



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**FELIPE FERREIRA MELO**

**ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DO CONE DE ÁGUA  
EM POÇOS DE ÓLEO VERTICais**

**FORTALEZA**

**2017**

FELIPE FERREIRA MELO

ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DO CONE DE ÁGUA EM  
POÇOS DE ÓLEO VERTICais

Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao corpo docente do curso  
de Engenharia de Petróleo da  
Universidade Federal do Ceará, como  
requisito parcial à obtenção do grau de  
Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Pedro Felipe  
Gadelha Silvino.

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Universidade Federal do Ceará

Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

M485a Melo, Felipe Ferreira.

Análise comparativa de métodos de avaliação do cone de água em poços de óleo  
verticais / Felipe Ferreira Melo. – 2017.

52 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro  
de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2017.

Orientação: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino.

1. Cone de água. 2. Vazão crítica. 3. Tempo de breakthrough. 4. Produção de água. I.  
Título.

---

CDD 665.5092

FELIPE FERREIRA MELO

ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DO CONE DE ÁGUA EM  
POÇOS DE ÓLEO VERTICAIS

Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao corpo docente do curso  
de Engenharia de Petróleo da  
Universidade Federal do Ceará, como  
requisito parcial à obtenção do grau de  
Engenheiro de Petróleo.

Aprovado em: 6/11/2017.

BANCA EXAMINADORA

  
Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

  
Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

  
Prof. Me. Filipe Xavier Feitosa  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

À Universidade Federal do Ceará, pela oportunidade de crescimento ofertada e tão importante para minha formação.

Ao corpo docente, que, com amor e profissionalismo, transmitiu conhecimento e ética por todos esses anos.

Ao Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino, pela orientação e tempo concedidos.

Aos meus pais e à minha irmã, pelo apoio todas as horas.

## RESUMO

O cone de água é um dos sérios problemas que pode ocorrer na produção de um poço vertical de óleo. Este trabalho apresenta como o cone de água é formado e as forças envolvidas no processo de formação. Apresenta equações que preveem a vazão crítica, determinando as considerações e limitações de cada uma. Apresenta equações para tempo de breakthrough e corte de água. Por meio de planilhas no Excel e Visual Basic for Applications (VBA), equações em diferentes situações são analisadas, variando importantes parâmetros do reservatório de petróleo e comparando-as entre si. Diferenças consideráveis nos resultados para vazão crítica são observadas e os resultados nem sempre se comportam como o esperado dependendo da situação. As correlações para vazão crítica não possuem sempre confiabilidade satisfatória para serem usadas em casos reais, não sendo fácil determinar qual equação está mais adequada. Portanto, simulações específicas para cada poço ou reservatório são as soluções mais exatas. Os resultados de tempo de breakthrough são plausíveis, com diferenças menores entre si. Os resultados de corte de água são críveis, porém não há modelos suficientes para uma melhor comparação.

**Palavras-chave:** Cone de água. Vazão crítica. Tempo de breakthrough. Produção de água.

## ABSTRACT

Water coning is one of the serious problems that can happen in the oil production of a vertical well. This study presents how the water coning is formed and the forces evolved in the generation process. It presents equations that forecast the water coning and it determines the considerations and limitations of each one. It presents breakthrough time and water cut equations. Using Excel sheets and Visual Basic for Applications (VBA), it analyzes the equations at different situations, while it varies important parameters of the petroleum reservoir and compare them to each other. It shows considerable differences at the results of critical rate and the results do not always behave as the expected depending on the situation. The critical rate correlations do not show a satisfactory reliability to be used in real cases and it is not easy to identify which equation is more appropriate. Therefore, specific simulations to each well or reservoir are the most exact solutions. The breakthrough time results are feasible, with minor differences between them. The water cut results are verisimilar, but there are not enough models to a better comparison.

**Keywords:** Water coning. Critical rate. Breakthrough time. Water production.

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 – Mecanismo de influxo de água.....	15
Figura 2 – O cone de água.....	16
Figura 3 – Cone de água e alguns parâmetros.....	18
Figura 4 – Escoamentos considerados por Guo e Lee.....	22

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	– Efeito da diferença de massa específica na vazão crítica.....	32
Gráfico 2	– Diferença de massa específica (Meyer et al., Ling e Shen).....	32
Gráfico 3	– Efeito da anisotropia na vazão crítica (Guo e Lee).....	33
Gráfico 4	– Efeito da anisotropia (Chaperon, Ling e Shen).....	34
Gráfico 5	– Efeito da viscosidade do óleo na vazão crítica.....	35
Gráfico 6	– Efeito da viscosidade do óleo (Meyer et al., Ling e Shen).....	36
Gráfico 7	– Efeito da viscosidade do óleo (Ozkan e Raghavan).....	36
Gráfico 8	– Efeito da razão de penetração na vazão crítica.....	37
Gráfico 9	– Efeito da razão de penetração (Ozkan e Raghavan, Guo e Lee)...	38
Gráfico 10	– Efeito de $k_v/k_h$ sobre o tempo de breakthrough.....	41
Gráfico 11	– Efeito da viscosidade do óleo no tempo de breakthrough.....	42
Gráfico 12	– Efeito da razão de penetração no tempo de breakthrough.....	42
Gráfico 13	– Corte de água.....	43
Gráfico 14	– Óleo recuperado.....	44
Gráfico 15	– Óleo recuperado para altas vazões.....	44

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Resumo dos modelos.....	29
Tabela 2 – Dados utilizados para cálculos de vazão crítica.....	30
Tabela 3 – Resultados de vazão crítica.....	31
Tabela 4 – Resumo de modelos para vazão crítica e análises.....	39
Tabela 5 – Dados para tempo de breakthrough e corte de água.....	40
Tabela 6 – Resultados para tempo de breakthrough.....	40

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

bbl	barrel (barril)
cc	centímetro cubo
cm	centímetro
cp	centipoise
d	dia
ft	feet (pé)
g	grama
in	inches (polegadas)
lbf	libra-força
lbm	libra-massa
md	milidarcy
OWC	oil-water contact (superfície de contato óleo-água)
psi	pound force per square inch (libra-força por polegada quadrada)
s	segundos
STB	stock tank barrel (barril nas condições de superfície)
WC	water cut (corte de água)

## LISTA DE SÍMBOLOS

A	área	acre
$B_o$	fator volume formação de óleo	bbl/STB
d	dias	
$f_w$	corte de água	
g	aceleração da gravidade	32,17 ft/s <sup>2</sup>
$g_p$	gradiente de pressão do fluido	psi/ft
h	espessura da camada de óleo	ft
$h_p$	comprimento do trecho canhoneado	ft
$h_{owc-perf.bottom}$	distância entre a superfície de contanto água-óleo e o limite inferior do trecho canhoneado	ft
$h_w$	espessura da camada de água	ft
$H_o$	espessura inicial da camada de óleo	ft
$H_w$	espessura de inical da camada de água	ft
$k_h$	permeabilidade horizontal	md
$k_o$	permeabilidade efetiva do óleo	md
$k_v$	permeabilidade vertical	md
$(k_{ro})_{swc}$	permeabilidade relativa do óleo na saturação de água conata	
$(k_{rw})_{sor}$	permeabilidade relativa da água na saturação de óleo residual	
M	razão de mobilidade água-óleo	
N	volume inicial de óleo in place	STB
$N_p$	produção de óleo acumulada	STB
p	pressão	psi
$p_c$	pressão capilar	psi
$q_c$	vazão crítica	STB/d
$q_o$	vazão de óleo	STB/d
$q_t$	vazão total	STB/d
$q_w$	vazão de água	STB/d
$r_e$	raio do reservatório ou raio de drenagem	ft

$r_w$	raio do poço	ft
$S_{or}$	saturação de óleo residual	
$S_{wc}$	saturação de água conata	
$t$	tempo	dias
$t_D$	tempo adimensional	
$t_b$	tempo de breakthrough	dias
$Z$	altura adimensional do cone	
$\Delta$	diferença ou diferencial	
$\phi$	porosidade	
$\rho_o$	massa específica do óleo	g/cm <sup>3</sup>
$\rho_w$	massa específica da água	g/cm <sup>3</sup>
$\pi$		3,14
$\mu_o$	viscosidade do óleo	cp
$\mu_w$	viscosidade da água	cp

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
2	O CONE DE ÁGUA.....	15
2.1	Reservatório de óleo e aquífero.....	15
2.2	O problema cone de água.....	16
3	CORRELAÇÕES PARA O CONE DE ÁGUA.....	18
3.1	Vazão crítica.....	18
3.1.1	<i>Método Meyer, Garder e Pirson</i> .....	19
3.1.2	<i>Schols</i> .....	19
3.1.3	<i>Chaperon</i> .....	20
3.1.4	<i>Hoyland et al.</i> .....	20
3.1.5	<i>Ozkan e Raghavan</i> .....	21
3.1.6	<i>Guo e Lee</i> .....	21
3.1.7	<i>Ling e Shen</i> .....	23
3.2	Tempo de breakthrough.....	24
3.2.1	<i>Sobociński e Cornelius</i> .....	24
3.2.2	<i>Bournazel e Jeanson</i> .....	26
3.3	Corte de água (método Kuo e DesBrisay).....	27
4	ANÁLISE E DISCUSSÃO.....	30
4.1	Vazão crítica.....	30
4.1.1	<i>Diferença de massa específica</i> .....	31
4.1.2	<i>Anisotropia</i> .....	33
4.1.3	<i>Viscosidade do óleo</i> .....	35
4.1.4	<i>Razão de penetração</i> .....	37
4.2	Tempo de breakthrough.....	39
4.2.1	<i>Anisotropia</i> .....	41
4.2.2	<i>Viscosidade do óleo</i> .....	41
4.2.3	<i>Razão de penetração</i> .....	42
4.3	Corte de água.....	43
5	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES.....	46
	REFERÊNCIAS.....	47
	APÊNDICE A – MODELO DE LING E SHEN COM $P_c$ .....	49

## 1 INTRODUÇÃO

O cone de água constitui-se em um problema bastante comum em poços de reservatórios de óleo, tornando a produtividade do fluido desejado mais baixa e afetando a recuperação de óleo. A razão água-óleo aumenta, a necessidade de separação, tratamento e encaminhamento da água indesejada produzida torna-se obrigatória, aumentando os custos, trabalho operacional e a área da planta da instalação. De fato, a Petrobrás já chegou a mudar planos como, por exemplo, no campo de Golfinho na bacia do Espírito Santo devido a formação de cone de água (TEIXEIRA, 2008). Portanto, dificuldades relacionadas ao cone de água induziram grandes quantidades de estudos, seja analisando e descrevendo o problema, seja procurando alternativas e soluções para o mesmo.

Este trabalho tem como objetivo descrever o processo de formação do cone de água, especificando e analisando os parâmetros e fatores envolvidos neste processo. Diversas correlações foram desenvolvidas com o objetivo de prever importantes fatores quando há a possibilidade ou quando já existe um cone de água. No entanto, não há garantia que essas correlações são sempre consistentes nas demais situações em que um engenheiro pode se encontrar. Uma vez que o cone de água é um problema bastante importante na produção de petróleo, mas não é simples de ser modelado, estudos e comparações dessas correlações são importantes para que se tenha um melhor conhecimento das suas aplicações.

## 2 O CONE DE ÁGUA

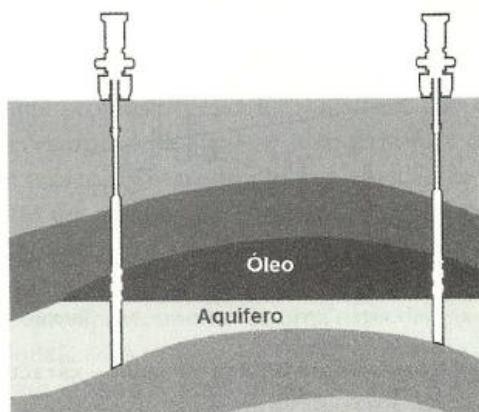
O cone de água pode ocorrer tanto em reservatório de óleo quanto em reservatório de gás. Entretanto, o reservatório de óleo será o foco neste estudo.

