

**João Henrique Campos Lopes Ribeiro**

**Estudo paramétrico do efeito *Heel-Toe* em poços horizontais  
visando otimização de *Inflow Control Devices* (ICDs)**

Trabalho de Formatura em Engenharia de Petróleo  
do curso de graduação do Departamento de  
Engenharia de Minas e de Petróleo da Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Luis Baliño

Coorientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de Aze-  
vedo

São Paulo  
2016

**João Henrique Campos Lopes Ribeiro**

**Estudo paramétrico do efeito *Heel-Toe* em poços horizontais  
visando otimização de *Inflow Control Devices* (ICDs)**

São Paulo  
2016

## **Agradecimentos**

Ao professor Jorge Luis Baliño por todo o suporte, dedicação e ajuda em todos os momentos, assim como pela obtenção das licenças perante a ROXAR, sem as quais o trabalho se faria impossível.

Ao professor Ricardo Cabral de Azevedo por me apresentar à ideia inicial do projeto, e por toda a disponibilidade desde o início.

A Roxar pelo fornecimento dos softwares e licenças acadêmicas.

## Resumo

Este trabalho faz um estudo de Dispositivos de Controle de Influxo (ICDs, na sigla em inglês) com o objetivo de verificar o comportamento destes em relação à mitigação de um fenômeno recorrente, porém indesejado, conhecido como cones de água e gás. Esses cones são originados por duas principais razões: a primeira é a pressão, que varia de forma desigual ao longo do poço; a segunda é dada pelas diferentes propriedades dos fluidos, uma vez que a água e o gás possuem maiores mobilidades do que o petróleo. Portanto, a principal função dos ICDs é regular a pressão entre o reservatório e o poço a fim de equalizá-la ao longo de toda sua extensão. A verificação da influência das propriedades dos fluidos no funcionamento dos dispositivos se dá por meio da utilização de códigos comerciais, que simulam o acoplamento do escoamento interno de poços horizontais de petróleo com o escoamento nos reservatórios e ajudam na visualização e na resolução das hipóteses estipuladas. Ainda, faz-se um estudo paramétrico da influência de propriedades como permeabilidade, densidade, porosidade e o diâmetro do poço na formação dos cones para que se possa compreender quais as melhores abordagens na aplicação dos ICDs.

Palavras chave: efeito calcanhar-dedão, cones de água e de gás, dispositivos de controle de influxo, escoamento multifásico, acoplamento poço-reservatório.

---

## Abstract

This work is a study of Inflow Control Devices (ICDs) in order to verify their behavior in relation to the mitigation of a recurring, but unwanted, phenomenon known as water and gas coning. These cones are caused by two main reasons: the first is the pressure that varies unevenly along the well; the second is given by the different properties of the fluid, since water and gas have higher mobility than oil. Therefore, the main function of ICDs is to regulate the pressure between the reservoir and the well in order to equalize it along its entire length. The evaluation of the influence of the fluid properties in the operation of the devices is done through the use of commercial codes that simulate the coupling of the internal flow in horizontal wells with the flow in reservoirs. The simulator also helps in visualization and solution of the stipulated hypotheses. Besides, there is a parametric study of the influence of properties such as permeability, density, porosity and the well diameter on the formation of cones, so one can understand which are the best approaches in the implementation of ICDs.

Keywords: Heel-Toe effect, water and gas coning, inflow control devices, multiphase flow, well-reservoir coupling.

## Lista de Figuras

1	Efeito <i>Heel-Toe</i> . Perdas de pressão ao longo de um poço horizontal em uma formação homogênea fazem com que a pressão da tubulação seja menor no calcanhar do poço (próximo à curva) do que no dedão (término do poço). Com o tempo, e muito antes de o óleo (verde) das seções perto do dedão chegar ao poço, tanto água (azul) quanto gás (vermelho) são atraídos para o calcanhar, resultando em um fim precoce da vida produtiva do poço. (Modificado de ELLIS et al. (2009)) . . . . .	10
2	Os dispositivos de controle de fluxo igualam a queda de pressão ao longo de todo o comprimento do poço, promovendo um fluxo uniforme de óleo através da formação de modo que as chegadas de água e gás sejam atrasadas e simultâneas.(Modificado de ELLIS et al. (2009)) . . . . .	10
3	Distribuição não uniforme da vazão ao longo do poço, sem ICD. (Modificado de SANSONI (2015)) . . . . .	11
4	Distribuição uniforme da vazão ao longo do poço, com ICD. (Modificado de SANSONI (2015)) . . . . .	11
5	Padrões de escoamento bifásico em dutos horizontais. (GOVIER and OMER (1962)) . . . . .	16
6	ICD do tipo labirinto. (KHELAIWI and DAVIES, 2007) . . . . .	18
7	ICD do tipo helicoidal. (KHELAIWI and DAVIES, 2007) . . . . .	19
8	ICD do tipo bocal. (KHELAIWI and DAVIES, 2007) . . . . .	19
9	ICD do tipo orifício. (KHELAIWI and DAVIES, 2007) . . . . .	20
10	ICD do tipo RCP ou autônomo. (MATHIESEN et al., 2011) . . . . .	21
11	Esquematização de poço horizontal com e sem ICDs em relação à formação de cones de água e gás. (HALLIBURTON) . . . . .	22
12	Condições de ligação entre dois segmentos de um mesmo poço. . . . .	23
13	Variação da velocidade dentro do segmento considerado. . . . .	23
14	Representação visual bidimensional do reservatório simulado. . . . .	26
15	Resultado da simulação com todos os parâmetros originais. . . . .	28
16	Resultado da simulação após alteração do valor da permeabilidade vertical. . . . .	28
17	Resultado da simulação após aumento do valor da porosidade. . . . .	29
18	Resultado da simulação após alteração do valor da densidade do óleo. . . . .	30
19	Resultado da simulação após alteração do diâmetro do poço. . . . .	30

## Lista de Tabelas

1	Propriedades base das simulações. . . . .	26
2	Propriedades das simulações. . . . .	27

## Conteúdo

Agradecimentos	3
Resumo	4
Abstract	5
Lista de Figuras	6
Lista de Tabelas	7
<b>1 Introdução</b>	<b>9</b>
1.1 Justificativa . . . . .	12
<b>2 Desenvolvimento</b>	<b>13</b>
2.1 Objetivos . . . . .	13
2.2 Revisão Bibliográfica . . . . .	13
2.2.1 Acoplamento Poço-Reservatório . . . . .	13
2.2.2 Padrões de escoamento . . . . .	15
2.2.3 Tipos de ICDs . . . . .	17
2.2.4 Cones de água e gás . . . . .	21
2.3 Metodologia . . . . .	22
2.3.1 Condições de contorno e premissas utilizadas pelo simulador . . . . .	22
2.3.2 Estudo paramétrico . . . . .	25
<b>3 Resultados e Discussão</b>	<b>28</b>
3.1 Dificuldades encontradas . . . . .	31
<b>4 Conclusão</b>	<b>32</b>
Referências	34
Apêndice A	35

## 1 Introdução

A perfuração dos primeiros poços horizontais se deu no final da década de 1980 com a finalidade de aumentar a área de contato do poço com o reservatório em regiões em que a faixa de óleo era pouco espessa, evitando assim a perfuração de diversos poços verticais. De lá para cá, houve um enorme desenvolvimento tanto em tecnologias quanto em práticas adotadas pela indústria que proporcionaram um grande aumento na recuperação do óleo além de uma redução nos custos de perfuração.

De acordo com JOSHI (1991), poços horizontais têm diversas vantagens em relação aos verticais. Em reservatórios delgados, um único poço horizontal pode ser equivalente a vários poços verticais em termos de área exposta ao fluxo da formação; em reservatórios com fraturas naturais, o poço horizontal pode ser muito eficiente pois atravessa inúmeras fissuras. Poços horizontais também são atrativos em reservatórios de baixas permeabilidades, com óleo de alta viscosidade, e em alguns casos onde possa ocorrer formação de cone de gás ou água, ou produção de areia. Além disso, poços horizontais são mais adequados em projetos de recuperação de petróleo quando utilizados como poços injetores, pois estes aumentam a eficiência de varrido.

Um poço horizontal tem duas partes com nomenclatura definida: o calcanhar (*heel*), que é a região horizontal próxima à curvatura, e o dedão (*toe*), que é a extremidade distante.

Em poços horizontais muito extensos, ocorre grande perda de carga devido à fricção entre os fluidos e as paredes do duto. Isso ocasiona uma diferença de pressão significativa com menores pressões no calcanhar e maiores no dedão do poço, ocasionando o chamado *heel-toe effect*, cuja consequência é a formação dos cones de água ou de gás. A figura 1 representa melhor este efeito. Como tanto a água quanto o gás têm maior mobilidade (permeabilidade dividida pela viscosidade) do que o óleo, essas substâncias fluem mais facilmente por entre os poros da rocha. Diferentemente dos poços verticais que, uma vez atingidos pela água, podem ser recompletados em porções mais altas, os poços horizontais estão irremediavelmente perdidos quando atingidos (*breakthrough*) por um cone de água de fundo. Assim, no desenvolvimento de um campo com aquífero de fundo, os poços horizontais podem ser utilizados para se prevenir o aparecimento prematuro de água, desde que estes sejam produzidos com vazões relativamente baixas, para não gerar um excessivo gradiente de pressão no reservatório. Nessas circunstâncias, apesar da possível maior produtividade, o uso de poços horizontais tem como objetivo retardar o início da produção de água no campo.

