



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE CONES DE ÁGUA EM RESERVATÓRIOS DE  
GÁS COM AQUÍFERO DE FUNDO ATUANTE UTILIZANDO SIMULAÇÃO  
NUMÉRICA EM MALHA RADIAL

Matheus Alves Poubel

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Paulo Couto

Co-orientador: Richard Douglas Ribeiro Moreira

RIO DE JANEIRO

Março de 2013

ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE CONES DE ÁGUA EM RESERVATÓRIOS DE  
GÁS COM AQUÍFERO DE FUNDO ATUANTE UTILIZANDO SIMULAÇÃO  
NUMÉRICA EM MALHA RADIAL

Matheus Alves Poubel

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO  
DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

---

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

---

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D. Sc.

---

Eng<sup>a</sup>. Juliana Souza Baioco, M.Sc.

---

Eng. Richard Douglas Ribeiro Moreira, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO de 2013

Poubel, Matheus Alves

Análise da Formação de Cones de Água em Reservatórios de Gás com Aquífero de Fundo Atuante Utilizando Simulação Numérica em Malha Radial/ Matheus Alves Poubel – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2013.

XXI, 64 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Co-orientador: Richard D. R. Moreira

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 49-56.

1. Conificação de Água. 2. Modelo Computacional. 3. Reservatório de Gás. 4. Fluxo Radial I. Couto, Paulo. II. D. R. Moreira, Richard. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Título.

“Meu plano agora é um só: dar ferro e petróleo ao Brasil.”

(Monteiro Lobato)

# Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por ter me iluminado ao longo de toda essa jornada longe da minha família, em busca de crescimento pessoal e profissional. Também agradeço aos meus familiares e amigos que me ofereceram suporte nos momentos mais difíceis, quando pensei que nada mais poderia dar certo.

Agradeço, também, ao meu orientador Paulo Couto pela paciência e pela competência profissional ao me ajudar a conduzir o meu projeto e ao Engenheiro de Reservatórios Richard Moreira pela amizade, aconselhamento e auxílio em todos os momentos. Também sou grato a todos os funcionários do setor de Reservas e Reservatórios da OGX, onde tive a minha primeira oportunidade profissional e de onde tirei muito do conhecimento aplicado nesse trabalho.

Também gostaria de agradecer à Empresa Schlumberger pela licença do *software* que utilizei, sem o qual a simulação não seria possível.

Por fim, agradeço a D. Anézia Quitete (*in memoriam*) que hoje, no paraíso, celebra comigo radiante a conclusão de mais uma etapa.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE CONES DE ÁGUA EM RESERVATÓRIOS DE  
GÁS COM AQUÍFERO DE FUNDO ATUANTE UTILIZANDO SIMULAÇÃO  
NUMÉRICA EM MALHA RADIAL

Matheus Alves Poubel

Março/2013

Orientador: Paulo Couto

Co-orientador: Richard Douglas Ribeiro Moreira

Curso: Engenharia de Petróleo

A formação de cones de água em reservatórios de gás que possuem aquífero de fundo atuante é um fenômeno que pouco foi estudado e que vem atormentando a indústria petrolífera há décadas, pois pode levar ao abandono completo dos poços devido aos altos custos para se lidar com a produção de água associada, acarretando sérios prejuízos para o projeto. Este trabalho apresenta os fatores dinâmicos que levam à conificação de gás, discute as particularidades das tentativas de solução apresentadas por diversos autores e investiga as principais variáveis envolvidas no processo sob a ótica do fator de recuperação final. Um sistemático estudo de casos envolvendo essas variáveis, simulados em *softwares* de alta performance em malha radial, mostra que a permeabilidade horizontal e a espessura *net-pay* são as variáveis que mais influenciam o fator de recuperação final, enquanto que a vazão de produção inicial de gás e a razão de permeabilidades vertical e horizontal refletem em pouca sensibilidade para o mesmo.

*Palavras-chave:* Cones de Água, Reservatório de Gás, Modelo Radial, Aquífero de Fundo, Fator de Recuperação Final

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

WATER CONING ANALYSIS ON GAS PRODUCER WELLS IN BOTTOM-  
WATER DRIVE RESERVOIRS WITH RADIAL FLOW SIMULATION

Matheus Alves Poubel

March/2013

Advisor: Paulo Couto

Co-advisor: Richard Douglas Ribeiro Moreira

Course: Petroleum Engineering

Water coning in gas reservoirs under bottom-water-drive mechanism is a phenomenon that contains scanty information in the literature and that has been tormenting the petroleum industry over decades. It can lead to the complete abandonment of the wells due to the high costs required to deal with the associated water production. This work presents the dynamic factors which cause the gas to cone, discusses the particularities of the mitigation solutions experienced by a number of authors and investigates the main variables involved in the process from the perspective of the ultimate recovery factor. A systematic case study involving these variables, simulated in a high-performance software using radial grid reveals that the horizontal permeability and the *net-pay* are the most important variables influencing the recovery factor, whilst the initial gas production rate and the vertical to horizontal permeability ratio reflect little sensibility on it.

*Keywords:* Water Coning, Gas Reservoirs, Radial Model, Bottom Aquifer, Ultimate Recovery Factor.

# Sumário

---

Sumário.....	viii	
Lista de Figuras .....	x	
Lista de Tabelas .....	xi	
Lista de Siglas.....	xii	
Lista de Símbolos .....	xiii	
1	Introdução .....	1
1.1	Motivação .....	3
1.2	Objetivos.....	4
2	Revisão Bibliográfica .....	5
2.1	O Fenômeno da Conificação de Água .....	5
2.1.1	Reservatórios de Gás <i>versus</i> Reservatórios de Óleo .....	9
2.1.2	Solução Analítica.....	10
2.1.3	Solução Numérica.....	12
2.1.4	Mitigando a Formação de Cones de Água.....	14
2.2	Simulação Numérica Computacional .....	19
2.3	Consideração Finais.....	21
3	Estudos de caso.....	22
3.1	Descrição do Modelo.....	22
3.1.1	Propriedades do <i>Grid</i> .....	24
3.1.2	Propriedades dos Fluidos e das Rochas .....	25
3.2	Cenários de Simulação .....	27
3.2.1	Variando a Vazão de Produção Inicial de Gás .....	28
3.2.2	Variando a Espessura do <i>Net-Pay</i> .....	28
3.2.3	Variando a Permeabilidade Horizontal.....	28



3.2.4	Variando a Razão entre as Permeabilidades Vertical e Horizontal .....	29
3.3	Solução Computacional .....	29
3.4	Considerações Finais .....	32
4	Discussão dos Resultados .....	33
4.1	Sensibilidade à Vazão de Produção Inicial de Gás.....	33
4.2	Sensibilidade à Espessura <i>Net-Pay</i> .....	37
4.3	Sensibilidade à Permeabilidade Horizontal .....	40
4.4	Sensibilidade à Razão de Permeabilidades Horizontal e Vertical .....	44
4.5	Considerações Finais .....	46
5	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros .....	47
6	Referências Bibliográficas.....	49
	APÊNDICE .....	57

# Lista de Figuras

---

Figura 1 – Destino dos 67MMm <sup>3</sup> /d de Gás Produzidos em 2011 no Brasil (ANP. 2012)	2
Figura 2 - Ilustração do fenômeno da Conificação de Água (Modificado de Schlumberger <i>OilField Glossary</i> , 2013)	5
Figura 3 – Descrição do Modelo Físico	23
Figura 4 – Modelo Computacional (FloVIZ – ECLIPSE)	24
Figura 5 – Curva de Permeabilidade Relativa	25
Figura 6 – Janela de Visualização do Modelo Radial pelo FloVIZ	30
Figura 7 – Modelo do Reservatório em Corte Transversal Antes da Simulação	31
Figura 8 – Modelo do Reservatório em Corte Transversal Após a Simulação	31
Figura 9 – Vazão de Produção de Gás <i>versus</i> Produção Acumulada de Gás	34
Figura 10 – Razão Água-Gás <i>versus</i> Fator de Recuperação	35
Figura 11 – Fator de Recuperação <i>versus</i> Tempo	36
Figura 12 – Estudo com Vazão Mínima Econômica	37
Figura 13 – Fator de Recuperação <i>versus</i> <i>Net-Pay</i>	38
Figura 14 – Fator de Recuperação <i>versus</i> Vazão de Produção de Gás para Diversos <i>Net-Pays</i>	39
Figura 15 – Fator de Recuperação <i>versus</i> Tempo (Todos os Casos)	39
Figura 16 – Vazão de Gás <i>versus</i> Tempo para Diferentes Permeabilidades Horizontais	41
Figura 17 – Produção de Gás, Água e Pressão <i>versus</i> Tempo – $k_h = 10\text{mD}$	41
Figura 18 - Produção de Gás, Água e Pressão <i>versus</i> Tempo – $k_h = 50\text{mD}$	42
Figura 19 - Produção de Gás, Água e Pressão <i>versus</i> Tempo – $k_h = 200\text{mD}$	42
Figura 20 - Produção de Gás, Água e Pressão <i>versus</i> Tempo – $k_h = 500\text{mD}$	43
Figura 21 – Fator de Recuperação <i>versus</i> Tempo Variando a Permeabilidade Horizontal	44
Figura 22 – Fator de Recuperação <i>versus</i> Tempo para Diferentes $k_v/k_h$	45
Figura 23 – Razão Água-Gás <i>versus</i> Fator de Recuperação para Diversos $k_v/k_h$	46

# Lista de Tabelas

---

Tabela 1 – Distribuição das Células na Direção Radial (r). .....	24
Tabela 2 – Dados de Permeabilidade Relativa e Capilaridade para o Sistema Gás-Água .....	26
Tabela 3 – Propriedades PVT do Gás.....	26
Tabela 4 – Propriedades PVT da Água do Aquífero referenciadas a 160bar.....	26
Tabela 5 – Massa Específica dos Fluidos do Sistema .....	27
Tabela 6 – Distribuição dos Casos Variando a Vazão de Produção Inicial de Gás .....	28
Tabela 7 – Distribuição dos Casos Variando o <i>Net-Pay</i> .....	28
Tabela 8 – Distribuição dos Casos Variando a Permeabilidade Horizontal.....	29
Tabela 9 – Distribuição dos Casos Variando a Razão de Permeabilidades Vertical e Horizontal .....	29

# Lista de Siglas

---

ADIP – *Alternating-Direction Implicit Method* (Método Implícito de Direção Alternada)

AIE – Agência Internacional de Energia

BHP – *Bottomhole Pressure* (Pressão de Fundo de Poço)

DWDF – *Downhole Water Dump Flood*

DWL – *Downhole Water Loop*

DWS – *Downhole Water Sink*

GWC – *Gas-Water Contact* (Contato Gás-Água)

IMPES – *Implicit Pressure Explicit Saturation* (Pressão Implícita e Saturação Explícita)

OWC – *Oil-Water Contact* (Contato Óleo-Água)

PVT – Pressão-Volume-Temperatura

VGIP – Volume de Gás Inicialmente *in Place*

WC – *Water Cut* (Corte de Água)

WGR – *Water Gas Ratio* (Razão Água-Gás)

WOR – *Water Oil Ratio* (Razão Água-Óleo)

# Lista de Símbolos

---

$B_g$  – Fator Volume-Formação do Gás

$B_w$  – Fator Volume-Formação da Água

$P_c$  – Pressão Capilar

$Q_{gi}$  – Vazão de Gás Inicial

$S_g$  – Saturação de Gás

$S_{gi}$  – Saturação Inicial de Gás

$S_w$  – Saturação de Água

$S_{wi}$  – Saturação Inicial de Água

$c_w$  – Compressibilidade da Água

$k_h$  – Permeabilidade Horizontal

$k_r$  – Permeabilidade na Direção Radial

$k_{rg}$  – Permeabilidade Relativa ao Gás

$k_{rw}$  – Permeabilidade Relativa à Água

$k_z$  – Permeabilidade na Direção Vertical

$k_\theta$  – Permeabilidade na Direção Azimutal

$\mu_g$  – Viscosidade do Gás

$\mu_w$  – Viscosidade da Água

$\rho_g$  – Massa Específica do Gás

$\rho_w$  – Massa Específica da Água

$h$  – Espessura da Formação Contendo Gás

# 1 INTRODUÇÃO

Segundo dados da Agência Internacional de Energia (AIE), o gás natural ultrapassou o carvão mineral na segunda colocação como fonte de energia no início do século XXI, representando, atualmente, aproximadamente 22% da matriz de demanda energética mundial. Na primeira colocação, encontra-se o óleo, que representa a fonte primária de energia, responsável por 33% (DOE/EIA, 2011).

Espera-se um crescimento na demanda em várias partes do mundo, mas especialmente nos países que não fazem parte da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) na região da Ásia-Pacífico, onde se prevê que a demanda por gás natural seja triplicada nos próximos 30 anos. O Oriente Médio também apresenta grande crescimento, enquanto a demanda da Rússia/Cáspio enfraquece.

O gás natural é um combustível versátil que pode ser usado com vários propósitos, fazendo com que os fatores que influenciam o aumento de demanda por região sejam dos mais diversos. Na América do Norte, representa uma alternativa competitiva ao carvão na geração de eletricidade, especialmente em face de políticas que impõem custos em combustíveis de alto teor de carbono. Além disso, avanços na produção de gás não convencional devem manter o fornecimento doméstico abastecido.

Segundo previsão da ExxonMobil “*The Outlook for Energy: A view to 2040*” (2012), na China, a demanda por gás será dividida entre o setor industrial e o residencial/comercial, no qual as linhas de fornecimento estão sendo expandidas rapidamente frente à alta competitividade do gás em relação ao gás liquefeito de petróleo (GLP). Na Índia, aproximadamente metade do crescimento na demanda por gás virá do setor industrial e no Oriente Médio a demanda está sendo guiada pela necessidade de geração de energia elétrica e pela expansão do setor industrial. Nos Estados Unidos e na Europa, a produção via métodos convencionais está declinando. Porém, os norte-americanos estão apostando nos recursos não convencionais encontrados em folhelhos e outras formações rochosas até então consideradas não econômicas. Isso se deve ao fato de avanços tecnológicos (perfuração horizontal, fraturamento hidráulico) que viabilizaram o acesso a esse tipo de recurso.

A produção de gás natural no Brasil em junho de 2012 foi a maior registrada no país, sendo produzidos cerca de 72 milhões de metros cúbicos por dia (MMm<sup>3</sup>/d). Em 2011, a produção média (**Figura 1**) foi de 67 MMm<sup>3</sup>/d dos quais 61% foram disponibilizados para consumo no mercado interno, 17% foram injetados, 15% foram utilizados internamente na indústria e os 7% restantes foram queimados (ANP, 2012). O volume médio de gás natural importado correspondeu a cerca de 27,61 MMm<sup>3</sup>/d (MME, 2011).

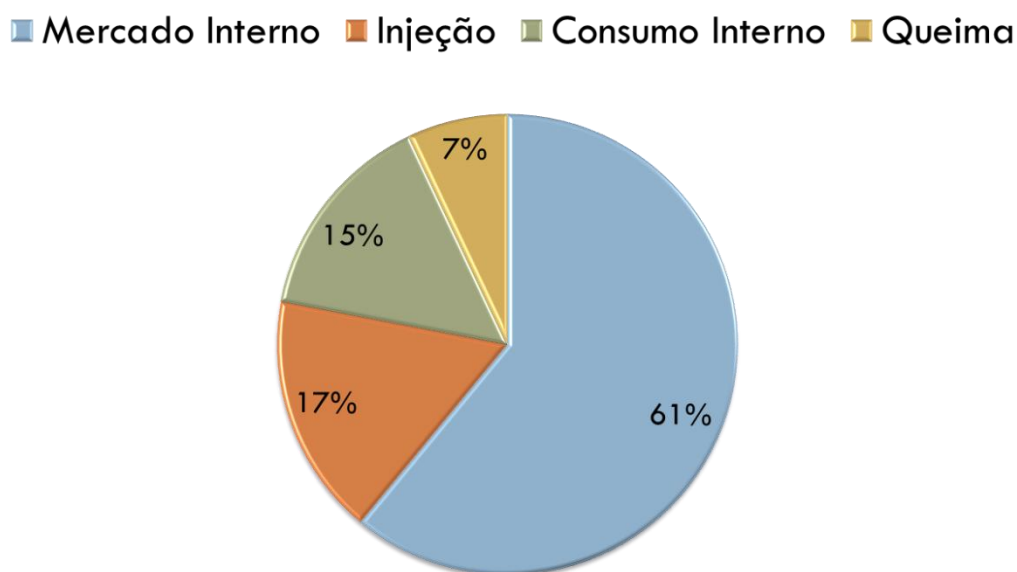


Figura 1 – Destino dos 67MMm<sup>3</sup>/d de Gás Produzidos em 2011 no Brasil (ANP, 2012)

As recentes descobertas de gás natural no país, especialmente na bacia de Santos e do Espírito Santo, tornam otimistas as perspectivas de produção. Segundo Vieira (2006), a reserva provada de gás na região sudeste é de cerca de 306 bilhões de m<sup>3</sup>. Existe a perspectiva de que as novas reservas sejam ainda maiores na região do pré-sal. Os dados da Resenha Energética Brasileira (MME, 2011) mostram um aumento de 19,5% no uso do gás natural no Brasil em 2010. Também é registrada uma evolução de 15,4% nas reservas provadas no mesmo período. Assim, com um contínuo crescimento da demanda, torna-se necessário buscar soluções para o incremento da oferta dessa fonte no Brasil.

Sabemos que o gás contido na região do pré-sal possui desafios tecnológicos para ser explorado, uma vez que está armazenado em reservatórios *offshore* em regiões

de águas ultra profundas, sob uma extensa camada de sal, podendo conter contaminantes nocivos à saúde, como o H<sub>2</sub>S e o mercúrio. Ademais, a logística de transporte de gás natural é complexa, pois exige a construção de gasodutos ou plantas de liquefação que podem representar um grande custo face ao baixo valor da *commodity*.

O desenvolvimento de cones de água, fenômeno conhecido como conificação de água, em formações portadoras de gás com aquífero de fundo atuante, representa um sério problema operacional. No Oriente Médio, alguns dos maiores reservatórios de petróleo apresentam esse problema. Para se operar um campo que está sob esse efeito podem-se ser empregadas um grande número de estratégias, variando desde a limitação da produção até a produção em vazão máxima, possivelmente com controle do intervalo produtor.

Sabe-se que as medidas de controle da formação de cones são de eficácia bem limitada, sob a ótica prática. A produção a vazões muito elevadas – com concomitante produção de água também muito elevada – pode ser problemática para os reservatórios do Oriente Médio, que possuem uma água conata muito salina.

A simulação da conificação de água ou de gás é possível em uma base de único poço, tendo a sua modelagem feita com sucesso. Contudo, não é prático ainda simular essa conificação tendo como referência o campo como um todo.

## **1.1 Motivação**

Dada a importância que o gás natural vem demonstrando nos últimos anos como fonte energética, e as perspectivas de crescimento mundial da demanda para essa fonte de energia, mister se faz buscar obter soluções para os principais fatores que afetam a sua recuperação. O que motiva, pois, este estudo, é a ampliação do conhecimento sobre o fenômeno da conificação de água em reservatórios de gás, uma vez que o gás natural evidencia uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa, visando ao melhor entendimento deste recurso que poderá ser essencial para o desenvolvimento sustentável do país.