### 2.1 Reservatório de óleo e aquífero

O reservatório de óleo consiste em hidrocarbonetos em estado líquido aprisionados em uma rocha com porosidade e espaços vazios interligados, isto é, que possui uma determinada permeabilidade. Segundo Thomas (2004), o óleo se acumula na rocha reservatório após migrar da rocha fonte e após uma barreira formada por uma rocha de baixa permeabilidade tornar a continuidade desta migração impossível. O óleo, portanto, fica aprisionado no reservatório.

No entanto, geralmente não é apenas óleo que existe em um reservatório formado por este processo. É bastante comum haver água abaixo da camada de óleo e, às vezes, gás acima da mesma. Estes depósitos de água ou aquíferos que estejam ligados ao reservatório de petróleo ou bem próximos do mesmo são de extrema importância. Um influxo de água do aquífero em direção ao reservatório pode ocorrer pela expansão da água devido à queda de pressão no aquífero causada pela produção, aumentando a produtividade do poço e mantendo a pressão do reservatório alta. A figura 1 esquematiza um reservatório com o mecanismo de produção de influxo de água.

Figura 1 – Mecanismo de influxo de água

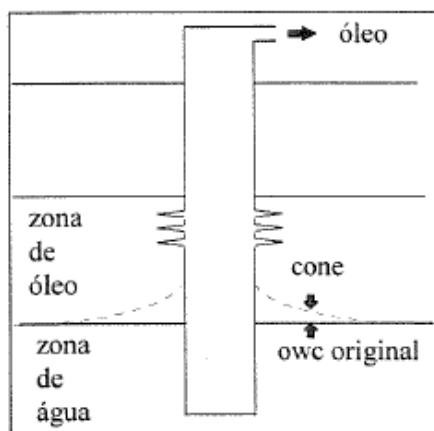


Fonte: Thomas (2004)

## 2.2 O problema cone de água

O surgimento do cone de água é bastante comum porque a própria produção de petróleo causa um diferencial entre a pressão do reservatório e a pressão de fluxo do poço. Este gradiente de pressão afeta tanto a água quanto o óleo, impulsionando os fluidos. Segundo Rosa et al. (2006), o gradiente de pressão no reservatório nas imediações do poço é máxima. Este fato causa um decaimento radial de gradiente de pressão começando das proximidades do poço, resultando em uma movimentação da água do aquífero que não é constante para toda superfície de contato água-óleo. Assim, o fluxo da água ocorre por caminhos preferenciais e em uma forma de cone.

Figura 2 – O cone de água



Fonte: Kikuchi (1997)

Como há a tendência da água permanecer abaixo da zona de óleo, devido a sua maior massa específica, existe um balanço de forças para o sistema água-óleo poder formar um cone de água. São majoritariamente três tipos forças: forças viscosas, forças gravitacionais e força capilar. Forças viscosas são as forças envolvidas com o próprio escoamento do fluido, enquanto as forças gravitacionais são definidas pelas diferenças de massa específica (AHMED, 2006). Muitos pesquisadores e autores desconsideram a pressão capilar por considerar que causa pouco impacto no fenômeno. Assim, antes da produção, as forças gravitacionais dominam o sistema. Com o início da produção, as forças viscosas causadas pelo

diferencial de pressão começam a agir. Para contrabalancear o sistema, a superfície de contato entre os dois fluidos se deforma para cima até um balanço ser alcançado. Caso não haja esse equilíbrio, a água atingirá o poço e começará a ser produzida (KHALILI, 2005). Se uma vazão é mantida constante na produção e as forças estão balanceadas, o cone será dito estável. Caso as forças estejam em desequilíbrio, um cone instável começará a se desenvolver e produzir água.

As forças capilares são forças existentes pelo contato entre dois fluidos em um meio poroso. Segundo Ling e Shen (2012), as forças capilares não podem ser sempre ignoradas. Para formações com altas permeabilidades, elas de fato são pequenas comparadas com as forças gravitacionais. Entretanto, para baixas permeabilidades, as mesmas se tornam tão expressivas quanto às forças gravitacionais no intuito de impedir o movimento de invasão da água e agir de forma contrária às forças viscosas.

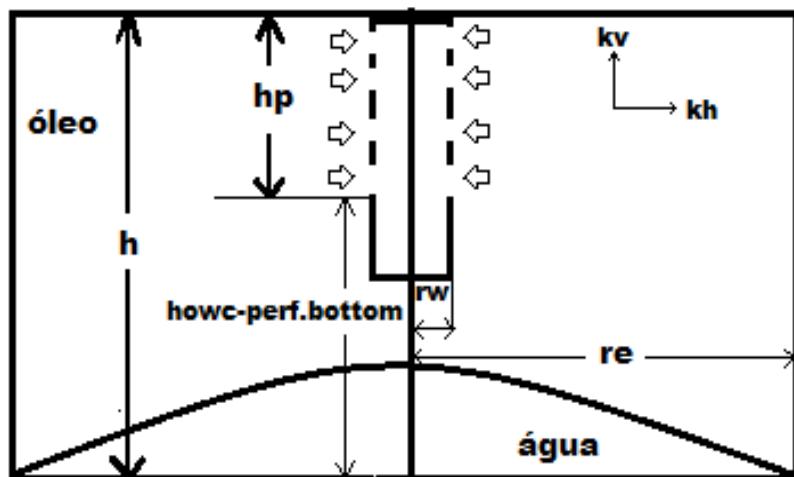
### 3 CORRELAÇÕES PARA O CONE DE ÁGUA

Vários autores ao decorrer do tempo desenvolveram estudos com o objetivo de desenvolver equações para importantes parâmetros no cone de água. Grande parte desses esforços foi para equações para a vazão crítica, isto é, a mínima vazão em que o cone de água se torna instável a ponto de começar a produzir água. Equações para o tempo que a água demora até atingir a zona de canhoneio e começar a ser produzida quando uma vazão igual ou maior que a vazão crítica é utilizada e maneiras para prever o corte de água no decorrer do tempo também são importantes, uma vez que a produção com uma vazão menor que a vazão crítica nem sempre é viável.

#### 3.1 Vazão crítica

As equações para vazão crítica apresentadas a seguir foram formuladas a partir de deduções matemáticas (analíticas ou numéricas), simulações e/ou experimentos. A vazão crítica é a máxima vazão a qual o poço pode produzir óleo sem a produção de água indesejada.

Figura 3 – Cone de água e alguns parâmetros



Fonte: elaborado pelo autor

### 3.1.1 Método Meyer, Garder e Pirson

Meyer e Garder (1954) foram um dos primeiros a criarem uma equação analítica que prevê a máxima vazão para que não haja produção de água. Eles assumiram um escoamento radial em direção ao poço e fluidos incompressíveis. Pirson (1977) mais tarde realizou algumas modificações na equação inicial, acrescentando o fator volume de formação do óleo  $B_o$ . O método Meyer, Garder e Pirson está apresentado na equação (1). As permeabilidades horizontal e vertical são consideradas iguais, ou seja, é considerado um reservatório isotrópico.

$$q_c = 0,001535 \times \left( \frac{\rho_w - \rho_o}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \right) \frac{k_o}{\mu_o B_o} (h^2 - h_p^2) \quad (1)$$

Onde:

$q_c$  = vazão crítica [STB/d]

$\rho_w$  = massa específica da água [g/cm<sup>3</sup>]

$\rho_o$  = massa específica do óleo [g/cm<sup>3</sup>]

$r_e$  = raio do reservatório ou raio de drenagem [ft]

$r_w$  = raio do poço [ft]

$k_o$  = permeabilidade efetiva do óleo [md]

$\mu_o$  = viscosidade do óleo [cp]

$B_o$  = fator volume de formação do óleo [bbl/STB]

$h_p$  = comprimento do intervalo canhoneado [ft]

$h$  = espessura da camada de óleo [ft]

### 3.1.2 Schols

Schols desenvolveu sua equação empírica a partir de resultados provenientes de experimentos em laboratório e simuladores numéricos. Assim como o modelo anteriormente apresentado, este considera o reservatório isotrópico. Sua equação apresentada abaixo foi retirada de Joshi (1991).

$$q_c = \frac{(\rho_w - \rho_o) k_o (h^2 - h_p^2)}{2049 \mu_o B_o} \times \left[ 0,432 + \frac{\pi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left[ \frac{h}{r_e} \right]^{0,14} \quad (2)$$

Onde as variáveis estão na mesma unidade que a equação (1)

### 3.1.3 Chaperon

Chaperon (1986) desenvolveu matematicamente equações para vazão crítica tanto para poços verticais e poços horizontais, incluindo a possibilidade de anisotropia, isto é,  $k_v \neq k_h$ . Entretanto, entre suas considerações, o comprimento do trecho canhoneado é considerado pequeno (com o objetivo de evitar a produção de água) o bastante para ser desconsiderado. Assim, Joshi (1991) recomenda utilizar  $h$ , a espessura da camada de óleo, como a distância do limite inferior do trecho canhoneado até a superfície de contato óleo-água para uma maior abrangência.

$$q_c = \frac{4,888 \times 10^{-4}}{B_o} \frac{k_h h^2}{\mu_o} [\Delta \rho] q_c^* \quad (3)$$

Onde:

$k_h$  = permeabilidade horizontal [md]

$h$  = espessura da camada de óleo [ft], mas recomenda-se usar  $h - h_p$

$\mu_o$  = viscosidade do óleo [cp]

$B_o$  = fator volume de formação do óleo [bbl/STB]

$\Delta \rho$  = diferença entre massas específicas:  $\rho_w - \rho_o$  [g/cm<sup>3</sup>]

O coeficiente  $q_c^*$  foi correlacionado por Joshi (1991) da seguinte maneira:

$$q_c^* = 0,7311 + \left( \frac{1,943}{\alpha''} \right) \quad (4)$$

Onde:

$$\alpha'' = \left( \frac{r_e}{h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (5)$$

$r_e$  = raio do reservatório ou raio de drenagem [ft]

$k_v$  = permeabilidade vertical [md]

### 3.1.4 Hoyland et al.

Hoyland et al. (1989) apresentaram duas soluções: uma por meio analítico, a outra por análise numérica. A primeira foi baseada em estudos anteriores, considerando um escoamento monofásico, fluidos levemente compressíveis e considerando o reservatório infinito. O modelo numérico que permitiu a segunda solução considera o modelo de black oil e escoamento de até três fases. Devido a maior confiabilidade, o segundo método é o que será explorado.

A rocha de reservatório e os dados foram retirados de um reservatório do Mar do Norte. Após simulações e regressões, os autores chegaram à seguinte relação:

$$q_c = \frac{k_o(p_w - p_o)}{173,35 B_o \mu_o} \left[ 1 - \left( \frac{h_p}{h} \right)^2 \right]^{1,325} h^{2,238} [\ln(r_e)]^{-1,990} \quad (6)$$

Onde as variáveis estão nas mesmas unidades que as equações anteriores.

### 3.1.5 Ozkan e Raghavan

Ozkan e Raghavan (1990) estudaram cone de água considerando um reservatório infinitamente grande e escoamento radial. Assim, apesar de considerarem a anisotropia do reservatório, só é levada em consideração a permeabilidade horizontal  $k_h$ , considerando que o escoamento se dá somente nessa direção. A correlação foi extraída de Aliev et al. (2015).

$$q_c = \frac{k_h h_2 (p_w - p_o)}{325,7 \mu_o B_o} \left[ 0,546 - 0,021 \left( \frac{h_p}{h} \right) - 0,525 \left( \frac{h_p}{h} \right)^2 \right] \quad (7)$$

Onde as variáveis estão nas mesmas unidades que as equações anteriores.