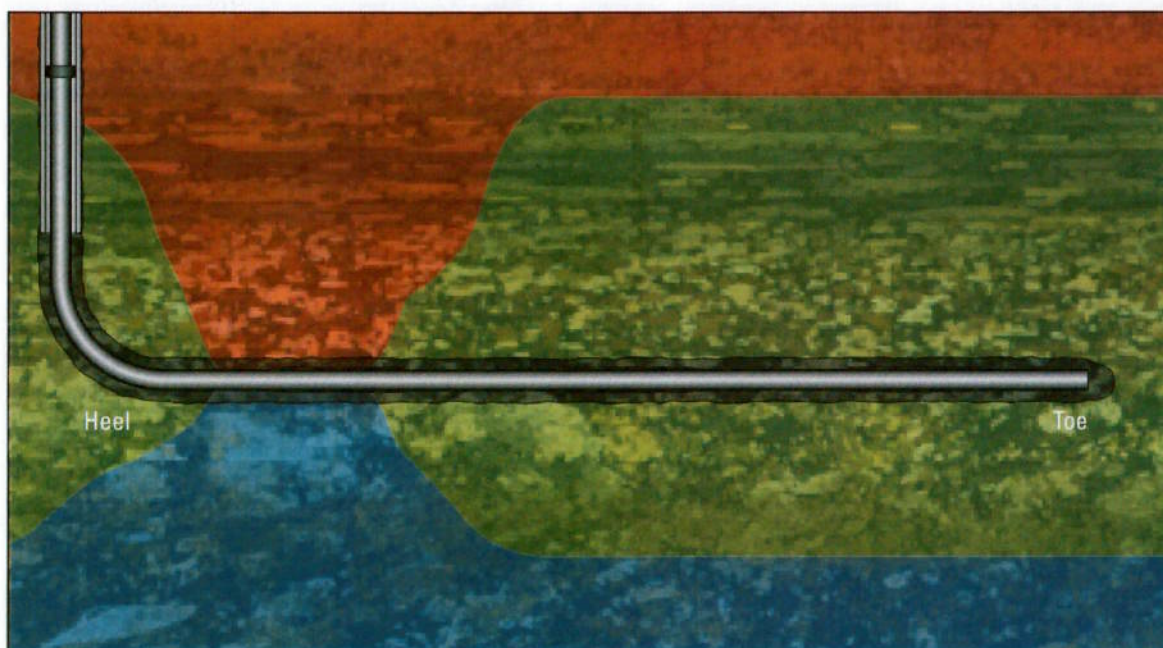


Figura 1: Efeito *Heel-Toe*. Perdas de pressão ao longo de um poço horizontal em uma formação homogênea fazem com que a pressão da tubulação seja menor no calcanhar do poço (próximo à curva) do que no dedão (término do poço). Com o tempo, e muito antes de o óleo (verde) das seções perto do dedão chegar ao poço, tanto água (azul) quanto gás (vermelho) são atraídos para o calcanhar, resultando em um fim precoce da vida produtiva do poço. (Modificado de ELLIS et al. (2009))

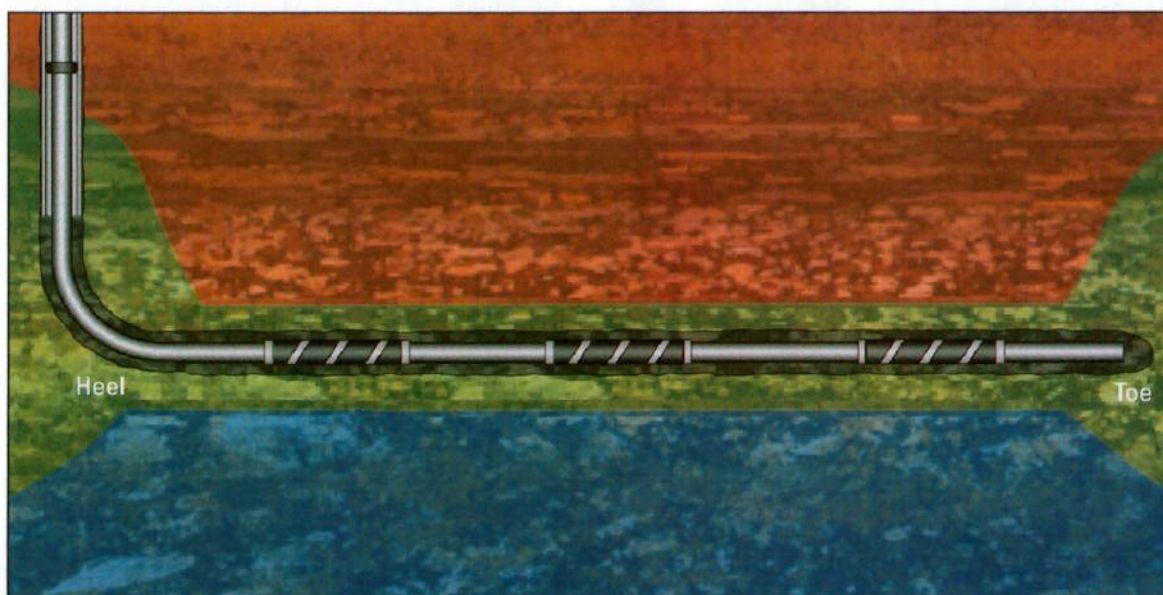


Figura 2: Os dispositivos de controle de fluxo igualam a queda de pressão ao longo de todo o comprimento do poço, promovendo um fluxo uniforme de óleo através da formação de modo que as chegadas de água e gás sejam atrasadas e simultâneas. (Modificado de ELLIS et al. (2009))

Por causa dessas condições é que foram desenvolvidos os *Inflow Control Devices*. Estes são equipamentos colocados na fase de completação e que atuam de forma a equalizar a pressão interna dos dutos ao longo de toda a extensão do poço (figura 2). O princípio usado é o de impor uma perda de pressão adicional entre a região anular e o poço, com o objetivo de uniformizar a pressão do anular e então equalizar o *drawdown*, que é o diferencial de pressão existente entre o reservatório e o poço, ao longo de todo seu comprimento. Com isso, consegue-se um perfil de vazão mais uniforme ao longo do poço, como na figura 4, e retarda-se o surgimento dos indesejados cones, aumentando-se a recuperação final de óleo.

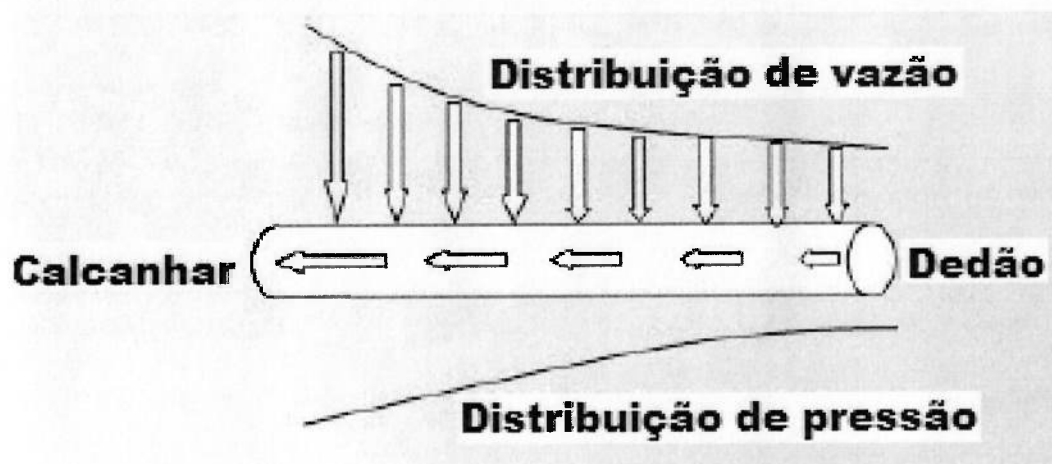


Figura 3: Distribuição não uniforme da vazão ao longo do poço, sem ICD. (Modificado de SANSONI (2015))

