completação dupla e a simples é pequena no início e final da recuperação.

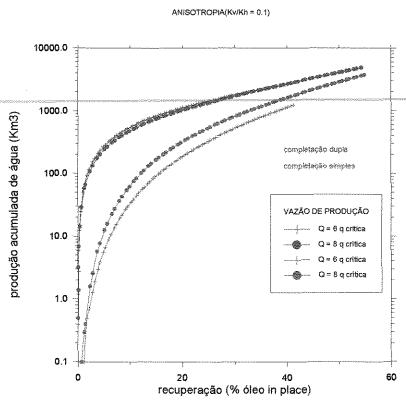


Fig.7.5-Efeito da vazão de produção na produção acumulada de agua ( $K_v/K_h$ =0.1).

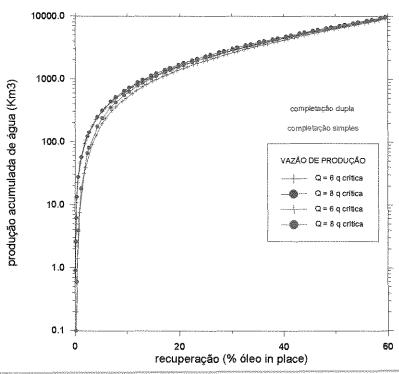


Fig. 7.6-Efeito da vazão de produção na produção acumulada de agua. ( $K_h/K_h=1.0$ ).

# 7.3.2 - Efeito da Razão de Permeabilidade(K,/K<sub>h</sub>)

A Fig.7.7 mostra o efeito da razão de permeabilidades no corte de água. O corte de água versus recuperação de óleo é apresentado para uma vazão de produção oito vezes a vazão crítica. A Fig. demonstra que as diferenças nos valores de corte de água entre a completação dupla e a simples é menor na razão de permeabilidade 1 e maior na razão de permeabilidade 0.1. Essas diferenças diminuem nos estágios finais de recuperação.

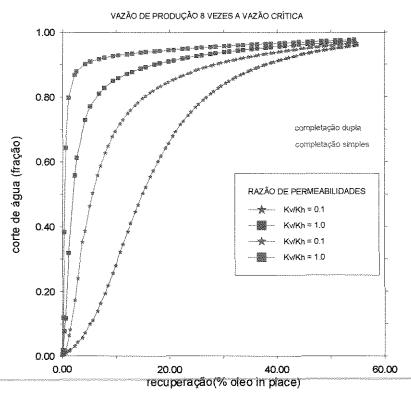
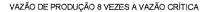


Fig. 7.7-Efeito da razão de permeabilidades no corte de água.

A Fig.7.8 mostra o efeito da anisotropia na produção acumulada de água para uma vazão de produção oito vezes a vazão crítica. Nota-se que para a completação dupla, a anisotropia não teve efeito significativo na produção acumulada de água nos estágios iniciais da recuperação. O efeito é mais pronunciado a partir de 10% da recuperação. A Fig. sugere também que, as diferenças nos valores de produção acumulada de água entre a completação dupla e simples são mais pronunciadas para um maior grau de anisotropia(K,/K,=0.1) diminuindo nos estágios finais de recuperação. Nos dois caso de razão de permeabilidade a produção acumulada de água é maior na completação dupla, embora essas diferenças sejam muito pequenas quando a razão de permeabilidade é um.



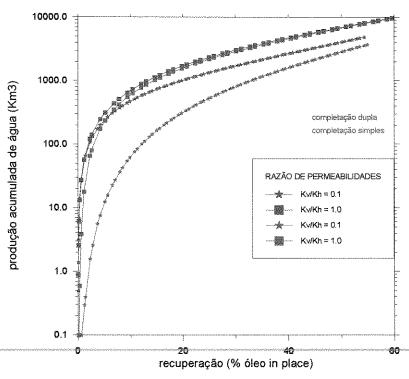


Fig.7.8 Efeito da razão de permeabilidades na produção acumulada de água.

## 7.3.3 - Efeito da Vazão de Água do Aqüífero

A Fig.7.9 mostra o comportamento da vazão de água no aquífero que controla o fluxo de óleo para dentro do aquífero (cone de óleo) para dois valores de razão de permeabilidades. Nota-se em ambos os casos, que o aumento na vazão de produção de água possibilita um aumento na vazão produção de óleo. Verifica-se também que para vazões de produção abaixo de duas vezes a vazão crítica, o efeito da razão de permeabilidade não é significativo na vazão de água do aquífero.

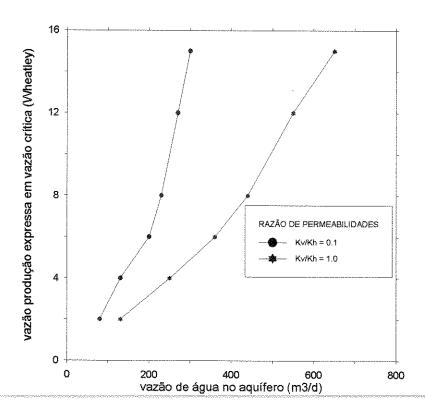


Fig.7.9-Vazão de produção de óleo vs vazão de produção de água do aquifero.

#### **CAPÍTULO 8**

#### CONCLUSÕES

- 1 A correlação obtida na simulação por esse trabalho, pode ser utilizada para prever a performance de corte de água de reservatórios sob influência de aquífero de fundo. Para reservatórios que apresentam barreiras locais de permeabilidades, a correlação não deve ser aplicada.
- 2 Os modelos analíticos para cálculo de vazão crítica, intervalo de ótimo de completação, tempo de irrupção de água e uma correlação para previsão de corte de água, quando programados, constituem um método simplificado para previsão de comportamento de cone de água. Comparado com os modelos numéricos, os métodos simplificados apresentam-se como uma forma prática e rápida para a avaliação dos efeitos de vários parâmetros do reservatório no comportamento do cone.
- 3 O método simplificado permite o cálculo direto das variáveis, evitando-se a utilização de gráficos ou de técnicas gráficas associadas para determinação dessas variáveis.
- 4 -Pela Fig.6.1 nota-se que os maiores valores de vazão crítica são obtidos com espessura do intervalo de completação abaixo de 30% da espessura do reservatório. Na prática, essa observação demonstra que as vazões ótimas de produção estão condicionadas as menores espessuras do intervalo de completação.
- 5 O conjunto de curvas apresentadas nas Figs. 6.4-A e 6.4-B pode ser utilizado de forma prática para determinação do intervalo ótimo de completação.

- 6 O estudo de comportamento de cone de água em poços individuais com uma correlação para previsão de corte de água com tempo, e com os modelos analíticos para o cálculo de vazão crítica de produção, possibilita obter importantes observações com relação ao perfil de produção de água nos poços. Para o nosso caso, observando-se as Figs. 6.1 e 6.5 podemos concluir que as vazões econômicas de produção inevitavelmente proporcionam produção de água no poço. A Fig. 6.6 mostra que a recuperação final não é afetada pela vazão de produção.
- 6 Os modelos analíticos para previsão de comportamento de cone de água que possibilitam o acompanhamento do contato óleo-água ao topo da estrutura, podem ser utilizados nas previsões de operações de recompletação dos poços.
- 7 O novo método para suprimir o cone de água através da produção seletiva de óleo e água dos respectivos reservatórios, proporciona uma maior produção de óleo na superfície (aumento de produtividade dos poços) como conseqüência da redução dos valores de corte de água nos poços de produção (Figs. 7.3, 7.4, 7.7 e 7.9).
- 8 A ocorrência do cone de água em vários poços no início da produção reduz a produtividade, e como conseqüência diminui a recuperação de óleo do reservatório. Para manter a vazão de produção de óleo é necessário a perfuração de mais poços. A produção seletiva de água e óleo através da técnica de completação dupla no poço, representa uma alternativa mais viável que a perfuração de mais poços produtores.
- 9 A produção seletiva de óleo e água reduz os custos envolvidos no processo de tratamento do óleo (separação de água do óleo) uma vez que a água produzida pode ser utilizada diretamente nos poços de injeção sem tratamento.
- 10 A produção seletiva de óleo e água permite maiores recuperações de óleo através da regulagem da vazão de produção de água do aqüífero (Figs. 7.3, 7.4, 7.5, 7.6, 7.7 e 7.8).
- 11 Embora a produção seletiva de óleo e água tenha apresentado menores valores de corte de água, quando comparados com os valores obtidos