## 1.2 Objetivos

A conificação de água em poços produtores de gás localizados em reservatórios com aquífero de fundo atuante é um tema que pouco foi estudado, evidenciando poucos tratamentos na literatura. Dois artigos tratam de formações espessas (>100ft) e um reporta intervalos produtores que são caracterizados por espessuras de *gas-pay* variando entre 20 a 124ft. Presume-se que tais limitadas investigações derivam de considerações econômicas quando os comparamos aos poços de óleo para os quais numerosos artigos foram publicados.

É importante, pois, considerar que, embora a literatura apresente escassa informação sobre a conificação em poços de gás, muita informação importante pode ser aprendida ao se estudar o comportamento da formação de cones em poços de óleo. Devido às similaridades entre um poço com alta mobilidade de óleo e um poço de gás típico, podemos esperar tendências similares na evolução da conificação. Assim, considerou-se conveniente explorar a literatura em busca de informações sobre o problema da conificação em poços de óleo.

O objetivo principal deste trabalho é apresentar o fenômeno da conificação de água em reservatórios de gás com aquífero de fundo atuante, reunindo informações sobre o que já foi estudado sobre as mais diversas variáveis que podem influenciar ou não nesse problema.

Quando esse fenômeno começou a ser estudado, a falta de ferramentas computacionais de alta performance inviabilizou a evolução das análises para modelos mais complexos. Assim, em particular, objetivava-se mostrar, por meio de simulação numérica computacional em *software* comercial de alta tecnologia, a evolução do cone de água em um *grid* radial no modelo de poço único, que leva a sérios prejuízos na produção. Estudos de caso mostrando tentativas de soluções para a minimização dos danos serão apresentados na revisão bibliográfica.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 O Fenômeno da Conificação de Água

Conificação de água se refere à configuração da interface óleo-água ou gás-água onde uma espessa camada de óleo/gás está sobreposta a uma zona saturada de água e a zona de óleo/gás é parcialmente penetrada por um poço (**Figura 2**). À medida que a produção de óleo/gás vai progredindo, os gradientes potenciais de pressão induzidos fazem com que o contato óleo-água – OWC – (ou gás-água – GWC) vá subindo. A partir de certo ponto, a água atinge a zona canhoneada, sendo produzida juntamente com o óleo/gás. A partir daí, a produção de água aumenta substancialmente, com o corte de água – *water-cut* (WC) – crescendo cada vez mais. Após um período suficientemente longo de produção, o corte de água tende a se estabilizar, se as condições de fronteira permanecerem constantes.

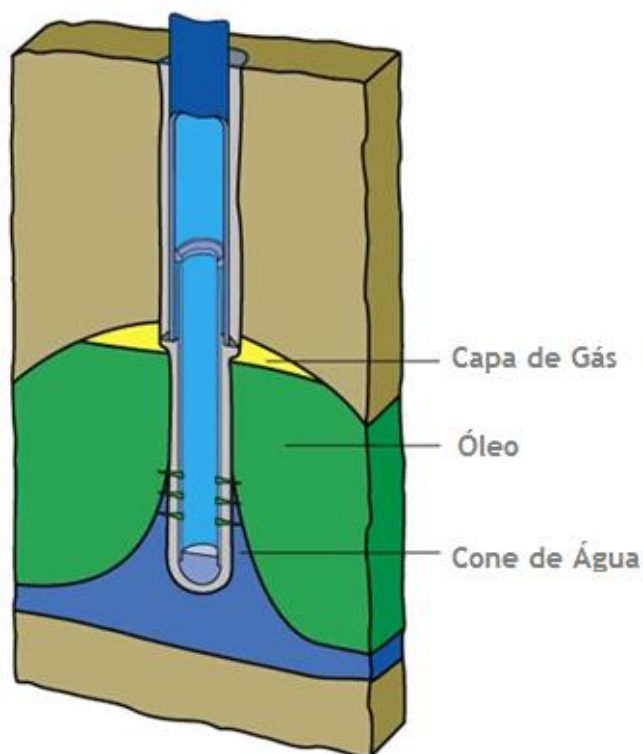


Figura 2 - Ilustração do fenômeno da Conificação de Água (Modificado de Schlumberger *OilField Glossary*, 2013)

O problema de conificação de água é, por consequência, altamente complexo e uma solução analítica não é muito conveniente. O problema, como descrito, pode ser resolvido numericamente, ao menos para um modelo de poço único. Para Alikhan *et al.* (1985), soluções para campos complexos já foram analisadas, mas resultados satisfatórios dependem ainda da próxima geração de computadores.

A estratégia de depleção de um reservatório de gás sustentado por um aquífero ativo requer um cuidadoso processo de planejamento. A vazão de produção e o intervalo completado parecem ser os fatores principais a serem considerados numa depleção devido à potencial conificação de água que pode afetar a recuperação final. Contudo, segundo Kabir (1983), esse dois fatores não são importantes do ponto de vista da recuperação final.

Os propósitos iniciais da investigação de Kabir (1983) eram desenvolver uma solução analítica para o problema de conificação e prover diretrizes para se desenvolver uma estratégia de depleção em reservatórios pouco espessos (<60ft). Um estudo sistemático das variáveis indicou que a permeabilidade e o *net-pay* eram as variáveis mais importantes que governavam esse fenômeno. Outras variáveis, como a taxa de penetração, razão de permeabilidade horizontal/vertical, espaçamento do poço, vazão de produção e barreiras de folhelhos impermeáveis demonstraram pouca influência tanto no comportamento da razão água-gás – *water-gas ratio* (WGR) – quanto na recuperação final.

Soluções analíticas genéricas que são desenvolvidas de forma gráfica, usando simuladores numéricos de conificação, permitem uma variedade de cálculos. Esses cálculos incluem uma previsão do comportamento do poço com e sem um histórico de produção, determinando uma vazão de produção econômica, gerando um perfil de produção e estimando o tempo de *breakthrough*. O tempo de *breakthrough*, que ainda não possui uma tradução definida na língua portuguesa, sendo utilizado como tal na indústria, pode ser definido no contexto da conificação de água como o tempo necessário, a partir do início de produção, para que a água atinja a zona completada, sendo produzida conjuntamente com o gás. As curvas-tipo podem, também, ser usadas como ferramenta de diagnóstico para identificar possíveis problemas de completação.

Como a conificação pode afetar o fator de recuperação final de gás, um operador é frequentemente confrontado com o dilema de determinar o intervalo de completação

do poço e a sua vazão de produção. Uma baixa vazão de produção, abaixo da vazão crítica de conificação, produziria gás livre de água por um longo período de tempo, enquanto uma alta vazão de produção poderia reduzir consideravelmente a vida efetiva produtiva do poço; contudo, este caso poderia ser economicamente atrativo.

Muskat e Wyckoff (1935) mostraram que a vazão crítica de conificação é uma forte função da taxa de penetração e da espessura da formação para reservatórios com sistema óleo-água. Consequentemente, a estratégia de completação dependeria muito da vontade de se produzir gás livre de água. Contudo, a recuperação final não é sensível à taxa de penetração, como se acreditava, resultado que foi mostrado muitos anos mais tarde por Kabir (1983).

Iniciativas de Muskat e Wyckoff (1935) e Arthur (1944) apresentaram modelos analíticos simplificados para formações homogêneas. Eles desenvolveram soluções gráficas para vazões críticas de conificação para várias espessuras de formação, taxas de penetração e propriedades de reservatórios e fluidos. Intuitivamente, esses modelos simplificados deveriam ter limitada aplicabilidade. Contudo, Trimble e DeRose (1977) reportaram sucesso na aplicação desses modelos em casos de campo.

Modelos análogos não repercutiram tanto na predição do comportamento da conificação; por exemplo, o cálculo das vazões críticas de conificação seguindo a correlação de Chierici *et al.* (1966) derivada de um modelo potenciométrico não pode ajudar na previsão da estratégia de produção nem da performance futura. Frequentemente, as vazões de produção calculadas eram muito pequenas para serem comercialmente significativas.

Aziz e Flores (1974) demonstraram que as correlações para a conificação de Bournazel-Jeanson (1971) e Sobocinski-Cornelius (1965) não são ferramentas confiáveis para prever o tempo de *breakthrough* de óleo. Eles basearam as suas conclusões nos resultados do seu modelo numérico. As limitações inerentes das diversas correlações levaram ao desenvolvimento e uso de um simulador numérico. Tal simulador é capaz de lidar com variação espacial das propriedades do reservatório, permitindo transcender as limitações dos modelos analíticos e análogos iniciais.

Vários autores examinaram a sensibilidade a um grande número de variáveis-chave. Entre as variáveis estudadas, a espessura da zona de óleo e a permeabilidade

horizontal tiveram o efeito mais dominante na função de resposta – razão água-óleo (WOR). A viscosidade do óleo ditou tanto o fator de recuperação final como a razão água-óleo de produção. Embora o fator de recuperação final de óleo tenha sido relativamente insensível à variação em outras variáveis para uma dada viscosidade de óleo, a razão água-óleo economicamente limitante diminui com o aumento do *net pay* e da permeabilidade horizontal. A taxa de penetração, uma razão entre o intervalo canhoneado e o *net pay*, teve pouco efeito na razão água-óleo.

Miller e Rogers (1973) notaram que o aumento na taxa de penetração numa favorável situação de razão de mobilidade causaria um aumento cada vez maior na vazão de produção total de fluidos, com um menor aumento na razão água-óleo. A observação anterior foi adicionalmente substanciada pelo trabalho de Blades e Stright (1975). Contudo, Byrne e Morse (1973) reportaram alguma sensibilidade do WOR com o aumento da taxa de penetração no início da vida do poço. Para Kabir (1983), essa discrepância reportada é, primariamente, devida à baixa taxa de retirada de fluido usada naquele trabalho, abaixo da vazão crítica. Qualquer vazão acima do valor crítico faz a sensibilidade à vazão desaparecer.

Outras variáveis, como o espaçamento do poço, razão de permeabilidade horizontal/vertical, espessura do aquífero e variações no formato das curvas de permeabilidade relativa mostraram pouca influência tanto na WOR quanto na recuperação final. Tendências similares quanto à sensibilidade a essas variáveis ou falta de sensibilidade a elas foram reportadas por Addington (1981) quando ele estudou o comportamento da conificação de gás num reservatório de óleo.

A necessidade de uma ferramenta analítica de previsão se tornou cada vez mais aparente depois que uma série de estudos identificou as variáveis importantes no controle da performance do cone de água. Blades e Stright (1975) são os primeiros a apresentar os seus resultados na forma de curvas-tipo para o estudo de poços em diferentes reservatórios de óleo.

Chambers *et al.* (1980) estudaram um grande reservatório de óleo, desenvolvendo curvas-tipo representando anisotropia regional. A característica mais significativa dessas curvas-tipo é a insensibilidade à vazão. Essa característica permite fazer o ajuste ao histórico de desempenho da variável vazão. Após a obtenção de um ajuste, a curva de ajuste é extrapolada para predizer a futura performance até um limite

econômico de WOR. Esses trabalhos claramente demonstraram o uso de uma curva-tipo para o estudo do comportamento da conificação de água em reservatório com aquífero de fundo atuante.

O conceito de curva-tipo não é novo, porém. A análise de curvas de declínio (Fetkovich, 1980) é outra área de engenharia de reservatórios onde as curvas-tipo são utilizadas. Mas os casos mais significativos de uso são encontrados em análise de transiente de pressão. Soluções analíticas foram apresentadas em forma de curvas-tipo para o estudo de testes de interferência de pressão, estocagem e vários tipos de poços fraturados. Essas curvas fornecem as propriedades da fratura ou da formação desejadas. Por consequência, o uso das curvas-tipo está se tornando cada vez mais popular em vários campos da engenharia de reservatórios.

### **2.1.1 Reservatórios de Gás *versus* Reservatórios de Óleo**

A formação de cones de água em poços produtores de gás é compreendida como um fenômeno similar aquele em poços produtores de óleo. Relativamente aos poços de óleo, poucos estudos reportaram as características da formação de cone de água em poços de gás.

Muskat (1935) acreditava que o mecanismo físico de conificação de água em poços de gás era idêntico ao de poços de óleo; além disso, ele disse que a conificação de água apresentaria menos problemas em poços produzindo da zona de gás do que aqueles produtores de óleo.

Trimble e DeRose (1976) apoiaram a teoria de Muskat (1935) com dados de conificação de água e simulação para o campo de gás de TodHunters Lake. Eles calcularam a produção de gás livre de água usando o modelo de Muskat-Wyckoff (1935) para poços de óleo em conjunção com o gráfico apresentado por Arthur (1944) para conificação em arenitos homogêneos portadores de óleo. Os resultados foram comparados com um estudo de campo usando um simulador numérico comercial, mostrando que as vazões calculadas com a teoria de Muskat-Wyckoff (1935) foram de 70% a 80% daquelas calculadas com o modelo de conificação por um período de um ano.

McMullan e Bassioni (2000) acreditavam que o cone de água se comporta diferentemente em poços de gás em comparação aos poços de óleo. Usando um simulador comercial numérico, eles conseguiram resultados similares a Kabir (1983) para a insensibilidade do fator de recuperação final com a variação do intervalo canhoneado e a vazão de produção. Eles demonstraram que um poço num reservatório de gás que possui aquífero de fundo atuante produziria com menor razão gás-água até que quase todo o seu intervalo completado fosse tomado por água.

De acordo com os estudos de Armenta e Wojtanowicz (2002), a conificação de água em poços de gás é fisicamente diferente da que ocorre em poços de óleo. O cone de água não tende a inundar o intervalo completado do poço, conseqüentemente levando uma seção mais larga do intervalo canhoneado aberta ao influxo de gás.

Eles concluíram, também, que os poços de gás são mais sensíveis à produção de água do que os poços de óleo quando a pressão do reservatório é menor que o gradiente normal; a altas pressões de reservatório, para haver mais gás recuperado pelo abaixamento da pressão do reservatório usando a técnica de coprodução de água (*out running*), há uma necessidade de controle de influxo de água para o poço para manter a sua produtividade.

Finalmente, perceberam que a distribuição do efeito de *skin* ao redor do poço compreendendo dano de permeabilidade, efeitos de escoamento não-Darcy e densidade de canhoneados fazem que a conificação de água em poços de gás resultem num *breakthrough* mais cedo e em elevados valores de razão água-gás.

### **2.1.2 Solução Analítica**

Vários autores buscaram soluções para o problema de conificação de água em estado estacionário (conificação de gás é similar à de água, exceto que o cone é invertido). A primeira dessas soluções foi apresentada por Muskat (1935). O tratamento feito por Muskat, assim como o de vários autores que o seguiram foi baseado na premissa de que uma condição de equilíbrio estático é atingida, com o óleo fluindo para dentro do poço sem água. Conseqüentemente, se a queda de pressão em qualquer ponto que esteja abaixo da pressão do reservatório em uma mesma profundidade se iguala à frente de pressão hidrostática, a coluna de água subindo até aquele ponto estará em

equilíbrio estático. O cone de água conseqüentemente formado não estará estabilizado sob todas as condições de fluxo na zona de óleo e haverá uma altura máxima do cone onde o gradiente de pressão na zona de óleo é exatamente igual à força diferencial gravitacional oposta atuando na água. Qualquer mínimo aumento na altura do cone de água acima desse ponto resultará no fluxo de água para dentro do poço. O tratamento analítico, portanto, buscou desenvolver expressões para a maior vazão de produção para a qual o cone é estável.

Arthur (1944) desenvolveu uma série de gráficos para resolver o problema da conificação de água e de gás, baseando-se no tratamento de Muskat (1935). Ele mostrou que a distância do poço até a interface estática dos dois fluidos é muito importante, com a conificação acontecendo com o decréscimo de pequenos *drawdowns* (resultado da diferença entre a pressão estática e a pressão de fluxo) à medida que a distância entre o poço e o fluido da conificação decresce. Como também foi notado por Muskat (1935), percebeu-se que a conificação é altamente restringida por pequenas camadas de relativa baixa permeabilidade diretamente abaixo do fundo do poço, uma vez que elas distorcem muito os gradientes potenciais nos arenitos.

Kidder (1956) apresentou matematicamente uma solução exata para o problema bidimensional com condições de contorno livres para dois fluidos imiscíveis. A solução é estritamente aplicável à conificação de água em arenitos pouco espessos, resultando no cálculo da máxima vazão de produção livre de água.

Um grande número de autores russos forneceram soluções analíticas para várias formulações do problema de conificação: Korolev (1976) para formações heterogêneas; Telkov (1971) variando a espessura da zona de óleo; Dzhafarov (1977) para formações inclinadas; e Shulga (1959) para cones de água e de gás. As soluções de Shulga (1959) estenderam as formulações fechadas de Meyer e Garder (1954) que eram baseadas na premissa de que se um fluido está escoando, os outros eram estacionários. Sames (1975) fornece soluções simples para reservatórios de gás para se calcular a produção de gás sob conificação.

Van Lookeren (1965) desenvolveu expressões para a vazão de produção de óleo e água para o caso de uma camada de óleo entre a capa de gás e o aquífero de fundo. Ele mostrou que a produção de óleo poderia ser melhorada se os poços fossem completados abaixo do contato óleo-água, em vez de somente em frente à zona de óleo.



Creusot (1976) fez uma generalização das equações para duas fases desenvolvidas por Chappellear e Hirasaki (1975) para o problema de três fases, que permite o cálculo das vazões máximas, bem como das vazões para o estado estacionário após o *breakthrough*.

Colonna, Iffly e Millet (1969) apresentaram um tratamento detalhado do problema de conificação de água em reservatórios de gás. A equação para a vazão máxima de produção livre de água foi validada por um modelo elétrico análogo.

Trabalhos mais recentes, Gottardi e Vitali (1983) apresentaram uma abordagem simples à teoria de Muskat (1935) para a conificação de água, bem como para o cálculo da eficiência de deslocamento para um variado número de geometrias (espaçamento de poços e penetração).

### 2.1.3 Solução Numérica

Problemas de formação de cone de gás e de água pertencem à classe geral de problemas de fluxo multifásico. Simuladores numéricos (*black-oil*) do tipo IMPES (*Implicit Pressure, Explicit Saturation* – Pressão Implícita, Saturação Explícita), amplamente utilizados para problemas gerais de reservatórios são insatisfatórios para a simulação da conificação. Isso se deve principalmente à pequena dimensão dos blocos imediatamente ao redor da parede do poço (para um modelo r-z), gerando resultados de que a taxa de transferência de fluido de um bloco a outro após um *time-step* pode ser bem maior que o volume poroso do bloco.

Welge e Weber (1964) reconheceram esse problema. Eles usaram uma abordagem IMPES com o método ADIP (*Alternating-Direction Implicit Method*) e transmissibilidades explícitas. Seguindo o *breakthrough* do cone, eles controlaram a instabilidade da solução: i) limitando o *time-step* de forma que a variação máxima da saturação fosse de 0.01 a 0.1 e ii) combinando os blocos próximos à parede do poço sempre que eles apresentassem saturações similares.

Melhorias na simulação da conificação vieram com os trabalhos de Spivak e Coats (1970) que trataram os termos de produção implicitamente, e com MacDonald e Coats (1970) que, adicionalmente, tornaram as transmissibilidades implícitas. No último

trabalho, em um exemplo, as transmissibilidades eram mantidas quase que no mesmo nível temporal, enquanto em outro caso, elas eram linearizadas por uma expansão de Taylor. A última versão requeria quase a mesma capacidade computacional que o método IMPES, mas poderia usar um *time-step* 16 vezes maior. O modelo completamente implícito requeria três vezes mais capacidade de processamento, mas se poderia usar um *time-step* 200 vezes maior. Este modelo era particularmente eficiente onde as pressões capilares eram altas.