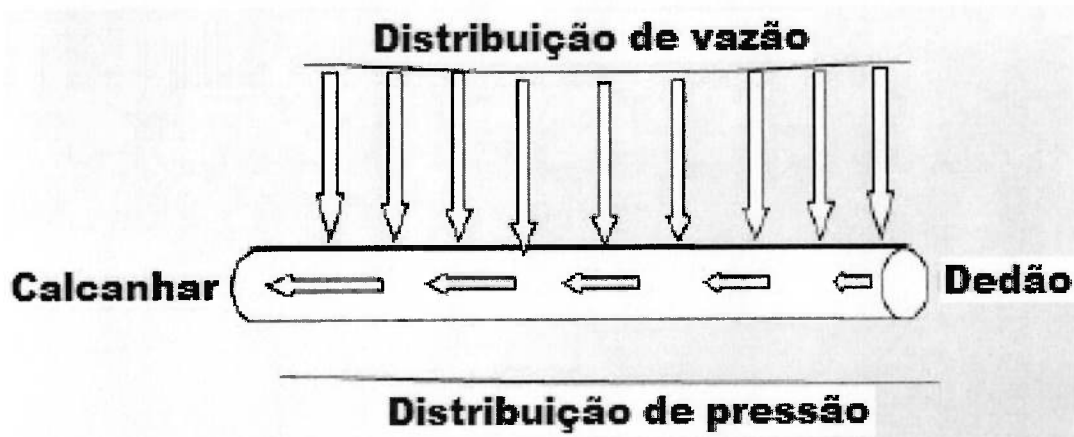


Figura 4: Distribuição uniforme da vazão ao longo do poço, com ICD. (Modificado de SANSONI (2015))

Um ponto negativo dos ICDs é o fato de que esses dispositivos são ajustados de acordo com uma condição ótima pontual, no entanto, o sistema de produção é dinâmico, o que acarreta na alteração de fatores fundamentais que controlam as pressões internas. Portanto,

---

com o passar do tempo, os ICDs deixam de atuar em sua melhor condição e é inevitável o surgimento dos cones. Uma evolução dessa tecnologia são os *Autonomous Inflow Control Devices*, dispositivos autônomos que se fecham à produção quando em contato com um fluido que não óleo. Esse comportamento permite a continuidade da produção de óleo por áreas não atingidas pelos cones e não leva o poço ao abandono precoce por conta da produção de fluidos como água ou gás.

## 1.1 Justificativa

O sucesso da aplicação dos ICDs em poços horizontais mostrou que, com uma técnica já bem estabelecida, a equalização da queda de pressão ao longo do reservatório, é possível estabelecer melhoras significativas tanto na produção de óleo como também na extensão da vida útil dos poços, sem produção de água. No entanto, com o avanço tecnológico, esse método pode ser aperfeiçoado de forma a levar a aumentos ainda maiores na eficiência da extração do petróleo.

## **2 Desenvolvimento**

### **2.1 Objetivos**

O escopo deste trabalho é estudar completações em poços horizontais com a utilização de ICDs, visando analisar seus comportamentos e desempenhos em relação à formação de cones de água e gás. Além disso, quer-se compreender por meio de um estudo paramétrico, quais são as principais propriedades do óleo, das rochas e do poço que são controladoras do fluxo dentro dos reservatórios para também observar sua influência na formação dos cones de água e gás

### **2.2 Revisão Bibliográfica**

#### **2.2.1 Acoplamento Poço-Reservatório**

A simulação numérica do acoplamento poço-reservatório busca o aumento de produção pelo posicionamento de diversos poços produtores e injetores, sendo que alguns destes são poços horizontais. Isto se deve a recentes avanços e inovações nas técnicas de perfuração, que permitiram que o uso de poços horizontais encontrasse uma nova e ampla faixa de campos para exploração de petróleo. Aplicações estas que se mostraram economicamente vantajosas, não somente pelo incremento nas taxas de produção, mas também na possibilidade de se explorar: campos delgados, fraturas naturais, formações com baixas permeabilidades, alta anisotropia e, em alguns casos, poços com produção de areia (VICENTE, 2000).

A discretização do domínio no universo dos simuladores comerciais de reservatórios comumente emprega elementos cujas dimensões podem atingir centenas de metros. Este tipo de abordagem visa envolver todo o reservatório e a otimização do posicionamento de diversos poços buscando maximizar o volume a ser produzido. Devido a este tipo de abordagem é usual a desconsideração de efeitos geométricos de cada poço na drenagem da formação, muitas das vezes empregando hipóteses simplificadoras para estimar os efeitos fluidodinâmicos dos poços sobre o reservatório.

Diversas metodologias foram propostas ao longo dos anos a fim de se obter a integração poço-reservatório, dentre elas destacam-se dois modelos conhecidos como hipótese da condutividade finita e infinita. Estes modelos se diferenciam pelo fato de que enquanto na condutividade infinita a perda de carga ao longo do poço é desprezada, na outra abordagem, a perda de carga é levada em consideração (JOSHI, 1991).

Em simulações de reservatórios, frequentemente é adotada a hipótese de condutividade infinita. Autores como OZKAN et al. (1999) discutem que essa simplificação pode ser aplicada restritamente a sistemas de baixa produção, em que o gradiente de pressão devido

ao escoamento através do poço é desprezível em relação à perda de carga no reservatório (*drawdown*). Descrevem ainda situações de casos onde reservatórios tiveram seus valores de produção e distribuição de fluxo fortemente influenciado pela presença de poços horizontais com queda de pressão na mesma magnitude do *drawdown*. Já autores como DICKSTEIN et al. (1997) indicam ausência de simetria na distribuição de vazão ao longo de poços horizontais quando a perda de carga é considerada, situações em que uma quantidade significativa de fluido escoava preferencialmente próximo ao calcanhar do poço. Este efeito causaria um *breakthrough* de água ou gás mais precoce do que as previsões feitas usando a consideração da condutividade infinita. Este fenômeno pode trazer aspectos adversos à exploração de petróleo em poços horizontais, principalmente quando há formação de cone de água.

STONE and KRISTO (1989), desenvolveram um modelo totalmente implícito para simulação do acoplamento poço-reservatório, considerando fluxo multifásico black-oil, o reservatório tridimensional e o poço unidimensional. As equações da energia, massa e quantidade de movimento para o poço e o reservatório foram resolvidas simultaneamente. No reservatório as equações foram resolvidas através de aproximações por diferenças finitas e no poço, além das diferenças finitas, as equações da quantidade de movimento foram resolvidas usando aproximações *upstream* para as frações volumétricas. Para manter a estabilidade, STONE and KRISTO (1989) usaram um modelo simples no cálculo do fluxo multifásico do poço, no qual os regimes de fluxo poderiam ser: estratificado, bolha, golfada ou névoa. STONE and KRISTO (1989), relacionaram a pressão no bloco do reservatório com a pressão no elemento de poço através do modelo de poço de PEACEMAN (1983).

O modelo de PEACEMAN (1983) é até hoje o modelo de poço mais utilizado na simulação de reservatórios. É o pioneiro na modelagem de poços, e se baseia na solução analítica de um escoamento monofásico radial ao redor de um poço vertical, em regime permanente e imerso em um meio poroso isotrópico e homogêneo. O modelo de poço é uma expressão que conecta a pressão do poço com a pressão do bloco numérico do reservatório e as vazões envolvidas. O modelo de poço ideal é, logicamente, aquele que vem da solução do problema nas vizinhanças do poço com uma malha extremamente fina. Portanto, a técnica de construir modelos de poços se baseia na busca de uma solução nas vizinhanças do poço de maneira precisa, ou seja, com uma malha fina, e depois na aplicação destas correlações para outras situações com malhas grosseiras. Os resultados obtidos pelo modelo de STONE and KRISTO (1989) demonstraram bastante concordância com experimentos, mas o método apresentou alguns problemas de estabilidade em vazões elevadas ou quando ocorria acúmulo de fluido no poço, pois o transiente no poço ocorre em uma escala de tempo muito menor que no reservatório.

VICENTE (2000) desenvolveu um modelo totalmente implícito tridimensional black-oil isotérmico de acoplamento poço-reservatório. O modelo resolve simultaneamente as equações de conservação de massa e de Darcy no reservatório e as equações de conservação de massa e de Navier-Stokes no poço. Foi considerado o modelo homogêneo para o escoamento multifásico do poço, e realizou-se uma investigação paramétrica para estudar os efeitos da permeabilidade, espessura de formação, comprimento do poço, compressibilidade do fluido e anisotropia do reservatório. Seus resultados foram comparados com o simulador Eclipse 100

e com o modelo semi-analítico de OZKAN et al. (1995), mostrando muito boa concordância.

VICENTE et al. (2003), desenvolveram um simulador tridimensional para o escoamento no poço e no reservatório. Através deste simulador foi possível estudar os efeitos de alguns parâmetros sobre a produtividade do poço e a seguir encontra-se uma descrição dos principais efeitos:

- Efeito da permeabilidade e da anisotropia: quanto menor a permeabilidade da rocha, as perdas de carga no poço são muito pequenas comparadas com a perda de pressão no reservatório e o modelo pode ser representado como sendo um condutor infinito. Se a anisotropia aumenta, a distribuição de vazão ao longo do poço é mais uniforme; isso ocorre porque a queda de pressão no reservatório é maior, permitindo ao poço ter características semelhantes a um condutor infinito.