- 6 O estudo de comportamento de cone de água em poços individuais com uma correlação para previsão de corte de água com tempo, e com os modelos analíticos para o cálculo de vazão crítica de produção, possibilita obter importantes observações com relação ao perfil de produção de água nos poços. Para o nosso caso, observando-se as Figs. 6.1 e 6.5 podemos concluir que as vazões econômicas de produção inevitavelmente proporciona uma produção de água no poço. A Fig. 6.6 mostra que a recuperação final não é afetada pela vazão de produção.
- 6 Os modelos analíticos para previsão de comportamento de cone de água que possibilitam o acompanhamento do contato óleo-água ao topo da estrutura, podem ser utilizados nas previsões de operações de recompletação dos poços.
- 7 O novo método para suprimir o cone de água através da produção seletiva de óleo e água dos respectivos reservatórios, proporciona uma maior produção de óleo na superfície (aumento de produtividade dos poços) como consequência da redução dos valores de corte de água nos poços de produção (Figs. 7.3, 7.4, 7.7 e 7.9).
- 8 A ocorrência do cone de água em vários poços no início da produção reduz a produtividade, e como conseqüência diminui a recuperação de óleo do reservatório. Para manter a vazão de produção de óleo é necessário a perfuração de mais poços. A produção seletiva de água e óleo através da técnica de completação dupla no poço, representa uma alternativa mais viável que a perfuração de mais poços produtores.
- 9 A produção seletiva de óleo e água reduz os custos envolvidos no processo de tratamento do óleo (separação de água do óleo) uma vez que a água produzida pode ser utilizada diretamente nos poços de injeção sem tratamento.
- 10 A produção seletiva de óleo e água permite maiores recuperações de óleo através da regulagem da vazão de produção de água do aquífero (Figs. 7.3, 7.4, 7.5, 7.6, 7.7 e 7.8).
- 11 Embora a produção seletiva de óleo e água tenha apresentado menores valores de corte de água, quando comparados com os valores obtidos

na completação simples, sua aplicação deve ser feita quando os custos de produção de água são baixos.

12 - Uma análise econômica detalhada levando em consideração os custos de produção dos poços e as facilidades de produção é necessária para decidir a necessidade de equipar os poços com completação dupla ou de perfurar mais poços para aumentar a recuperação final do reservatório.

# **RECOMENDAÇÕES**

- 1 Testar a confiabilidade da correlação através da comparação entre os valores de corte de água previsto e os dados de campo.
- 2 Comparar os valores de tempo de irrupção de água que podem ser obtidos de forma indireta pela correlação com os valores determinados pelos modelos analíticos (Itens 5.3.1 e 5.3.2).
- 3 Adicionar a correlação para previsão de corte de água com o tempo os efeitos de outros parâmetros do reservatório que influenciam na performance do cone de água. Esses parâmetros adicionais podem ser: raio de drenagem, porosidade e pressão capilar.
- 4 Utilizar o programa para previsão de performance de produção em poços individuais, investigando os efeitos na recuperação de óleo de diferentes vazões de produção, intervalos de completação, razão de permeabilidades vertical com horizontal, espessura do aquifero e propriedades dos fluidos.

# Nomenclatura

	A	area da secção transversal, ft², eq(A-2)
	a,b	comprimentos relativo das fontes linear e puntual ,eq.(B-1)
	Bo	fator volume formação do óleo, stb/rb
	D	espessura do intervalo canhoneado,ft
	$F_k$	razão de permeabilidades vertical com horizontal
	f(r,z)	função distância adimensional,eq.(B-6)
	$f(R_z)$	função de pressão diferencial, eq.(C-16)
	g(r,z)	função da fonte linear,eq.(B-7)
·	g	aceleração da gravidade
	$g_o$	gradiente de pressão estática do óleo,psi/ft, eq.C-14
	$g_w$	gradiente de pressão estática da água,psi/ft, eq.C-15
	Н	espessura da zona de óleo,ft,eq.C-7a
	h	espessura atual da zona de óleo ,ft, eq.(4.3)
	$h_{ap}$	espessura da coluna de óleo acima dos canhoneados,ft
		eq.(A-6)
	$h_{bp}$	espessura da coluna de óleo média abaixo dos
		canhoneados, ft, eq.(A-6)
	$h_{\rho}$	comprimento dos canhoneados, ft, eq.(A-6)
	h <sub>t</sub>	espessura total da formação, ft , eq.(A-1)
	$h_{\rm w}$	espessura atual da zona de água , ft
	$h_{wb}$	altura do cone de água no momento da irrupção, ft
	K	permeabilidade do reservatório, md
	$K_h, K_v$	permeabilidades horizontal e vertical
	log	log da base 10
	M	razão de mobilidades água-óleo
	$N_p$	produção de óleo acumulada, stb , eq.(A-3)
	N <sub>i</sub>	volume de óleo inicial, stb , eq.(A-30)

p	pessão, psi (kPa), eq.(B-13)
$p_{eo}$	pressão nos contornos externos no topo da zona óleo,psi
$p_{wo}$	pressão no poço no topo da zona de óleo,psi
$\rho_o(R_z)$	pressão de fluxo na fase óleo em direção ao poço, psi (C-15)
$p_w(R_z)$	pressão de fluxo na fase água, psi (C-10)
q	comprimento da fonte linear, psi(kPa), eq.(B-11)
$q_r$	vazão de óleo na forma de fluxo radial,b/d,eq.C-7b
$q_s$	vazão de óleo na forma de fluxo esférico,b/d,eq.C-8b
q	vazão de produção de óleo
$q_c$	vazão crítica de produção de óleo, stb/d(stm3/d)
q <sub>curva</sub>	vazão crítica de produção das curvas de Chaney <sup>11</sup> ,rb/d
$q_D$	comprimento adimensional da fonte, eq.(B-18)
$q_{DC}$	vazão crítica adimensional , eq(B-11)
$q_t$	vazão total de produção, rb/d
F <sub>D</sub> ,Z <sub>D</sub>	raio e profundidade adimensional , eq.((B-9)-(B-10))
r,z	coordenadas cilindricas, ft(m),eq.((B-9)-(B-10))
rw	raio do poço, ft
r <sub>e</sub>	raio de drenagem, ft
r <sub>De</sub>	raio de drenagem adimensional ,eq.(B-15)
$r_{Dw}$	raio do poço adimensional ,eq.(B-16)
Swc	saturação de água conata
Sor	saturação de óleo residual
*	tempo, dias,eq(4-1)
$t_{BT}$	tempo de irrupção de água,dias
$t_D$	tempo adimensional para correlação de corte de
	água eq.(4.1)
$(t_D)^{BT}$	tempo adimensional para correlação do tempo de irrupção de
	água
$(t_D)^{BT}$ Sobocinsk	tempo adimensional para correlação do tempo de irrupção de
	água de Sobocinski <sup>49</sup>
$(t_D)^{BT}_{Bournazel}$	tempo adimenional para correlação do tempo de irrupção de
	água de Bournazel <sup>8</sup>
WC	corte de água, fração, eq.(4.2)

$WC_D$	corte de água adimensional, eq.(4.2)
WC <sub>máximo</sub>	valor máximo do corte de água ,fração, eq.(4.2)
X <sub>opt</sub>	intervalo ótimo de canhoneio, adimensional
$X_D$	penetração do poço no reservatório, fração ,eq.(B-8)
Уо	penetração da linha fonte,fração,eq.(B-17)
$Z_{DC}$	profundidade adimensional do ápice do cone, eq.(B-19)
Z	altura adimensional do cone

# Símbolos gregos

$\rho_o, \rho_w$	densidades, óleo e água, g/cc(kg/m3)
Δρ	ρ <sub>w</sub> -ρ <sub>o</sub> , g/cc(kg/m3)
Y0, Yw	gradiente de pressão estática do óleo e água,psi/ft(Pa/m)
$\Delta \gamma$	γ <sub>w</sub> -γ <sub>o</sub> , psi/ft(Pa/m)
μο	viscosidade do óleo, cp(Pa.s)
ф	porosidade, fração
Φ	função Potencial, psi(kPa)
λ	fração da altura da coluna de óleo acima dos canhaneados
δ	fração do intervalo canhoneado.

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1. Arthur, M.G.: "Fingering and Coning of Water and Gas in Homogenous Oil Sand", Trans AIME(1944), v.155, pp. 184-201.
- Addington, D.V., "An Approach to Gas-Coning Correlations for a Large Grid Cell Reservoir Simulation", Paper SPE 8332 presented at the 1979 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept.23-26
- 3. Akbar,A.M., Arnold, M.D., e Harvey, A.H., "Numerical Simulation of Individual Wells in a Field Simulation Model", paper SPE 4073 presented at SPE-AIME, 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Texas., Oct.8-11,1972.
- 4. Bakia, A.B., "On coning in Lateral-Drive Oil Reservoirs", Aug. 1983, SPE 12516
- 5. Beveridge, S.B., Coats, K.H., e Alexandre, M.T.: "Numerical Coning Applications", JCPT, July-Sept., 1970, pp. 209-215.
- 6. Beraldo, V.T.: "Estudo de Comportamento de Poço de Óleo com Aquífero de Fundo, utilizando Modelagem Estocástica com base em Afloramentos", Tese de Mestrado, UNICAMP, IG/AGP, Janeiro, 1993.
- 7. Beraldo, V.T.: "Simulação de Técnicas para Contenção de Produção de Água no Poço CAM-388 Zona 1000 de Canto do Amaro", Relatório Interno Petrobrás -RPNS/DIRES/SEGRES-I.
- 8. Blades, D.N. e Stright, D.H.: "Predicting High Volume Lift Performance in Wells Coning Water", JCPT, Oct.-Dec.,1975, pp. 62-70.
- 9. Bournazel, C. e Jeanson, B.: "Fast Water Coning Evaluation", Paper APE 3628 presented at the SPE 46th Annual Fall Meeting, New Orleans, October 3-6, 1971.
- 10.Byrne, W.B. e Morse,R.A.: "The Effects of Various Reservoir and Well Parameters on Water Coning Performance", SPE 4287 presented at the 3rd Numerical Simulation of Reservoir Performance Symposium in Houston, Jan.10-12, 1973.
- 11.Caudle, B.H. e Silberberg, I.H.: "Laboratory Models of Oil Reservoirs Produced by Natural Water Drive", SPEJ, March, 1965, pp. 25-36.