Letskeman e Ridings (1970) também propuseram um simulador de conificação baseado em transmissibilidades implícitas e em uma técnica de linearização simples. Nenhuma das técnicas mencionadas anteriormente retém as transmissibilidades e os termos de produção estritamente no novo nível temporal.

Sonier, Besset e Ombret (1973) formularam um simulador totalmente implícito, que chegou a se mostrar bem estável. Em anos mais recentes, Ko, Aziz e Settari (1980) propuseram uma abordagem sequencial de solução, enquanto Trimble e MacDonald (1981) mostraram um modelo empregando fortes relações entre as equações com tratamento completamente implícito da transmissibilidade e dos termos de produção. Bashbush (1975) mostra comparações entre uma variedade de técnicas de simulação de cones de gás e de água.

Settari e Aziz (1974) fizeram um avanço significativo na simulação da conificação ao apresentar um método para calcular a interação precisa entre o reservatório e a parede do poço utilizando um *grid* com malha centrada. Abernethy (1980) usou o método de imagens para calcular o tempo de conificação.

Segundo Alikhan (1985) as aproximações numéricas acima descritas são limitadas ao tratamento de um único poço. Sendo necessário simular vários poços em um reservatório, seria necessário utilizar um *grid* curvilíneo para anexar o *grid* radial na vizinhança de um poço dentro de um *grid* retangular em outro lugar.

Akbar *et al.* (1972) e Mrosovsky e Ridings (1975) propuseram métodos aproximados para a indexação de um *grid* radial ao redor do poço com um *grid* retangular. Um tratamento desse problema poderia requerer um *grid* curvilíneo (ou tratamento por diferenças finitas), com um grande aumento no tempo computacional.

Contudo, a literatura mostra que a utilização desses métodos na solução de problemas é duvidosa.

Chapelear e Hirasaki (1976) desenvolveram um modelo analítico e o incorporaram num simulador areal. O modelo assumia equilíbrio vertical e fluxo segregado.

Outra abordagem da simulação da conificação é através de pseudofunções, como mostram Woods e Khurana (1977). Nesse caso, pseudocurvas de pressão capilar e permeabilidade relativa foram usadas em simuladores convencionais.

#### 2.1.4 Mitigando a Formação de Cones de Água

O problema da conificação de água tem atormentado a indústria petrolífera por décadas. Tanto poços de gás quanto de óleo são atingidos por esse fenômeno que, em quase todos os casos, resulta no fechamento do poço, com grande perda de receitas. Esse problema acontece em todo o mundo e os engenheiros sabem da complexidade de sua solução. (Thomas *et al.*, 2002)

Normalmente, os reservatórios petrolíferos apresentam um aquífero abaixo da zona de hidrocarbonetos. Se o aquífero é extenso o suficiente, ele pode atuar como uma fronteira inferior de pressão constante. Nesses casos, essa condição de fronteira constitui um aquífero infinito, o que resulta num excelente suporte para a produção, já que todo o vazio induzido pela produção é substituído por água.

Apesar de todo o benefício de um aquífero atuante, se a frente de água se torna dominante e preenche a região próxima à parede do poço formando um cone, cujo mecanismo físico de formação foi detalhado anteriormente, a produção de hidrocarbonetos é prejudicada e, em alguns casos, o poço pode deixar de ser econômico.

Vários autores investigaram o mecanismo e buscaram soluções para minimizar os efeitos prejudiciais da conificação de água, calculando vazões críticas, prevendo o tempo de *breakthrough* e reduzindo o *water-cut* (Muskat e Wyckoff, 1935; Elkins, 1958; Fortunati, 1962; Karp *et al.*, 1962; Smith e Pirson, 1963; Chierici *et al.*, 1964;

Romero-Juarez, 1964; Kuo *et al.*, 1983; Wojtanowicz, 1995; Gunning *et al.*, 1999; Ould-amer e Chikh, 2004; Utama, 2008).

Ficou estabelecido que cada sistema poço-reservatório exibiria uma vazão máxima de produção de óleo/gás livre de água (vazão crítica) e, para altas vazões, existiria um momento no tempo (tempo de *breakthrough*) necessário para que a água do aquífero de fundo atingisse a zona completada do poço. Após o *breakthrough*, a fase aquosa iria progressivamente dominar a produção total. Finalmente, o poço seria fechado devido à vazão não econômica de produção (Muskat e Wyckoff, 1935; Kuo e Debbriyay, 1983; Hoyland *et al.*, 1986; Chaperon, 1986; Abass e Bass, 1988; Giger, 1989; Yang e Wattenbarger, 1991, 1992; Guo e Lee, 1993; Menouar e Hakim, 1995; Ould-amer e Chikh, 2004).

Com o propósito da remoção de água produzida junto com o óleo, poucos métodos foram estudados e aplicados em campos de óleo: canhoneio distante do contato óleo-água original (Guo e Lee, 1993); produção de óleo abaixo da vazão crítica (Abass e Bass, 1988); injeção de óleo de volta para o reservatório (Smith e Pirson, 1963); injeção de polímeros ou géis para formar uma barreira entre as zonas de óleo e de água (Karp *et al.*, 1962); utilização de poços horizontais (Chaperon, 1986) e produção de óleo e água separadamente com *downhole water sink* – DWS (Wojtanowicz *et al.*, 1995; Siemek e Stopa, 2002; Ould-amer e Chikh, 2004).

Infelizmente, muitos dos métodos propostos possuíam deficiências. Pequenos canhoneios iriam implicar produção abaixo da vazão crítica – muito pouco para ser econômico. Em outro método, muito óleo deveria ser injetado de volta ao reservatório à medida que o tempo fosse passando. Quando se foram utilizados polímeros, os poços poderiam sofrer algum tipo de dano, à medida que a substância penetrasse a zona completada. Ademais, poços horizontais podem não ser uma boa solução, uma vez que eles são limitados pela tecnologia de perfuração (Chugbo *et al.*, 1989).

Smith e Pirson (1963) propuseram o controle da conificação pela injeção de outros fluidos no poço produtor, incluindo o fluido do reservatório. Essa ideia também foi analisada num artigo subsequente por Pirson e Mehta (1967). Eles investigaram, por meio de um modelo numérico, a influência de três medidas mitigativas:

- 1) Injeção de óleo do reservatório abaixo do intervalo produtor, concluindo que metade do óleo reinjetado pode reduzir a WOR por um fator de até 4 vezes – a viabilidade econômica dessa técnica pode ser aprimorada por injeção já no fundo do poço, para economizar com custos de bombeio. Eles recomendaram a reinjeção do óleo do reservatório se esta puder ocorrer sem o prévio bombeamento do óleo até a superfície;
- 2) Produção seletiva de água e óleo a partir de suas respectivas zonas numa coluna de produção completada duplamente (*dual completion string*) e
- 3) Utilização de uma massa feita de material impermeável, injetado até um raio definido, restringindo o fluxo vertical. Eles concluíram que esse material não fornecia uma remediação completa para o problema e só poderia suprimir a formação do cone por determinado tempo durante a produção.

Karp *et al.* (1962) estudaram a utilização de barreiras impermeáveis para a mitigação da formação dos cones. Eles propuseram fraturar um poço produtor e, então, injetar cimento contendo agentes propantes. A sua técnica era intimamente conectada à tecnologia de fraturamento horizontal. Eles indicaram que os reservatórios contendo óleo de alta viscosidade, pouca espessura de *net-pay* e baixa permeabilidade não eram bons candidatos para essa abordagem.

Desde a década de 1960, pouco tem sido escrito sobre o tema específico de mitigação da conificação de água, embora tenha havido várias melhorias na tecnologia de controle de água.

Devido à importância do controle de água na indústria petrolífera, muitos pesquisadores tentaram desenvolver produtos a base de polímeros e géis para serem usados nas aplicações de controle de água, porém com resultados variados. Thomas *et al.* (2002), investigaram um grande número desses produtos e compararam os seus méritos quanto a cinco características básicas: força, encolhimento, viscosidade, tempo de preparação e dependência seletiva ao se aplicar pressão diferencial.

Para uma melhor seletividade do tratamento (produtos invadindo somente a zona saturada de água), a menor pressão diferencial possível é desejada. Isso não é tão importante nas aplicações de conificação onde uma massa impermeável é usada para fixação. Um modelo numérico de duas fases, bidimensional (simetria azimutal) foi desenvolvido e utilizado para análise dos tratamentos. Esse modelo foi utilizado para ajustar os dados de campo e então foi empregado para se obter uma melhor visão dos fenômenos.

Thomas *et al.* (2002) também perceberam que o raio para o qual as velocidades axiais se aproximam menos que 5% do máximo parece ser o raio que o tratamento deveria invadir. Esse critério pode ser aproveitado para se calcular o volume de injeção. Contudo, se existem caminhos preferenciais de fluxo que não estão inclusos no modelo determinístico do cone, a resposta pode ser significativamente diferente daquela prevista.

Concluíram, também, que a ciência envolvida na mitigação da conificação por meio da utilização de massas químicas impermeáveis, pode ser análoga à manipulação dos gradientes de pressão efetivos que direcionam a água aos poços produtores. No raio externo da massa, o gradiente de pressão axial pode ser mais comparável àquele observado nos poços horizontais do que àqueles que direcionam a água para a produção em poços verticais.

Outra importante conclusão foi que a recuperação de óleo pode ser muito sensível ao tamanho do tratamento. O tempo de tratamento também é de relevada importância: tratar o poço antes da conificação recuperou duas vezes mais óleo depois de três anos do que produzindo o poço por um ano, tratando-o e então o produzindo por mais dois anos. O impacto na produção de água foi igualmente significativo e, por isso, a conclusão final foi que o uso de químicos na mitigação da conificação de água, se projetados apropriadamente, pode melhorar significativamente a performance do poço.

Zaitoun e Pichery (2001) obtiveram sucesso na aplicação de um polímero para controle de água num reservatório de gás de Saint-Clair-sur Epte, da companhia Gaz-de-France. Originalmente a produção de água vinha de uma matriz calcárea no fundo do reservatório, que favorecia a formação do cone. O tratamento consistiu na injeção de 250m<sup>3</sup> de solução de poliacrilamida abaixo do *packer* localizado no meio do intervalo aberto. Devido a problemas operacionais, nenhum ativador foi adicionado à solução

polimérica. A otimização da formulação foi feita por meio de ensaios de laboratório que mostraram que o polímero reduzia fortemente a permeabilidade relativa da água enquanto afetava muito pouco a permeabilidade relativa do gás.

Após o tratamento, o poço foi submetido a ciclos anuais de injeção e de produção de gás. Nenhum dano à produtividade/injetividade do gás foi percebido. Além disso, o nível de produção de água permaneceu alto por dois anos, possivelmente devido à produção da água utilizada na injeção do polímero. Após isso, a produção de água caiu fortemente e se manteve a níveis muito baixos desde então. O poço, que era um dos piores, se tornou um dos melhores poços do campo. O tratamento ainda é eficiente dez anos após a sua aplicação.

A tecnologia de *downhole water sink* (DWS) provou-se como um caminho efetivo para redução da conificação de água em poços verticais. Ela utiliza um poço dualmente completado na zona de água e na de óleo. Um *packer* separa as zonas canhoneadas. Pode-se produzir óleo e drenar água individualmente ao mesmo tempo. Como resultado, o óleo produzido é livre de água (Wojtanowicz et al., 1991, 1994, 1995; Gunning et al., 1999). Contudo, o bombeio de água consome muita energia devido à grande quantidade de água drenada, além disso, o descarte da salmoura é um grande problema.

Visando manter as vantagens e superar as desvantagens do DWS, um novo método de completação, chamado *downhole water loop* – DWL – foi proposto e investigado (Wojtanowicz, Xu et al., 1991, 1992; Jin e Wojtanowicz, 2008). Um poço que utiliza a tecnologia DWL produz óleo da *pay-zone*, drena e injeta a água no mesmo aquífero usando um *loop*.

Recentemente, Jin e Wojtanowicz (2008) mostraram que a eficiência do DWL depende fortemente da distância vertical entre as duas zonas completadas de água no *loop* que, por sua vez, é limitada pela espessura da zona de água. Portanto, havia uma necessidade do desenvolvimento de uma ferramenta analítica para testar a viabilidade do DWL antes de se empregarem massivos recursos financeiros e computacionais.

Assim, Wojtanowicz e Hughes (2009) criaram e testaram um modelo analítico simplificado, usando a teoria de distribuição de fluxo potencial, obtendo resultados rápidos e razoáveis. Eles perceberam que a vazão crítica de produção de óleo poderia ser aumentada consideravelmente usando um DWL, comparativamente aos poços

convencionais. Perceberam, também, que pequenos valores do espaçamento entre a zona de drenagem de água e a zona de reinjeção (D/I) rapidamente aumentavam a vazão de produção crítica de óleo. Consequentemente, o DWL poderia trabalhar até em reservatórios com pequenos aquíferos de fundo. Finalmente, concluíram que o DWL poderia aumentar a vazão de óleo e a recuperação, reduzindo o problema, deixando a água *in-situ* e mantendo o mecanismo de atuação do aquífero ao mandar a água de volta para ele.

Por fim, Buranatavansom (2011) estudou a aplicação do DWL especificamente em reservatórios de gás, chamando o seu mecanismo de *downhole water dump flood* – DWDF. De todos os resultados de seu estudo, ele concluiu que o DWDF pode reduzir a vazão de produção de água e também o custo para o sistema de tratamento/descarte da água produzida. Além disso, ele pode fornecer períodos mais longos de produção de gás, aumentando o fator de recuperação final do mesmo.

Observou-se que o DWDF possui muitos mais benefícios que o método convencional quando o intervalo de canhoneio na zona de gás é maior que 50% do total do intervalo. O tamanho do intervalo canhoneado é o principal fator que influencia na produção acumulada de gás e de água. No caso de campos de óleo, o DWDF também poderia aumentar a recuperação de óleo significativamente.

## 2.2 Simulação Numérica Computacional

Para os propósitos desse trabalho, foi necessária a escolha de um ambiente computacional adequado para executar os casos de simulação. Vários são os softwares disponíveis no mercado, cada um com suas particularidades. Pela disponibilidade, foi escolhido o Software ECLIPSE® da Schlumberger. De acordo com o manual do ECLIPSE (Schlumberger, 2010), a suíte de simulação ECLIPSE consiste de dois simuladores de alta performance distintos: ECLIPSE 100, especializado em modelo *black-oil* e ECLIPSE 300, especializado em modelagem composicional. ECLIPSE 100 é um simulador completamente implícito, que lida com três fases, três dimensões e é usado para propósitos gerais, contendo opções de gás retrógrado. O ECLIPSE 300 é um simulador que envolve equações de estado cúbicas, variação de gradiente de pressões



verticais e tratamentos para fluido *black-oil*. Ele pode ser rodado de forma completamente implícita, IMPES ou adaptadamente implícita (AIM).

O ECLIPSE usa o método completamente implícito para fornecer estabilidade ao longo de grandes *time-steps*. Cuidados são tomados para assegurar que as equações não lineares completamente implícitas sejam resolvidas precisamente pela redução dos resíduos de cálculo a tolerâncias muito pequenas. Erros de balanço de materiais são desprezíveis. O método de Newton é usado para resolver as equações não lineares. A matriz Jacobiana é expandida completamente em todas as variáveis para assegurar a convergência quadrática (rápida). Além disso, as equações lineares que vão surgindo a cada iteração são resolvidas simultaneamente pela fatoração em rede (*Nested Factorization*) acelerada por Orthomin.

Tradicionalmente, as técnicas completamente implícitas são reservadas para pequenos estudos de conificação, onde vários volumes porosos de fluido nas células devem passar através de pequenas células próximas à parede do poço durante um único *time-step*. IMPES e técnicas semi-implícitas não podem ser usadas nesses problemas a menos que os *time-steps* sejam reduzidos a valores impraticavelmente curtos.

Quando o método completamente implícito é usado, as equações lineares resultantes são fortemente acopladas e só podem ser resolvidas por métodos simultâneos, não simplesmente por métodos sequenciais. Pequenos problemas desse tipo podem ser eficientemente resolvidos por métodos diretos, como eliminação gaussiana 4D.

Métodos iterativos, requeridos para problemas grandes, geralmente falham ao convergir. Conseqüentemente, muitos simuladores não podem aplicar métodos completamente implícitos para grandes problemas. No ECLIPSE, essas restrições são removidas pela utilização da fatoração em rede, que resolve grandes problemas eficientemente e confiavelmente.

## 2.3 Consideração Finais

O presente capítulo apresentou o problema da conificação de água em poços produtores de óleo e de gás com aquífero de fundo atuante sob a ótica de pesquisadores que dedicaram grande parte do seu tempo no estudo desse problema que há décadas atormenta a indústria petrolífera.

Mostrou-se que a conificação de água em poços produtores de gás frequentemente resulta em produção excessiva de água durante a vida do reservatório de gás natural, podendo levar ao abandono do poço devido aos custos para se lidar com a água produzida.

Discutiram-se as condições dinâmicas que levam ao *breakthrough* da água nos poços e algumas das principais consequências desse aumento da produção de água para a produtividade dos mesmos. Também foi feita a comparação entre o fenômeno tanto para poços produtores de gás quanto para poços produtores de óleo.

Observou-se que o fenômeno da conificação possui uma base matemática complexa que exige muita tecnologia computacional para ser estudado, principalmente quando se trata de campos inteiros, não somente de um poço. Também foram apresentadas as diferentes abordagens analíticas e numéricas desenvolvidas por diversos autores quanto a esse problema.

Uma série de tentativas de mitigação foi apresentada, como a injeção de polímeros e géis, a produção seletiva com utilização de DWS, DWL ou DWDF, tendo suas vantagens e desvantagens ressaltadas.

Finalmente, a modelagem computacional, bem como as características do simulador comercial, foram apresentadas para justificar a escolha do método computacional a ser utilizado no presente trabalho.

Espera-se que, com o estudo dos cenários de simulação que serão descritos posteriormente, esse trabalho venha a contribuir para o melhor entendimento desse fenômeno complexo, gerando uma base sólida de conhecimento para futuros estudos.

### 3 ESTUDOS DE CASO

Como foi observado na revisão bibliográfica, vários autores tentaram descrever o fenômeno da conificação de água em poços de gás e de óleo buscando entender melhor as variáveis que governavam esse processo. Diferentes metodologias foram utilizadas com o propósito de uma melhor caracterização dos parâmetros inerentes ao processo, tais como: permeabilidade horizontal, *net pay*, taxa de penetração, razão de permeabilidade horizontal/vertical, espaçamento do poço, vazão de produção, barreiras verticais de folhelhos, entre outros.

A grande maioria dos estudos, porém, foi realizada à custa de grande tempo de processamento computacional, com soluções, por vezes, pouco precisas. O desenvolvimento da tecnologia de processamento computacional permitiu o avanço de estudos com métodos mais complexos, que apresentam menos problemas de convergência, lidando melhor com um grande conjunto de equações fortemente acopladas.

Assim, a metodologia principal desta investigação é a adoção de um *software* comercial de simulação de alta performance, permitindo o desenvolvimento de um estudo sistemático de algumas das principais variáveis envolvidas na análise da formação de cones de água em poços de gás que possuem aquífero de fundo atuante.

#### 3.1 Descrição do Modelo

Um simulador completamente implícito (*ECLIPSE 100*) foi utilizado neste estudo para simular um reservatório arenítico tridimensional ( $r$  – raio,  $\theta$  – azimuth e  $z$  – profundidade vertical) em formato radial contendo, inicialmente, duas zonas de fluidos: zona de gás seco, com uma espessura de 30m e uma zona de água de 70m de espessura, constituindo um aquífero infinito de fundo, conforme mostra a **Figura 3**.