- Efeito da vazão de produção: o aumento da vazão total diminui a uniformização da distribuição da vazão. A maior quantidade da produção vem da região perto do calcanhar sem importar em quanto aumente a vazão.

- Efeito da saturação de gás: se a saturação de gás é alta, menor é a uniformização da distribuição de vazão e faz com que a região mais afastada do calcanhar contribua com menor quantidade da produção.

- Efeito da viscosidade do fluido: quando a viscosidade aumenta, a perda de pressão no reservatório é mais significativa do que no poço, portanto a distribuição de vazão ao longo do poço é mais uniforme quanto maior a viscosidade do fluido.

- Efeito da localização do poço: a localização do poço no reservatório também afeta a distribuição de vazão. Para um poço localizado perto dos limites do reservatório, a maior quantidade de fluxo é proveniente da parte final do poço.

- Efeito do diâmetro do poço: com o aumento do diâmetro do poço a uniformização do perfil de vazão aumenta, fazendo com que se aproxime a um condutor infinito devido a menores perdas de carga na tubulação.

- Efeito do comprimento do poço: o comprimento do poço não exerce efeitos importantes uma vez que a maior quantidade do fluxo provém da zona mais próxima do calcanhar do poço.

### **2.2.2 Padrões de escoamento**

Como já citado, o estudo do acoplamento poço-reservatório depende do regime de fluxo existente. Para compreender o funcionamento de um ICD é preciso conhecer quais são os processos físicos que regem tanto o fluxo no reservatório de petróleo quanto o fluxo interno

do poço. Em condições ideais, poder-se-ia considerar que há apenas óleo no reservatório e também que somente este é produzido pelo poço. No entanto, na maioria dos casos tem-se um fluxo multifásico tanto no reservatório quanto nos tubos de produção, gerando diferentes abordagens para os problemas de escoamento.

O conhecimento do comportamento dinâmico da pressão, das vazões das fases e dos padrões de escoamento durante o fluxo simultâneo de gás e líquido é fundamental para o projeto de sistemas da indústria química e de petróleo. GOVIER and OMER (1962) propuseram o conjunto de padrões de escoamento bifásico para tubos horizontais apresentado na figura 5. Diferentes padrões de escoamento são observados quando há transferência de calor com mudança de fase ou quando mais de duas fases estão presentes.



Figura 5: Padrões de escoamento bifásico em dutos horizontais. (GOVIER and OMER (1962))

As condições que regem cada tipo de padrão de escoamento são:

a) estratificado: para baixas vazões de líquido e de gás, efeitos gravitacionais causam a total separação entre as duas fases. Isso resulta no líquido escoando na parte inferior e o gás na parte superior. Elevações na velocidade do gás geram um aumento da tensão de cisalhamento entre as fases, resultando em uma interface ondulada;

b) disperso-bolhas: para elevadas vazões de líquido, pequenas bolhas de gás são dispersas ao longo da fase contínua de líquido. Devido ao efeito do empuxo, essas bolhas tendem a acumular na parte superior da tubulação;

c) anular: para vazões elevadas de gás, o balanço de forças faz com que o gás escoe no centro da tubulação formando um anel de líquido. Devido à gravidade, a espessura do filme de líquido é maior na parte inferior.

d) intermitente: conforme as vazões do líquido e do gás são elevadas, o escoamento estratificado se torna mais ondulado até que uma onda alcança toda a seção reta da tubulação. O pistão de líquido resultante, também chamado de slug, é acelerado pela velocidade do gás formando uma região a jusante do slug composta por um filme e uma bolha alongada (bolha de Taylor);

### 2.2.3 Tipos de ICDs

Como já apresentado, um ICD é um dispositivo de restrição ao fluido, que faz parte da completação do poço, cuja função é balancear o fluxo lateral em poços horizontais, minimizando o fluxo no anular, evitando um varrido não uniforme no reservatório e a consequente formação de cone de gás ou água (SANSONI, 2015).

Um dos primeiros tipos de ICD a aparecer na indústria do petróleo foi o tipo labirinto, sendo formado por canais instalados no interior da tela que envolve o *liner*, de acordo com a figura 6, o fluido vindo da formação passa através dessa tela e vai para os canais antes de penetrar no interior do *liner*. O comprimento e o diâmetro dos canais do labirinto podem ser ajustados para se obter a perda de pressão requerida para balancear o influxo ao longo do *liner*.

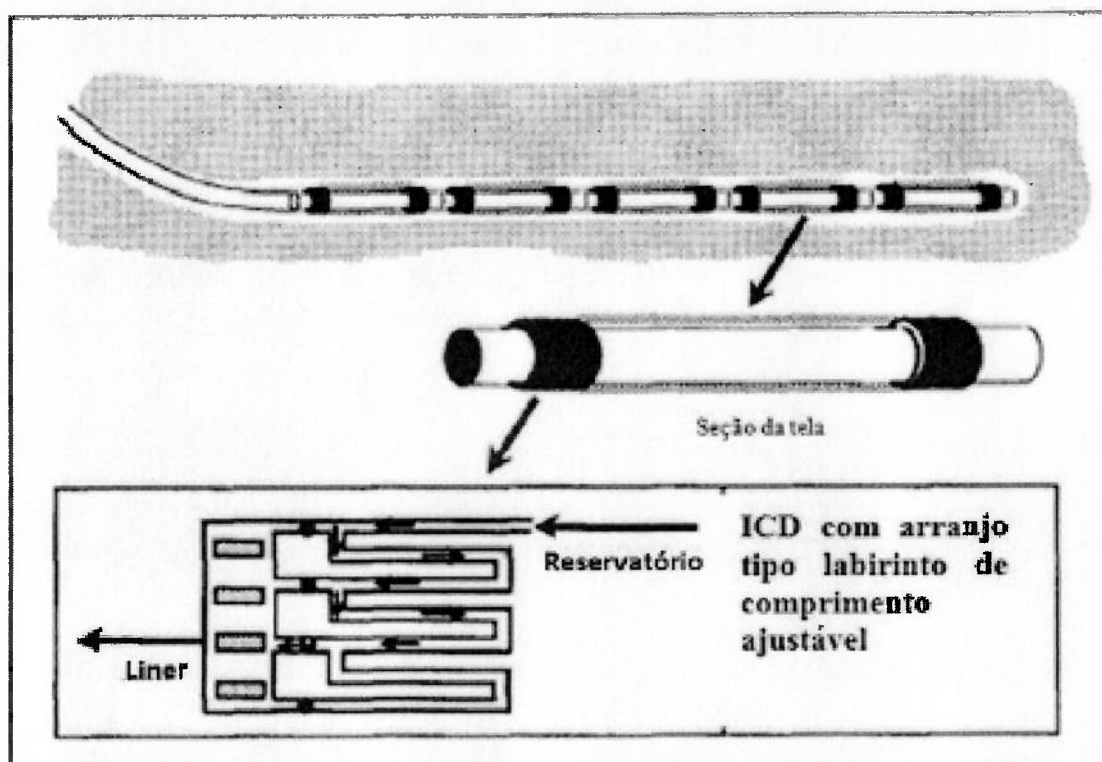


Figura 6: ICD do tipo labirinto. (KHELAIWI and DAVIES, 2007)

Atualmente, as três maiores empresas fornecedoras de equipamentos para a indústria de petróleo e gás desenvolveram seus próprios *designs* do mecanismo que gera a resistência ao fluxo necessária num ICD.

O ICD helicoidal ou de canal foi desenvolvido como uma modificação para o ICD de labirinto original. O dispositivo utiliza vários canais helicoidais com diâmetro e comprimento predefinidos para impor uma diferença de pressão específica, dada uma taxa de fluxo. O fluido produzido flui a partir da formação através de um espaço anular limitado em múltiplas camadas de tela montado sobre um revestimento interior. O fluido flui então ao longo do tubo de base sólida das telas para a câmara do ICD onde o número escolhido de canais impõe a restrição desejada antes que o fluido passe para a seção interior do revestimento, como pode ser visto na figura 7. Este ICD está disponível com cinco classificações de resistência de fluxo: 0,2, 0,4, 0,8, 1,6 e 3,2 bar, com base no diâmetro, comprimento e número de canais. O *design* específico do tipo canal faz com que a queda de pressão ocorra ao longo de um intervalo mais longo em comparação com os outros ICDs que serão apresentados. Isso se revela como uma vantagem ao reduzir a possibilidade de desgaste ou entupimento das portas do ICD. No entanto, este dispositivo depende da fricção para criar uma pressão diferencial em adição ao efeito de aceleração, e isso implica na maior susceptibilidade que a queda de pressão criada terá aos efeitos de emulsão.