- 12. Chaney, P.E, e Noble, M.D.,: "How to perforate Your Well to Prevent Water and Gas Coning", O.G.J., May 7,1956, pp. 109-114.
- 13. Chappelear, J.E., e Hirasaki, G.J.: "A Model of Oil Water Coning for Two-Dimensional, Areal Reservoir Simulation", SPEJ, April, 1976, pp. 65-72.
- 14. Chierici, G.I., Ciucci, G.M., e Pizzi, G.: "A Systematic Study of Gas and Water Coning By Potentiometric Models", JPT. Aug., 1964, pp. 923 929.
- 15. Chaperon, I.: "Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates", paper SPE 15430 presented at the I986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, oct.5-8.
- 16.Cottin, R.H., "Optimization de la completion et de l'exploitation d'un puits soumis au coning biphasique", Rev.Inst.Franc.du Pétrole, Vol. XXVI No.3, March 1971.
- 17.Collona, J., Iffly, R., e Millet, J.L.: "Water Coning in Underground Gas Reservoirs", Institut Français du Petrole et Annales des Combustibles Liquidas Revue, v.24, n. 1, Jan., 1969, p.121-144.
- 18.Fisher, W.G., Letkeman, J.P. e 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 Reprint Series n.4a(1975 edition),33-39.
- 19.Gottardi, G., e Vitali, D.: "Effect of Gravity Analyzed for Bottom Water Drive", Oil & Gas J. (Jan. 5, 1981), pp. 92-96.
- 20.Giger, F.M., : "Analytical 2-D Models of Water Cresting before Breakthrough for Horizontal Wells", paper SPE 15378 presented at the 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct.5-8.
- 21. Giudecelli, C.B. "Prediction of the Oil Rate Increment With Water Profile Control by Polymer Injection", paper SPE 26608 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, Texas, 3-6, October, 1993.
- 22.Guo, B. e Lee,R.L, "A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/Water Coning Systems", paper SPE 23994 presented at the 1992 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, March 18-20,1992.
- 23.Henley, D.H., Owens, W.W., e Craig, Jr., F.F.: "A scale Model Study of Bottom Water Drives", JPT, Jan., 1961, pp. 90-98.

- 24. Hoyland, L.A., Papatzacos, P., e Skajaeveland, S.M.: "Critical Rate for Water Coning Correlation and Analytical Solution", The SPE European Petroleum Conference (1986), SPE 15855, pp.59-70.
- 25.Karp, J.C., Lowe, D.K., e Marusov, N.: "Horizontal Barriers for Controlling Water Coning", JPT, July, 1962, pp. 783-790.
- 26.Karplus, W.J.: "Water-Coning before Breakthrough an Electronic Analog Treatment", Petroleum Transactions, AIME, v.207,1956,pp.240-245.
- 27.Khan, A.R.: "A Scaled Model Study of Water Coning", JPT, June, 1970, pp.771-776.
- 28.Kidder, R.E.: "Flow of Immiscible Fluids in Porous Media: Exact Solution of a Free Boundary Problem", J. of Appl. Physics, v. 27, n. 8, Aug.1956, pp.867-869.
- 29.Kidder, R.E.: "Motion of The Interface Between Two Immiscible Liquids of Unequal Desnsity in a Porous Solid", J.of Appl. Physics, v.27, n.12. Dec.1956, pp. 1546-1548.
- 30.Kuo, M.C.T., e DesBrisay, C.L.: "A Simplified Method for Water Coning Predictions", Paper SPE 12067, SPE 58 th Annual Fall Meeting, San Francisco, October 5-8,1983.
- 31.Lee,S.H., e Tung, W.B., "General Coning Correlations Based on Mechanistic Studies", paper SPE 20742 presented at the 65 th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, L.A, september 23-26,1990.
- 32.Letkeman, J.P. e Ridings, R.L.: "A Numerical Coning Model", SPEJ, Dec.,1970, pp.418-424.
- 33.Van Lookeren, J.: "Oil Production from Reservoirs with an oil layer Between Gas and Bottom Water in the Sand Sand", Trans. AIME,(1965), v.234, pp.354-357.
- 34.MacDonald, R.C. e Coats, K.H.: "Methods for Numerical Simulation of Water and Gas Coning", SPEJ, Dec.,1970, pp. 425-436.
- 35.Meyer, H.I. e Garder, A.O.: "Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media", J. of Appl.Physics, v.25, n.11, Nov.,1954, pp. 1400-1406.
- 36.Meyer, H.I. e Searcy, D.F.: "Analog Study of Water Coning", Trans.AIME(1956), vol.207, pp. 302-305.
- 37.Mungan, N.: "A Theoretical an Experimental Coning Study", SPEJ, June, 1975, pp. 247-254.

- 38.Muskat, M. e Wyckoff, R.D.: "An Approximate Theory of Water Coning in Oil Production", Trans.AIME(1935), 114, 144-161.
- 39.Muskat,M.: "The Flow of Homogeneous Fluid Through Porous Media", McGraw-Hill Book Co., Inc., N.Y.(1937).
- 40.Nácul, G.H.: "Estudo de Cone de Água em Reservatórios de Óleo", Tese de Mestrado, Univesidade Federal de Ouro Preto, Março, 1986.
- 41.Pietraru, V. e Cosentino, L: "A New Analytical Approach to Water and Gas Coning for Vertical and Horizontal Wells", Revue de L'Institut Français du Pétrole, vol.48, n.5 septembre-Octobre 1993 p.501-513.
- 42.Piper, L.D., e Gonzalez Jr.,F.M.: "Calculation of The Critical Oil Production Rate and Optimum Completion Interval" paper SPE 16206 presented at the SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 8-10,1987
- 43.Pirson, S.J. e Mehta, M.M.: "A Study of Remedial Measures for Water Coning By Means of a Two-Dimensional Simulador", paper SPE 1808 presented at The 42th Annual Fall Meeting of The Society of Petroleum Engineers of AIME, held in Houston, texas, Oct.1-4,1967.
- 44.Richardson, J.G., Sangree, J.B. e Sneider, R.M. "Coning", JPT, August, 1987, pp. 883-884.
- 45. Sahni, B.M., "Physics of Brine Coning Beneath Skimming Wells", Ground Water, v.11, n. 1, Jan-Feb., 1973, pp.19-24.
- 46.Schols, R.S.: "Water Coning An Empirical Formula for the Critical Oil-Production Rate", Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, v.88,n.1, Jan., 1972, pp. 6-11.
- 47. Settari, A. e Aziz, K.: "A Computer Model for Two-Phase Coning Simulation", SPEJ, June, 1974, pp.221-236.
- 48.Singh, I. e Morse, R.A.: "Study Shows Dual Completion aids Produtivity, Controls Water Coning.", The O.G.J., July 7,1975, pp.45-51.
- 49.Smith, C.R., e Pirson, S.J.: "Water Coning Control in Oil Wells by Fluid Injection", SPEJ, Dec.1963, pp.314-326.
- 50. Sobocinski, D.P. e Cornelius, A.J.: "A Correlation for Predicting Water Coning Time", JPT, May, 1965, pp.594 -600.
- 51. Sonier, F., Besset, P., e Ombret, O.: "A Numerical Model of Multiphase Flow Around a Well", SPEJ, Dec., 1973, pp.311-320.