Um poço vertical é perfurado exatamente no centro do modelo, sendo que toda a sua extensão vertical contida na zona de gás é completada, tendo os seus canhoneados

totalmente abertos para o fluxo. O tamanho do intervalo canhoneado é de 11m a partir do topo do reservatório, localizado a uma profundidade vertical de 1405m.

Considerando a espessura da zona de gás igual a 30m, o contato gás-água (GWC) ficou arbitrariamente definido, inicialmente, na cota média de 1435m, uma vez que a curva de pressão capilar que será mostrada posteriormente causa uma variação na posição do contato em cada célula do reservatório. Além disso, considerando a espessura total do reservatório modelado para essa simulação de 100m, a base do mesmo se encontra na cota de 1505m.

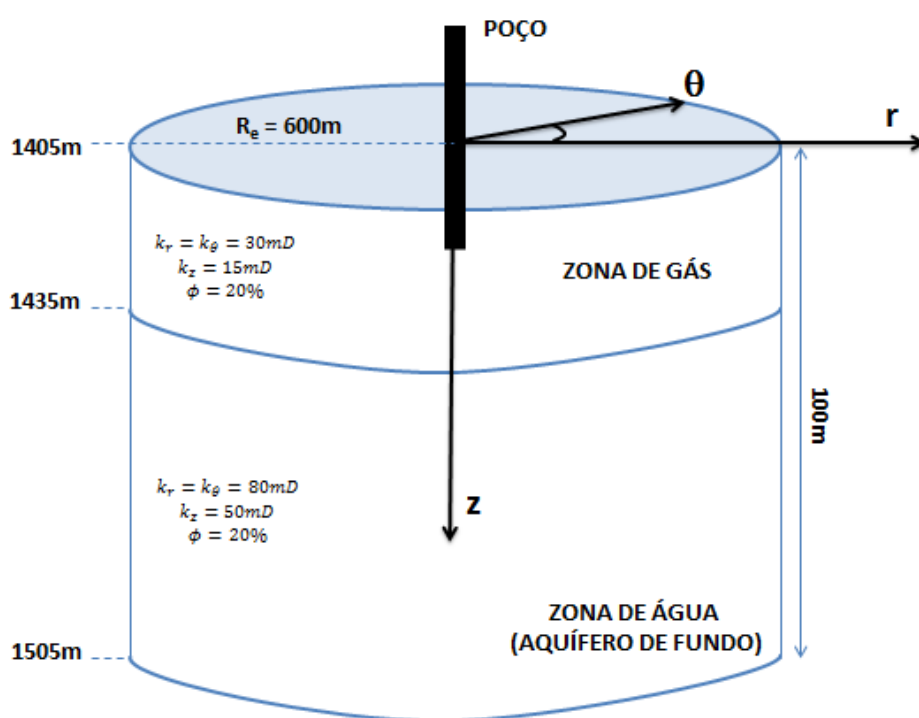


Figura 3 – Descrição do Modelo Físico

As propriedades dos fluidos contidos nesse reservatório, bem como as propriedades das rochas serão descritas nas seções subsequentes. Utilizando-se de um valor médio razoável para gradiente de pressão tipicamente encontrado na literatura de 1,57psi/m, assumiu-se a pressão inicial média do reservatório de 157,8 bar (2288psia) a 1455m de profundidade.

Por fim, considerou-se um diâmetro do reservatório de 1200m, evidenciando um volume total de 113 milhões de metros cúbicos.

### 3.1.1 Propriedades do Grid

Uma malha radial 20x2x100 (**Figura 4**) foi construída para representar o modelo físico totalizando 4000 células ativas no modelo computacional.

Na direção radial, as 20 células foram espaçadas seguindo um padrão logarítmico, de forma a ocupar as posições representadas na **Tabela 1**.

r (m)	0.1	0.5	0.73	1.06	1.54	2.23	3.24	4.7	6.82	9.9
	14.38	20.88	30.32	44.03	63.94	92.86	134.86	195.86	284.46	413.13

Tabela 1 – Distribuição das Células na Direção Radial (r).

Na direção angular, os 360° foram divididos entre duas células, totalizando 180° por célula, permitindo o corte do modelo em duas fatias, para a melhor observação da formação do cone de água.

Na direção axial, o reservatório de 100m de profundidade foi dividido em 100 camadas no modelo, resultando em 1m por camada vertical.

Na **Figura 4**, pode-se observar a malha computacional, com o poço produtor de gás localizado no centro da área de drenagem. Observa-se, também, claramente a distribuição inicial dos fluidos no reservatório, sendo que o gás seco ocupa a região simbolizada por azul claro e a água ocupa a região mostrada em azul escuro. O contato gás-água (GWC) está numa região de transição de cores, sendo estabelecido conforme a curva de pressão capilar do modelo.

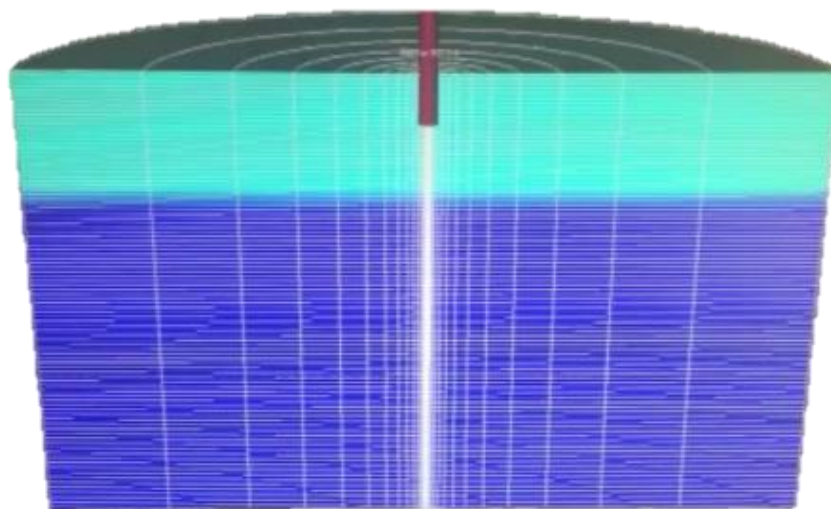


Figura 4 – Modelo Computacional (FloVIZ – ECLIPSE)

### 3.1.2 Propriedades dos Fluidos e das Rochas

As propriedades dos fluidos e das rochas foram retiradas do trabalho de C. S. Kabir (1983) – *Predicting Gas Well Performance Coning Water in Bottom-Water-Drive Reservoirs* (Preveno a Formação de Cone de Água em Poço de Gás em Reservatórios Contendo Aquífero de Fundo Atuante).

A curva de permeabilidade relativa, retirada desse trabalho, pode ser visualizada na **Figura 5**.

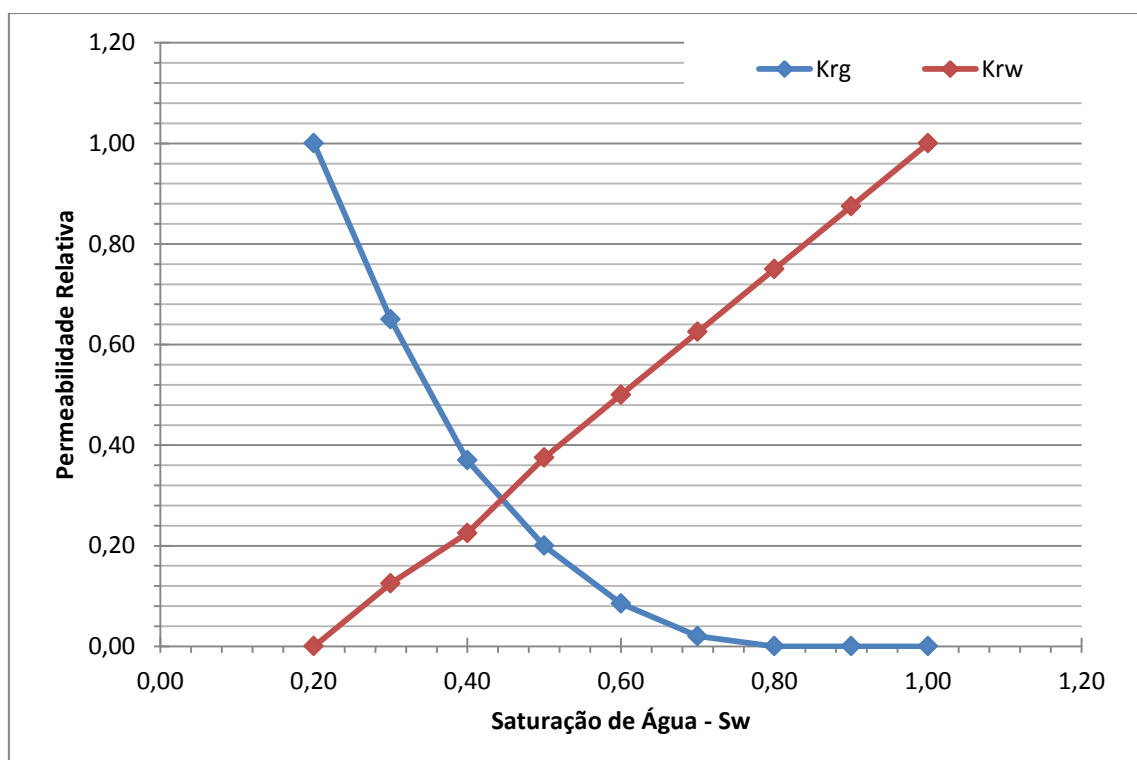


Figura 5 – Curva de Permeabilidade Relativa

Os dados discretos que geraram essa curva, conforme reproduzido do artigo original, estão representados na **Tabela 2**.

É importante observar que a saturação de água irreduzível ( $S_{wi}$ ) é de 20%. Com isso, a saturação inicial de gás ( $S_{gi}$ ) do reservatório é de 80%. Também é possível observar os valores de pressão capilar descritos no modelo.

As propriedades PVT do fluido do reservatório – gás seco, tais como o fator-volume-formação do gás ( $B_g$ ) e a viscosidade do gás ( $\mu_g$ ) estão descritas na **Tabela 3**, conforme segue.

Sw	Sg	Krw	Krg	Pc
0.20000	0.80000	0.00000	1.00000	0.60
0.30000	0.70000	0.12500	0.65000	0.53
0.40000	0.60000	0.22500	0.37000	0.45
0.50000	0.50000	0.37500	0.20000	0.37
0.60000	0.40000	0.50000	0.08500	0.30
0.70000	0.30000	0.62500	0.02000	0.23
0.80000	0.20000	0.75000	0.00000	0.15
0.90000	0.10000	0.87500	0.00000	0.07
1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	0.00

Tabela 2 – Dados de Permeabilidade Relativa e Capilaridade para o Sistema Gás-Água

Pressão (psia)	Pressão (bar)	B <sub>g</sub> (rB/Mscf)	B <sub>g</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	μ <sub>g</sub> (cP)
15	1.03	241.75	1.35672	0.01510
1000	68.95	3.489	0.01958	0.01580
1985	136.86	1.74654	0.00980	0.01718
2970	204.77	1.1799	0.00662	0.01885
3955	272.69	0.91519	0.00514	0.02071
4940	340.60	0.76673	0.00430	0.02268
5925	408.51	0.67327	0.00378	0.02456
6910	476.43	0.60943	0.00342	0.02643
7895	544.34	0.56326	0.00316	0.02821
8880	612.25	0.52823	0.00296	0.02990

Tabela 3 – Propriedades PVT do Gás

As propriedades da água do aquífero de fundo, tais como o fator-volume-formação da água ( $B_w$ ), a compressibilidade ( $c_w$ ) e a viscosidade ( $\mu_w$ ) estão mostradas na Tabela 4.

B <sub>w</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	c <sub>w</sub> (bar <sup>-1</sup> )	μ <sub>w</sub> (cP)
1.0112	0.000029	0.97146

Tabela 4 – Propriedades PVT da Água do Aquífero referenciadas a 160bar

A compressibilidade da rocha é de  $0.0000532 \text{ bar}^{-1}$  referenciada a 156 bar. Por fim, as massas específicas dos fluidos do sistema, referenciadas nas condições de superfície ( $20^\circ\text{C}$ , 1atm), estão resumidas na **Tabela 5**.

$\rho_w \text{ (kg/m}^3\text{)}$	$\rho_g \text{ (kg/m}^3\text{)}$
1190.7	0.7327

Tabela 5 – Massa Específica dos Fluidos do Sistema

### 3.2 Cenários de Simulação

Para os propósitos desse estudo, após a identificação e apresentação das variáveis envolvidas no processo de formação de cones de água em reservatórios de gás que possuem aquífero de fundo atuante, algumas variáveis foram eleitas para serem estudadas utilizando-se o modelo computacional previamente descrito neste capítulo. A eleição dessas variáveis considerou o grau de importância dado a elas de acordo com as informações coletadas na revisão bibliográfica.

Buscou-se honrar o modelo físico original, sempre mantendo duas zonas de fluido com a mesma litologia, porém de propriedades petrofísicas diferentes. É importante, contudo, observar que, em alguns casos, a variação das propriedades inerentes à rocha (como as permeabilidades nas direções radial, azimutal e vertical, ou a espessura da zona de gás) altera o reservatório como um todo, sendo necessário que a análise comparativa seja considerada dentro de um mesmo caso, para conclusões generalistas.

A estratégia de produção considera que o modo de controle da produção é pela vazão de gás fluindo no poço (denominado Poço 1) com uma pressão de fundo de poço mínima (*bottomhole pressure* – BHP) de 42bar.

As particularidades de cada caso serão descritas a seguir.



### 3.2.1 Variando a Vazão de Produção Inicial de Gás

Foram analisados quatro casos de vazão variável. Mantendo-se todos os parâmetros constantes, conforme descritos na Seção 3.1, as vazões seguiram a seguinte ordem de variação: 150Mm<sup>3</sup>/d, 300Mm<sup>3</sup>/d, 450Mm<sup>3</sup>/d e 600Mm<sup>3</sup>/d. Assim, os casos foram distribuídos conforme mostra a **Tabela 6**.

Caso 1-1	Caso 1-2	Caso 1-3	Caso 1-4
Q <sub>gi</sub> = 150Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 300Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 450Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 600Mm <sup>3</sup> /d

Tabela 6 – Distribuição dos Casos Variando a Vazão de Produção Inicial de Gás

### 3.2.2 Variando a Espessura do Net-Pay

Para o estudo de sensibilidade ao *net-pay*, doze casos foram analisados. É importante ressaltar que a variação da espessura da zona de gás, altera a profundidade do contato gás-água (GWC), bem como o tamanho relativo da zona de gás em relação à zona de água, mantendo-se as dimensões originais do reservatório. A **Tabela 7** mostra a distribuição dos casos considerados.

Caso 2-0 (h = 15m - GWC = 1420m)			Caso 2-1 (h = 30m - GWC = 1435m)		
Caso 2-0-1	Caso 2-0-2	Caso 2-0-3	Caso 2-1-1	Caso 2-1-2	Caso 2-1-3
Q <sub>gi</sub> = 150Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 300Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 450Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 150Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 300Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 450Mm <sup>3</sup> /d

Caso 2-2 (h = 40m - GWC = 1445m)			Caso 2-3 (h = 50m - GWC = 1455m)		
Caso 2-2-1	Caso 2-2-2	Caso 2-2-3	Caso 2-3-1	Caso 2-3-2	Caso 2-3-3
Q <sub>gi</sub> = 150Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 300Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 450Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 150Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 300Mm <sup>3</sup> /d	Q <sub>gi</sub> = 450Mm <sup>3</sup> /d

Tabela 7 – Distribuição dos Casos Variando o Net-Pay

### 3.2.3 Variando a Permeabilidade Horizontal

Ao se estudar a permeabilidade horizontal, quatro casos foram analisados. Para esse estudo, manteve-se a relação de permeabilidade vertical e horizontal constante e igual a 0.5. A espessura da zona de gás foi mantida em 30m e a vazão de produção

considerada foi a de 300Mm<sup>3</sup>/d. A distribuição dos casos pode ser observada na **Tabela 8**.

	Caso 3-1	Caso 3-2	Caso 3-3	Caso 3-4
<b>k<sub>r</sub> (mD)</b>	10	50	200	500
<b>k<sub>θ</sub> (mD)</b>	10	50	200	500
<b>k<sub>z</sub> (mD)</b>	5	25	100	250

Tabela 8 – Distribuição dos Casos Variando a Permeabilidade Horizontal

### 3.2.4 Variando a Razão entre as Permeabilidades Vertical e Horizontal

A razão de permeabilidades vertical e horizontal foi variada em 3 casos, considerando-se os valores de 0.1, 0.5 e 0.8. Dessa forma, as permeabilidades ficaram distribuídas conforme mostra a **Tabela 9**.

	Caso 4-1	Caso 4-2	Caso 4-3
<b>k<sub>r</sub> (mD)</b>	30	30	30
<b>k<sub>θ</sub> (mD)</b>	30	30	30
<b>k<sub>z</sub> (mD)</b>	3	15	24

Tabela 9 – Distribuição dos Casos Variando a Razão de Permeabilidades Vertical e Horizontal

## 3.3 Solução Computacional

Para a simulação dos casos citados na seção 3.2, foi utilizado o simulador ECLIPSE ® da Schlumberger, rodado a partir da licença firmada em contrato com a Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Tal simulador comercial segue uma linguagem própria de interpretação bem descrita em seu manual. O arquivo de entrada é um arquivo de texto salvo como *.data* e os arquivos de saída são, geralmente, exportáveis para outros *softwares*, como o Petrel RE ®. Um exemplo do código utilizado na simulação do caso 1 é apresentado no apêndice desse trabalho.

Inicialmente, pensou-se em realizar a simulação diretamente do Petrel®, contudo, descobriu-se que não é possível a visualização de um malha radial nesse *software*. Apesar disso, ele consegue importar os dados de saída do simulador para a análise dos resultados graficamente. O *software* que permitiu a visualização do *grid* radial foi o FloViz® (Figura 6).

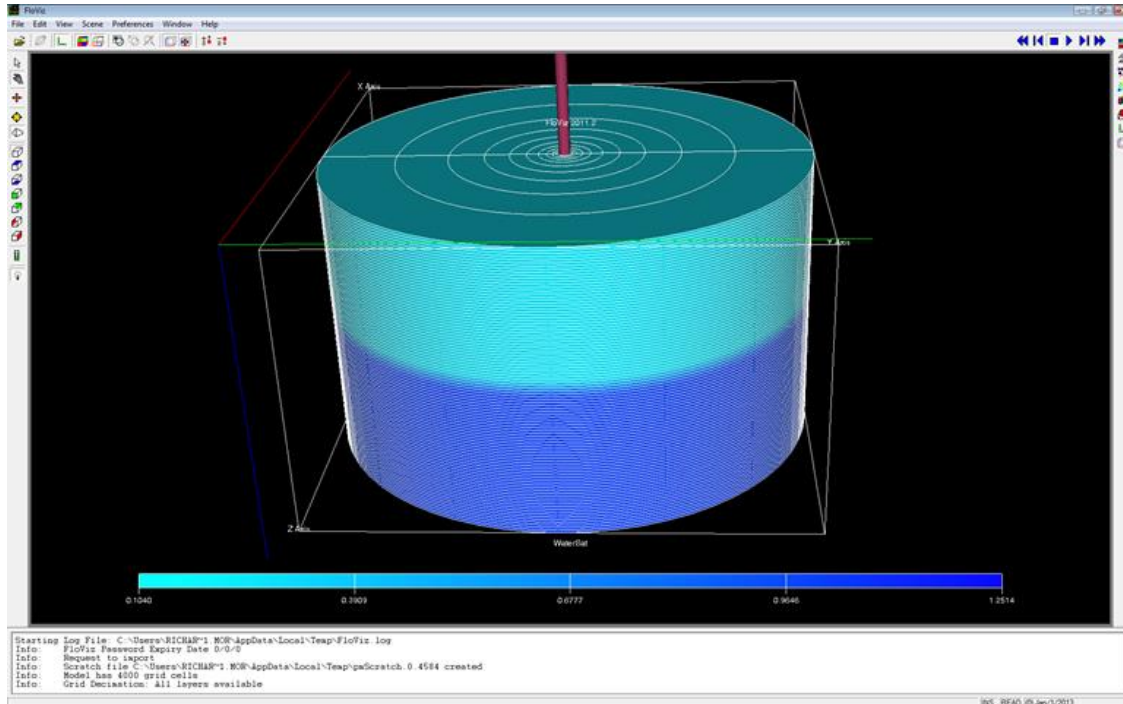


Figura 6 – Janela de Visualização do Modelo Radial pelo FloVIZ

Na **Figura 7** é mostrado o modelo do reservatório antes da simulação em corte transversal passando pelo centro da área de drenagem, pode-se observar nessa figura a localização do contato gás-água e o posicionamento do poço em relação à zona de gás.