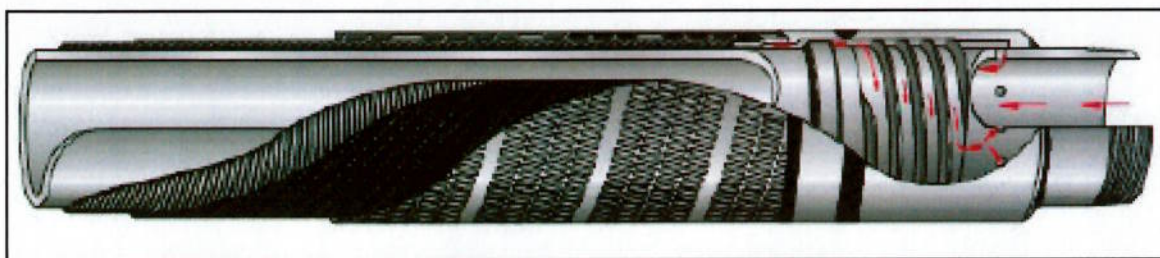


Figura 7: ICD do tipo helicoidal. (KHELAIWI and DAVIES, 2007)

O ICD do tipo bocal utiliza bocais para criar a queda de pressão. O fluido que passa através da tela é recolhido numa câmara em que um conjunto de bocais pré-configurados controlam o fluxo de fluido para o interior da secção de articulação do *liner*, como é visto na figura 8. O número e o diâmetro dos bocais são escolhidos de modo a produzir a queda de pressão desejada através do dispositivo numa vazão específica. Restringir o escoamento a um determinado número de bocais torna a queda de pressão altamente dependente da densidade e velocidade do fluido, porém menos dependente da viscosidade. Contudo, altas velocidades de fluxo são as principais causas de desgaste, especialmente quando combinados com a produção de areia.

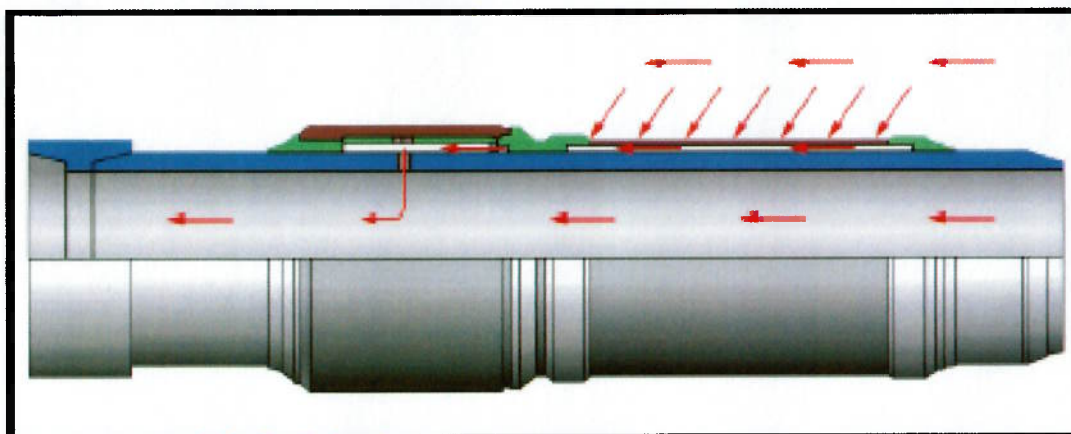


Figura 8: ICD do tipo bocal. (KHELAIWI and DAVIES, 2007)

O ICD do tipo orifício emprega múltiplos orifícios para produzir a queda de pressão necessária para equalização de fluxo. Cada ICD tem um número de orifícios de diâmetros conhecidos e também são conhecidas as características do fluxo. Os orifícios são parte de um revestimento instalado em torno do tubo no interior da câmara do ICD, como visto na figura 9. Diferentes valores de resistência de pressão são atingidos através da redução do número de orifícios abertos. Embora a localização dos orifícios no interior da câmara deste ICD seja diferente se comparado ao ICD do tipo bocal, as características do fluxo serão semelhantes, pois em ambos a relação entre fluxo de massa e perda de pressão é obtida pela equação de Bernoulli e a única diferença esperada é no coeficiente de descarga para o bocal ou orifício.

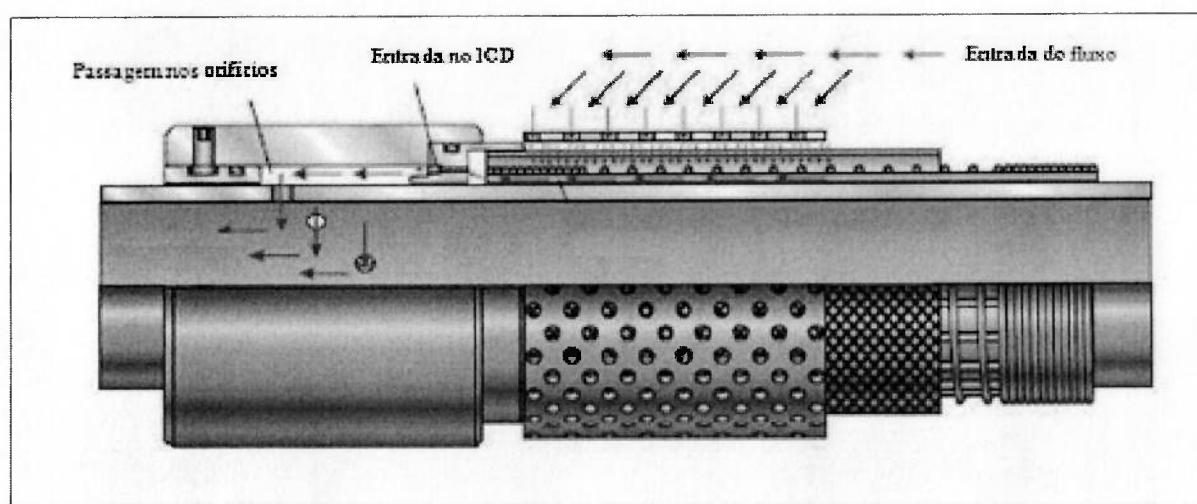


Figura 9: ICD do tipo orifício. (KHELAIWI and DAVIES, 2007)

(MATHIESEN et al., 2011), descreveram um novo tipo de ICD, chamado de RCP (*Rate Controlled Production*), que se auto ajusta de acordo com as propriedades do fluido e das condições do fluxo e é baseado no princípio de Bernoulli. Conforme se pode ver na figura 10, as setas indicam o caminho do fluido vindo do anular após passar pela tela até chegar ao interior do *liner*; nesta pode-se ver também um disco que é responsável por restringir ou aumentar a área de passagem do fluido pelo ICD e consiste na única parte móvel do ICD. Este ICD restringe o fluxo para fluidos de baixa viscosidade, como água e, principalmente, gás, pois ao entrar no ICD, o fluido de baixa viscosidade terá uma velocidade alta e pelo princípio de Bernoulli a pressão na parte superior do disco será menor, fazendo com que o anel suba restringindo a entrada do mesmo. Quando ocorre a entrada de um fluido mais viscoso, como óleo, por exemplo, as perdas por fricção aumentam e a velocidade diminui, fazendo com que a pressão estática aumente e o disco se mova em direção oposta, aumentando a área de passagem. Portanto, este novo modelo de ICD, ou melhor chamado AICD (Autonomous), é seletivo de acordo com a fase e apresenta a grande vantagem de se adaptar às mudanças que ocorrem nas propriedades do escoamento, ao longo da vida útil do poço.

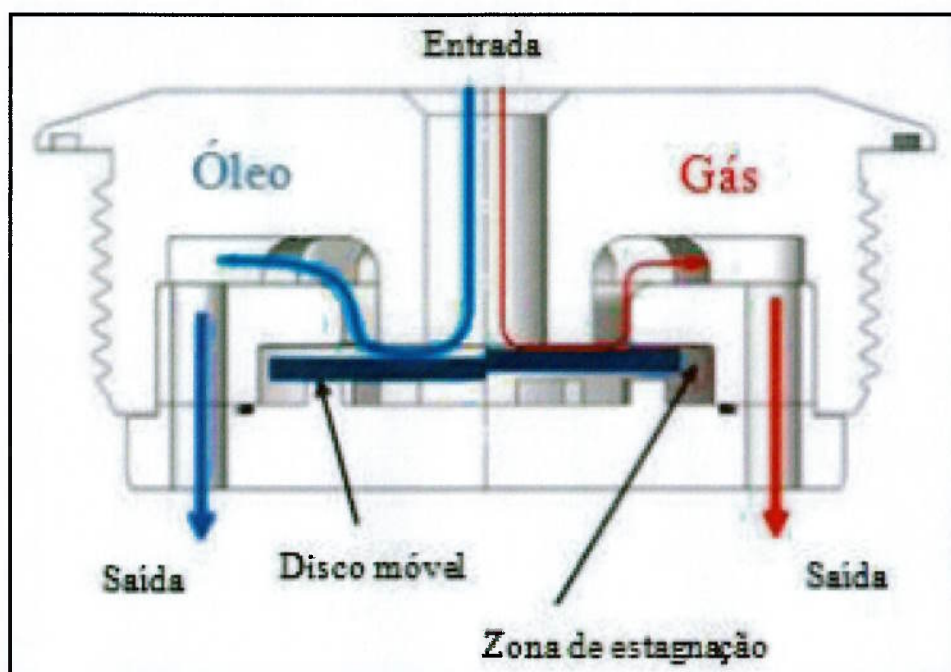


Figura 10: ICD do tipo RCP ou autônomo. (MATHIESEN et al., 2011)

#### 2.2.4 Cones de água e gás

Cones de água e gás são um sério problema em muitos reservatórios com poços produzindo abaixo de uma camada de gás e/ou acima de um aquífero. O efeito dos cones ocorre em poços produtores quando a água ou gás se move em direção às regiões abertas à produção. Uma vez atingidas, as zonas produtoras passam a produzir cada vez mais água e gás em detrimento da produção de óleo, já que a mobilidade deste é menor.