- 52. Sonier, F.e Chaumet, P.,: "A Fully Implicit Three-Dimensional Model in Curvilinear Coordinates", paper SPE 4543 presented at SPE-AIME 48th Annual Fall Meeting, held in Las Vegas, Nev., Sept. 30-Oct. 3, 1973.
- 53. Sparlin, D.D.: "An Evaluation of Polyacrylamides for Reducing Water Production", JPT, Aug., 1979, pp. 906-914.
- 54. Spivak, A. e Coats, K.H.: "Numerical Simulation of Coning Using Implicit Production Terms", SPEJ, Sept., 1970, pp.257-267.
- 55.Strickland, E.F.: "Artificial Barriers May Control Water Coning 1 and 2, The O.G.J., Oct.7, 1976, pp.61-64 and Oct.15.,1974, pp.110-113.
- 56.Smith, C.R., e Pirson, S.J. "Water Coning Control in Oil Wells by Fluid Injection", SPEJ(1963) v.228, pp.314.
- 57.SIMBEST, Black Oil Simulation, User's Guide, Scientific Software Intercomp Inc.
- 58.Tiefenthal, S.A.: "Super Critical Production From Horizontal Wells in Oil Rim Reservoirs", paper SPE 25048 presented at the European Petroleum Conference held in Cannes, France, 16-18 November 1992.
- 59. Trimble, A.E e De Rose, W.E.,: "Field Application of Water-Coning Theory to Todhunters Lake Gas Field", JPT, May, 1977, pp.552-560.
- 60.Trimble, R.H. e McDonald, A.E.: "Strongly Coupled, Fully Implicit Three-Dimensional Three-Phase Well Coning Model", SPEJ, Aug.1981,pp.454-458.
- 61. Welge. H.J. e Weber, A.G.: "Use of Two-Dimensional Methods for Calculating Well Coning Behavior", SPEJ, Dec., 1964, pp.345-355.
- 62. Woods, E.G. e Khurama, A.K.: "Pseudofunctions for Water Coning in a Three-Dimensional Reservoir Simulator", SPEJ(Aug. 1977), pp.251-262.
- 63. Wojtanowicz, A.K., Xu, H., e Bassiouni, Z.: "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink", SPE 21654 Presented at The Production Symposium held in Oklahoma City, April 7-9,1991.
- 64.Wheatley, M.J.: "An Approximate Theory of Oil-Water Coning", Paper SPE 14210 presented at the 60th Anual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, held in Las Vegas, N.V., September 22-25,1985.
- 65. Yang, W. e Wattenbarger, R.A., "Water Coning Calculations for Vertical and Horizontal Wells", paper SPE 22931 presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Oct.6-9.

66.Za Wa	itoun, A.,Ko ater Control	hler, N. e G in Producing	uerrini, Y.: g Wells", JF	"Improved I "T, July,199	Polyacrylam 1, pp.862-86	ide Treatmer 69.	nts for
	el manufertani en el componente anti el meneratorio en el meneratorio en el meneratorio en el meneratorio en e	тон шин шан анган ан	U Mitte de reconscrience en anaces e sentier de messe e e	randeratataran en erre rameranan erren		ANTO PROPERTY CONTRACTORY CONTRACTORY CONTRACTORY CONTRACTORY CONTRACTORY CONTRACTORY CONTRACTORY CONTRACTORY	messa asaan noon noon noon noon noon noon

#### **APÊNDICE A**

## Cone de Água de Yang e Wattenbarger<sup>65</sup>

Para um reservatório tanque, não há fluxo nos contornos externos do reservatório. A altura média de óleo abaixo dos canhoneados está relacionada apenas com a produção acumulada de óleo. A relação pode ser derivada da equação do balanço material. Como mostra a Fig.A.1, três regiões devem ser incluídas na equação do balanço material: o aqüífero, a região invadida pela água, e a zona de óleo entre o topo do reservatório e o contato óleo/água atual. No aqüífero considera-se que a saturação de óleo é igual a zero. A região entre o contato óleo/água inicial e o contato óleo/água atual é definida como a região invadida pela água com uma saturação de óleo igual a saturação residual de óleo. Na região acima do contato óleo/água atual, considera-se que a saturação de óleo é igual a sua saturação inicial, 1-s<sub>we</sub>.

Com estas considerações, a equação do balanço material pode ser escrita como:

$$h_t \overline{s}_o = (h_t - h)0.0 + (h - \overline{h})(1 - s_{wc}) + \overline{h} s_{or}$$
 (A-1)

multiplicando ambos os lados da equação acima pela área (A) do reservatório e porosidade ( $\phi$ ), obtemos:

$$h_{t}A\phi\overline{s}_{o} = (h - \overline{h})A\phi(1 - s_{wc}) + \overline{h}s_{or}A\phi$$
(A-2)

o lado esquerdo representa a quantidade de óleo que saiu do reservatório e deve ser igual ao volume de óleo inicial  $(N_i)$  menos a produção acumulada de óleo  $(N_p)$ 

$$h_i A \phi \overline{s}_a = (N_i - N_n) B_a \tag{A-3}$$

substituindo esta equação na Eq.(A-2), temos:

$$(N_i - N_p)B_o = (h - \overline{h})A\phi(1 - s_{wc}) + \overline{h}A\phi s_{or}$$
(A-4)

resolvendo a equação para  $\overline{h}$  , obtemos:

 $\overline{h} = \frac{N_p B_o}{A\phi(1 - s_{wc} - s_{or})} \tag{A-5}$ 

logo:

$$h_{bp} = h - \overline{h} - h_{ap} - h_p \tag{A-6}$$

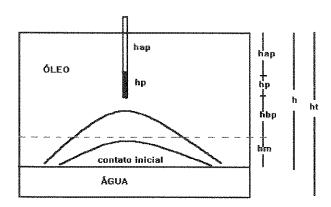


Fig.A.1 - Cone de água de Yang e Wattenbarger<sup>65</sup>

### APÊNDICE B

# Sumário da teoria de Wheatley<sup>64</sup>

Considerando o problema do cone de água, Wheatley<sup>64</sup> definiu o potencial  $(\Phi)$  na fase óleo, como segue:

$$\Phi = \frac{q}{(ax_D - b)} (A_1 + aA_2 + bA_3 - A_4)$$
 (B-1)

onde:

$$A_{1}(r_{D}, z_{D}) = 2\ln r_{D} - g(r_{D}, z_{D} - y_{D}) + g(r_{D}, z_{D} + y_{D})$$
(B-2)

$$A_2(r_D, z_D) = g(r_D, z_D - x_D) - g(r_D, z_D + x_D)$$
(B-3)

$$A_3(r_D, z_D) = \frac{1}{f(r_D, z_D - x_D)} + \frac{1}{f(r_D, z_D + x_D)}$$
 (B-4)

$$A_4(r_{De}, 1.0) = A_1(r_{De}, 1.0) + aA_2(r_{De}, 1.0) + bA_3(r_{De}, 1.0)$$
 (B-5)

$$f(r,z) = (r^2 + z^2)^{\frac{1}{2}}$$
 (B-6)

е

$$g(r,z) = \ln[z + f(r,z)]$$
 (B-7)

Os parâmetros conhecidos são:

$$x_D = \frac{x}{h} \tag{B-8}$$

$$r_D = r(\frac{K_v}{K_h})^{1/2} / h$$
 (B-9)

$$z_D = \frac{z}{h} \tag{B-10}$$

O parâmetro não conhecido é a vazão (q) que pode ser determinada pela equação:

$$q = q_{DC} \Delta \rho g h(a x_D - b) \tag{B-11}$$

onde  $q_{DC}$ , a, b e  $y_D$  serão antes determinados por um processo iterativo. As condições de contorno usadas para determinar os parâmetros não conhecidos são:

 $\Phi$  = 0.0 em  $r_{De}$  e  $z_D$  = 1.0 e é aproximadamente zero em  $r_{De}$  para

$$0 < z_D < 1$$
. (B-12)

 $\Phi = -\Delta p$ , o máximo diferencial de pressão no reservatório em  $r_{Dw}$  e

$$z_D = 0.0$$
 (B-13)

$$\Phi = -\Delta \rho gh(1-z)$$
 no contato óleo/água (B-14)

Abaixo segue o algoritmo para determinação dessas variáveis e vazão crítica :

# Procedimento para determinação de vazão crítica pelo Método de Wheatley<sup>64</sup>.

- 1. Escolhe-se um valor inicial para  $z_D$ , menor e próximo de um, e faz  $y_D$ =1.0
  - 2.Calcula-se a, b e y<sub>D</sub> pelo sistema de equações:

$$ax_D - b = \frac{(r_{De} - y_D)}{(r_{De} - 1)},$$
 (B-15)

$$a \ln(\frac{r_{Dw}}{x_D}) - \frac{b}{r_{Dw}} = \ln(1 - \frac{x_D^2}{y_D^2}),$$
 (B-16)

e

$$y_D^2 = z_D^2 + \frac{z_D(z_D^2 - x_D^2)^2}{(ax_D - b)(z_D^2 - x_D^2) - 2bx_D^2}.$$
 (B-17)

Determina-se a vazão adimensional pela equação:

$$q_D = \frac{(z_D - 1)}{(A_1 + aA_2 + bA_3 - A_4)},$$
 (B-18)

onde  $A_1$ ,  $A_2$  e  $A_3$  (eqs.(B-2)-(B-4)) são avaliados em  $r_D$  = 0.0.