A **Figura 8** mostra o mesmo modelo em corte transversal após a simulação, evidenciando a perfeita representação do fenômeno da conificação ao redor do poço produtor de gás.

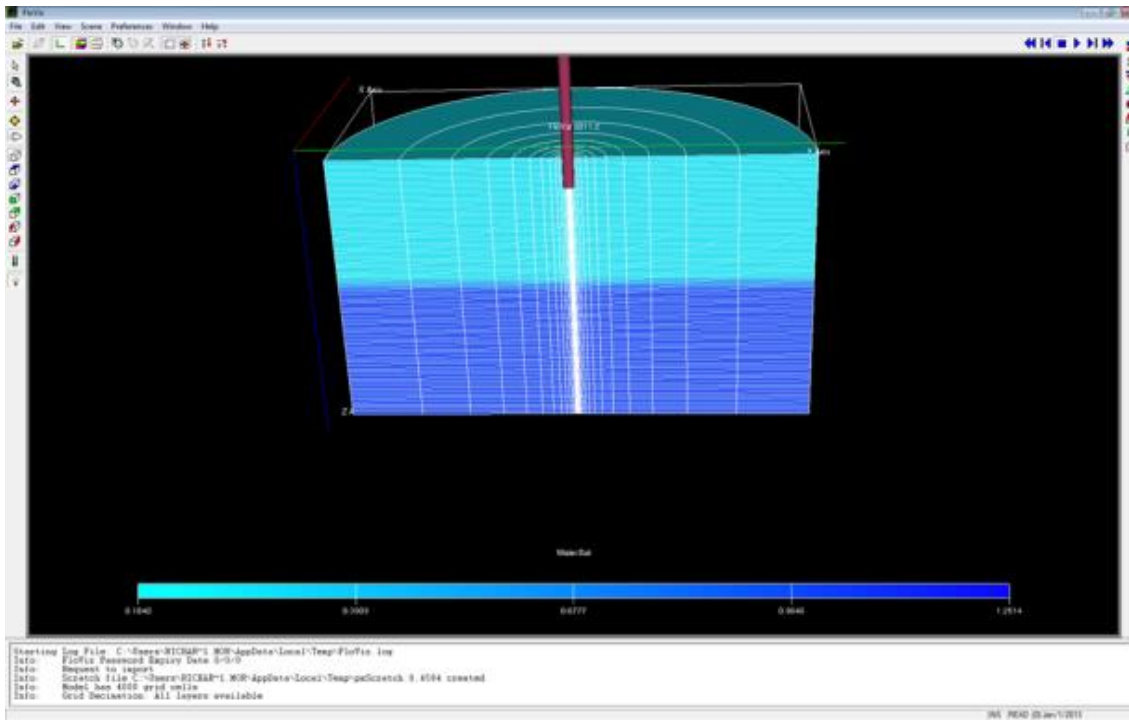


Figura 7 – Modelo do Reservatório em Corte Transversal Antes da Simulação

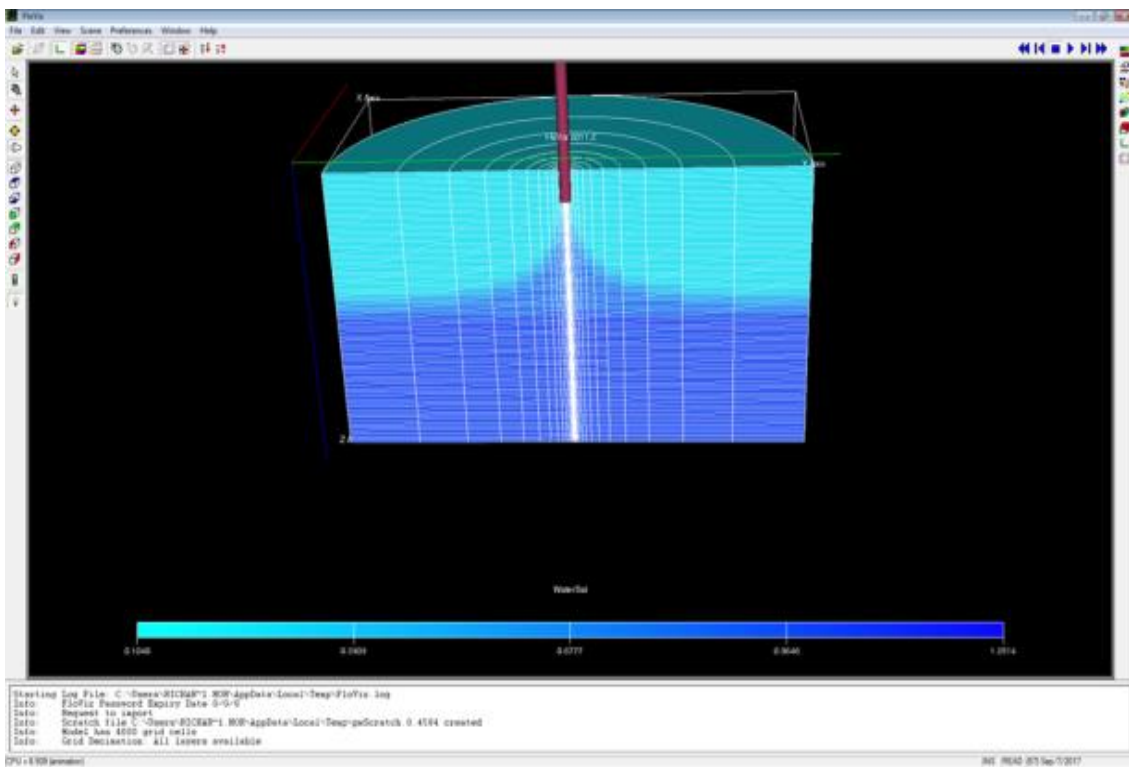


Figura 8 – Modelo do Reservatório em Corte Transversal Após a Simulação

### 3.4 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou os estudos de caso abordados neste trabalho. Todos os parâmetros de rocha e fluido, bem como o modelo físico e a sua representação computacional foram descritos com detalhes. Também foi apresentada a estratégia de produção e o procedimento de distribuição dos 23 casos de simulação: 4 casos para vazão de produção de gás inicial variável, 12 casos para variação do *net-pay*, 4 casos para variação da permeabilidade horizontal e, finalmente, 3 casos variando a razão de permeabilidades vertical/horizontal.

Algumas janelas do *software* FloVIZ® que possibilitou a visualização da malha radial e do fenômeno da conificação também foram expostas e justificou-se a utilização das ferramentas gráficas do Petrel ® para a visualização dos gráficos que vão auxiliar a análise e discussão dos resultados.

## 4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Este capítulo tem por objetivo apresentar os resultados gerados durante as simulações dos cenários propostos na seção 3.2. Inicialmente, vamos analisar o fenômeno da conificação sob a ótica da vazão de produção inicial, em seguida, investigaremos a influência da espessura da zona de gás na recuperação do mesmo. A partir daí, veremos como as propriedades petrofísicas podem influenciar na recuperação sob a ótica da relação entre as permeabilidades vertical e horizontal, mantendo-a constante, a princípio, e depois a variando.

O tempo médio de simulação para cada um dos 23 casos rodados foi de 600 segundos (10 minutos), para simular um período de, aproximadamente, dez anos de produção (janeiro de 2013 a novembro de 2022). Esse período de tempo foi decidido ao se estimar o tempo necessário para a produção, dados os níveis de vazão praticados e o volume de gás inicialmente *in place* (VGIP).

A água pode atingir o poço vertical a partir dos canhoneados inferiores ou por meio da formação de caminhos preferenciais, conhecidos como *fingers* que representam um grande desafio à produção, devido ao seu difícil controle.

No estudo em questão, o controle da anisotropia vertical garantiu a legitimidade da análise de forma a não influenciar os resultados com o *breakthrough* precoce que poderia ser causado pelos *fingers*.

Durante as rodadas, buscou-se atingir o *breakthrough* de água em todos os casos. Ademais, o simulador não apresentou erros graves de convergência, garantindo a confiabilidade das curvas que foram geradas para a interpretação.

### 4.1 Sensibilidade à Vazão de Produção Inicial de Gás

Conforme descrito na seção 3.2.1, foram considerados quatro valores de vazão para o reservatório em questão. A **Figura 9** mostra as curvas de produção de gás, em milhões de metros cúbicos por dia (MMm<sup>3</sup>/d), para cada vazão, plotadas em relação à produção acumulada desse gás, em bilhões de metros cúbicos (Bm<sup>3</sup>). Optou-se a

representação gráfica em relação a essa variável para eliminar os efeitos temporais que poderiam influenciar na análise, bem como para observar o efeito acumulado do *withdrawal* (retirada de fluidos) na produção.

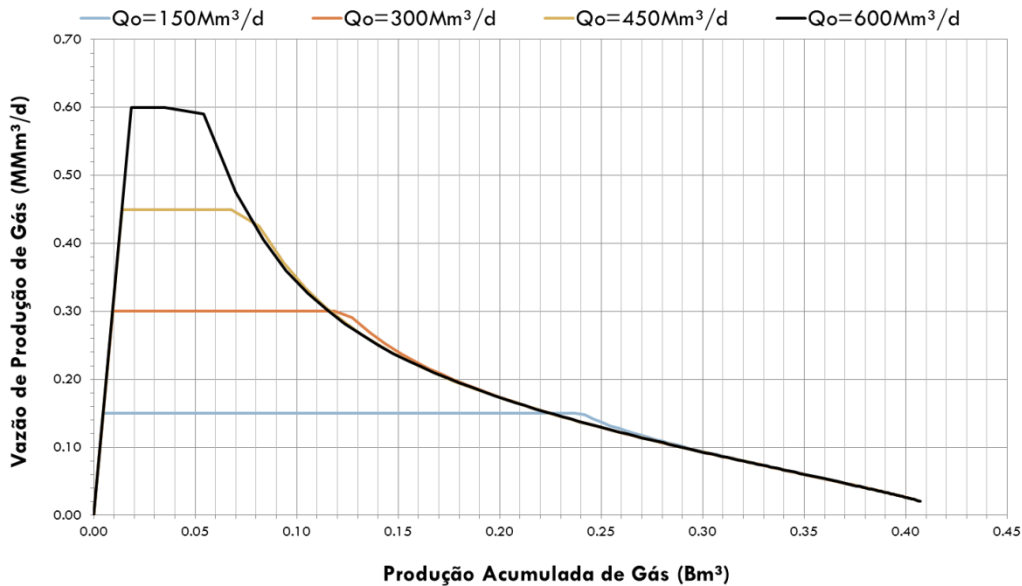


Figura 9 – Vazão de Produção de Gás versus Produção Acumulada de Gás

Pode-se observar que, inicialmente, o reservatório tenta manter a vazão de produção inicial nos chamados platôs de produção. A partir do momento que a água atinge os canhoneados inferiores (tempo de *breakthrough*), ela começa a ser produzida conjuntamente com o gás, fazendo com que não seja possível mais manter aquela vazão inicialmente estipulada para a produção. A partir daí, começa a ocorrer o declínio de produção, por sua vez, caracterizado por uma taxa de declínio, que, nesse caso, representa o quanto a produção declinou para que mais um metro cúbico pudesse ser produzido.

Em condições normais, valores diferentes de vazão inicial deveriam levar a diferentes taxas de declínio, já que eles induzem a produções diferentes de água. Contudo, um interessante resultado pode ser percebido na **Figura 9**. Após atingido o tempo de *breakthrough*, os diferentes níveis de vazão tendem a se alinhar numa mesma taxa de declínio, mostrando que o fenômeno da conificação de água é pouco sensível à variação na vazão de produção.

Tal resultado pode ser ratificado ao se observar o comportamento da razão água-gás (WGR) com o fator de recuperação, como mostrado na **Figura 10**. Observa-se que nos períodos iniciais de produção, caracterizados pelos menores fatores de recuperação, o comportamento da WGR tende a variar. Isso é reflexo direto dos diferentes tempos de *breakthrough* e níveis de produção de água para os diversos casos simulados. Apesar disso, chega um momento em que a produção de água atinge um máximo e as curvas tendem a se unificar, levando a um mesmo fator de recuperação final, no nosso caso, de 67-70%.

Esta figura também sugere que exista uma vazão ótima, que maximiza a produção de gás e minimiza a produção de água, sob o ponto de vista da antecipação da produção com menores custos de descarte. Tal vazão ótima seria uma parábola perfeita no gráfico, aproximando-se da vazão de 300Mm<sup>3</sup>/d. Por isso, a, partir dessa observação, esse valor de vazão foi visto com mais atenção para os casos subsequentes.

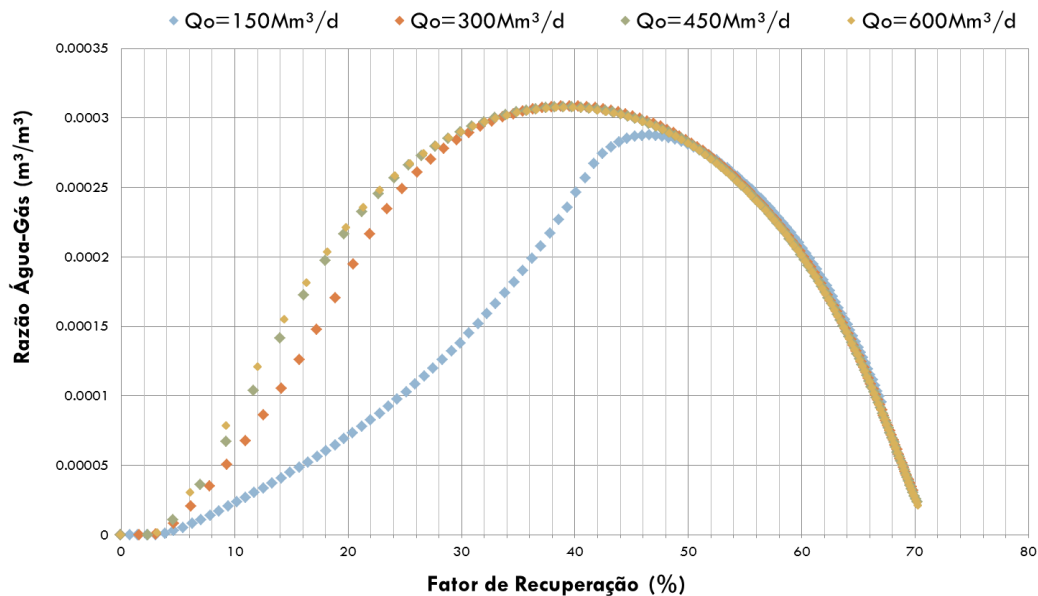
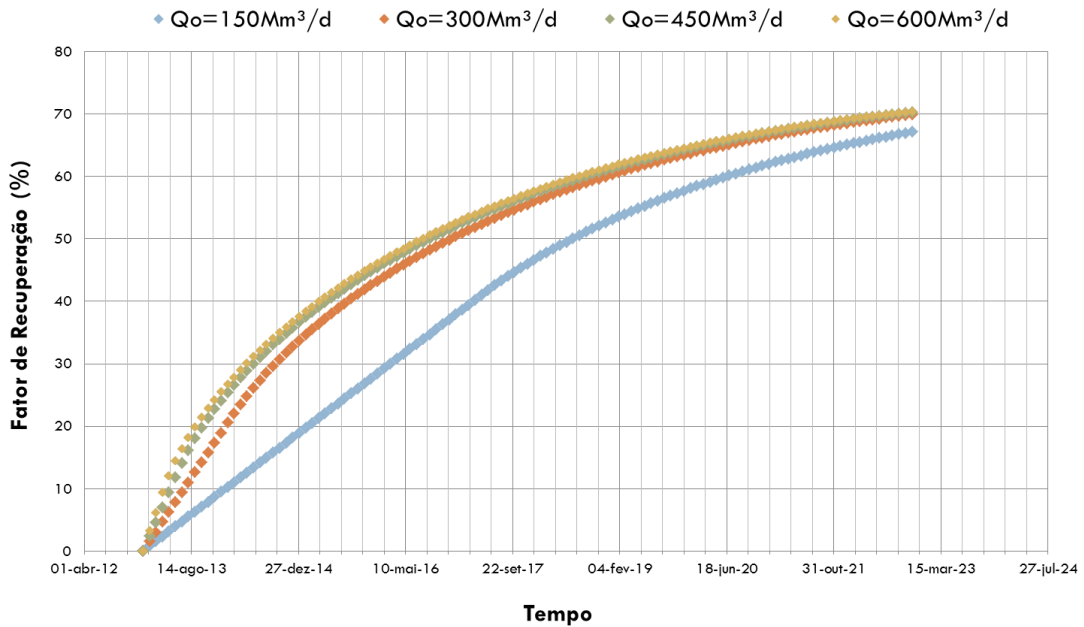


Figura 10 – Razão Água-Gás versus Fator de Recuperação

Também é possível observar que maiores vazões de produção inicial de gás levam ao *breakthrough* de água mais cedo. Essa tendência é esperada porque vazões mais altas promovem uma maior queda de pressão através da zona de gás na direção vertical, induzindo à formação do cone de água. Contudo, como visto, essas altas vazões não atrapalham a recuperação final.



A **Figura 11** mostra o comportamento do fator de recuperação com o tempo. Percebe-se que, para um determinado fator de recuperação previamente estipulado, as maiores vazões vão atingi-lo primeiro. Isso mostra que maiores vazões conseguem recuperar o fluido mais rápido, mesmo quando ocorre o fenômeno da conificação.



**Figura 11 – Fator de Recuperação versus Tempo**

É importante ressaltar que, no presente estudo, a recuperação final está sendo analisada sem considerações econômicas. O fator de recuperação final de um dado projeto deve ser ditado pelo custo de remoção, tratamento e descarte de água para os diversos casos. Em um estudo de viabilidade econômica, em que se considera uma vazão mínima econômica, um gráfico semelhante à **Figura 12** poderia ser utilizado.