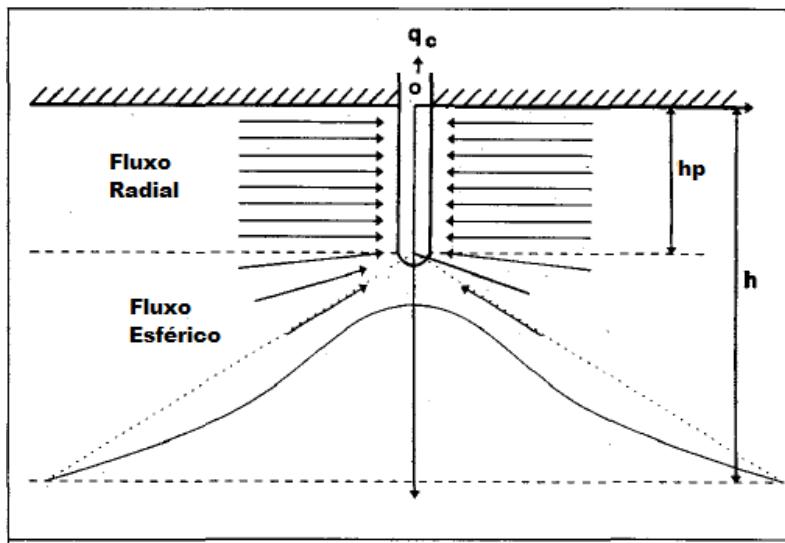
### 3.1.6 Guo e Lee

Guo e Lee (1993) realizaram seu estudo determinando que o fenômeno do cone de água pode ser classificado em dois casos: baixo gradiente de pressão, quando há um cone estável, e alto gradiente de pressão, quando há um cone instável. Eles também afirmam que se a rocha possuir uma grande condutividade, provavelmente não será necessário uma grande gradiente de pressão ao redor

poço, formando assim um cone estável. Se a condutividade for baixa, a necessidade de um maior gradiente de pressão ao redor do poço resultará em um cone instável.

Nas suas formulações matemáticas, escoamento radial na zona de óleo e escoamento esférico abaixo da zona de óleo (no aquífero) foram considerados, como indica a figura 4. A correlação abaixo foi adaptada de Aliev et al. (2015).

Figura 4 – Escoamentos considerados por Guo e Lee



Fonte: Adaptado de Guo e Lee (1993)

$$q_c = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_v \Delta g_p}{\mu_o} \times \left( r_e - \sqrt{r_e^2 - r_e(h - h_p)} \right)^2 \times \left[ \frac{k_p}{\sqrt{k_h^2 + k_v^2}} + \frac{h_p \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \right] \quad (8)$$

Onde  $\Delta g_p$  é a diferença entre os gradientes de pressão da água e do óleo [psi/ft]. É definido pelo produto da diferença entre as massas específicas e a aceleração da gravidade.

Sendo a aceleração da gravidade  $32,17 \text{ ft/s}^2$ :

$$\Delta g_p = \Delta \rho \cdot g ; \Delta g_p = \Delta \rho \left[ \frac{g}{\text{cm}^3} \right] \cdot 32,17 \left[ \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right]$$

$$\Delta g_p = \Delta \rho \left( 32,17 \left[ \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] \left[ \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right] \left[ \frac{1 \text{lbm}}{453,59 \text{g}} \right] \left[ \frac{28316,8 \text{cm}^3}{1 \text{ft}^3} \right] \right)$$

$$\Delta g_p = \Delta p \left( 2008,31 \left[ \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right] \left[ \frac{\text{lbf}}{\text{ft}^3} \right] \left[ \frac{1\text{lbf}}{32,17 \frac{\text{ft} \cdot \text{lbf}}{\text{s}^2}} \right] \right)$$

$$\Delta g_p = \Delta p \left( 62,42 \left[ \frac{\text{lbf}}{\text{ft}^3} \right] \left[ \frac{1\text{ft}^2}{144\text{in}^2} \right] \right)$$

Assim:

$$\Delta g_p \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] = \left( \frac{62,42}{144} \right) \times \Delta p \left[ \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] \quad (9)$$

### 3.1.7 Ling e Shen

Ling e Shen (2012) consideraram um reservatório circular, homogêneo (porosidade e permeabilidade constantes), com uma única superfície de contato entre o óleo e água. De acordo com suas informações, nenhum outro método anterior a este havia considerado a pressão capilar nas suas considerações.

Com o objetivo de incluir a pressão capilar, o gradiente de pressão necessário para fazer com que o topo do cone de água alcance o limite inferior do trecho canhoneado é a soma das forças gravitacionais e a força capilar, de tal forma que:

$$\Delta p = 0,4335276 \times (\rho_w - \rho_o) h_{\text{owc-perf.bottom}} + p_c \quad (10)$$

Onde:

$\Delta p$  = gradiente de pressão [psi]

$\rho_w$  = massa específica da água [g/cm<sup>3</sup>]

$\rho_o$  = massa específica do óleo [g/cm<sup>3</sup>]

$h_{\text{owc-perf.bottom}}$  = distância entre a superfície de contato óleo-água e o limite inferior do trecho canhoneado [ft], ou seja,  $h - h_p$

$p_c$  = pressão capilar [psi]

Foram desenvolvidas as correlações para a vazão crítica em três regimes de fluxo: transiente, permanente e pseudopermanente. O fluxo pseudopermanente ocorre quando a pressão em qualquer ponto do reservatório declina a uma taxa

constante durante o tempo. Este foi o regime adotado nas comparações com dados reais retirados de poços no Oriente Médio.

$$q_c = \frac{0,433528 \times k_o h ((p_w - p_o) h_{owc-perf.bottom} + p_c)}{141,2 B_o \mu_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + 1,35 \left( \frac{h}{h_p} - 1 \right)^{0,825} \left\{ \ln \left( h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} + 7 \right) - \left[ 0,49 + 0,1 \ln \left( h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \right] \ln r_w - 1,95 \right\} \right)}$$
(11)

Onde as variáveis estão nas mesmas unidas que as equações anteriores.

Para utilizar o método Ling e Shen sem considerar a pressão capilar, basta considerar  $p_c = 0$  na equação (11).

### 3.2 Tempo de breakthrough

As análises do item anterior podem dar a entender que uma produção igual ou maior do que a vazão crítica significa consequentemente na produção de água. No entanto, para que isso ocorra, o cone de água demora um tempo se movendo para cima até atingir a zona canhoneada. Dependendo da vazão, este tempo, denominado tempo de breakthrough, pode ser maior ou menor. Portanto, um poço pode funcionar com vazões maiores que a vazão crítica por determinado período até que a condição de vazão crítica realmente se aplique.

#### 3.2.1 Sobociński e Cornelius

Sobociński e Cornelius (1965) realizaram estudos para encontrar uma correlação onde pudessem prever o tempo de breakthrough utilizando grupos adimensionais nas suas deduções. Como consequência, o número de casos em que sua correlação pode ser utilizada é bastante abrangente. Entretanto, a confiabilidade da mesma não é sempre garantida pelos autores, uma vez que na determinação da relação entre as variáveis adimensionais foram utilizados apenas dois modelos laboratoriais com duas permeabilidades distintas, enquanto variavam a vazão e a altura do cone. É um método que permite estimar as performances de poços sujeitos a diferentes situações de cone de água, mesmo que as exatas performances não sejam possíveis de serem deduzidas. Como principal contribuição, seus resultados podem ser empregados para determinar o volume de água que vai ser produzido.

Os dados utilizados na formulação da correlação foram obtidos de trabalhos experimentais e computacionais. Um programa computacional para fluxo bidimensional, bifásico e incompressível também foi aplicado. O método é uma correlação entre a altura adimensional do cone e do tempo adimensional.

A altura adimensional do cone e o tempo de breakthrough adimensional podem ser definidos como (JOSHI, 1991):

$$Z = \frac{0,00307(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - h_p)}{\mu_o q_o B_o} \quad (12)$$

Onde:

$Z$  = altura adimensional do cone

$k_h$  = permeabilidade horizontal [md]

$B_o$  = fator volume de formação do óleo [bbl/STB]

$q_o$  = vazão de produção do óleo [STB/dia]

$\rho_w$  = massa específica da água [g/cm<sup>3</sup>]

$\rho_o$  = massa específica do óleo [g/cm<sup>3</sup>]

$h_p$  = comprimento de intervalo canhoneado [ft]

$h$  = espessura da camada de óleo [ft]

$$t_D = \frac{0,00137(\rho_w - \rho_o)k_v(1+M^\alpha)t_B}{\mu_o \phi h} \quad (13)$$

Onde:

$t_D$  = tempo de breakthrough adimensional

$\phi$  = porosidade

$k_v$  = permeabilidade vertical [md]

$M$  = razão entre a mobilidade água-óleo

$t_B$  = tempo de breakthrough [dias]

$$M = \left[ \frac{\mu_o (k_{rw})_{sor}}{\mu_w (k_{ro})_{swc}} \right] \quad (14)$$

Sendo:

$(k_{rw})_{sor}$  = permeabilidade relativa da água na saturação de óleo residual

$(k_{ro})_{swc}$  = permeabilidade relativa do óleo na saturação de água conata

$\mu_o, \mu_w$  = viscosidades do óleo e da água, respectivamente [cp]

$\alpha = 0,5$  se  $M < 1$  ;  $0,6$  se  $1 < M < 10$

A relação entre o tempo de breakthrough adimensional e a altura adimensional do cone é:

$$t_D = \frac{Z}{4} \left( \frac{16 + 7Z - 3Z^2}{7 - 2Z} \right) \quad (15)$$

Portanto, para encontrar o tempo de breakthrough pelo método de Sobociński e Cornelius, deve-se: calcular  $Z$  pela equação (12), calcular  $t_d$  pela equação (15) e finalmente calcular  $t_B$  pela equação abaixo:

$$t_B = \frac{\mu \Phi h t_D}{0,00137(\rho_w - \rho_o) k_v (1 + M^\alpha)} \quad (16)$$

### 3.2.2 Bournazel e Jeanson

Bournazel e Jeanson (1971) formularam um método para calcular o tempo de breakthrough bastante semelhante ao método de Sobociński e Cornelius, uma vez que utiliza os mesmos grupos adimensionais, análise analítica e combinação de correlações experimentais. É possível, então, calcular o tempo de breakthrough de forma simples e rápida em qualquer reservatório homogêneo. Não considera a pressão capilar, mas, segundo os autores, os resultados são satisfatórios para uma previsão rápida. Entre as considerações, o fluxo é considerado radial até o limite externo do reservatório e os fluidos incompressíveis.

A relação entre o tempo de breakthrough adimensional e a altura adimensional do cone para este método é:

$$t_D = \frac{Z}{3 - 0,7 \cdot Z} \quad (17)$$

Deve-se calcular a altura adimensional do cone pela equação (12), o tempo de breakthrough adimensional pela equação (17) e o tempo de breakthrough utilizando a equação (16). Sendo assim, a relação entre o tempo de breakthrough adimensional e a altura adimensional do cone a única diferença entre o método anterior.

### 3.3 Corte de água (método Kuo e DesBrisay)

Com a informação de tempo de breakthrough quando uma vazão igual ou maior que a crítica está sendo empregada, é possível fazer uma previsão da quantidade de água que vai ser produzida ao longo do tempo. Assim, também é possível calcular a recuperação de óleo e determinar previamente de forma simples e rápida a viabilidade do reservatório.