Os principais fatores que influenciam a formação dos cones são a viscosidade da água e do gás, as diferenças de densidade entre óleo e água e óleo e gás, a permeabilidade da formação, a vazão de produção, a queda de pressão aplicada, entre outros. HATZIGNATIOU and MOHAMED (1994) citam algumas formas para reduzir o efeito da formação de cones: (i) diminuir a vazão de produção; (ii) melhorar a produtividade do poço; (iii) utilizar poços horizontais ao invés de verticais; (iv) completar o poço no topo do reservatório no caso da existência de um aquífero, na base do reservatório no caso de uma capa de gás e no centro no caso da ocorrência de ambos.

A figura 11 mostra duas situações esquemáticas: do lado esquerdo, um poço horizontal aberto à produção ao longo de toda sua extensão, e com a formação tanto de um cone de gás quanto um cone de água, na região do calcanhar do poço, local onde existe a maior diferença de pressão, como já comentado anteriormente. Do lado direito, o mesmo poço horizontal está completado com ICDs, fazendo com que a diferença de pressão entre reservatório e poço seja equalizada ao longo de sua extensão e, assim, reduzindo a chance de que cones ocorram com

maior propensão no calcanhar. Ainda, nos cantos superiores direitos é possível observar um gráfico que mostra a produção de água e óleo no tempo. Comparando-se ambas as imagens, vê-se que a utilização dos ICDs estende a vida útil do poço, produzindo menos água e mais óleo por mais tempo.

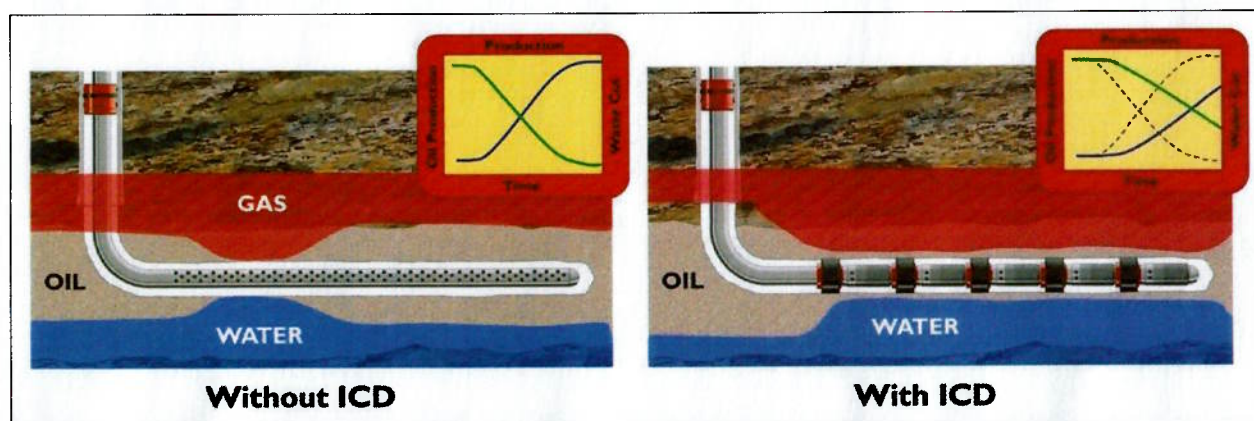


Figura 11: Esquematisação de poço horizontal com e sem ICDs em relação à formação de cones de água e gás. (HALLIBURTON)

## 2.3 Metodologia

### 2.3.1 Condições de contorno e premissas utilizadas pelo simulador

Nas simulações realizadas, o poço foi simplificado para apenas uma seção vertical e uma horizontal, ou seja, existe um ângulo de 90 graus entre as partes. Em realidade, um poço direcional ou horizontal é perfurado em diversos segmentos utilizando-se de ferramentas de fundo de poço que ajustam a direção da broca conforme a necessidade.

De acordo com o manual do usuário, o *software* Tempest considera constantes, dentro de cada segmento do poço, as saturações e as propriedades dos fluidos. No entanto, as pressões e a velocidade dos fluidos são definidas na saída (*outlet*) de cada segmento. Assim, os valores das pressões e velocidades consideradas para as entradas (*inlets*) de cada segmento são geradas a partir da saída do segmento anterior (figura 12). Dentro de cada segmento, portanto, a pressão varia linearmente.

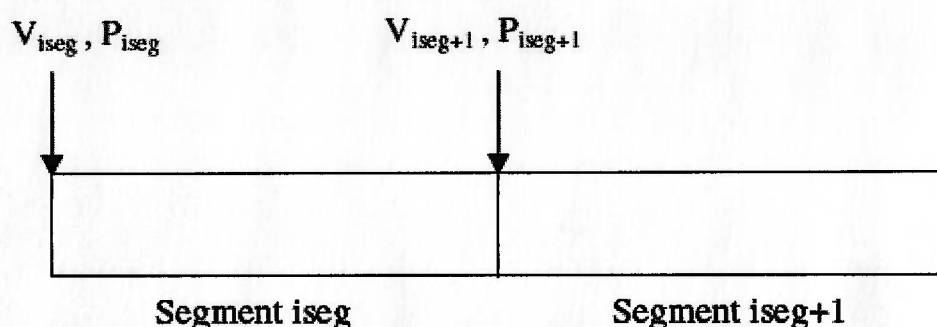


Figura 12: Condições de ligação entre dois segmentos de um mesmo poço.

A pressão no dedão do poço é uma variável, mas a velocidade no dedão assume-se como sendo zero. A variação linear da pressão dentro do segmento não implica numa velocidade constante, como ocorreria num duto selado: o fluxo proveniente do reservatório vai permitir que a velocidade mude conforme mais fluido é adicionado ao longo do poço. Isso é particularmente verdadeiro para o dedão do poço, em que a velocidade é zero na extremidade final do segmento e tem um valor diferente de zero em sua saída, como é mostrado na figura 13. Neste caso, o fluxo de fluidos para dentro do poço resultou em uma adição positiva de fluidos desde a extremidade do dedão. As velocidades são consideradas positivas quando o fluxo segue do dedão para o calcanhar, ou seja, de acordo com a convenção de que a produção de fluidos é positiva.

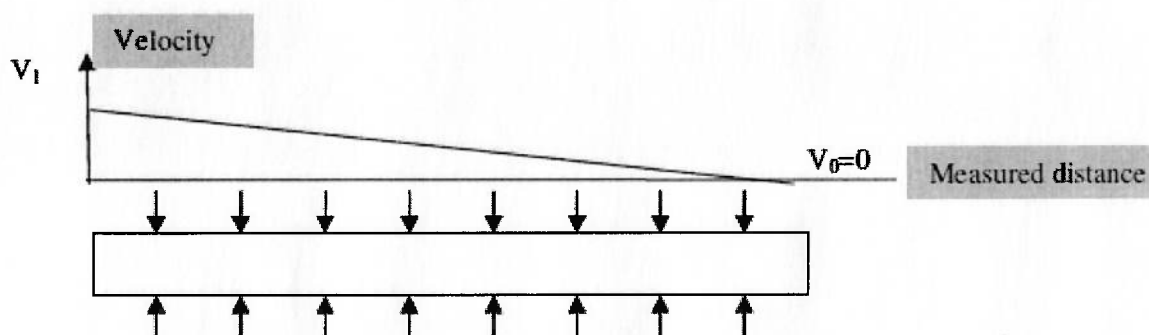


Figura 13: Variação da velocidade dentro do segmento considerado.

As propriedades de cada segmento são consideradas constantes e são avaliadas na forma:

$$P_{av} = \frac{P_{iseg} + P_{iseg+1}}{2} \quad (1)$$

Para descrever um segmento, são necessários: pressão, saturação e velocidade, além da pressão no dedão do poço. Quando apenas uma velocidade for dada, ela será considerada para todas as fases do modelo.