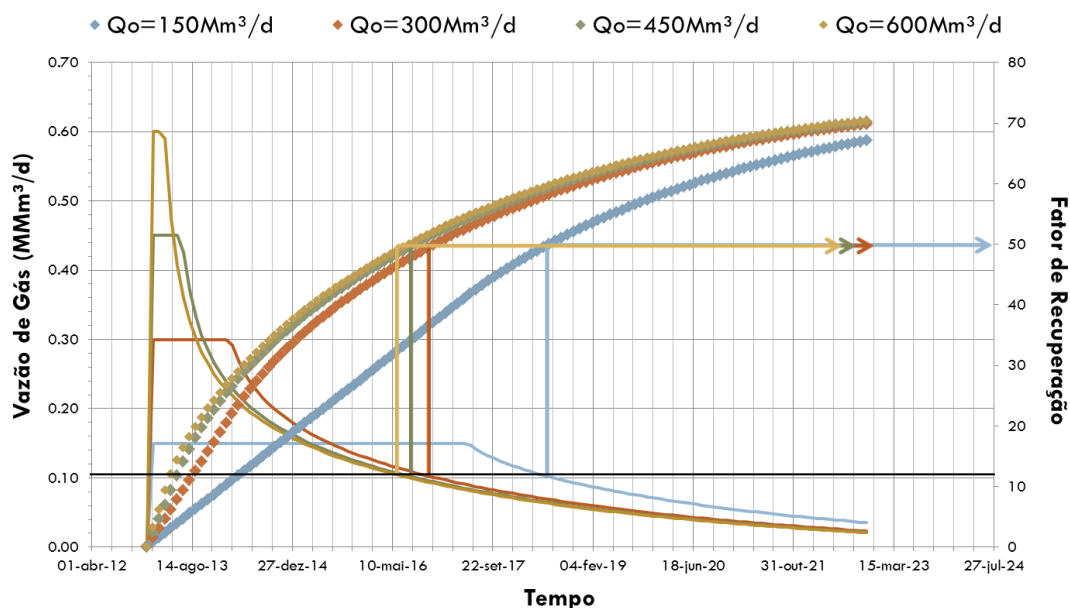


Figura 12 – Estudo com Vazão Mínima Econômica

Neste gráfico, o valor mínimo de  $100\text{Mm}^3/\text{d}$  foi escolhido. Observa-se que, partindo desse valor, atingindo a curva de vazão de produção para qualquer um dos níveis simulados e, subindo até a sua respectiva curva de fator de recuperação, obtém-se o mesmo valor de fator de recuperação máximo, no caso, de 50%. Esse resultado também serve para comprovar, finalmente, a insensibilidade da vazão de produção inicial de gás para o fator de recuperação final num campo onde ocorre conificação de água.

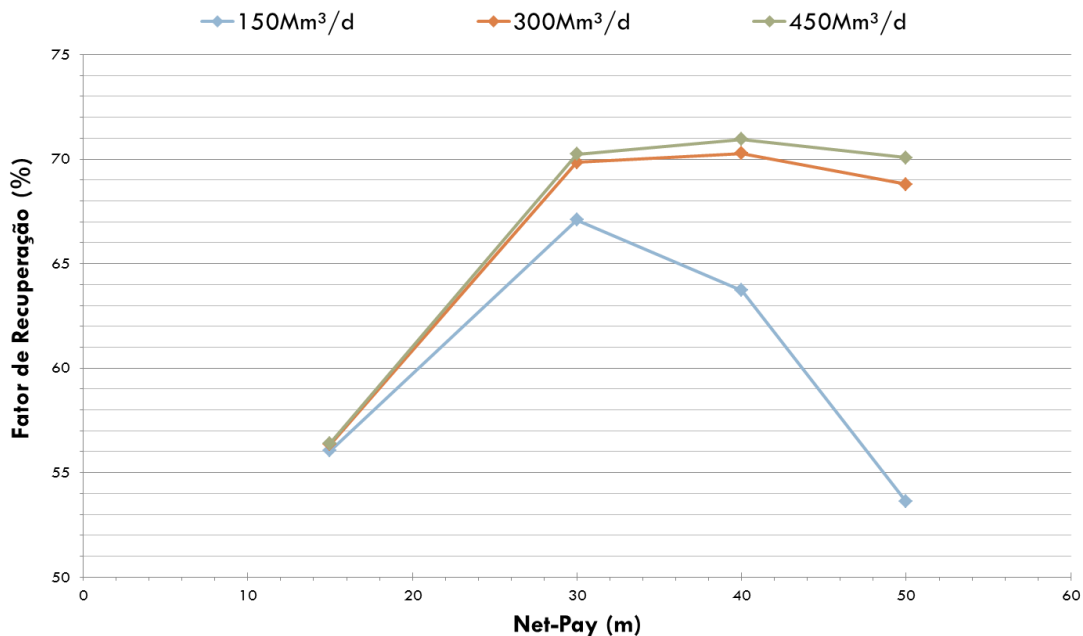
Essa observação foi reportada por Miller e Rogers (1973) e Mungan (1975) quando eles estudaram o sistema óleo-água. Mungan (1973) também percebeu que o tempo de *breakthrough* diminui com o aumento na vazão de produção e que uma dada recuperação de óleo é conseguida em menor tempo com uma vazão maior.

## 4.2 Sensibilidade à Espessura *Net-Pay*

Para o estudo da influência do *net-pay* na recuperação final, utilizaram-se quatro espessuras diferentes (15m, 30m, 40m e 50m) alterando as posições do contato gás-água

e três valores de vazão em cada espessura (150Mm<sup>3</sup>/d, 300Mm<sup>3</sup>/d e 450Mm<sup>3</sup>/d), totalizando doze casos de simulação.

A **Figura 13** mostra o comportamento do fator de recuperação com a espessura da zona de gás (nesse caso, *net-pay*). Observa-se que a baixas vazões (curva de 150Mm<sup>3</sup>/d) parece existir um *net-pay* ótimo que maximiza o fator de recuperação. Já para altas vazões, percebe-se que o fator de recuperação passa a ser pouco sensível ao aumento da vazão com o aumento do *net-pay*. Além disso, para baixos valores de *net-pay*, os valores obtidos para os fatores de recuperação parecem convergir, independente do nível de vazão.



**Figura 13 – Fator de Recuperação versus Net-Pay**

Essas observações podem, também, ser visualizadas na **Figura 14**, a qual mostra o comportamento do fator de recuperação com a vazão de produção de gás para diversos níveis de *net-pay*. Para a espessura de 15m, independente do nível de vazão aplicado, a recuperação final permaneceu a mesma, em torno de 56%.

Nesta figura, também é possível observar que existe um nível de vazão, próximo a 300Mm<sup>3</sup>/d que permite uma maior recuperação para a curva de espessura constante de 40m, comparativamente à de 30m, que, até esse nível, registrava maiores fatores de recuperação. Esses resultados mostram que há uma alta sensibilidade do fator de

recuperação quando se varia o *net-pay*. Além disso, percebe-se uma falta de tendência geral para o comportamento do fator de recuperação com a variação do *net-pay*.

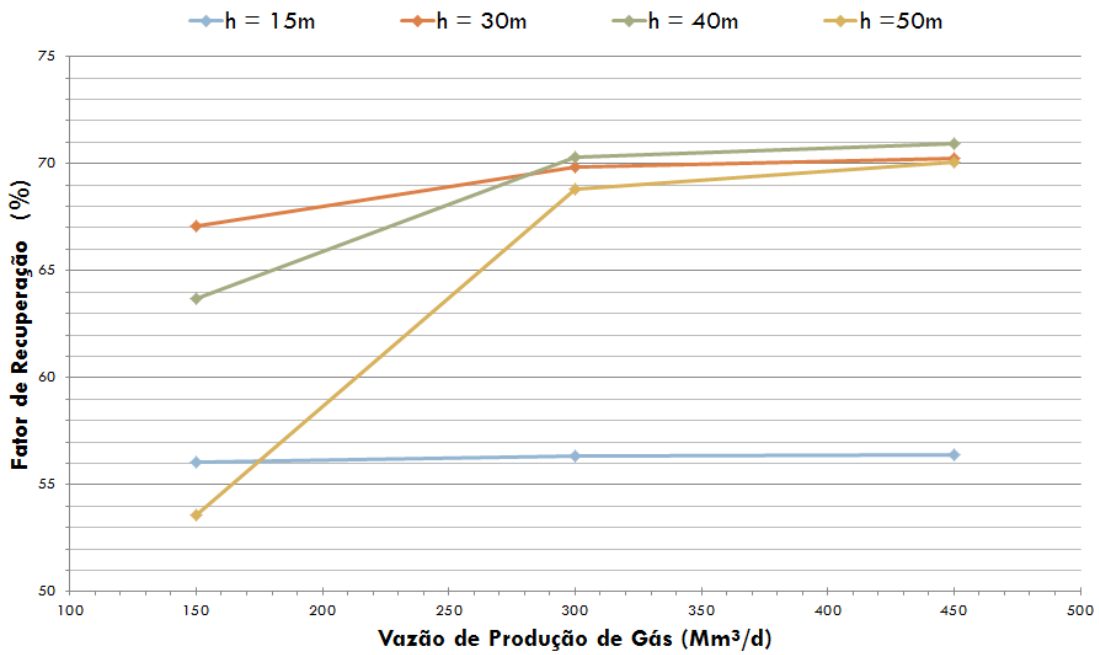


Figura 14 – Fator de Recuperação versus Vazão de Produção de Gás para Diversos *Net-Pays*

Essas conclusões são facilmente perceptíveis ao se analisar todos os casos em conjunto, conforme mostra a **Figura 15**.

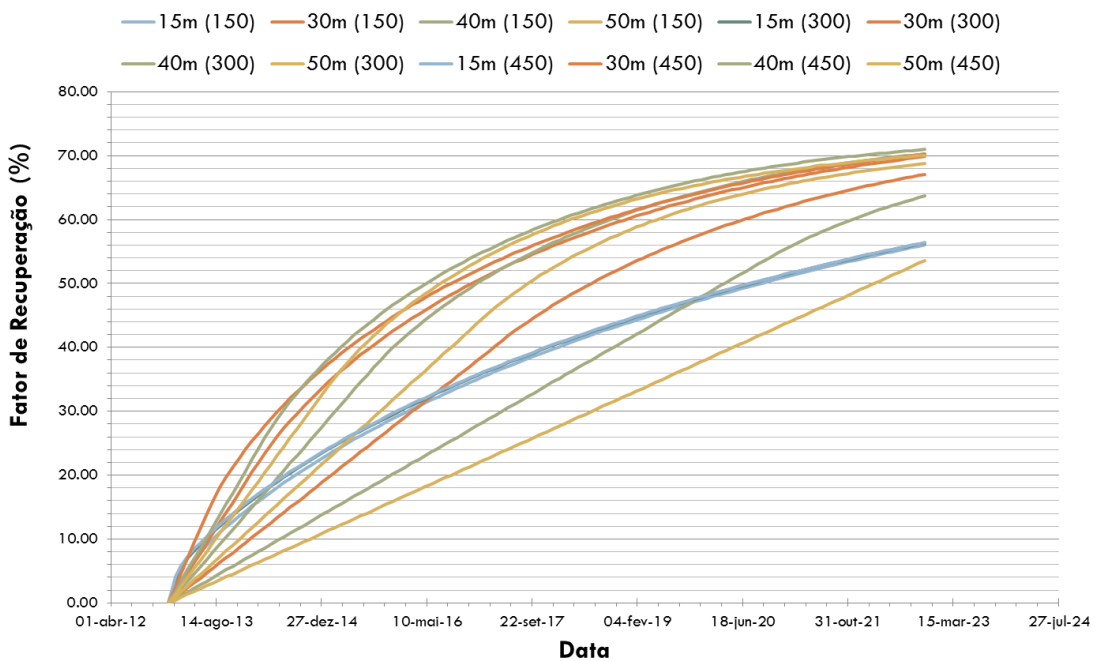


Figura 15 – Fator de Recuperação versus Tempo (Todos os Casos)

Nesta figura, as curvas de mesma espessura possuem as mesmas cores para facilitar a interpretação. Notam-se vários pontos de cruzamento evidenciando a falta de tendência geral.

### 4.3 Sensibilidade à Permeabilidade Horizontal

Para visualizarmos o efeito da variação da permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) em campos que apresentam o problema de conificação de água, quatro casos foram rodados. Entende-se aqui que as permeabilidades horizontais são as permeabilidades na direção radial ( $k_r$ ) e azimutal ( $k_\theta$ ). O valor da permeabilidade vertical ( $k_z$ ) foi mantido a 50% do valor das horizontais em todos os casos, dessa forma, a razão de permeabilidades vertical e horizontal ( $k_z/k_r$  ou  $k_z/k_\theta$ ) foi mantida constante em 0.5, conforme a **Tabela 8**.

A **Figura 16** mostra as curvas de produção de gás em  $\text{sm}^3/\text{d}$  para as quatro diferentes permeabilidades horizontais adotadas. Nota-se que, para altos valores de permeabilidade horizontal, o platô de produção se mantém por mais tempo. Contudo, para esses valores, assim que começa a ocorrer o declínio de produção, as vazões despencam e o poço para de produzir.

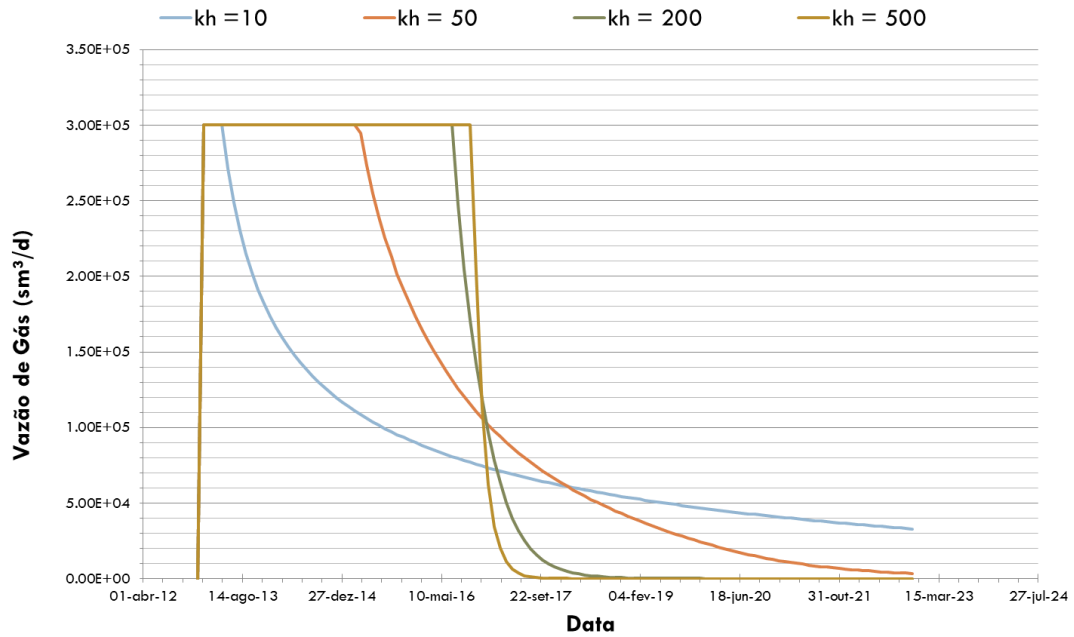


Figura 16 – Vazão de Gás versus Tempo para Diferentes Permeabilidades Horizontais

Para investigarmos melhor esse fenômeno, plotamos as curvas de produção de gás, de água e a pressão do reservatório num mesmo gráfico para cada valor de permeabilidade, conforme ilustrado nas Figuras 17, 18, 19 e 20.