Kuo e DesBrisay (1983) fizeram análises de sensibilidade para vários parâmetros envolvendo o problema do cone de água e conseguiram formular um modelo simples para o corte de água aplicando balanços de massa. A correlação é válida para a maioria dos reservatórios com forte influxo de água, exceto para aqueles com barreiras locais ou alto grau de estratificação.

A correlação foi desenvolvida em termos adimensionais tais como: corte de água adimensional ( $f_w$ )<sub>D</sub>, tempo de breakthrough adimensional  $t_D$  e limite de corte de água adimensional ( $WC$ )<sub>limit</sub>. Os seguintes passos, portanto, devem ser seguidos (AHMED, 2006):

- 1) Calcular o tempo de breakthrough pelo método de Sobociński e Conelius ou Bournazel e Jeanson.
- 2) Assumir algum tempo  $t$  de produção.
- 3) Calcular o tempo de breakthrough adimensional:

$$t_D = \frac{t}{t_B} \quad (18)$$

- 4) Calcular o limite de corte de água adimensional:

$$(WC)_{limit} = \frac{M}{M + (h/h_w)} \quad (19)$$

$$h = H_o(1-R) \quad (20)$$

$$h_w = H_w + H_oR \quad (21)$$

$$R = \left( \frac{N_p}{N} \right) \left[ \frac{1 - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right] \quad (22)$$

Onde:

$(WC)_{limit}$  = limite de corte de água adimensional

$M$  é definido pela equação (14)

$S_{wc}$  = Saturação de água conata

$S_{or}$  = Saturação de óleo residual

$H_o$  = espessura inicial da camada de óleo [ft]

$H_w$  = espessura inicial da camada de água [ft]

$h$  = atual espessura da camada de óleo [ft]

$h_w$  = atual espessura da camada de óleo [ft]

$N_p$  = produção de óleo acumulada [STB]

$N$  = óleo in place inicial [STB]

5) Calcular o corte de água adimensional ( $f_w$ )<sub>D</sub> da seguinte forma:

$$(f_w)_D = 0 \text{ se } t_D < 0,5 \quad (23)$$

$$(f_w)_D = 0,29 + 0,94 \log(t_D) \text{ se } 0,5 \leq t_D \leq 5,7 \quad (24)$$

$$(f_w)_D = 1 \text{ se } t_D > 5,7 \quad (25)$$

6) Calcular o corte de água da seguinte maneira:

$$f_w = (f_w)_D (WC)_{\text{limit}} \quad (26)$$

Onde:

$f_w$  = corte de água

7) Calcular a vazão de água e óleo:

$$Q_w = (f_w) Q_T \quad (27)$$

$$Q_o = Q_T - Q_w \quad (28)$$

Onde:

$Q_w$  = vazão de água (STB)

$Q_o$  = vazão de óleo (STB)

$Q_T$  = vazão total (STB)

Assim, previsões de corte de água e de óleo recuperado podem ser estimadas.

A tabela 1 resume todos os métodos descritos neste capítulo em relação à maneira como eles foram desenvolvidos e as ferramentas utilizadas.

Tabela 1 – Resumo dos modelos

Parâmetro	Correlação	Maneiras e ferramentas usadas no desenvolvimento das equações
Vazão crítica	Meyer et al.	Matematicamente
	Schols	Experimentos em laboratório e simulações numéricas
	Chaperon	Matematicamente
	Hoyland et al.	Modelos numéricos e computadores
	Ozkan e Raghavan	Matematicamente
	Guo e Lee	Matematicamente
	Ling e Shen	Matematicamente
Tempo de breakthrough	Sobociński e Cornelius	Grupos adimensionais e computadores
	Bournazel e Jeanson	Grupos adimensionais e computadores
Corte de água	Kuo e DesBrisay	Análise de sensibilidade e grupos adimensionais

Fonte: elaborado pelo autor

## 4 ANÁLISE E DISCUSSÃO

Com o intuito de comparar as correlações entre si e determinar como os resultados se comportam em diversas situações, planilhas no Microsoft Excel juntamente com a linguagem de programação Visual Basic for Applications (VBA) foram empregados.

### 4.1 Vazão crítica

Para análises das correlações de vazão crítica, dados de um dos poços apresentados em Ling e Shen (2012) foram usados. Consiste em um poço do Oriente Médio. A escolha desse poço se deu pela grande quantidade de informação fornecida, tornando possível a aplicação de todos os métodos.

A permeabilidade relativa do óleo é considerada igual à permeabilidade horizontal do reservatório. A área considerada do reservatório é de 6969600ft<sup>2</sup>, sendo então o raio externo calculado em 1489,46ft. Nas correlações onde a anisotropia não é possível, foi usada a permeabilidade horizontal.

Tabela 2 – Dados utilizados para cálculos de vazão crítica

Dados de entrada		
ρ <sub>o</sub>	0,8009	g/cc
ρ <sub>w</sub>	0,9996	g/cc
Δp	0,1986	g/cc
B <sub>o</sub>	1,2	bbl/STB
μ <sub>o</sub>	0,5	cp
h	100	ft
h <sub>p</sub>	80	ft
r <sub>e</sub>	1489,5	ft
r <sub>w</sub>	0,58	ft
k <sub>o</sub>	20	md
k <sub>h</sub>	20	md
k <sub>v</sub>	4	md
Δg <sub>p</sub>	0,0861	psi/ft
h(owc-perf.bottom)	20	ft
P <sub>c</sub>	30	psi

Fonte: elaborada pelo autor.

Os resultados de vazão crítica estão explicitados abaixo.

Tabela 3 – Resultados de vazão crítica

Resultados	Meyer et al.	Schols	Chaperon	Hoyland et al.	Ozkan e Raghavan	Guo e Lee	Ling e Shen (sem Pc)	Ling e Shen (com Pc)
$q_c$ (STB/dia)	4,66	6,63	1,32	5,50	39,27	8,72	4,60	84,68

Fonte: elaborada pelo autor.

É possível imediatamente perceber que existe uma grande diferença entre os resultados quando se usa diferentes modelos. O resultado mais expressivo é o de Ling e Shen quando a pressão capilar é considerada. Como a pressão capilar age contra o deslocamento da água, a vazão crítica é bem maior comparada às outras. O método de Ozkan e Raghavan também retorna um valor maior que a média. No outro extremo, Chaperon possivelmente é um método conservativo, informando que a produção de água se dará mesmo para pequenas vazões.

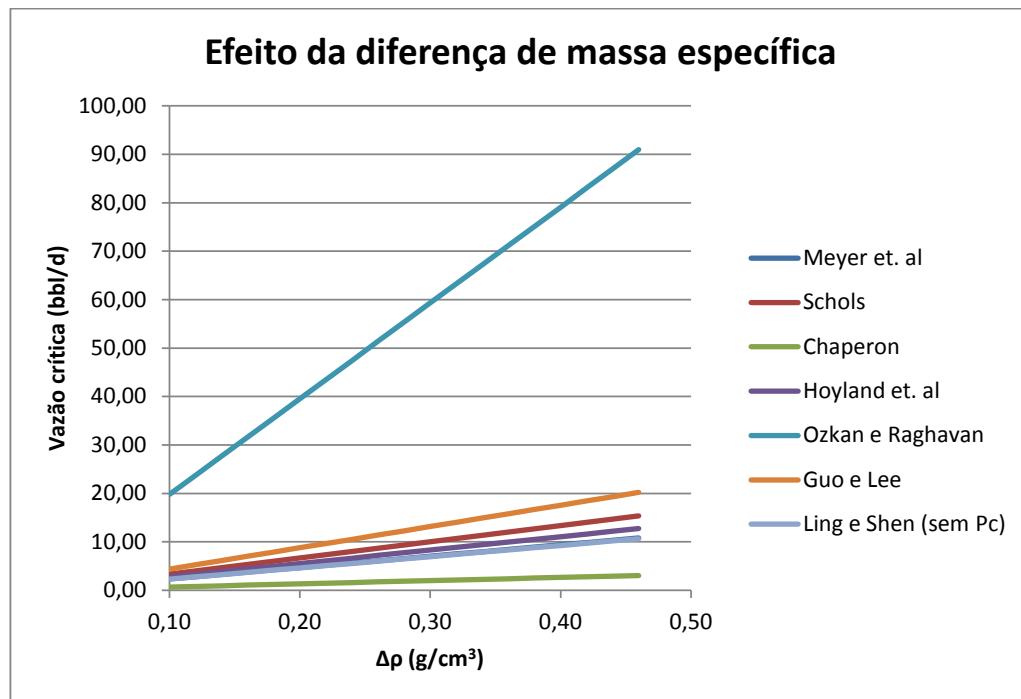
Joshi (1991) argumenta que mesmo com diferenças tão significativas, não é possível considerar que certa correlação é certa e outra é errada. O ideal para um engenheiro é realizar testes em alguns poços em determinado campo, constatar as vazões críticas, utilizar as diversas correlações e determinar qual se adéqua melhor a este campo.

Devido aos altos valores, os cálculos para o método de Ling e Shen considerando a pressão capilar pode ser melhor observado isoladamente no Apêndice A.

#### 4.1.1 Diferença de massa específica

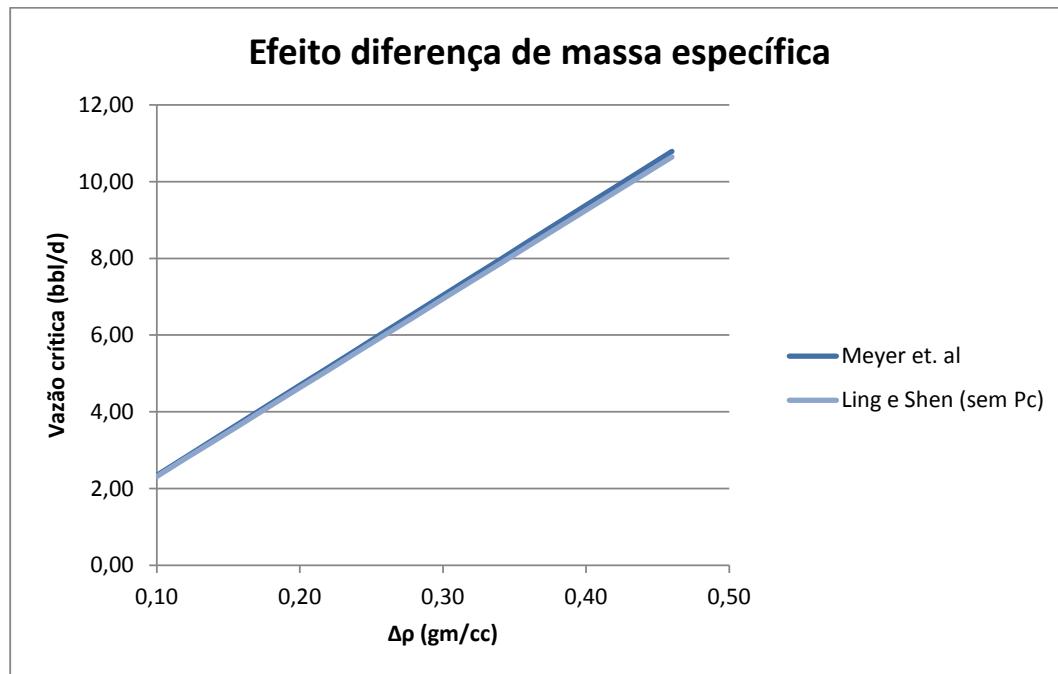
O efeito da diferença entre as massas específicas da água e do óleo na vazão crítica foi o primeiro fator a ser analisado. O dado real é de  $0,1986 \text{ g/cm}^3$ , portanto vazões críticas para valores de  $0,10 \text{ g/cm}^3$  até  $0,46 \text{ g/cm}^3$  foram utilizados, mantendo os outros valores constantes. Abaixo estão os gráficos gerados por esta avaliação.