- 4. Reduz-se  $z_D$  e recalculam-se a, b,  $y_D$  e  $q_D$ ,
- 5. Repete-se a etapa 4 até que o valor máximo de  $q_{\mathcal{D}}$  seja obtido,
- 6. Reduz-se  $z_D$ , mantendo-se a, b e  $y_D$  fixos, e recalcula-se  $q_D$  usando eq.(B-6),
- 7. Repete-se a etapa 6, até que o novo máximo de  $q=q_{DC}$  seja obtido. Em  $q_{DC}$ ,  $z_D=z_{DC}$ . (B-19)
  - 8. Determina-se a vazão crítica por:

$$q_c = 6.145x10^{-3} h^2 \frac{K_h}{\mu_o} \Delta \rho q_{DC}$$
 (B-20)

onde  $q_c$  é a vazão crítica de produção de óleo em (rb/d), h a espessura da zona de óleo em (ft),  $K_h$  a permeabilidade horizontal em (md),  $\mu_o$  a viscosidade do óleo em (cp) e  $\Delta \rho$  a diferença de densidade água-óleo em (g/cc).

#### APÊNDICE C

#### Sumário da teoria de Guo e Lee<sup>22</sup>

As principais considerações feitas para determinação das equações de fluxo, vazão crítica e intervalo ótimo de completação foram:

- 1.Reservatório de óleo homogêneo
- 2. Condições de fluxo permanente
- 3. Pressão capilar é desprezada
- 4. Poço Vertical e reto
- 5. Efeito "Skin" é desprezado

6.Uma combinação do campo de fluxo esférico e radial pode ser uma aproximação para o caso real de fluxo tridimensional próximo ao poço.

#### Equações de fluxo e condições de contorno

Para as condições de fluxo permanente, a equação de Laplace é a equação governante de fluxo de massa. Para a forma de fluxo radial em coordenadas cilíndricas temos:

$$\frac{1}{R_r} \frac{\partial}{\partial R_r} (R_r \frac{\partial \Phi}{\partial R_r}) = 0 \tag{C-1}$$

onde a função potencial é definida como:

$$\Phi = (K/\mu)(p - g_o z) \tag{C-2}$$

As condições de contorno para equação C-1 são:  $\Phi=\Phi_e$  em  $R_r=r_e$  e  $\Phi=\Phi_w$  em  $R_r=r_w$ 

As equações governantes para a forma de fluxo esférico pode ser escrita em coordenadas esféricas como:

$$\frac{1}{R_s^2} \frac{\partial}{\partial R_s} (R_s^2 \frac{\partial \Phi}{\partial R_s}) = 0$$
 (C-3)

As condições de contorno para equação C-3 são:  $\Phi=\Phi_e$  em  $R_s=r_e$  e  $\Phi=\Phi_w$  em  $R_s=r_w$ .

**Solução da distribuição de Potencial.** A solução da equação C-1 com as condições de contorno é :

$$\Phi_r = \frac{\Phi_e - \Phi_w}{\ln(r_e/r_w)} \ln(\frac{R_r}{r_w}) + \Phi_w$$
 (C-4)

A solução da equação C-3 com as condições de contorno é:

$$\Phi_R = \frac{\Phi_e - \Phi_w}{[(1/r_w) - (1/r_e)]} (\frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_s}) + \Phi_w$$
 (C-5)

Vazões de Fluxo . As vazões de fluxo para fluxo radial e esférico em unidades de campo pode ser determinadas pela Lei de Darcy:

$$v_r = -7.324x10^{-8} \frac{\partial \Phi}{\partial R}$$
 (C-6)

As velocidades de fluxo radial e esférico são:

$$v_r = -7.324x10^{-8} \frac{\Phi_e - \Phi_w}{\ln(r_e/r_w)} \frac{1}{R_r}$$
 (C-7)

$$v_s = -7.324x10^{-8} \frac{\Phi_e - \Phi_w}{[(1/r_w) - (1/r_e)]} \frac{1}{R_s^2}$$
 (C-8)

As vazões de fluxo volumétricas radial e esférica podem ser calculadas pelas equações:

$$q_{r} = -15387H \int_{0}^{360^{\circ}} R_{r} v_{r} d\theta$$
 (C-7a)

ou seja:

$$q_r = 1.127x10^{-3} \frac{H(\Phi_e - \Phi_w)}{[(1/r_w) - (1/r_e)]}$$
 (C-7b)

۵

$$q_{s} = -15387 \int_{0}^{360^{0}} \int_{\psi_{0}}^{90^{0}} R_{r}^{2} \sin \psi v_{s} d\psi d\theta$$
 (C-8a)

ou seja:

$$q_s = 1.127x10^{-3}\cos(\psi_o)\frac{\Phi_e - \Phi_w}{[(1/r_w) - (1/r_e)]}$$
 (C-8b)

onde  $\psi_o$  é o angulo que forma o cone crítico de água abaixo do poço. O valor máximo de  $\psi_o$  é:

$$\psi_o = \cos^{-1}\left[\frac{H - h}{\sqrt{r_e^2 + (H - h)^2}}\right]$$
 (C-9)

#### Distribuição de Pressão

Substituindo as equações C-7b e C-2 na equação C-4 e solucionando para pressão obtêm-se a distribuição de pressão para o fluxo radial:

$$p(r,z) = \frac{141.2q_r \mu}{K_b h} \ln(\frac{R_r}{r_w}) + p_{wo} + g_o z, 0 < z \le h$$
 (C-10)

Substituindo as equações C-8b e C-2 na equação C-5 e solucionando para pressão obtêm-se a distribuição de pressão para o fluxo esférico:

$$p(R,z) = \frac{141.2q_s\mu}{K\cos(\psi_o)} (\frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_s}) + p_{wo} + g_o z, H \ge z > h$$
 (C-11)

#### Vazão Total de Fluxo

Na interface das duas formas de fluxo, z=L e  $R_s=R_r$ , as equações C-10 e C-11 apresentam o mesmo valor de pressão. Com o equacionamento dessas duas equações, em um ponto qualquer da interface(i.e.,em um ponto onde z=L,  $R_s=R_r=r_e$ ), obtemos a relação de vazão das duas formas de fluxo:

$$q_r = \frac{h[(1/r_w) - (1/r_e)]}{\cos(\psi_a)\ln(r_e/r_w)} q_s$$
 (C-12)

A vazão total no poço  $(q_t)$  é o sumatório das vazões das duas formas de fluxo, que é dado pela adição das equações C-12 e C-8b:

$$q_{t} = \{1 + \frac{h[(1/r_{w}) - (1/r_{e})]}{\cos(\psi_{o})\ln(r_{s}/r_{w})}\}q_{s}$$
 (C-13)

# Determinação de Vazão Crítica e Intervalo Ótimo de Completação

Considerando as duas distribuição de pressão na direção vertical do poço e de acordo com a equação C-11, a pressão dinâmica de óleo no intervalo de fluxo é:

$$p_o(R_z) = \frac{141.2q_s\mu}{K_v \cos(\psi_o)} (\frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_z}) + p_{wo} + g_o(h + R_z)$$
 (C-14)

A pressão estática de água no cone de água é :

$$p_{w}(R_{z}) = p_{eo} + g_{o}H - g_{w}(H - h - R_{z})$$
 (C-15)

Considerando o cone de água estável, as duas pressões são iguais. Esta é uma condição para determinação da vazão crítica de óleo. Definindo a função  $f(R_z)$  como:

$$f(R_z) = p_w(R_z) - p_o(R_z)$$
 (C-16)

A condição de cone estável torna-se:

$$f(R_s) = 0 (C-17)$$

A outra condição para determinação de vazão crítica de óleo é que na máxima condição do cone estável, o gradiente de pressão do óleo na direção vertical é igual ao gradiente hidrostática da água. Essa condição pode ser expressa como :

$$\partial f(R_z)/\partial R_z = 0 \tag{C-18}$$

Substituindo as equações C-14 e C-15 na equação C-16, obtemos:

$$f(R_z) = \frac{141.2q_s\mu}{K_v\cos(\psi_o)} (\frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_z}) + (p_{eo} - p_{wo}) - \Delta g(H - h - R_z)$$
 (C-19)

da equação C-11, temos:

$$p_{eo} - p_{wo} = \frac{141.2q_s \mu}{K_v \cos(\psi_o)} (\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e})$$
 (C-20)

Substituindo a equação C-20 na equação C-19, temos:

$$f(R_z) = \frac{-1412q_s\mu}{K_v\cos(\psi_o)} (\frac{1}{r_e} - \frac{1}{R_z}) - \Delta g(H - h - R_z)$$
 (C-21)

Aplicando as condições dadas pelas equações C-17 e C-18 na equação C-21, obtemos:

$$\frac{141.2q_s\mu}{K_v\cos(\psi_o)}(\frac{1}{r_e} - \frac{1}{R_z}) + \Delta g(H - h - R_z) = 0$$
 (C-22)

e

$$\frac{141.2q_s\mu}{K_u\cos(\psi_a)R_s^2} - \Delta g = 0$$
 (C-23)

Para o caso de baixo gradiente de pressão(cone instável não existe), e considerando a altura do cone como a metade da distância entre porção inferior do poço e o contato original óleo-água. Com essa consideração a solução da equação C-22 para  $q_s$  dar:

$$q_s = \frac{3.54 \times 10^{-3} K_{\nu} \Delta g \cos(\psi_o) (H - h)}{\mu \{ [2/(H - h) - (1/r_o)] \}}$$
 (C-24)