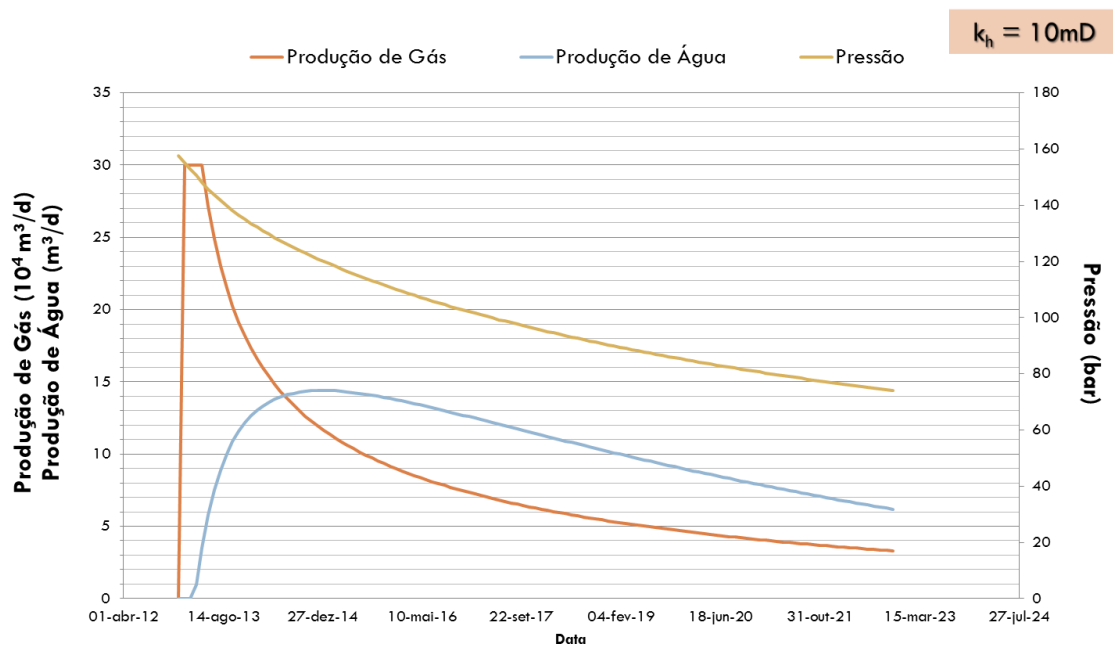


Figura 17 – Produção de Gás, Água e Pressão versus Tempo –  $k_h = 10\text{mD}$

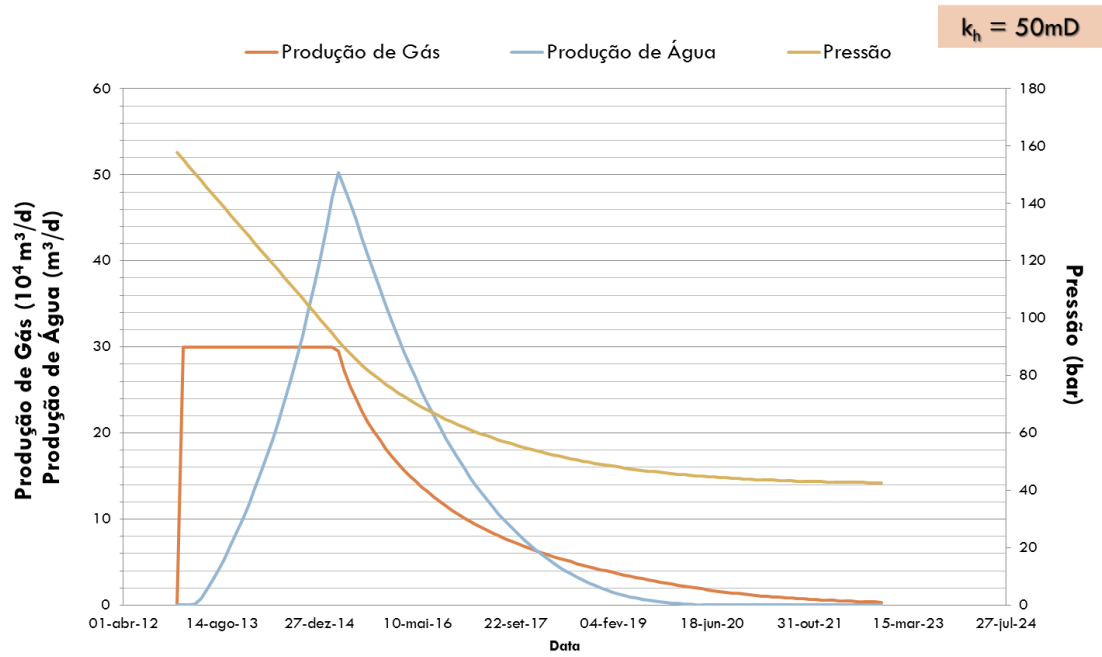


Figura 18 - Produção de Gás, Água e Pressão versus Tempo –  $k_h = 50\text{mD}$

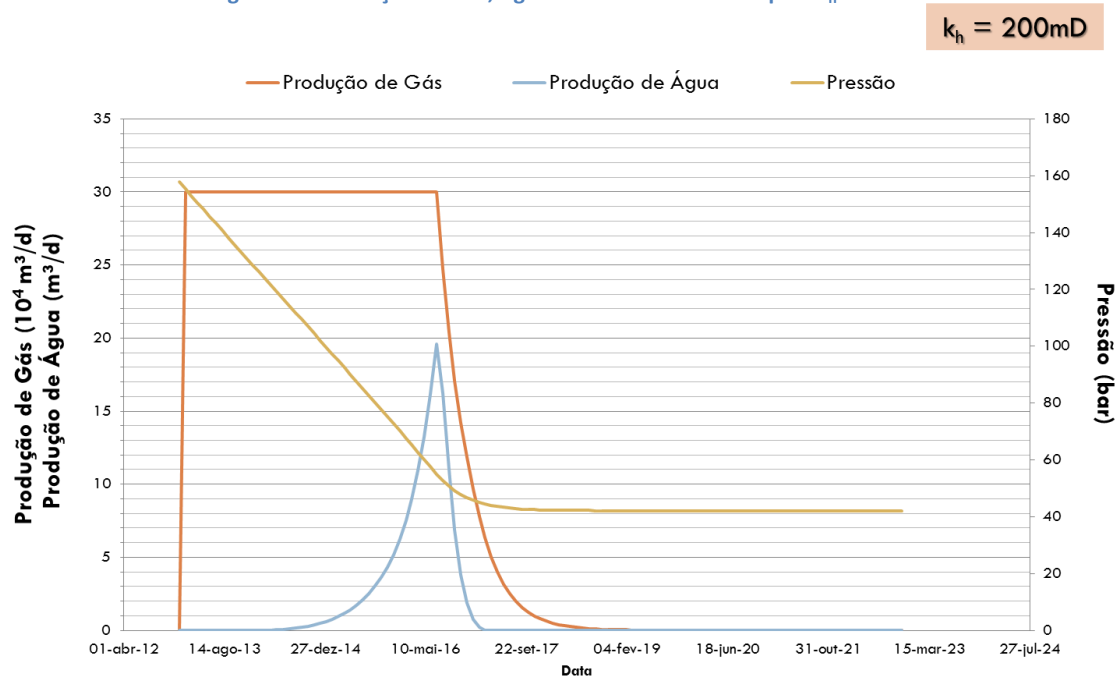


Figura 19 - Produção de Gás, Água e Pressão versus Tempo –  $k_h = 200\text{mD}$

**kh = 500mD**

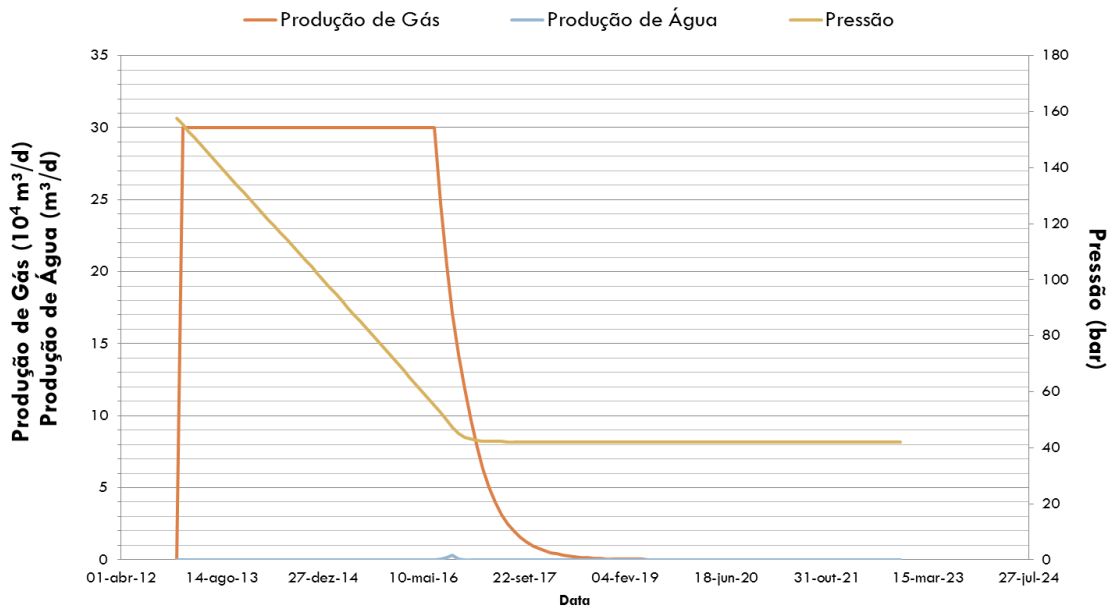


Figura 20 - Produção de Gás, Água e Pressão versus Tempo –  $k_h = 500mD$

Após o estudo sistemático dessas curvas, observou-se que, para uma permeabilidade horizontal muito pequena, no caso de 10mD (**Figura 17**), o *breakthrough* de água é atingido muito cedo, fazendo com que o platô de produção não se mantenha por muito tempo. Isso pode ser explicado ao se observar que em um reservatório de baixa permeabilidade horizontal, a recuperação lateral de fluidos é prejudicada. A queda de pressão mais acentuada ao redor do poço induz à produção dos fluidos das camadas inferiores, já que há certa dificuldade de mobilidade do gás nas camadas adjacentes. Com isso, a água sobe mais rápido, invadindo o poço.

As **Figuras 18 e 19** mostram que, mesmo algum tempo após o início da produção de água, o platô ainda consegue ser mantido. Essa tendência de aumento do tempo de *breakthrough* com o aumento da permeabilidade é esperada pois, em formações de alta permeabilidade horizontal, a produção ocorre com menor queda de pressão associada. Isso indica dominância das forças gravitacionais em relação às forças viscosas. Altas forças gravitacionais implicam a retardação do desenvolvimento do cone.

Na **Figura 20**, observa-se bem que, em altíssimas permeabilidades horizontais, assim que a água atinge o poço, ele para a produção. Esse fenômeno pode ser explicado pois nesse caso, como o platô é mantido por mais tempo, todo o gás possível de ser recuperado das formações adjacentes ao poço já foi esgotado com a maior queda de



pressão possível. Desse modo, a limitação da pressão no fundo do poço impediu a produção acentuada de água assim que ela atingiu os canhoneados inferiores.

Com isso, a permeabilidade horizontal de 500mD mostrou-se um bom limite superior para analisarmos o comportamento do fator de recuperação com o tempo, como mostra a **Figura 21**. Nesta figura, a curva de 500mD se mostra como uma envoltória para as outras curvas. Todas as curvas iniciam a produção seguindo a mesma tendência do fator de recuperação. Contudo, à medida que o tempo passa, as curvas vão se descolando, evidenciando que o tempo de *breakthrough* foi atingido.

Observa-se o quão forte é a influência da permeabilidade horizontal para o fator de recuperação ao se perceber que a baixa permeabilidade horizontal, primeira curva a se descolar, leva a valores muito inferiores de fator de recuperação com tempo.

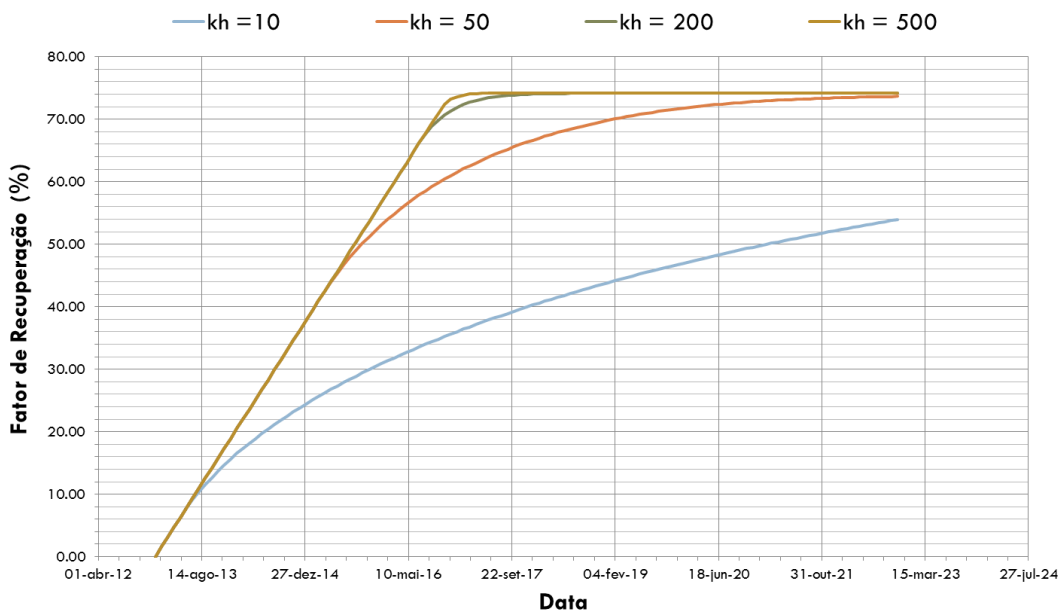


Figura 21 – Fator de Recuperação versus Tempo Variando a Permeabilidade Horizontal

#### 4.4 Sensibilidade à Razão de Permeabilidades Horizontal e Vertical

Neste último cenário, foram simulados três casos variando-se a relação de permeabilidades vertical e horizontal. No primeiro caso, a permeabilidade vertical foi

considerada como 10% das horizontais (radial e azimutal). No segundo e terceiro casos, a permeabilidade vertical foi de 50% e de 80% das horizontais, respectivamente. A vazão de produção de gás foi mantida igual a 300Mm<sup>3</sup>/d para todos os casos, permitindo a comparação.

A **Figura 22** mostra o comportamento do fator de recuperação com o tempo para os diversos casos. Nota-se que as três curvas apresentam a mesma tendência ao longo do tempo, apresentando um desvio máximo de 6% após três anos de produção, voltando a se encontrar ao final. Dessa forma, percebe-se que o fator de recuperação é pouco sensível à relação de permeabilidades vertical e horizontal.

O comportamento da razão água-gás em função do fator de recuperação é mostrado na **Figura 23**. Como era de se esperar, quanto maior a permeabilidade vertical em relação à horizontal, maior é a produção de água ao longo da vida produtiva do campo, uma vez que a água atinge mais rápido a zona completada do poço. Todavia, pode-se observar que todas as curvas se aproximam do mesmo fator de recuperação final, confirmando a ideia de que o fator de recuperação é pouco sensível à relação de permeabilidades em questão.

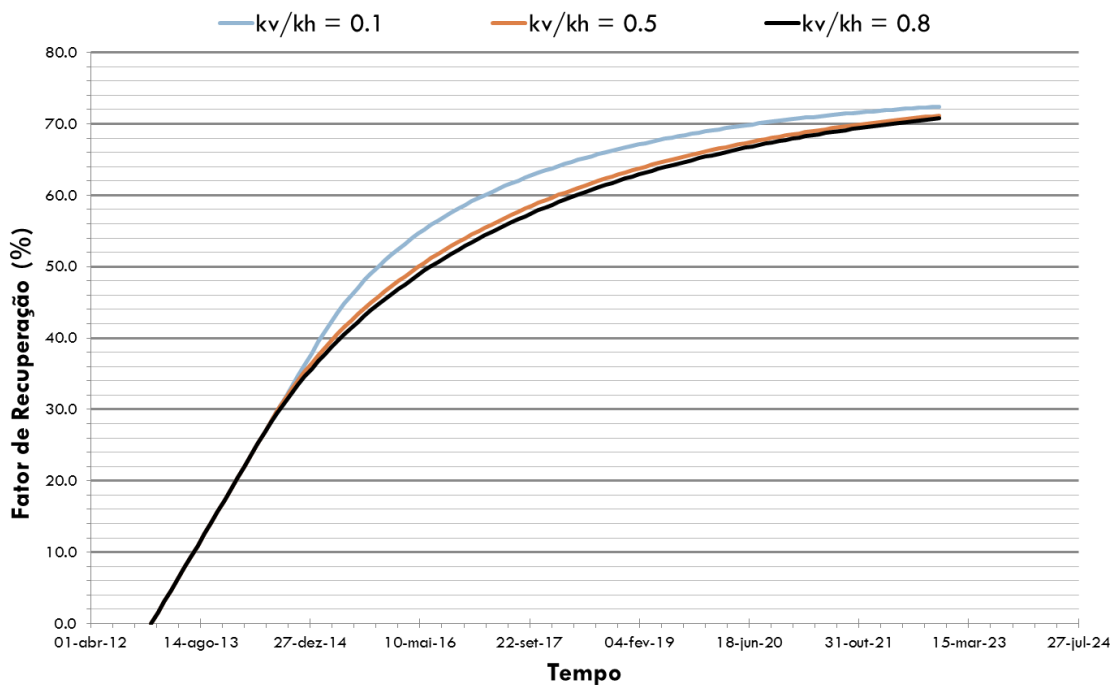


Figura 22 – Fator de Recuperação versus Tempo para Diferentes  $k_v/k_h$

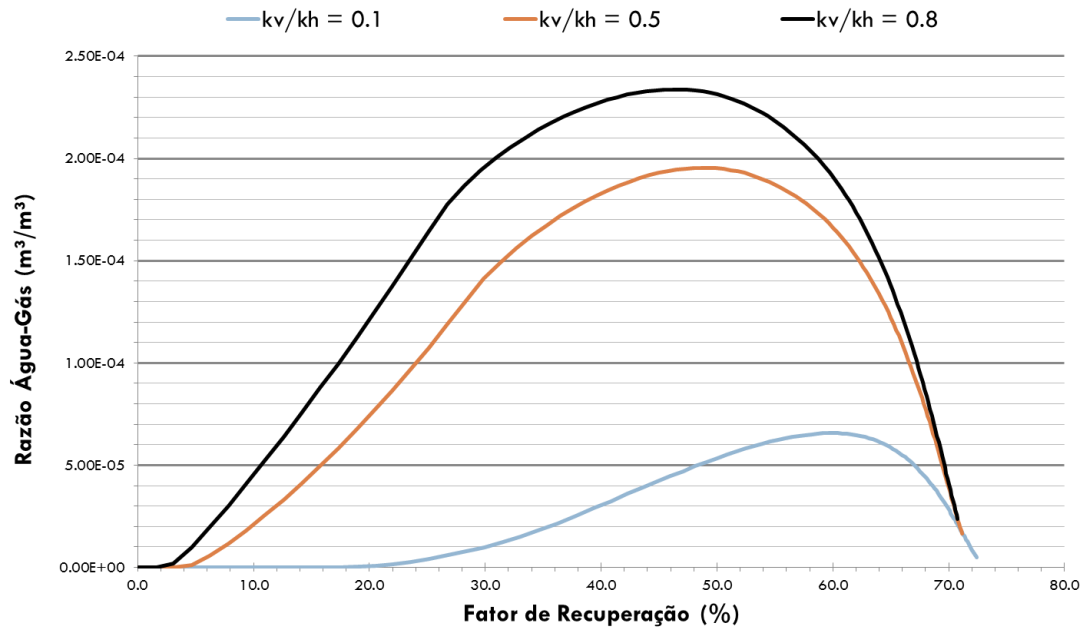


Figura 23 – Razão Água-Gás versus Fator de Recuperação para Diversos  $k_v/k_h$

#### 4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os resultados obtidos com as simulações dos diversos cenários propostos. Para cada variável, os casos foram agrupados em gráficos considerados adequados para uma análise conjunta.

Uma análise crítica acerca dos resultados foi desenvolvida ao longo do capítulo, apresentando os gráficos em sequência de forma a comprovar ou contestar a sensibilidade da formação de cones de água às variáveis estudadas.

## 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho mostrou a aplicação de um *software* comercial de alta performance para a simulação do fenômeno da formação de cones de água em reservatórios de gás que possuem aquífero de fundo atuante, fato que vem atormentando a indústria por décadas por levar vários poços ao abandono quando a produção de água atinge valores insustentáveis economicamente.

A revisão bibliográfica apontou as principais variáveis envolvidas no processo sob a ótica de vários pesquisadores que dedicaram muito de seu tempo na busca de soluções analíticas e numéricas viáveis aplicáveis ao sistema óleo-água ou gás-água.

Algumas das principais soluções encontradas pelos pesquisadores foram apresentadas, tendo as suas particularidades discutidas.

A partir da definição dos parâmetros principais, o modelo físico foi construído e uma série de estudos de caso foram propostos para serem aplicados em um simulador numérico tridimensional completamente implícito. A tradução do modelo físico para o modelo computacional foi feita por meio do *software* comercial que permitiu o cálculo com maior precisão das inúmeras equações acopladas que guiam o balanço de materiais no fluxo multifásico em meio poroso.

A metodologia de análise foi mostrada por meio da divisão dos casos, da estratégia de produção e da apresentação de algumas janelas de *input* do simulador. A análise e discussão dos resultados evidenciou que as variáveis que mais influenciam o fator de recuperação são a espessura da zona de gás (*net-pay*) e a permeabilidade horizontal, enquanto a vazão de produção inicial de gás e a razão de permeabilidades pouco influenciam na recuperação final.

É importante considerar, também, que o fator de recuperação foi analisado sob o ponto de vista da produção total de gás. Em casos de projeto, a produção de água associada deveria ser considerada como fator econômico limitante. De todo modo, percebeu-se que os dados apontavam para uma vazão ótima que minimizaria a produção de água, maximizando a produção de gás ao longo do tempo. No caso estudado, essa vazão era em torno de 300Mm<sup>3</sup>/d, a qual norteou os estudos dos casos subsequentes que não possuíam a vazão como variável livre.

Espera-se que, em estudos futuros, ferramentas de avaliação mais modernas possam ser usadas na aplicação de um algoritmo para encontrar a vazão de otimização da produção para um caso qualquer. Também se espera a aplicação dessas ferramentas em campos com maior número de poços, em malhas que misturam propriedades radiais e cartesianas para o tratamento mais verossímil do fenômeno.

Por fim, deseja-se que modelos mais realísticos de reservatórios, apresentando mais anisotropias e heterogeneidades possam ser estudados, agregando conhecimento acerca do fenômeno da conificação em poços de gás, permitindo uma maior eficiência na recuperação dessa fonte de energia cuja importância se mostra indubitavelmente relevante para o futuro energético do país.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abass, H. H. e Bass, D. M.: *The Critical Production Rate in Water Coning System*, paper SPE 17311 apresentado na Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Texas (1988).

Abernethy, E. R.: *Water Coning – The Calculation of Breakthrough Time*, paper 80-31-05 apresentado no 31º Annual Technical CIM Meeting, Calgary (1980).

Addington, D. V.: *An Approach to Gas Coning Correlations for a Large Grid Cell Reservoir Simulation*, J. Pet. Tech. 2267-2274 (1981).