Gráfico 1 – Efeito da diferença de massa específica na vazão crítica



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 2 – Diferença de massa específica (Meyer et al., Ling e Shen)



Fonte: elaborado pelo autor.

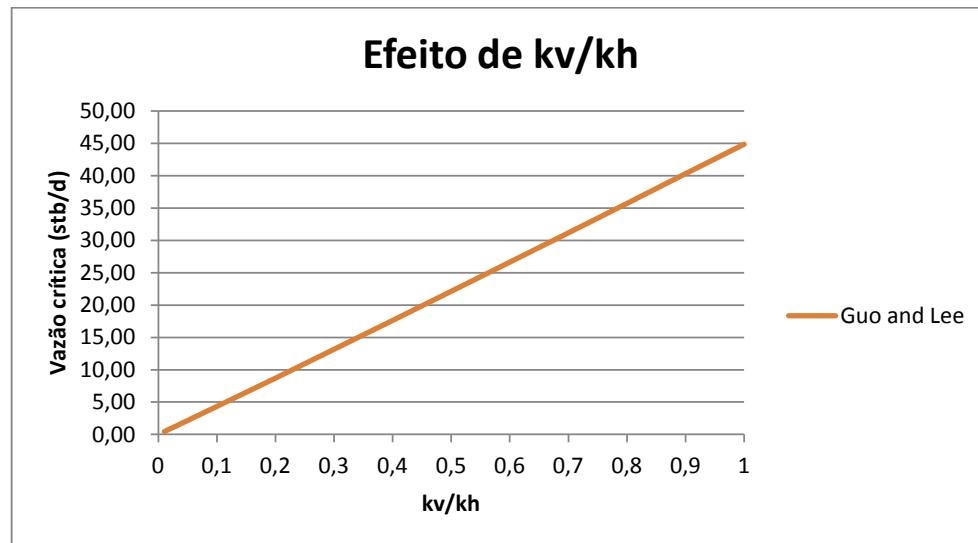
É possível perceber, então, que para uma variação na diferença entre massas específicas da água e do óleo, todas as correlações se comportam de tal maneira que a vazão crítica aumenta com o aumento da diferença de massa específica. Entretanto, algumas correlações são mais sensíveis que as outras, como o gráfico 1 mostra para o modelo Ozkan e Raghavan. O modelo de Meyer, Garder e Pirson fornece praticamente os mesmos valores do modelo de Ling e Shen (sem considerar a pressão capilar) e se comportam também da mesma maneira como o gráfico 2 demonstra de forma mais clara, apesar de o segundo considerar a anisotropia e o primeiro não.

#### 4.1.2 Anisotropia

As únicas correlações que podem ser analisadas em relação à anisotropia, por dependerem tanto da permeabilidade horizontal quanto da permeabilidade vertical são Chaperon, Guo e Lee, Ling e Shen.

Os dados da tabela 2 foram mantidos, variando somente o valor de  $k_v$  de tal forma que  $k_v/k_h$  variasse de 0,1 até 1. Onde  $k_v = k_h$  consiste em um reservatório isotrópico.

Gráfico 3 – Efeito da anisotropia na vazão crítica (Guo e Lee)

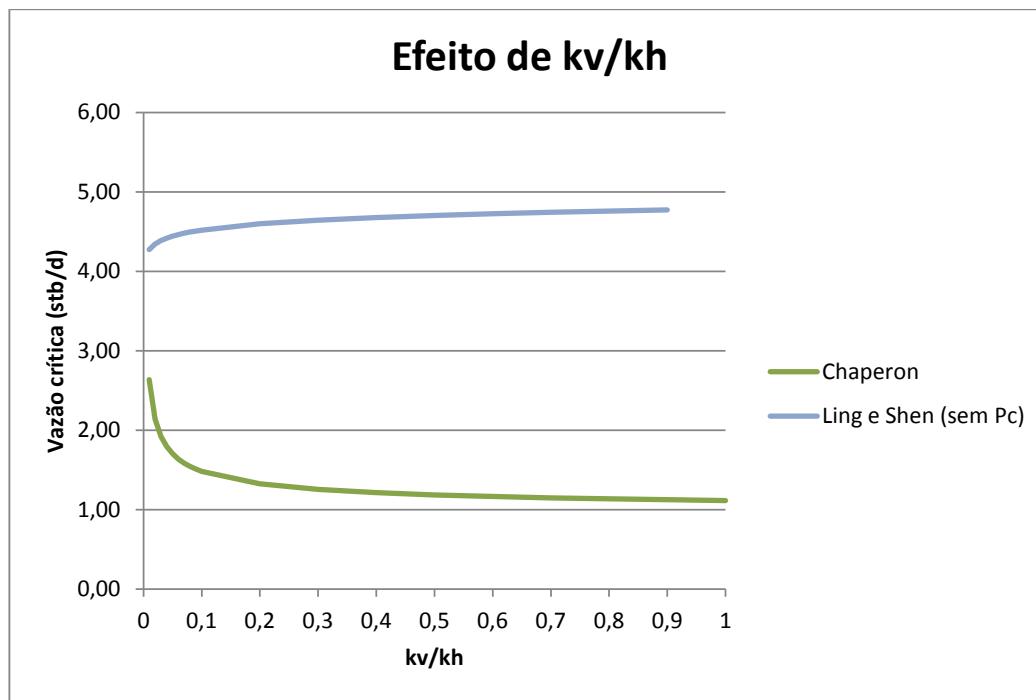


Fonte: elaborado pelo autor.

Analizando o gráfico 3, é possível perceber que, para o efeito de

anisotropia, o método de Guo e Lee é muito sensível. A justificativa mais plausível consiste nas considerações de fluxo radial na zona de óleo, mas fluxo esférico na zona de água, considerando assim um escoamento bem dependente da permeabilidade vertical. Entretanto, se a permeabilidade vertical é maior, o deslocamento de água deve ser mais fácil. Portanto, o esperado é que para uma maior razão  $k_v/k_h$ , a vazão crítica seja menor, devido a maior facilidade da água ser produzida. A correlação de Guo e Lee age de forma contrária ao esperado. Os modelos de Chaperon e Ling e Shen estão representados no gráfico 4.

Gráfico 4 – Efeito da anisotropia (Chaperon, Ling e Shen)



Fonte: elaborado pelo autor.

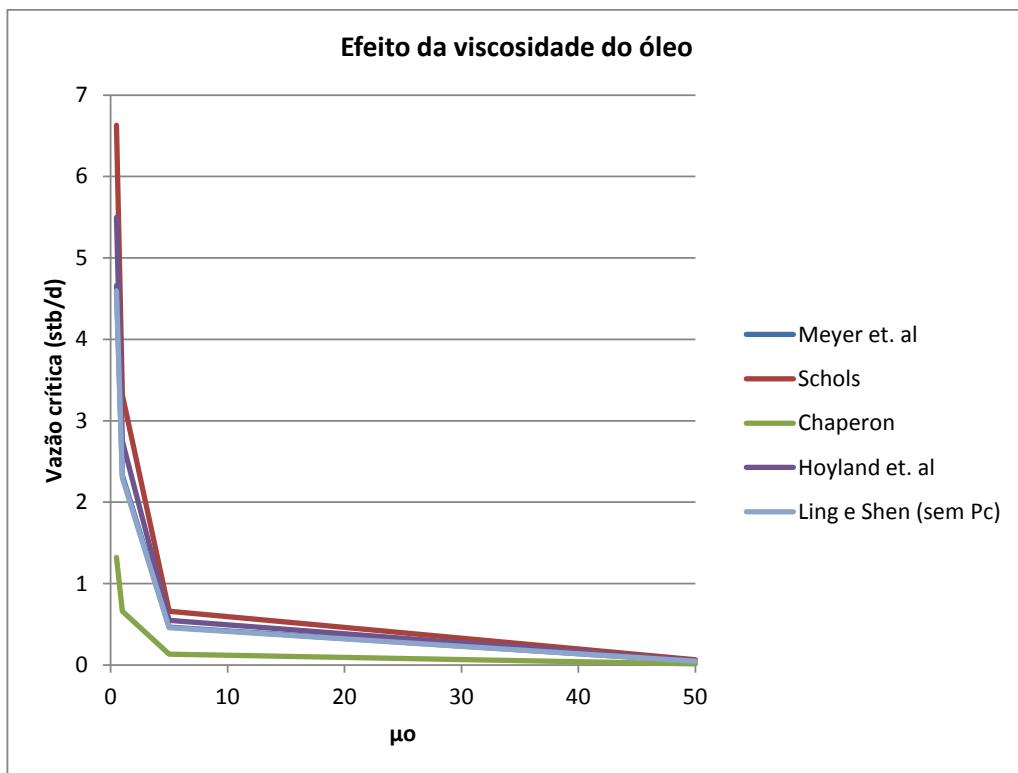
Assim, o único modelo que age como esperado, é o modelo de Chaperon, resultando valores de vazão crítica menores quando há uma permeabilidade vertical alta. Importante saber que mesmo que a variação da vazão crítica esteja variando relativamente pouco no gráfico 2 em relação a anisotropia, quando o valor absoluto das permeabilidades são maiores que os apresentados na tabela 2, a variação também é maior.

#### 4.1.3 Viscosidade do óleo

Para analisar o efeito da viscosidade do óleo na vazão crítica, grandes variações nos valores de  $\mu_o$  da tabela 2 foram feitas: variou-se de 0,5 cp até 50 cp.

Com um óleo de maior viscosidade, é fácil prever que, mantendo os demais valores constantes, a água terá maior facilidade de que o óleo de se locomover, resultando em menores valores para vazão crítica.

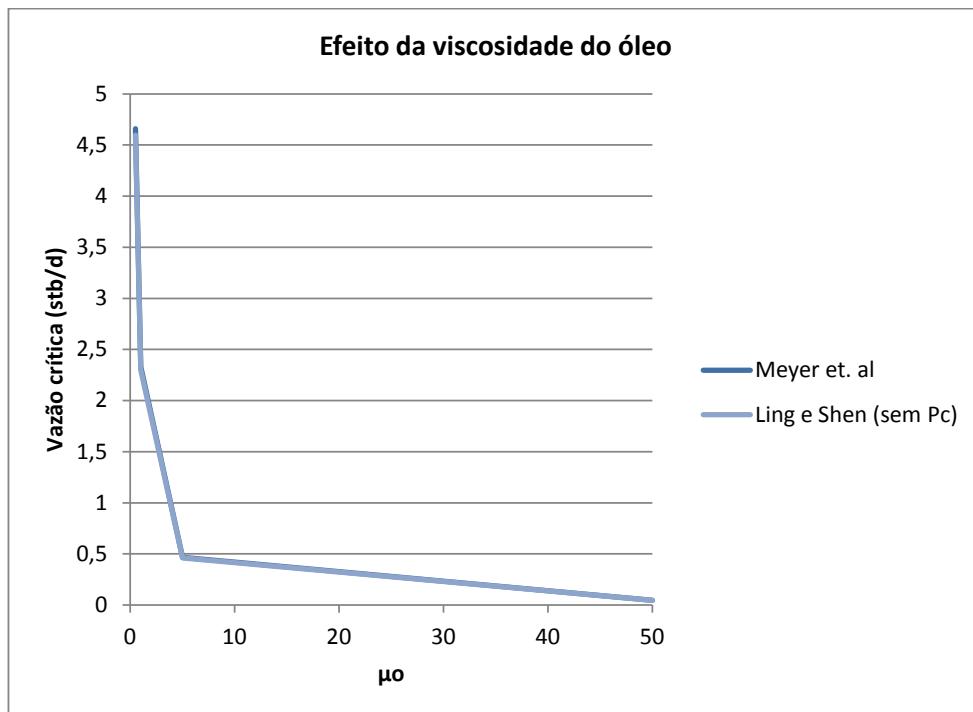
Gráfico 5 – Efeito da viscosidade do óleo na vazão crítica



Fonte: elaborado pelo autor.