Para o caso de alto gradiente de pressão(cone instável existe), solucionando as equações C-22 e C-23 para  $q_s$  obtêm-se:

$$q_s = \frac{7.08x10^{-3} K_v \Delta g \cos(\psi_o)}{\mu} [r_e - \sqrt{r_e^2 - r_e(H - h)}]^2$$
 (C-25)

Substituindo C-24 e  $cos(\psi_o)$  na equação C-13 obtêm-se a vazão crítica de óleo para baixos gradientes de pressão;

$$q_{c} = \frac{7.08x10^{-3} K_{\nu} \Delta g(H - h)}{\mu(\frac{2}{H - h} - \frac{1}{r_{e}})} \left[ \frac{K_{\nu}}{\sqrt{K_{h}^{2} + K_{\nu}^{2}}} + \frac{h(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}})}{\ln(\frac{r_{e}}{r_{w}})} \right]$$
(C-26)

Substituindo C-25 e  $cos(\psi_o)$  na equação C-13 obtêm-se a vazão crítica de óleo para o caso de altos gradientes de pressão:

$$q_{s} = \frac{7.08x10^{-3} K_{v} \Delta g}{\mu} [r_{e} - \sqrt{r_{e}^{2} - r_{e}(H - h)}]^{2} \left\{ \frac{K_{v}}{\sqrt{K_{h}^{2} + K_{v}^{2}}} + \frac{H[(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}})]}{\ln(r_{e}/r_{w})} \right\}$$
(C-27)

Os resultados obtidos pela C-26 é um pouco menor que os obtidos pela equação C-27 quando a razão  $r_e/H$  e < 2. Em valores práticos de  $r_e$  e H as duas equações apresentam os mesmos resultados.

#### Determinação do Intervalo ótimo de Completação

O intervalo de canhoneio pode ser expresso na forma adimensional pela definição do canhoneio fracional, *x*:

$$x = h/H \tag{C-28}$$

onde h é o intervalo de canhoneio medido a partir do topo da zona de óleo e H é a espessura da zona de óleo. A equação C-27 pode ser escrita em termos do canhoneio fracional como:

$$q_{s} = \frac{7.08x10^{-3} K_{v} \Delta g}{\mu} \left[ r_{e} - \sqrt{r_{e}^{2} - r_{e}(1-x)} \right]^{2} \left\{ \frac{H(1-x)}{\sqrt{r_{e}^{2} + H^{2}(1-x)^{2}}} + \frac{H\left[\left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}}\right)\right]x}{\ln(r_{e}/r_{w})} \right\} \quad \text{(C-29)}$$

onde o máximo  $\psi_o$  é usado.

O critério de otimização do intervalo de canhoneio é a maximização da vazão crítica. Derivando a vazão crítica com respeito a x e fazendo a derivada igual a zero, determinamos o valor ótimo de fração de canhoneio  $x_{opt}$ :

$$\partial q_c / \partial x = 0 \tag{C-30}$$

Fazendo a derivada da equação C-29 e substituindo na equação C-30, obtemos:

$$(r_e - C_1)^2 \left[ C_3 - \frac{1}{C_2} + \frac{(1 - x_{opt})}{C_2^3} \right] - (r_e - C_1) \left( \frac{r_e H}{C_1} \right) \left( \frac{1 - x_{opt}}{C_2} + C_3 x_{opt} \right) = 0 \text{ (C-31)}$$

onde:

$$C_1 = \sqrt{r_e^2 - r_e H (1 - x_{opt})}$$
 (C-32)

$$C_2 = \sqrt{(r_e/H)^2 + (1 - x_{opt})^2}$$
 (C-33)

$$C_3 = \frac{H[(1/r_w) - (1/r_e)]}{\ln(r_e/r_w)}$$
 (C-34)

A equação C-31 permite a determinação de  $x_{opt}$  e pode ser solucionada numericamente.