Da descrição acima, uma ramificação de um poço com  $n$  segmentos e  $nc$  componentes terá  $n.(nc + 1)$  variáveis. Essas variáveis serão: a pressão, as variáveis de densidade de

cada componente e a velocidade em cada um dos segmentos, mais a pressão no dedão. As equações utilizadas serão a do balanço de massa para cada componente, balanço de volume e balanço de pressão para cada segmento. Assim, ainda falta uma equação para descrever o sistema completamente. Essa será uma equação restritiva, que requer que o poço satisfaça uma condição, que pode ser uma vazão especificada, a pressão de fundo do poço ou uma pressão de cabeça de poço. Para qualquer uma delas, essa equação terá a forma:

$$R_{restricao} = T_{atual} - T_{requerido} = 0 \quad (2)$$

Se definirmos o conjunto das variáveis solução das equações do poço como  $X_w$  e o conjunto das equações como  $R$ , então resolver o modelo de poço significa resolver o seguinte conjunto de equações não lineares:

$$R(X_w) = 0 \quad (3)$$

No entanto, o poço não é apenas uma função das variáveis que definem a solução das equações do poço, mas também das variáveis que são solução das equações do reservatório  $X_r$  em termos de produção e injeção. Então, uma melhor maneira de descrever as equações do poço seria:

$$R_w(X_w, X_r) = 0 \quad (4)$$

Em relação às entradas de fluido no poço, a vazão de entrada é calculada multiplicando-se a densidade local do fluido pelo fluxo volumétrico. O fluxo volumétrico, por sua vez, é resultado da multiplicação da área da seção transversal do duto e da velocidade do fluido.

A equação de balanço de momento iguala a queda de pressão ao longo de um segmento e a soma dos termos contribuintes a essa queda. Considere-se o exemplo a seguir em que a diferença de pressão ao longo do segmento é dada por  $P_0 - P_1$ , que é igual à soma dos fatores de resistência gravitacionais e de fricção:

$$P_0 - P_1 = T_{grav} + T_{fric} \quad (5)$$

em que cada termo de resistência é a diferença de pressão da entrada até a saída do segmento.

O termo gravitacional é positivo quando a entrada do segmento está abaixo de sua saída.

$$T_{grav} = C_g * \rho * (d_0 - d_1) \quad (6)$$

em que  $C_g$  é a constante gravitacional,  $\rho$  é a densidade do fluido e  $d_0 - d_1$  são as profundidades das extremidades do segmento.

O termo de fricção é positivo do ponto de entrada até o ponto de saída do segmento.

$$T_{fric} = C_f \cdot 2 \cdot f_F \cdot \frac{L}{d} \cdot \rho \cdot v^2 \quad (7)$$

em que  $C_f$  é uma constante,  $f_F$  é o fator de fricção de Fanning, que é uma função do número de Reynolds,  $L$  e  $d$  são o comprimento e diâmetro do tubo,  $\rho$  é a densidade do fluido e  $v$  a velocidade do fluido.

As equações (4), que controlam a solução do poço  $X_w$ , são, então, resolvidas pelo método de Newton.

O acoplamento do poço com o reservatório é feito da seguinte maneira: o fluxo para o poço age como fluxo dos blocos da malha nas equações de fluxo do reservatório. Para resolver essas equações, são necessárias as derivadas dos fluxos com respeito às variáveis de solução do reservatório:

$$\frac{dQ_o}{dX_r}, \frac{dQ_w}{dX_r}, \frac{dQ_g}{dX_r}$$

essas derivadas têm duas partes: derivada direta, refletindo a dependência da queda de pressão e da mobilidade dos fluxos sobre a solução do reservatório; derivada indireta, refletindo a dependência da produção e injeção do poço sobre a solução do modelo de poço, que está acoplada à solução do reservatório por meio das equações de modelagem já descritas. As derivadas necessárias podem ser obtidas usando o Teorema da Função Implícita:

$$\frac{dQ_p}{dX_r} = \frac{\partial Q_p}{\partial X_r} - \left( \frac{\partial Q_p}{\partial X_w} \right) \cdot \left( \frac{\partial R_w}{\partial X_w} \right)^{-1} \cdot \left( \frac{\partial R_w}{\partial X_r} \right) \quad (8)$$

### 2.3.2 Estudo paramétrico

Para comparar o efeito das diferentes propriedades na formação dos cones, foi feito um estudo paramétrico em que foram realizadas cinco simulações da produção de um poço horizontal de petróleo utilizando-se o *software* comercial Tempest. Na primeira delas, são

definidos os valores padrões e, nas outras, uma das seguintes propriedades foi alterada: porosidade, permeabilidade vertical, densidade do óleo e o diâmetro do poço.

Em todas as simulações, o método de resolução do *software* foi totalmente implícito. Foi considerado um reservatório homogêneo bidimensional com dimensões: 50 metros por 20 metros, localizado em uma profundidade de 1524 metros (5000 pés) e com uma discretização em blocos de 25 centímetros por 25 centímetros, ou seja, uma malha de 16000 blocos. Além disso, para esta comparação foram utilizadas duas regiões do poço com completação aberta à produção de óleo. Uma localizada próxima ao calcanhar e outra próxima ao dedão do poço, cada uma com 20 centímetros de abertura. Elas estão destacadas em vermelho nos resultados subsequentes. O tempo simulado foi de 30 dias e a vazão de óleo foi fixada em  $0,1\text{m}^3/\text{dia}$ . A tabela 1 apresenta as principais propriedades utilizadas nas simulações.

Tabela 1: Propriedades base das simulações.

Propriedade	Valor
Porosidade	15%
Permeabilidade vertical	100 mD
Densidade do óleo	$850\text{ kg/m}^3$
Densidade da água	$1.100\text{ kg/m}^3$
Densidade do gás	$1,16\text{ kg/m}^3$
Diâmetro do poço	0,19 m
Espessura do reservatório	18 m
Compressibilidade da rocha	0,00004 1/bar

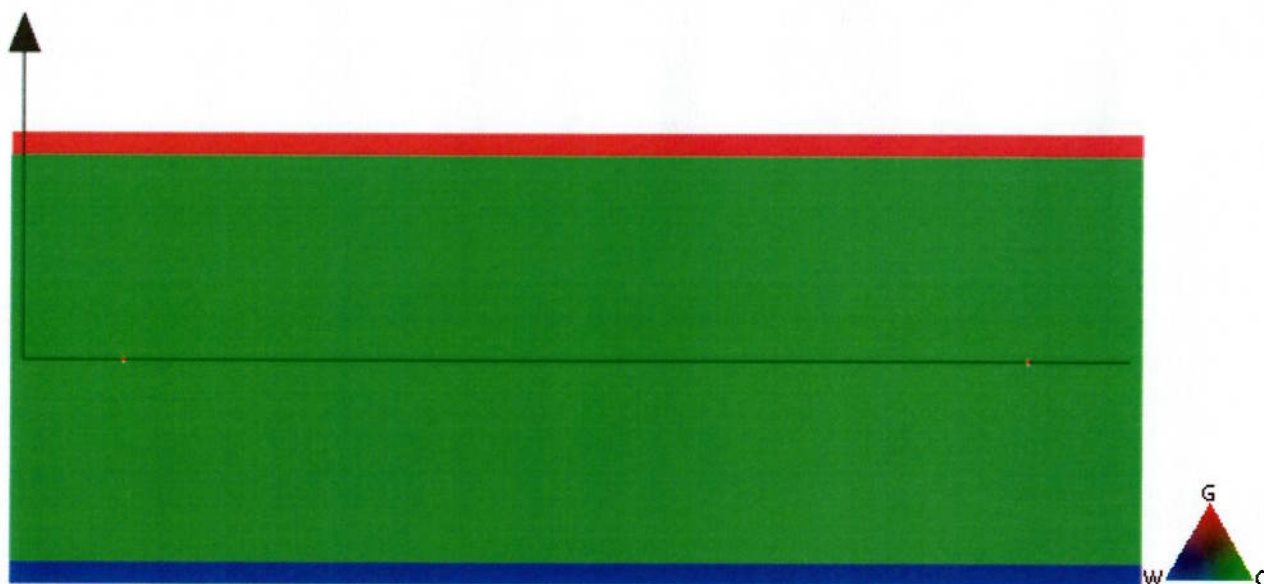


Figura 14: Representação visual bidimensional do reservatório simulado.

A figura 14 mostra o formato do reservatório simulado e as condições iniciais de cada

um dos fluidos presentes. Ele tem 50 metros de largura e 20 de altura, sendo o gás representado em rosa, o óleo em verde e a água em azul. Também é mostrado o poço horizontal com suas duas completações abertas à produção. A tabela 2 apresenta os parâmetros das cinco simulações feitas com um dos valores originais alterado. Vale observar que cada uma das propriedades é sempre alterada em relação à simulação base. Na simulação 1, a permeabilidade vertical foi alterada de 100 mD para 1.000 mD. Na simulação 2, a porosidade foi alterada de 15% para 40%. Na simulação 3, a densidade do óleo foi alterada de 850  $kg/m^3$  para 1.000  $kg/m^3$ . Na simulação 4, o diâmetro do poço foi alterado de 0,19 m para 0,24 m.

Tabela 2: Propriedades das simulações.