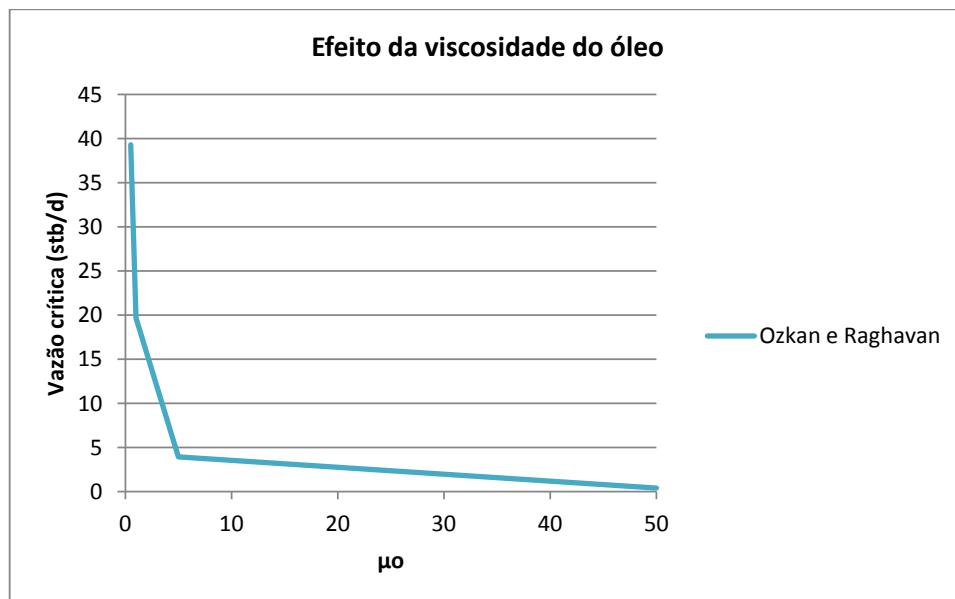
Os modelos representados no gráfico 5 são consistentes na maneira como se comportam de acordo com a viscosidade do óleo, apresentando valores aproximados. Os valores calculados por meio de Meyer, Garder e Pirson estão praticamente sobrepostos ao de Ling e Shen (sem considerar pressão capilar) como pode ser melhor visto no gráfico 6. Já o modelo de Ozkan e Raghavan fornece valores muito altos como mostra o gráfico 7.

Gráfico 6 – Efeito da viscosidade do óleo (Meyer et al., Ling e Shen)



Fonte: elaborado pelo autor

Gráfico 7 – Efeito da viscosidade do óleo (Ozkan e Raghavan)

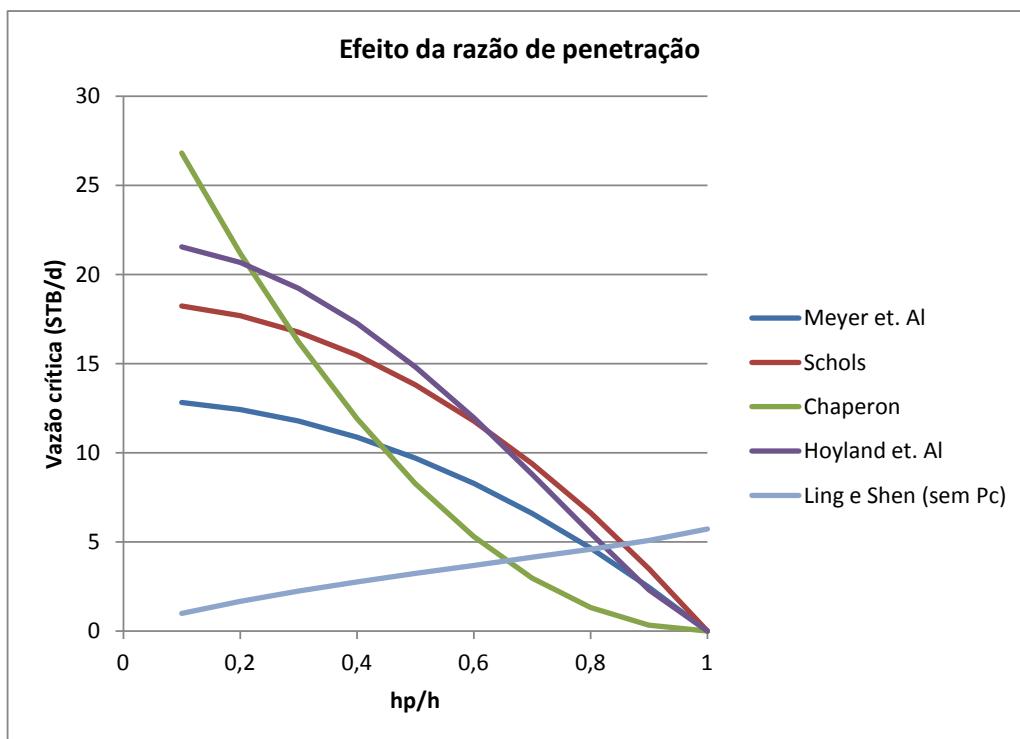


Fonte: elaborado pelo autor.

#### 4.1.4 Razão de penetração

A razão de penetração aqui considerada é a razão entre o comprimento do trecho canhoneado e a espessura da zona de óleo, portanto,  $h_p/h$ . É intuitivo imaginar que quanto maior o trecho canhoneado, menor é a vazão crítica, pois haverá uma maior abertura para a água ser produzida. Os dados utilizados foram o mesmo da tabela 2, variando somente o valor de  $h_p$  de tal maneira que  $h_p/h$  varie de 0,1 até 1.

Gráfico 8 – Efeito da razão de penetração na vazão crítica



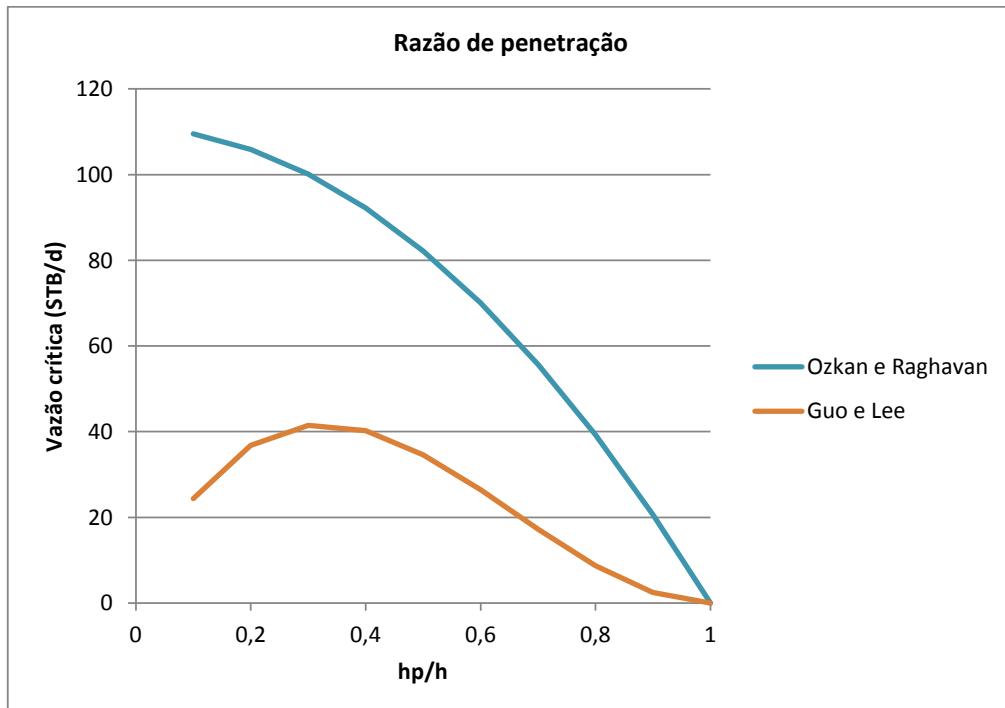
Fonte: elaborado pelo autor.

No gráfico 8, percebe-se que os modelos de Meyer, Garder e Pirson; Schols e Hoyland et al. se comportam de maneiras similares de acordo com a razão de penetração, apesar de apresentar valores diferentes: a vazão crítica diminui com o aumento do trecho canhoneado. Chaperon se comporta de maneira diferente, com uma diferença na concavidade da sua respectiva função em relação aos três anteriormente citados, apesar de seu resultado de  $q_c$  também diminuir com o aumento de  $h_p/h$ .

A grande diferença no gráfico 8 é o modelo Ling e Shen que apresenta um comportamento inesperado: a vazão crítica aumenta continuamente com o aumento do trecho canhoneado. Analisando a equação (11), existe um fator  $\left(\frac{h}{h_p} - 1\right)^{0,825}$  no denominador justificando este comportamento. Entretanto, não há significado físico que justifique este comportamento. Em relação à razão de penetração, portanto, o modelo de Meyer, Garder e Pirson não age e nem retorna valores praticamente iguais ao de Ling e Shen como ocorre para diferença da massa específica e para viscosidade do óleo.

No gráfico 9, o modelo de Ozkan e Rhagavan é representado juntamente com o modelo de Guo e Lee. Ozkan e Rhagavan apresenta novamente valores altos comparados aos anteriores, mas também retorna menores valores de vazão crítica quando há maior trecho canhoneado.

Gráfico 9 – Efeito da razão de penetração (Ozkan e Raghavan, Guo e Lee)



Fonte: elaborado pelo autor.

De acordo com o modelo de Guo e Lee, existe uma razão de penetração ótima para que a vazão crítica seja máxima e que não é  $h_p/h = 0$ , como pode ser

visto acima. Usando uma linha de tendência de polinômio de quinto grau, o valor ideal de  $h_p/h$  segundo Guo e Lee é aproximadamente 0,33 para uma vazão crítica de 41,67 STB/dia.

A tabela 4 resume rapidamente como todas as correlações de vazão crítica reagiram às análises feitas neste capítulo. A média considerada ignora o modelo de Ling e Chen considerando a pressão capilar.

Tabela 4 – Resumo de modelos para vazão crítica e análises

<b>Meyer et al.</b>	Age como esperado e retorna valores abaixo da média
<b>Schols</b>	Age como esperado e retorna valores abaixo da média
<b>Chaperon</b>	Age como esperado e retorna valores abaixo da média
<b>Hoyland et al.</b>	Age como esperado e retorna valores abaixo da média
<b>Ozkan e Raghavan</b>	Age como esperado e retorna valores acima da média
<b>Guo e Lee</b>	Age de forma inesperada quanto à anisotropia e retorna valores abaixo da média
<b>Ling e Shen</b>	Age de forma inesperada quanto à anisotropia e quanto à razão de penetração e retorna valores abaixo da média

Fonte: elaborado pelo autor

## 4.2 Tempo de breakthrough

Para a análise das correlações do tempo de breakthrough, dados do livro Ahmed (2006) foram escolhidos. Esses dados foram utilizados tanto para o tempo de breakthrough quanto para o corte de água.

Tabela 5 – Dados para tempo de breakthrough e corte de água

Dados de entrada		
$\rho_o$	0,75	g/cc
$\rho_w$	1,01	g/cc
$B_o$	1,2	bbi/STB
$\mu_o$	1,6	cp
$\mu_w$	0,82	cp
$k_h$	60	md
$k_v$	6	md
$h$	80	ft
$h_p$	20	ft
$\varphi$	14	%
$M$	3,1	-
$A$	80	acres
$S_{or}$	0,35	-
$S_{wc}$	0,25	-

Fonte: elaborada pelo o autor.