Akbar, A. M., Arnold, M. D. e Harvey, A. H.: *Numerical Simulation of Individual Wells in a Field Simulation Model*, paper SPE 4073 apresentado na 47ª SPE-AIME Annual Fall Meeting, Texas (1972).

Alikhan, A. A. e Farouq Ali, S. M.: *State-of-the-Art of Water Coning Modeling and Operation*, paper SPE 13744 apresentado na 4ª Middle East Oil Show, Texas (1985).

ANP, *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*, Agosto 2011. Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/?dw=57292> >. Acesso em: 29 ago. 2012.

Armenta, M. e Wojtanowicz, A.: *Severity of Water Coning in Gas Wells*, paper SPE 75720 apresentado no SPE Gas Technology Symposium, Canadá (2002).

Arthur, M. G.: *Fingering and Coning of Water and Gas in Homogeneous Oil Sand*, AIME (1944), 155, 184-199.

Aziz, K. e Flores, J.: *Influence of Production Rate and Oil Viscosity on Water Coning*, paper 374032 apresentado no 25º Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, Alberta, Canada (1974).

Bashbush, J. L.: *Numerical Simulation of Two and Three-Phase Coning*, Ph.D., Penn State U. (Novembro, 1975).

Blades, D. N. e Stright, D. H., Jr.: *Predicting High Volume Lift Performance in Wells Coning Water*, J Can. Pet. Tech. 62-70 (1975).

Bournazel, C. e Jeanson, B.: *Fast Water Coning Evaluation*, paper SPE 3628 apresentado no 46° SPE Annual Fall Meeting, New Orleans (1971).

Buranatavansom, N.: *Water Coning Management in Gas Reservoir via Downhole Water Dump Flood*. Paper SPE 152369-STU apresentado no SPE Annual Technical Conference and Exhibition em Denver, Colorado (2011).

Byrne, W. B. e Morse, R. A.: *The Effects of Various Reservoir and Well Parameters on Water Coning Performance*, paper SPE 4287 apresentado no 3° Numerical Simulation of Reservoir Performance Symposium, Houston (1973).

Chambers, B., Karra, S., e Mortimer, L.: *Use of Type Curve Analysis in Predicting the Behavior of a Water Drive Reservoir*, J. Can. Pet. Tech. 54-60 (1980).

Chaperon, I.: *Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates*. Paper SPE 15377 apresentado no 61° ATCE, New Orleans (1986).

Chappelear, J. E. e Hirasaki, G. J.: *A Model of Oil-Water Coning for Two-Dimensional, Areal Reservoir Simulation*, SPEJ, Abril (1976), pp. 65-72.

Chierici, G. L., Ciucci, G. M. e Pizzi, G.: *A Systematic Study of Gas and Water Coning By Potentiometric Models*, J. Pet. Tech., 723-729 (1966)

Chugbo, A. I., Roux, G. D. e Bosio, J. C.: *Thin Oil Columns Most People Think Horizontal Wells, Obagi Field Case Suggests Contrary*, paper SPE 19599 apresentado no 64° ATCE, Texas (1989).

Colonna, J., Iffly, R. e Millet, J. L.: *Water Coning in Underground Gas Reservoirs*, Institut Français du Pétrole et Annales des Combustibles Liquides Revue, v. 24, n. 1. (1969), p.p 121-144.

Creusot, M. R.: *Water and Gas Coning Resulting from the Deformation of Interfaces near the Wellbore*, International Hydrocarbon Explor., Drilling, Prod. Tech. Symp, Paris (1975), pp. 243-249.

Dzhafarov, N. D., et al.: *Water-Cut in Wells Producing from Communicating Inclined Formations*, Azerbaidzh, Neftyanoe Khozaistvo, n. 1 (1977), pp. 40-44.

EIA., DOE., *International Energy Outlook 2011*. U.S. Department of Energy., Washington, DC, Energy Information Administration, 2011.

Elkins, L. F.: *An Unusual Problem of Bottom Water Coning and Volumetric Water Invasion Efficiency*, paper SPE 1121-G apresentado na 33<sup>a</sup> Annual Fall Meeting of SPE, Houston (1958).

Fetkovich, M. J.: *Decline Curve Analysis Using Type Curves*, J. Pet. Tech. 1065-1077 (1980).

Fortunati, F.: *Water Coning at the Bottom of the Well*, Nota Técnica SPE 544, 1-9 (1962).

Giger, F. M.: *Analytic Two-Dimensional Models of Water Cresting Before Breakthrough for Horizontal Wells*, paper SPE 15378, SPE Reservoir Engineering Journal, 409-416 (1989).

Gottardi, G. e Vitali, D.: *Effect of Gravity Analyzed for Bottom Water Drive*, Oil and Gas Journal, pp-92-96 (1981).

Gunning, J., Paterson, L. e Poliak, B.: *Coning in Dual Completed Systems*, J. of Pet. Science and Engineering, 23 (1999), 27-39.



Guo, B. e Lee, R. L. H.: *A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/Water Coning Systems*, paper SPE 23994, Reservoir Engineering Journal, 249-255 (1993).

Jin, L. e Wojtanowicz, A. K.: *Performance Analysis of Wells with Downhole Water Loop (DWL) Installation for Water Coning Control*. CIPC 2008-173, Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canada, 17-19, Junho (2008).

Kabir, C. S.: *Predicting Gas Well Performance Coning Water in Bottom-Water-Drive Reservoirs*, paper SPE 12068 apresentado durante o 58° ATCE (1983).

Karp, J. C., Lowe, D. K. e Marusov, N.: *Horizontal Barriers for Controlling Water Coning*, JPT, 783-790 (1962).

Kidder, R. E.: *Flow of Immiscible Fluids in Porous Media: Exact Solution of a Free Boundary Problem*, J. of Applied Physics, v. 27, n. 12 (Dezembro, 1956), pp 867-869.

Kidder, R. E.: *Motion of the Interface Between Two Immiscible Liquids of Unequal Density in a Porous Solid*, J. of Applied Physics, v. 27, n. 12 (dezembro, 1956), pp. 1546-1548.

Ko, S. C. M., Aziz, K. e Settari, A.: *Computer Simulation of Water Coning by a Sequential Solution Method*, JCPT (1980), pp. 61-73.

Korolev, A. V.: *Two-Phase Flow Toward a Partially Penetrating Well in a Heterogeneous Productive Formulation*, IZV, AKAD NAUK SSSR, MEKH ZHIDKOSTI GAZA, n.3 (1976), pp. 64-69.

Kuo, M. C. T. e Debrisay, C. L.: *A Simplified Method for Water Coning Predictions*, paper SPE 12067, 5° ATCE, San Francisco, Califórnia (1983).

Letskeman, J. P. e Riding, R. L.: *A Numerical Coning Model*, SPEJ (1970), pp. 418-424.

MacDonald, R. C. e Coats, K. H.: *Methods for Numerical Simulation of Water and Gas Coning*, SPEJ (1970), pp. 425-436.

McMullan, J. H., Bassiouni, Z.: *Optimization of Gas-Well Completion and Production Practices*, paper SPE 58983 apresentado no SPE International Petroleum Conference and Exhibition, México (2000).

Menouar, H. K. e Hakim, A. A.: *Water Coning and Critical Rates in Vertical and Horizontal Wells*, paper SPE 29877 apresentado na SPE Middle East Oil Conf. Bahrein (1995).

Meyer, H. R. e Garder, A. O.: *Mechanics of Two Immiscible Fluid in Porous Media*, J. of Applied Physics, v. 25, n. 11 (1954), pp. 1400-1406.

Miller, R. T. e Rogers, W. L.: *Performance of Oil Wells in Bottom Water Drive Reservoirs*, paper SPE 4633 apresentado no 48° SPE Annual Fall Meeting, Las Vegas, (1973).

Ministério de Minas e Energia – MME (2011). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural*. Edição número 52, Julho de 2011. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: [http://www.cogen.com.br/paper/2011/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_52\\_jul\\_11.pdf](http://www.cogen.com.br/paper/2011/Boletim_Gas_Natural_nr_52_jul_11.pdf) >. Acesso em: 29 ago. 2012.

Mrosovsky, I. e Ridings, R. L.: *Two-Dimensional Radial Treatment of Wells within a Three-Dimensional Reservoir Model*, SPEJ (1975), pp. 127-131.

Mungan, N.: *A Theoretical and Experimental Coning Study*, Soc. Pet, Eng, J. (Junho, 1975), 247-254; Trans., AIME, 259.

Muskat, M. e Wyckoff, R. D.: *An approximate Theory of Water Coning in Oil Production*, AIME (1935), 114, 144-163.

Muskat, M.: *Flow of Homogeneous Fluids*, International Human Resources Development, Boston (1982).

Ould-amer, Y., Chikh, S. e Naji, H.: *Attenuation of Water Coning Using Dual Completion Tehcnology*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 45 (2004), 109-122.

Pirson, S. J. e Mehta, M. M.: *A Study of Remedial Measures for Water-Coning by Means of a Two-Dimensional Simulator*. Paper SPE 1808 apresentado na 42ª SPE Annual Fall Meeting, Houston, Texas (1967).

Romero-Juarez, A.: *Characteristic of Oil Production Related to Water Coning*, SPE Reservoir Engineering Journal, 1-34. (1964)

Rosa, A. J., Carvalho, R. d. S., e Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Ed. Interciência.

Sames, P.: *Reduction of the Productivity of a Gas Well*, Zeitschrift Fuer Angewandte Geologie, v.21, n.1 (1975), pp. 35-38.

Settari, A. e Aziz, K.: *A Computer Model for Two-Phase Coning Simulation*, SPEJ (1974), pp. 221-236.

Shul'ga, P. M.: *Approximate Formula for the Maximum Production Rate of Water-Free and Gas-Free Oil from a Formation Carrying Bottom-Water and a Gas Cap*, Izvest Vysshikh Uchebnykh Zavedenii (Neft Gas), v. 2, n. 2 (1959), pp. 33-40.

Smith, C. R. e Pirson, S. J.: *Water Coning Control in Oil Wells by Fluids Injection*, SPE 613, SPEJ (1963).

Sobocinski, D. P. e Cornelius, A. J.: *A correlation for Predicting Water Coning Time*, J. Pet. Tech., 594-600 (1965).

Sonier, F., Besset, P. e Ombret, O.: *A Numerical Model of Multiphase Flow Around a Well*, SPEJ (1973), pp. 311-320.

Spivak, A. e Coats, K. H.: *Numerical Simulation of Coning Using Implicit Production Terms*, SPEJ (1970), pp. 257-267.

Telkov, A. P.: *Solution of Static Problems in Coning With Account of Changes in Thickness of the Oil Saturated Portion of a Formation*, Neftyanoe Khozyaistvo, v. 49, n. 1 (1971), pp. 34-37.

Thomas, F. B., Shtepani, E., Marosi, G. e Bennion, D. B.: *Production Well Water Coning – Is There Anything We Can Do? Paper* apresentado na Petroleum Society's Canadian Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada (2002).

Trimble, A. E., DeRose, W. E.: *Field Application of Water-Coning Theory to Todhunters Lake Gas Field*, paper SPE 5873 apresentado na 46ª SPE-AIME Annual California Regional Meeting, Long Beach (1976).

Trimble, R. H. e McDonald, A. E.: *Strongly Coupled, Fully Implicit Three-Dimensional Three-Phase Well Coning Model*, SPEJ (1981), pp. 454-458.

Utama, F. A.: *An Analytical Model to Predict Segregated Flow in the Downhole Water Sink Completion and Anisotropic Reservoir*. Paper SPE 120196, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado (2008).

Van Lookeren, J.: *Oil Production from Reservoirs with an Oil Layer Between Gas and Bottom Water in the Sand*, AIME (1965), v. 234, pp. 354-357.

Vieira, A. J. M.: *Petrobras Estuda Técnicas para Aumentar a Produção de Jazidas de Gás*, Conexão PRAVAP, ano 6, n. 26, agosto/setembro, p. 12. (2006)

Welge, H. J. e Weber, A. G.: *Use of Two-Dimensional Methods for Calculating Well Coning Behavior*, SPEJ (1964), pp. 345-355.

Woods, E. G. e Khurana, A. K.: *Pseudofunctions for Water Coning in a Three-Dimensional Reservoir Simulator*, SPEJ (1977), pp. 251-262.

Yan, W. e Wattenbarger, R. A.: *Water Coning Calculations for Vertical and Horizontal Wells*. Paper SPE 22931 apresentado no SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas (1991).

Zaitoun, A. e Pichery, T.: *A Successful Polymer Treatment for Water Coning Abatement in Gas Storage Reservoir*, paper SPE 71525 apresentando na SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orlean, Louisiana (2001).

# APÊNDICE

---

## *Arquivo de Entrada do ECLIPSE® para o Caso 1.2*

*(Variando a Vazão – 300Mm<sup>3</sup>/d)*

RUNSPEC

TITLE

MODELO DE POCO MONOGRAFIA CASO1-2

DIMENS

-- raio - seção angular (nº de seções) - z

20 2 100 /

RADIAL

NONNC

-- disallow non-neighbor connections

WATER

GAS

METRIC

EQLDIMS

-- regiões de equilíbrio - nº de prof na tabela de pressão - nº max de prof nas tabelas de fluido

1 100 3\* /

TABDIMS

1 1 20 20 1 30 /

WELLDIMS

-- well dimension data

-- nº max de poços no modelo;

-- max conexões por poço (layers);

-- The maximum number of groups in the model;

1 100 1\* 1 /

START

1 'JAN' 2013 /

NSTACK

-- Linear Solver stack size

```

25 /

UNIFOUT
-- Indicates that output files are unified

UNIFIN
-- Indicates that input files are unified

GRID =====

INIT

GRIDFILE

2 0 /

BOUNDARY
-- area of grid to be printed
-- 1a. cel:10a. cel; 1º teta:6º teta; 1ºZ:300ºZ

    1 20 1 2 1 100 /

-- COMPLETE THE CIRCLE IN THETA-DIRECTION
----- K1 K2 completed

COORDSYS
-- sistema de coordenadas para cada reservatório no grid - so deve ser usado se tiver mais de um reservatorio

1 100 COMP /

OLDTRAN
-- specifies block center transmissibilities

-- RADIAL GRID DEFINED USING INRAD AND OUTRAD

DRV

0.40 0.23 0.33 0.48 0.69 1.01 1.46 2.12 3.08 4.48 6.50 9.44 13.71 19.91 28.92 42.00 61.00 88.60 128.67
186.87 /

INRAD
-- Inner radius

0.10000 /

-- OUTRAD
-- outer radius of the reservoir

-- 400.00 /

DTHETAV
-- tamanho das células na direção theta

2*180.000

/

```

```
DZ
-- tamanho das células na direção Z
4000*1
/
-- ASSUME BOTTOM LAYER CONTAINS SOME SHALE - USE DZNET
BOX
  1 20 1 2 1 30 /
PERMR
-- permeability values in the radial direction
1200*30
/
PERMTHT
-- permeability values in the azimuthal direction
1200*30
/
PERMZ
-- specifies z-permeability values
1200*15
/
PORO
-- grid block porosity values
1200*0.20
/
ENDBOX
BOX
  1 20 1 2 31 100 /
PERMR
-- permeability values in the radial direction
2800*80
/
PERMTHT
-- permeability values in the azimuthal direction
2800*80
```



```

/
PERMZ
-- specifies z-permeability values
2800*50
/
PORO
-- grid block porosity values
2800*0.20
/
ENDBOX
BOX
  1 20  1 2  1 100 /
DZNET
-- net thickness value for each grid block
4000*1
/
TOPS
-- depths of top face of each grid block
40*1405
/
ENDBOX
RPTGRID
  DR DTHETA DZ /
EDIT =====
--ENDBOX
PROPS =====
--STONE2
-- só deve ser usado em rodadas trifásicas
-- THESE PROPERTIES WERE COPIED FROM GASCOND.DATA
-- THEY HAVE HAD TO BE CONVERTED FROM 'METRIC' TO 'FIELD'
SWFN
  0.20000    0.00000    0.60
  0.30000    0.12500    0.53

```

0.40000	0.22500	0.45
0.50000	0.37500	0.37
0.60000	0.50000	0.30
0.70000	0.62500	0.23
0.80000	0.75000	0.15
0.90000	0.87500	0.07
1.00000	1.00000	0.00

/

SGFN

0.00000		0.00000	0.00
0.10000	0.00000	0.07	
0.20000	0.00000	0.15	
0.30000	0.02000	0.23	
0.40000	0.08500	0.30	
0.50000	0.20000	0.37	
0.60000	0.37000	0.45	
0.70000	0.65000	0.53	
0.80000	1.00000	0.60	

/

PVTW

160 1.0112 2.9066E-005 0.97146 0/

ROCK

156 5.32E-005 /

DENSITY

800.91 1190.7 0.7327 /

--THE GAS PVT DATA-----

PVDG

1.03	1.35672	0.01510
68.95	0.01958	0.01580
136.86	0.00980	0.01718
204.77	0.00662	0.01885
272.69	0.00514	0.02071
340.60	0.00430	0.02268

408.51 0.00378 0.02456  
476.43 0.00342 0.02643  
544.34 0.00316 0.02821  
612.25 0.00296 0.02990

/

RPTPROPS

-- PROPS Reporting Options

--

/

SOLUTION =====

EQUIL

--datum; presdatum; contato; cap.pres no contato; contato g/o;

--type of initialization for Solubility; idem for wet gas;

--accuracy in volume calculations

1380 157.4 1435 0 1\* 0 0 0 0 /

RPTSOL

-- Initialisation Print Output

--

RESTART=2 SWAT SGAS FIP=3 FIPRESV EQUIL /

SUMMARY =====

FOPR

FGPR

FWPR

FWGR

FWCT

FPR

FOPT

FWPT

FGPT

TIMESTEP

PERFORMA

SCHEDULE =====

----- THE SCHEDULE SECTION DEFINES THE OPERATIONS TO BE SIMULATED

```

-----
-- CONTROLS ON OUTPUT AT EACH REPORT TIME

RPTSCHED

'PRES' 'FIP=3' 'WELLS=2' 'SWAT' 'SGAS' 'SUMMARY=3' 'CPU=2' 'WELSPECS' 'NEWTON=2' 'RESTART=2' /

--DRSDT

--1.0 /

-- WELL SPECIFICATION DATA

--

-- WELL GROUP LOCATION BHP PI

-- NAME NAME I J DEPTH DEFN

WELSPECS

POCO1 CLUSTER1 1 1 1390 GAS /

/

-- COMPLETION SPECIFICATION DATA

--

-- WELL -LOCATION- OPEN/ SAT CONN WELL

-- NAME I J K1 K2 SHUT TAB FACT RAD

COMPDAT

POCO1 1 1 1 11 OPEN 0 1* 0.2 /

/

-- PRODUCTION WELL CONTROLS - OIL RATE IS SET TO 1000 BPD

--

-- WELL OPEN/ CNTL OIL WATER GAS LIQU RES BHP

-- NAME SHUT MODE RATE RATE RATE RATE RATE

WCONPROD

POCO1 OPEN GRAT 2* 300000 2* 42 /

/

-- SPECIFY UPPER LIMIT OF 1 DAY FOR NEXT TIME STEP

TUNING

0.000546 0.1 /

/

/

-- SPECIFY REPORT AT 1 DAY

```

TSTEP

120\*30 /

-- RESET OUTPUT CONTROLS TO GET FULL OUTPUT FOR LAST REPORT

--RPTSCHED

-- PRES SWAT SGAS FIP=2 WELLS=5 VFPPROD=1 SUMMARY=2 CPU=2 WELSPECS NEWTON=2 /

--TIME

-- /

END

---