#### ANEXO 1

#### Programa para previsão de performance de cone de água.

```
program cone
  implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
  dimension t(0:100),tD(0:100),Np(0:100),h(0:100),hw(0:100),
 * go(0:100), WClimit(0:100), WC(0:100), WCD(0:100), Proacum(0:100),
 * recacum(0:100),t1(0:100),hmed1(0:100),hbp1(0:100),
 * wor(0:100),qo1(0:100),acumu(0:100),recup(0:100)
  parameter(pi= 3.141593)
  common /var1/ t,tD,Np,h,hw,qo,WClimit,WC,WCD,Proacum,recacum
  common /var2/ qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
  common /var3/ tbtSC,tbtBJ,tbtY,zsc,zbj,hwb
  common /var4/ t1 hmed1 hbp1 wor go1 acumu recup
  common /var5/ Ho,Hwi,D,hap,dw,do,k,rw,re
  open(3,file='simu388.dat')
  open(6.file='simu388.sai')
  read(3,100) Hoa, Da, hapa, dwa, doa, Bo, uo, kh, kv, rwa, rea, M, Fk, phi, q,
             Hwia.sor.swc,N
  write(*,110)Hoa,Da,hapa,dwa,doa,Bo,uo,kh,kv,rwa,rea,M,Fk,phi,q
  write(6,110)Hoa, Da, hapa, dwa, doa, Bo, uo, kh, kv, rwa, rea, M, Fk, phi, q
   aniso = 1
   aniso = 2
  if(aniso.eq.1) then
   call anisotro(Hoa, Hwia, Da, hapa, dwa, doa, kh, kv, rwa, rea)
   else
   call isotropo(Hoa,Hwia,Da,hapa,dwa,doa,kh,kv,rwa,rea)
  endif
  call gcMeyer (D,Ho,dw,do,k,Bo,uo,rw,re)
  call qcChaney(D,Ho,dw,do,k,Bo,uo
  call qcSchols(D,Ho,dw,do,k,Bo,uo,rw,re)
  call qcSoboCo(D,Ho,dw,do,kh,Bo,uo
  call qcBoJean(D,Ho,dw,do,kh,Bo,uo
  call qcGuoLee(D, Ho, dw, do, kh, kv, Bo, uo, rw, re)
  call_gcYang(D.Ho.dw.do.kh.kv,Bo.uo,M.g,re,N,hap,swc,sor)
  call tbSC(D,Ho,kh,dw,do,Bo,uo,M,Fk,phi,q,alpha)
  call tbBJ(D,Ho,kh,dw,do,Bo,uo,M,Fk,phi,q,alpha)
  call tbYang(D,Ho,kh,kv,dw,do,Bo,uo,M,q,re,N,hap,swc,sor)
  call watercut(Hwi,Ho,N,sor,swc, q,M)
  call RAO(D,Ho,dw,do,kh,kv,Bo,uo,M,q,re,N,hap,swc,sor)
100 format(19(45x,f10.5,/,))
110 format(//,20x,'DADOS DE ENTRADA:',//,
```

```
5x, 'espessura inicial da zona de óleo(ft) Hoa ='.f12.4./.
        5x, intervalo canhoneado
                                          (ft) Da =',f12.4,/,
        5x, 'espessura oleo acima canhoneados (ft) hapa=',f12.4,/,
        5x,'densidade da água
                                        (g/cc) dwa =',f12.4,/,
        5x,'densidade do óleo
                                       (g/cc) doa = ',f12.4,/,
        5x, fator volume formação do óleo(RB/STB) Bo = f12.4,/,
        5x,'viscosidade do óleo
                                         (cp) uo =',f12.4,/,
        5x, 'permeabilidade horizontal
                                           (md) kh = ', f12.4, /,
        5x,'permeabilidade vertical
                                          (md) kv = ', f12.4, /,
        5x, raio do poço
                                      (ft) rwa =',f12.4,/,
        5x, raio de drenagem
                                        (ft) rea =',f12.4,/,
        5x, razão de mobilidade
                                            M = ',f12.4,/,
        5x, razão permeabilidade vert/horiz
                                                Fk = '.f12.4./.
        5x, porosidade
                                         phi ='.f12.4./.
        5x,'vazão de produção
                                       (STB/D) q = ',f12.4,/,)
С
   write(*,130) qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty,q,tbtSC,
                tbtBJ,tbtY,zsc,zbj,hwb
   write(6,130) qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty,q,tbtSC,
                tbtBJ,tbtY,zsc,zbj,hwb
   pause
   write(*.140)Hwia, N. sor, swc
   write(6,140)Hwia, N, sor, swc
   pause
   write(*,150)
   write(6,150)
   doi = 0.82
     write(*,160)t(i),WC(i),qo(i),Proacum(i),recacum(i)
     write(6,160)t(i),WC(i),qo(i),Proacum(i),recacum(i)
   enddo
   write(*,170)
   write(6,170)
   pause
   doi = 1.82
     write(*,160)t1(i),wor(i),qo1(i),acumu(i),recup(i)
     write(6,160)t1(i),wor(i),qo1(i),acumu(i),recup(i)
      pause
С
   enddo
 130 format(//,20x,'DADOS CALCULADOS:',//,
                                            qCurva =',f14.5,//,
        5x, CHANEY
                                (STB/D)
        20x,' vazão critica:',//,
        5x, 'CHANEY
                                (STB/D)
                                              qcC = ', f14.5, /,
        5x.'MEYER E GARDER
                                      (STB/D)
                                                    qcM = '.f14.5./.
   *
        5x.'SCHOLS
                                (STB/D)
                                              qcS = ', f14.5, /,
        5x, 'Sobocinski e Cornelius (STB/D)
                                                gcSoCo =',f14.5,/,
        5x, Bournazel e Jeanson (STB/D)
                                                 qcBJ = ',f14.5,/,
        5x, Boyun Guo e R.L.Lee (STB/D)
                                                qcBLee =',f14.5,/,
                                                          qcY = ',f14.5,/,
        5x, YANG, W.E WATTENBARGER (STB/D)
        5x, 'YANG, W.E-Tempo Prod. Assoc. a vazao(DIAS) tY = ',f14.5,//,
        20x, 'tempo de breakthrough:',//,
        5x, 'vazão de produção
                                                 q = ', f14.5, /,
                                   (STB/D)
```

```
5x,'SOBOCINSKI E CORNELIUS (DIAS)
                                                   tbtSC =',f14.5,/,
       5x, BOURNAZEL E JEANSON (DIAS)
                                                   tbtBJ = ', f14.5, /,
       5x, YANG, W.E WATTENBARGER, RA(DIAS)
                                                       tbtY = ',f14.5,/,
       5x, 'ALT.ADIM.CONE noBT Sobocinski et all Zsc ='.f14.5,/.
       5x, 'ALT.ADIM.CONE noBT Bournazel et all Zbj =',f14.5,/,
       5x,'ALTURA CONE noBT Yang, W.E(ft)
                                                  Hwb ='.f14.5./.)
 140 format(//,15x,'DADOS PARA PREVISAO DE WATERCUT:',//,
       5x, 'espessura inicial da zona de água(ft) Hwia=',f14.4,/,
       5x, volume de óleo inicial in Place (STB) N = ',f14.4,/,
       5x, saturação de óleo residual
                                            sor = ', f14.4./,
        5x, saturação de água conata
                                            swc = '.f14.4./.)
 150 format(//,20x.'DADOS CALCULADOS:'.//.
  *5x,'tempo(dias)',5x,'watercut',5x,'qo (STB)',5x,'acum.oleo(STB)',
  *5x,' recup.acum(%)')
 160 format(/,2x,f10.4,2x,f12.4,2x,f12.4,7x,f14.4,3x,f12.4)
 170 format(//,20x,'DADOS CALCULADOS:SIMULACAO WEIPING YANG',//,
  *5x,'tempo(dias)',5x,' RAO ',5x,'qo (STB)',5x,'acum.oleo(STB)',
   *5x,' recup.acum(%)')
   stop
   end
   subroutine isotropo(Hoa, Hwia, Da, hapa, dwa, doa, kh, kv, rwa, rea)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var5/ Ho,Hwi,D,hap,dw,do,k,rw,re
   k = sart(kh*kv)
   Ho = Hoa*(k/kv)
   Hwi = Hwia*(k/kv)
   D = Da^*(k/kv)
   hap = hapa*(k/kv)
   dw = dwa*(kv/k)
   do = doa*(kv/k)
   rw = rwa*sqrt(k/kh)
   re = rea*sqrt(k/kh)
   return
   end
   subroutine anisotro(Hoa, Hwia, Da, hapa, dwa, doa, kh, kv, rwa, rea)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var5/ Ho,Hwi,D,hap,dw,do,k,rw,re
   k = kh
   Ho = Hoa
   Hwi = Hwia
   D = Da
   hap = hapa
   dw = dwa
   do = doa
   rw = rwa
   re = rea
   fk = kv/kh
   return
   end
C
   subroutine qcMeyer(D,Ho,dw,do,k,Bo,uo,rw,re)
```

```
implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var2/ qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
   qcM = (1.5351e-3*(dw-do)*(h**2-D**2)*k)/
       (uo*Bo*dlog(re/rw))
   return
   end
C
   subroutine qcChaney(D,Ho,dw,do,k,Bo,uo)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var2/ gCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
   h=Ho
   qCurva = (0.1313*(h**2-D**2) - 23.2)
          = (0.00333*k*(dw-do)* qCurva/(uo*Bo))
   return
   end
C
   subroutine qcSchols(D,Ho,dw,do,k,Bo,uo,rw,re)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   parameter(pi=3.141593)
   common /var2/ qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
   qcS
         = (((dw-do)*k*((h**2)-(D**2)))/(2049.*uo*Bo))
         *((0.432+(pi/dlog(re/rw)))*((h/re)**0.14))
   return
   end
С
   subroutine qcSoboCo(D,Ho,dw,do,kh,Bo,uo)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var2/ qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
   h = Ho
   zd = 3.5
   qcSoCo = (0.00307*(dw-do)*kh*h*(h-D))/(uo*zd*Bo)
   return
   end
С
   subroutine gcBoJean(D,Ho,dw,do,kh,Bo,uo)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var2/ qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
   h = Ho
   zd = 4.3
   qcBJ = (0.00307*(dw-do)*kh*h*(h-D))/(uo*zd*Bo)
   return
   end
C
   subroutine qcGuoLee(D,Ho,dw,do,kh,kv,Bo,uo,rw,re)
   implicit real*8(a-h.k.M.N.o-z)
   common /var2/ qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
   h = Ho
   A = kv/(sqrt((kh**2)+(kv**2)))
   B = D*((1./rw)-(1./re))/(dlog(re/rw))
```

```
C = (re-sqrt((re**2.)-re*(h-D)))**2
   qcBLee = (7.08e-3*(0.433*(dw-do))*kv*C*(A+B))/(uo*Bo)
   return
   end
С
   subroutine qcYanq(D,Ho,dw,do,kh,kv,Bo,uo,M,q,re,N,hap,swc,sor)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var2/ qCurva,qcC,qcM,qcS,qcSoCo,qcBJ,qcBLee,qcY,ty
   h = Ho
   hp = D
   rde = (re/h)*(sqrt(kv/kh))
   kromax=1.0
   ty = 1000.0
   np = q*ty
   hmed=((np*Bo)*h*(1-swc))/(N*(1-swc-sor))
   hbp = h-hmed-hap-hp
   qcd = 39.0633e-4*((1./rde)**0.6)*(1./(1.+M**0.7))*
   * (((1.-(hap/h))**(1.4))/((1.-(hp/h))**(0.4)))*((hbp**2)/
      (((h-hp-hap)**2)-hbp**2))
   qcY = (kh*kromax*(h**2)*(0.433*(dw-do))/uo)*qcd
   return
    end
C
   subroutine tbSC(D,Ho,kh,dw,do,Bo,uo,M,Fk,phi,q,alpha)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var3/ tbtSC,tbtBJ,tbtY,zsc,zbj,hwb
   zsc = (0.00307*(dw-do)*kh*h*(h-D))/(uo*q*Bo)
   if(zsc.gt.3.0)then
     zsc = 3.0
     tDbtSC = (zsc/4.)*((16.+(7.*zsc)-3.*zsc**2.)/(7.-2.*zsc))
     tDbtSC = (zsc/4.)*((16.+(7.*zsc)-3.*zsc**2.)/(7.-2.*zsc))
    endif
     if(M.le.1.)then
        alpha = 0.5
      else
     endif
     if(M.gt.1.and.M.le.10.)then
        alpha = 0.6
      else
     endif
      tbtSC=(uo*phi*h*tDbtSC)/(0.00137*(dw-do)*kh*Fk*(1.+M**alpha))
       write(*,*)tdbtsc,zsc
С
       pause
C
   return
   end
С
    subroutine tbBJ(D,Ho,kh,dw,do,Bo,uo,M,Fk,phi,q,alpha)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
```

```
common /var3/ tbtSC,tbtBJ,tbtY,zsc,zbj,hwb
   h=Ho
   zbj = (0.00307*(dw-do)*kh*h*(h-D))/(uo*q*Bo)
   if(zbj.gt.4.3)then
     zbi = 4.3 - 0.1
     tDbtBJ = zbi/(3.-0.7*zbj)
    else
     tDbtBJ = zbi/(3.-0.7*zbi)
   endif
     if(M.le.1.)then
        alpha = 0.5
      else
     endif
     if(M.gt.1.and.M.le.10.)then
        alpha = 0.6
      else
     endif
      tbtBJ=(uo*phi*h*tDbtBJ)/(0.00137*(dw-do)*kh*Fk*(1.+M**alpha))
       write(*,*)tdbtbj,zbj
С
C
       pause
   return
   end
С
   subroutine tbYang(D,Ho,kh,kv,dw,do,Bo,uo,M,q,re,N,hap,swc,sor)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   common /var3/ tbtSC,tbtBJ,tbtY,zsc,zbj,hwb
   h = Ho
   hp = D
   rde = (re/h)*(sqrt(kv/kh))
   kromax=1.0
   qd = (q*Bo*uo)/(kh*kromax*(h**2)*(0.433*(dw-do)))
   c1 = hap/h
   c2 = hp/h
    c3 = 1.+39.0633e-4*((1./rde)**0.6)*(1./qd)*(1./(1.+M**0.7))
        *(((1.-c1)**1.4)/((1.-c2)**0.4))
   hwb = (h-hap-hp)/(sqrt(c3))
   npbt= (N^*(1-swc-sor)^*(h-hwb-hap-hp))/(h^*(1-swc))
   tbtY= npbt/(q*Bo)
     write(*,*)qd
С
     pause
    return
    end
С
    subroutine watercut(Hwi,Ho,N,sor,swc, q,M)
    implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
    dimension t(0:100),tD(0:100),Np(0:100),h(0:100),hw(0:100),
   * qo(0:100), WClimit(0:100), WC(0:100), WCD(0:100), Proacum(0:100),
   * recacum(0:100)
    common /var1/ t,tD,Np,h,hw,qo,WClimit,WC,WCD,Proacum,recacum
    common /var3/ tbtSC,tbtBJ,tbtY,zsc,zbj,hwb
    Proacum(0)=0.0
```

```
recacum(0)=0.0
C
     write(*,*)proacum(0),q,swc,sor,tbtbj,Ho,hwi,n
    doi = 0.82
      t(i) = 30.*i
      prd = Proacum(i)
      rec = recacum(i)
      tD(i) = t(i)/tbtBJ
      if(tD(i).lt.0.1)then
       WCD(i) = 0.
       else
       if(tD(i).ge.0.1.and.tD(i).le.78.0)then
         WCD(i) = (-9.68510e-5)*(dlog10(tD(i)))**4+(389.7660e-5)*
              (dlog10(tD(i)))**3-(59.2173e-3)*(dlog10(tD(i)))**2
              +(401.5140e-3)*(dlog10(tD(i)))-30.0167e-3
         else
         if(tD(i).gt.78.0)then
          WCD(i) = 1.0
          else
         endif
       endif
      endif
      h(i) = Ho^*(1. -prd^*(1. -swc)/(N^*(1. -sor-swc)))
      hw(i) = Hwi+Ho*(prd*(1.-swc)/(N*(1.-sor-swc)))
      WClimit(i) = M*hw(i)/(M*hw(i)+h(i))
      WC(i)
               = WCD(i)*WClimit(i)
      qo(i) = q*(1.-WC(i))
      producao =30.*qo(i)+prd
      Proacum(i+1)=producao
      recacum(i+1)=(Proacum(i+1)/N)*100.
   enddo
   return
   end
C
   subroutine RAO(D,Ho,dw,do,kh,kv,Bo,uo,M,q,re,N,hap,swc,sor)
   implicit real*8(a-h,k,M,N,o-z)
   dimension t1(0:100),hmed1(0:100),hbp1(0:100).
          wor(0:100),qo1(0:100),acumu(0:100),recup(0:100)
   common /var4/ t1,hmed1,hbp1,wor,qo1,acumu,recup
   h = Ho
   hp = D
   rde = (re/h)*(sqrt(kv/kh))
   kromax=1.0
   c1 = hap/h
   c2 = hp/h
   qd = (q*Bo*uo)/(kh*kromax*(h**2)*(0.433*(dw-do)))
   c3 = 1.+39.0633e-4*((1./rde)**0.6)*(1./qd)*(1./(1.+M**0.7))
        *(((1.-c1)**1.4)/((1.-c2)**0.4))
   hwb = (h-hap-hp)/(sqrt(c3))
   dm = 0.015*(1.+(485.7757*((1./rde)**0.5))*((1./qd)**0.5)*
       (1./(1.+M**0.03))*(((1.-c2)*(1-c1))/(h**1.7)))
```

```
acumu(0)=0.0
   do i = 1,82
      t1(i) = 30.*i
    hmed1(i) = ((acumu(i-1)*Bo)*h*(1-swc))/(N*(1-swc-sor))
     hbp1(i) = h-hmed1(i)-hap-hp
      if(hbp1(i).gt.hwb)then
       wor(i) = 0.
        else
        if(hbp1(i).le.hwb)then
         wor(i) = 10.**(-dm*(hbp1(i)-hwb)+dlog10(0.02))
         else
        endif
      endif
       qo1(i) = q/(wor(i)+1.)
      acumu(i) = acumu(i-1)+30.*qo1(i)
      recup(i) = (acumu(i)/N)*100
       write(*,*)dm
С
C
       pause
   enddo
   return
   end
```