Considerando uma vazão de 1000 STB/d, os tempos de breakthrough calculados são:

Tabela 6 – Resultados para tempo de breakthrough

Resultados		
	Sobociński-Cornelius	Bournazel-Jeanson
$Z$	0,12	0,12
$T_d$	0,07	0,04
<b>T<sub>b</sub> (dias)</b>	93,5	51,7

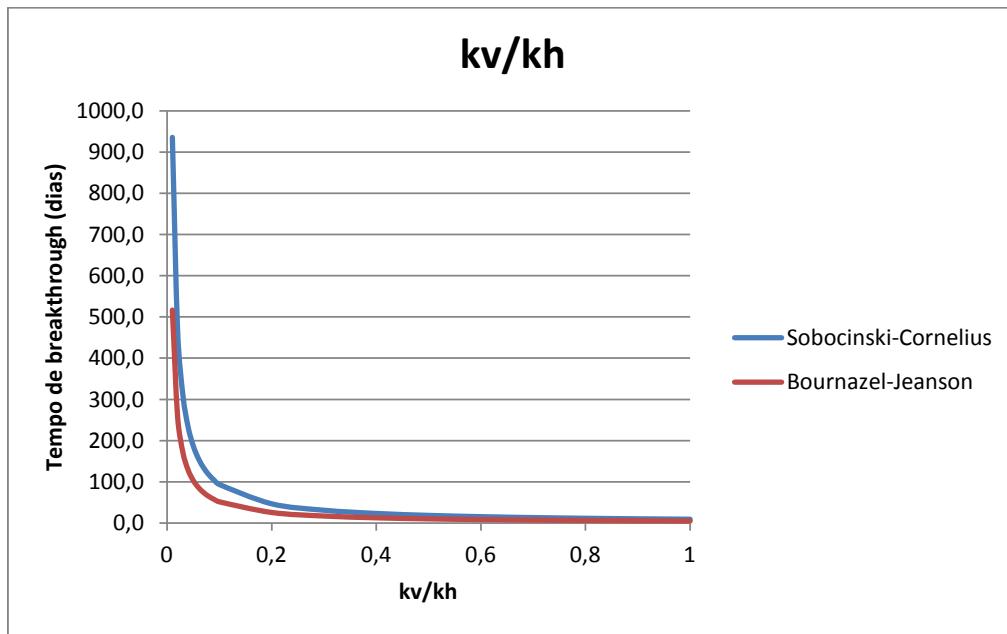
Fonte: elaborada pelo o autor.

Os resultados, portanto, são diferentes com o modelo de Bournazel-Jeanson sempre apresentando valores menores que o modelo de Sobociński-Cornelius. Portanto, a correlação de Bournazel-Jeanson é mais conservativa, retornando valores que alertam uma maior facilidade para a produção de água, aconselhando que atitudes em relação ao problema de cone de água já precisam ser tomadas. Análises em relação à anisotropia, à viscosidade do óleo e à razão de penetração foram realizadas.

#### 4.2.1 Anisotropia

Foram usados os mesmo dados da tabela 5, alterando apenas a permeabilidade vertical, de certa maneira que a razão  $k_v/k_h$  varisse de 0,1 até 1.

Gráfico 10 – Efeito de  $k_v/k_h$  sobre o tempo de breakthrough



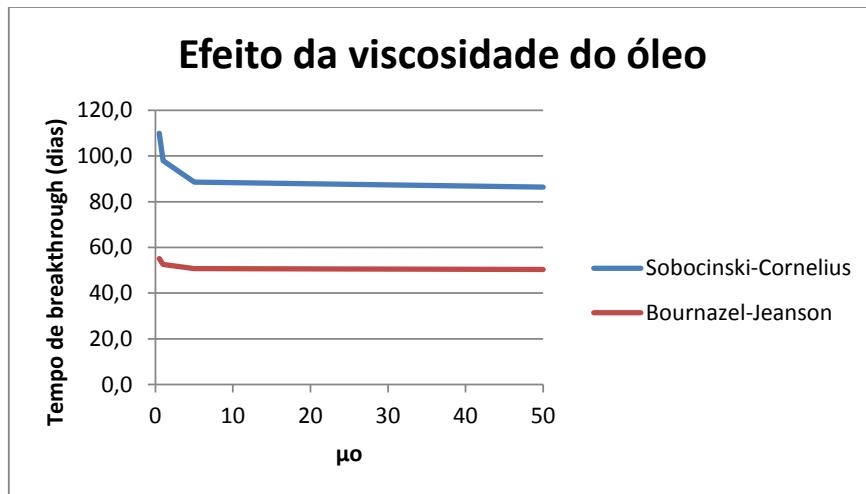
Fonte: elaborado pelo autor.

Com uma maior permeabilidade vertical, o escoamento da água se torna mais fácil, diminuindo o tempo de breakthrough em ambos os casos. A diferença encontrada consiste nos menores valores de  $t_B$  fornecidos pelo modelo de Bournazel-Jeanson.

#### 4.2.2 Viscosidade do óleo

Os valores de tempo de breakthrough foram calculados para viscosidade do óleo variando de 0,5 cp até 50 cp. Assim como na avaliação de vazão crítica, é esperado que para um reservatório com óleo de maior viscosidade seja mais fácil a produção de água, pois a mobilidade da mesma será maior em relação a do óleo. Os dados da tabela 5 foram mantidos, alterando somente  $\mu_o$ .

Gráfico 11 – Efeito da viscosidade do óleo no tempo de breakthrough



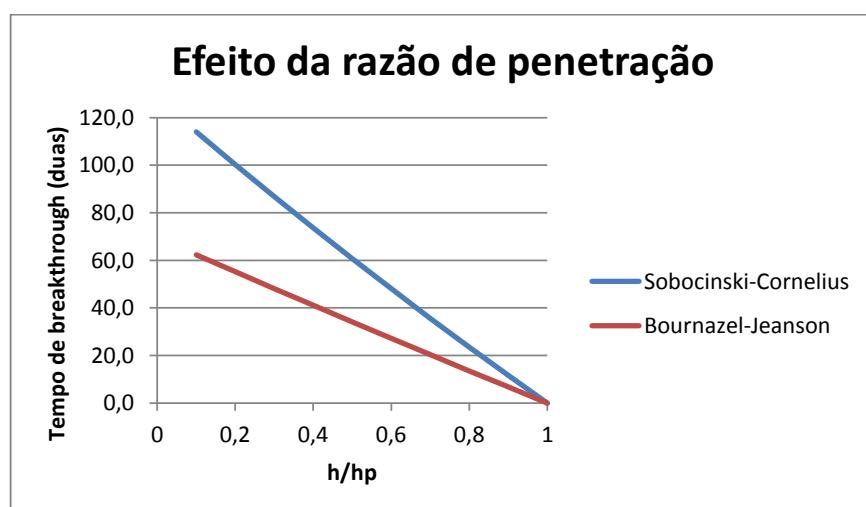
Fonte: elaborado pelo autor.

Como mostra o gráfico 11, as duas correlações agem de forma semelhante, tornando-se quase estável para viscosidades de óleo muito altas.

#### 4.2.3 Razão de penetração

Alterando apenas o valor de  $h_p$  para que a razão de penetração  $h_p/h$  varie de 0,1 até 1, as correlações foram empregadas e os resultados plotados no gráfico 12.

Gráfico 12 – Efeito da razão de penetração no tempo de breakthrough



Fonte: elaborado pelo autor.

Com um maior trecho canhoneado, há uma maior facilidade de água ser produzida e, portanto, o tempo de breakthrough é menor. Ambas correlações agem como esperado e de forma bastante semelhante, apesar dos valores serem diferentes.

### 4.3 Corte de água

Para calcular o corte de água, as vazões de 500 STB/dia, 1000 STB/dia e 1500 STB/dia foram escolhidas. Para calcular o volume inicial de óleo in place a seguinte equação foi empregada:

$$N = \frac{7758 A \varphi h (1 - S_{wc})}{B_o} \quad (29)$$

Onde:

$N$  = volume inicial de óleo in place (STB)

$A$  = área do reservatório (acre)

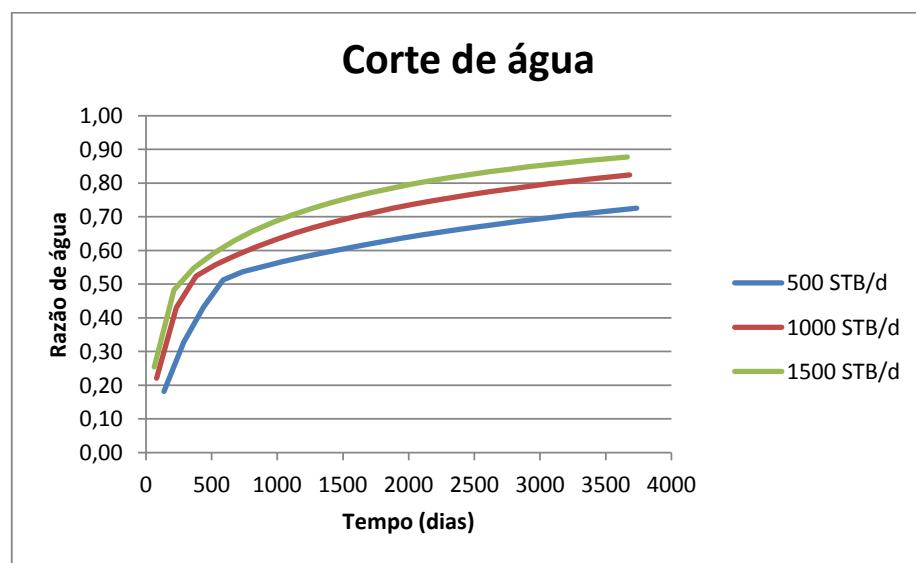
$S_{wc}$  = saturação da água conata

$B_o$  = volume formação do óleo (bbl/STB)

O tempo de breakthrough utilizado foi o do modelo de Bournazel-Jeanson.

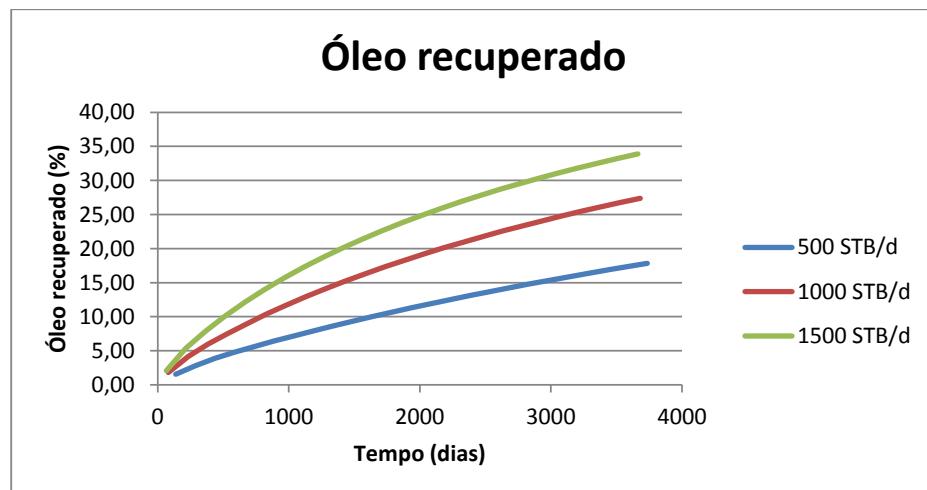
Assim, usando o modelo de Kuo e DesBrisay, tem-se:

Gráfico 13 – Corte de água



Fonte: elaborado pelo autor

Gráfico 14 – Óleo recuperado

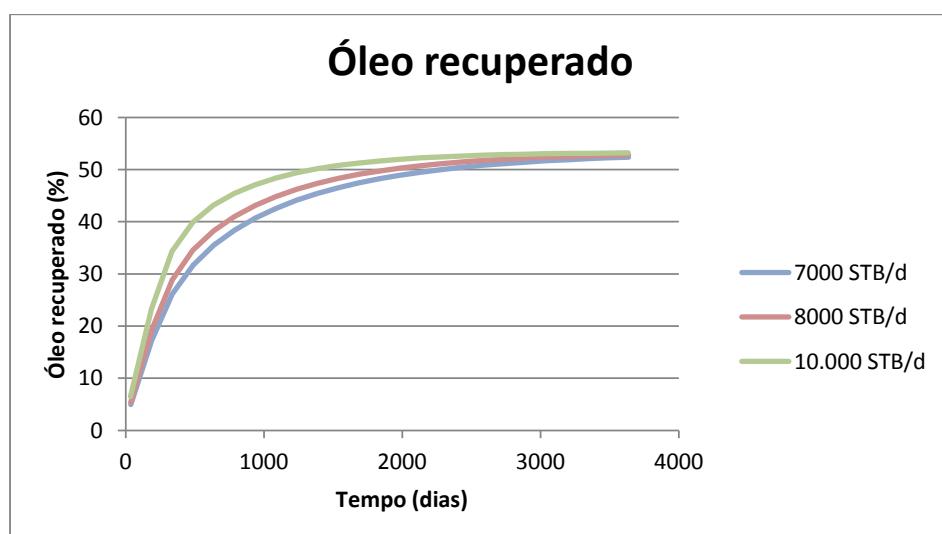


Fonte: elaborado pelo autor

Assim, é possível fazer uma previsão a respeito da quantidade de água a ser produzida com o passar do tempo. Quanto maior a vazão total, não somente a quantidade de água (em termos absolutos) produzida vai ser maior, mas também o corte de água tende a ser mais alto.

Foram também analisadas as vazões de 7000 STB/d, 8000 STB/d e 10.000 STB/d com o objetivo de determinar se é sempre vantajoso aumentar a vazão total. O gráfico 15 resume esta análise.

Gráfico 15 – Óleo recuperado para altas vazões



Fonte: elaborado pelo autor

É possível perceber, então, que com um avançado período de produção, uma vazão total de 10.000 STB/d recupera praticamente a mesma porcentagem de óleo que uma vazão total de 7000 STB/d. Portanto, nem sempre uma vazão total maior significa uma produção de óleo maior, principalmente por causa do problema do corte de água, que é maior para maiores vazões totais.

## 5 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Como os valores de vazão crítica calculados em muitas situações são diferentes e não apresentam concordância entre os resultados, o ideal é fazer simulações específicas em cada reservatório, simulando os fluxos dos fluidos. Se não for possível, o engenheiro deve coletar dados de poços já existentes e verificar a melhor equação que se enquadra em determinado campo. Das correlações analisadas, entretanto, as mais confiáveis segundo as análises feitas são as de Meyer et al., Schols, Chaperon e Hoyland et al.

Os resultados referentes ao tempo de breakthrough são diferentes, porém, são bastante consistentes na maneira que se comportam, além de não haver grandes discrepâncias, mostrando um maior grau de confiabilidade. A análise do corte de água no decorrer do tempo mostra-se coerente, porém como não há disponível tantas correlações para tanto, seus resultados são passíveis de questionamentos.

Assim, o cone de água mostra ser um problema bastante complexo, porém vital para a engenharia de reservatórios, uma vez que não é simples de ser analisado, mas é presente muitas vezes.

## REFERÊNCIAS

AHMED, Tarek. **Reservoir Engineering Handbook**. Burlington, EUA: Gulf Professional Publishing, 2006.

ALIEV, Firdavs. et al. **Comparison of critical rate correlations**. *Journal of applied engineering research*, Vol 10, No. 24 (2015), pp 44773-44779.

BOURNAZEL, C; JEANSON, B. Fast Water-Coning Evaluation Method. **SPE 3628**. *In: 46<sup>th</sup> ANNUAL FALL MEETING OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF*, New Orleans, EUA, 1971.

CHAPERON, I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. **SPE 15377**. *In: 61<sup>st</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS*, New Orleans, EUA, 1986.

THOMAS, José E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciênciac, 2004.

GUO, B; LEE, R.L-H. A simple approach of optimization of completion interval in oil/water coning systems. **SPE 23994**. *In: PERMIAN BASIN OIL & GAS RECOVERY CONFERENCE*, Midland, EUA, 1993.

HOYLAND, L. A; PAPATZACOS, P; SKJAEVELAND, S. M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. **SPE 15855**. *In: EUROPEAN PETROLEUM CONFERENCE*, Londres, Inglaterra, 1989.

JOSHI, Sada D. **Horizontal Well Technology**. Tulsa, EUA: PennWell Publishing Company, 1991.

KHALILI, Ali. **A review of critical coning rate correlations and identifying the most reliable equation**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – University of New south Wales, 2005.

KIKUCHI, Marcelo M. **Otimização de parâmetros de produção para minimizar os efeitos de cone de água.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, 1997.

KUO, M.C.T; DesBrisay, C.L. A simplified method for water coning predictions. **SPE 12076.** In: 58<sup>th</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Francisco, EUA, 1983.

LING, Kegang; SHEN, Zheng. Including the effect of capillary pressure to estimate critical rate in water coning well. **SPE 152131.** In: NORTH AFRICA TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Egito, 2012.

MEYER, H. I; GARDER, A. O. **Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media.** *Journal of applied physics.* Vol 25, No 11 (1954), pp 1400-1406.

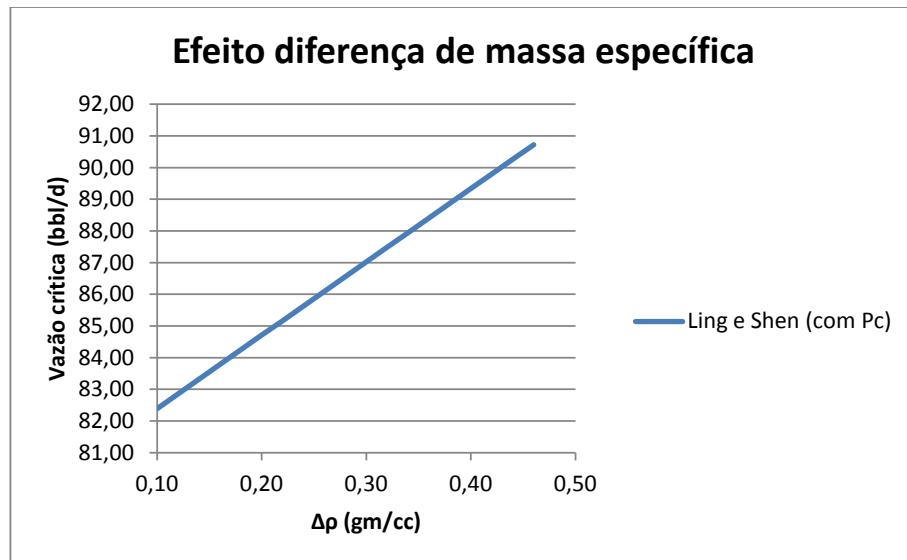
OZKAN, E; RAGHAVAN, R. A breakthrough time correlation for coning toward horizontal wells. **SPE 20964.** In: EUROPEC 90, Haia, Holanda, 1990.

PIRSON, S.J; **Oil reservoir engineering.** Huntington, EUA: Robert E. Krieger Publishing Company, 1977.

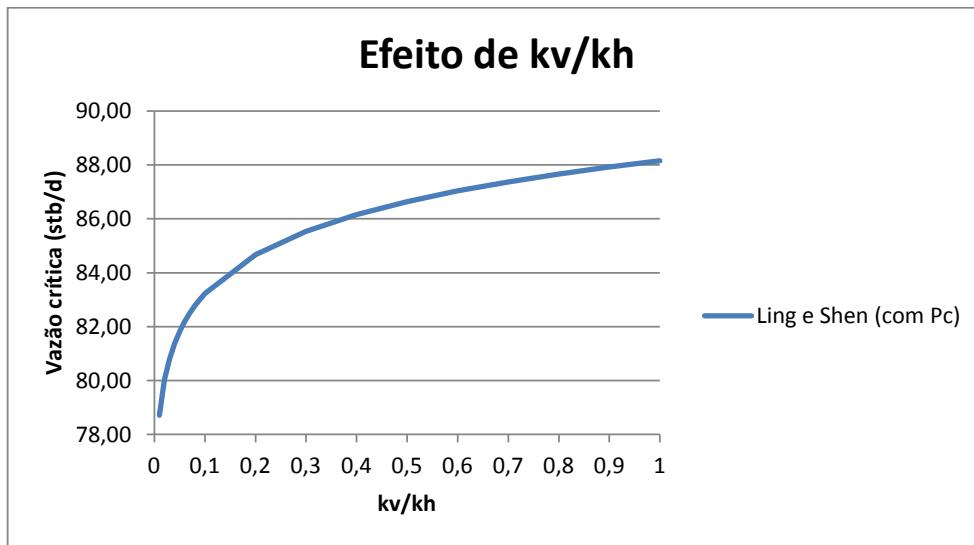
ROSA, Adalberto J; Carvalho, Renato S; Xavier, José A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciênciac, 2006.

SOBOCINSKI, D. P; CORNELIUS, A. J. A correlation for predicting water coning time. **SPE 894.** In: ANNUAL FALL MEETING, Houstoun, EUA, 1965.

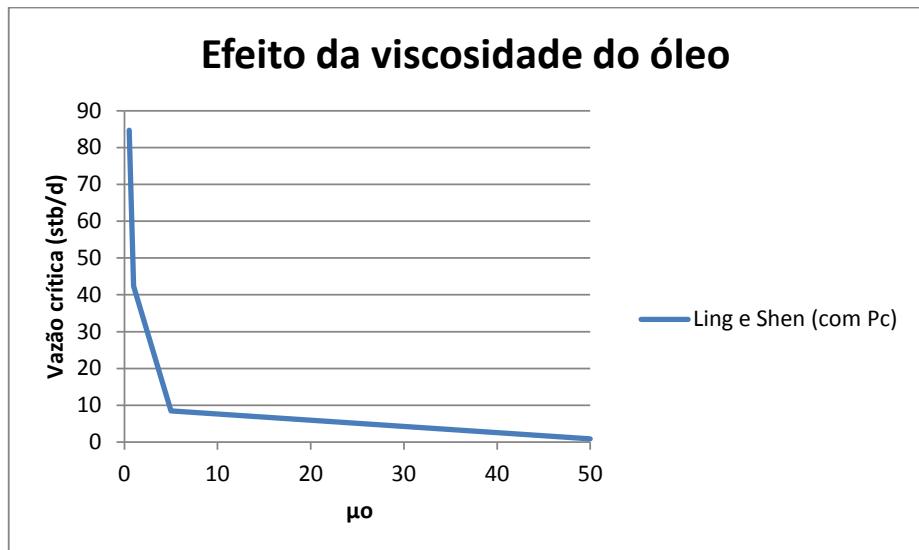
TEIXEIRA, Marcelo. **Excesso de água faz Petrobras mudar plano em Golfinho.** Extra. São Paulo, 13 de maio 2008. Disponível em:  
<<http://extra.globo.com/noticias/economia/excesso-de-agua-faz-petrobras-mudar-plano-em-golfinho-509856.html>>. Acesso em: 30 nov. 2016.

**APÊNDICE A – MODELO LING E SHEN COM  $P_c$** 

Fonte: elaborado pelo autor



Fonte: elaborado pelo autor



Fonte: elaborado pelo autor



Fonte: elaborado pelo autor