## ANEXO 2

# Listagem com os dados de saida do programa

#### DADOS DE ENTRADA:

espessura inicial da zona de óleo	(ft) Hoa =	30.1800
intervalo canhoneado	(ft) Da $=$	16.4000
espessura oleo acima canhoneados	(ft) hapa=	.0000
densidade da água	(g/cc) dwa =	1.0000
densidade do óleo	(g/cc) doa =	.8250
fator volume formação do óleo(rbb	l/stbbl) Bo =	1.1620
viscosidade do óleo	(cp) uo =	2.0930
permeabilidade horizontal	(md) kh =	4000.0000
permeabilidade vertical	(md) kv =	400.0000
raio do poço	(ft) $rwa =$	.3280
raio de drenagem	(ft) rea $=$	1299,0000
razão de mobilidade	$\mathbf{M} =$	1.7600
razão permeabilidade vert/horiz	Fk =	.1000
porosidade	phi =	.2100
vazão de produção	(stb/d) q =	314.0000

#### DADOS CALCULADOS:

$CIIANEI \qquad (SID/D)  qCuiva =  01.07/6.$	CHANEY	(STB/D)	qCurva =	61.07785
--	--------	---------	----------	----------

## vazão critica:

CHANEY	(stbbl/d)	qcC =	58.53972
MEYER E GARDER	(stbbl/d)	qcM =	34.23444
SCHOLS	(stbbl/d)	qcS =	43.19465
Sobocinski e Cornelius	(stbbl/d)	qcSoCo =	104.99327
Bournazel e Jeanson	(stbbl/d)	qcBJ =	85.45964
Boyun Guo e R.L.Lee	(stbbl/d)	qcBLee =	25.82936
YANG, W.E WATTENBARG	ER (stbbl/d)	qcY =	.01477
YANG, W.E-Tempo Prod. Ass	oc.a vazao(dia	tY =	1000,00000

tempo de breakthrough:

vazão de produção	(stbbl/d)	q =	14.00000
SOBOCINSKI E CORNELIUS	(DIAS)	tbtSC =	72.56641
BOURNAZEL E JEANSON	(DIAS)	tbtBJ =	30.87994
YANG, W.E WATTENBARGER,	RA(DIAS)	tbtY =	71.31883
ALT ADIM CONE noBT Sobocia	nski et all	Zsc =	1.17031
ALT.ADIM.CONE noBT Bourna	zel et all	Zbj =	1.17031
ALTURA CONE noBT Yang, W.1	E(ft)	Hwb =	12.78171

# DADOS PARA PREVISAO DE CORTE DE ÁGUA:

espessura inicial da zona de água (ft) Hwia= 164.0000 volume de óleo inicial in Place (stbbl) N = 964802.0000 saturação de óleo residual sor = .1200 saturação de água conata swc = .3500

# PREVISÃO DE CORTE DE ÁGUA:

tempo(dias)	watercut	qo (STB)	acum.oleo(stbbl)	recup.acum(%)
.0000	.0000	314.0000	.0000	.0000
30.0000	.0318	323.9821	9420.0000	.9764
60.0000	.0735	290.9181	19139.4637	1.9838
90.0000	.1310	272.8681	27867.0064	2.8884
120.0000	.1701	260.6009	36053.0509	3.7368
150.0000	.1994	251.3770	43871.0772	4.5472
180,0000	.2229	244.0200	51412.3867	5.3288
210.0000	.2423	237.9198	58732.9877	6.0876
240,0000	.2589	232.7205	65870.5831	6.8274
270.0000	.2733	228.1968	72852.1973	7.5510
300.0000	.2860	224.1976	79698.0998	8.2606
330.0000	.2974	220.6167	86424.0267	8.9577
360.0000	.3077	217.3769	93042.5280	9.6437

## ANEXO 3

# Fatores de Conversão para o Sistema Métrico Internacional

bbl	x 1.589873	$E-01 = m^3$
ср	x 1.0	E-03 = Pa.s
ft	x 3.048	E-01 = m
lbm/ft	<sup>3</sup> x 1.601846	E+01= Kg/m <sup>3</sup>
md	x 9.869233	$E-04 = \mu m^2$
psi	x 6.894757	E+00= kPa
psi <sup>-1</sup>	x 1.450377	$E-01 = kPa^{-1}$
scf/bh	l x 1 801175	$E-01 = std m^3/m^3$