Propriedade	Sim Base	Sim 1	Sim 2	Sim 3	Sim 4
Porosidade (%)	15	15	40	15	15
Permeabilidade vertical (mD)	100	1.000	100	100	100
Densidade do óleo ( $kg/m^3$ )	850	850	850	1000	850
Densidade da água ( $kg/m^3$ )	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Densidade do gás ( $kg/m^3$ )	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Diâmetro do poço (m)	0,19	0,19	0,19	0,19	0,24
Espessura do reservatório (m)	18	18	18	18	18
Compressibilidade da rocha (1/bar)	0,00004	0,00004	0,00004	0,00004	0,00004

### 3 Resultados e Discussão

Em seguida são apresentados os resultados finais das simulações realizadas a partir das alterações dos dados mostrados anteriormente.

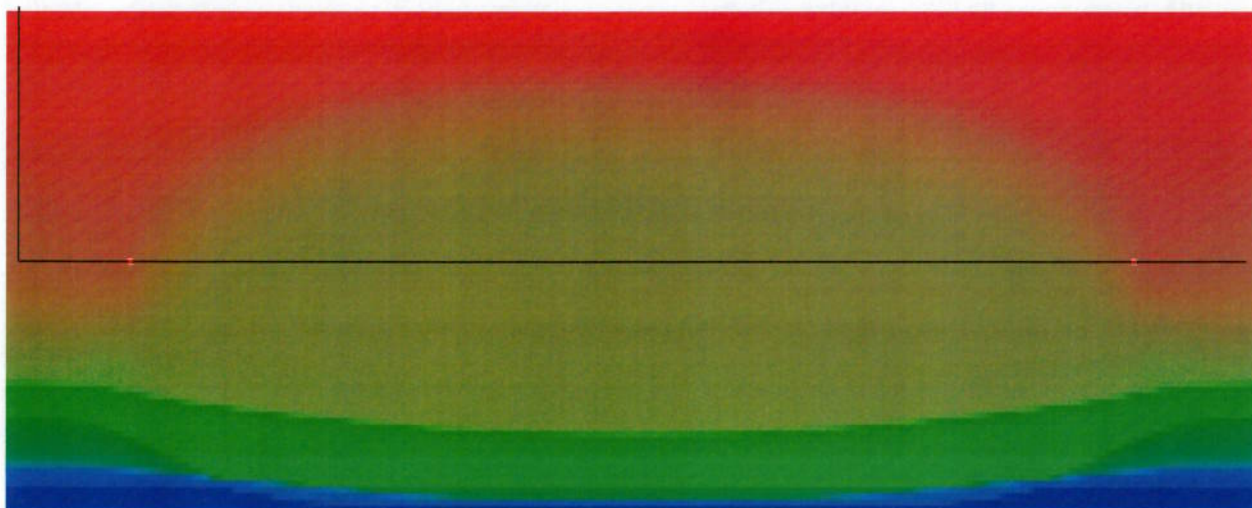


Figura 15: Resultado da simulação com todos os parâmetros originais.

Este primeiro resultado com os valores inalterados será utilizado como base de comparação para as seguintes simulações. Pode-se notar que houve uma forte formação de cones de gás (rosa) chegando às partes produtoras do poço e que, além disso, houve uma grande expansão e dissolução desse gás no óleo (verde), representada pela coloração amarronzada difusa pelo centro da figura 15. Em relação à água (azul), há um notável avanço da frente do fluido em direção às aberturas produtoras do poço, porém, no período analisado, ainda não houve o chamado *breakthrough*.

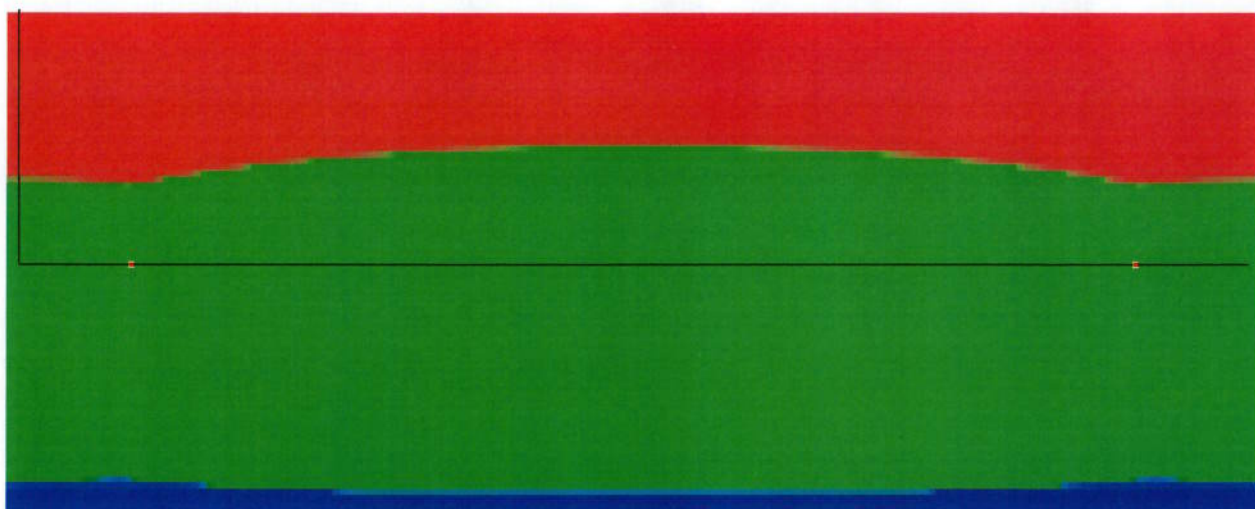


Figura 16: Resultado da simulação após alteração do valor da permeabilidade vertical.

Nesta simulação (figura 16), em que a permeabilidade vertical da rocha foi alterada de 100 mD para 1.000 mD ou 1 Darcy, nota-se primeiramente que, no tempo simulado de 30 dias, não houve *breakthrough* nem de gás nem de água, o que representa um bom sinal para tais reservatórios. Isso indica que, com boa permeabilidade, o avanço das frentes de água e gás ocorre de forma mais lenta e também de forma mais homogênea, como se pode notar pela falta de difusão do gás no óleo.

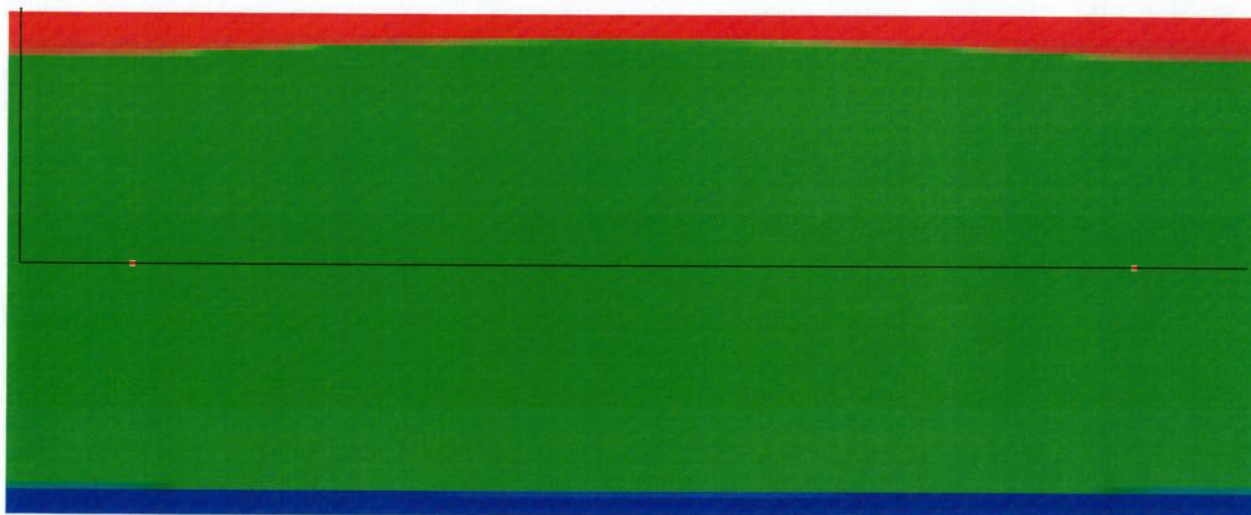


Figura 17: Resultado da simulação após aumento do valor da porosidade.

A figura 17 traz um resultado que pode ser contra intuitivo. Com o aumento da porosidade do reservatório de 15% para 40%, poder-se-ia esperar que o gás, com sua maior mobilidade, fosse ser produzido de modo a formar cones com maior facilidade. No entanto, ocorre o contrário, há apenas um leve indício do início da formação de cones de gás e praticamente nenhum movimento da água nesse sentido. Essas reações podem ser em parte explicadas pelo fato de que com uma porosidade maior, as gargantas existentes entre os poros aumentam, fazendo com que a pressão capilar diminua e não impulse esses fluidos tanto quanto antes.

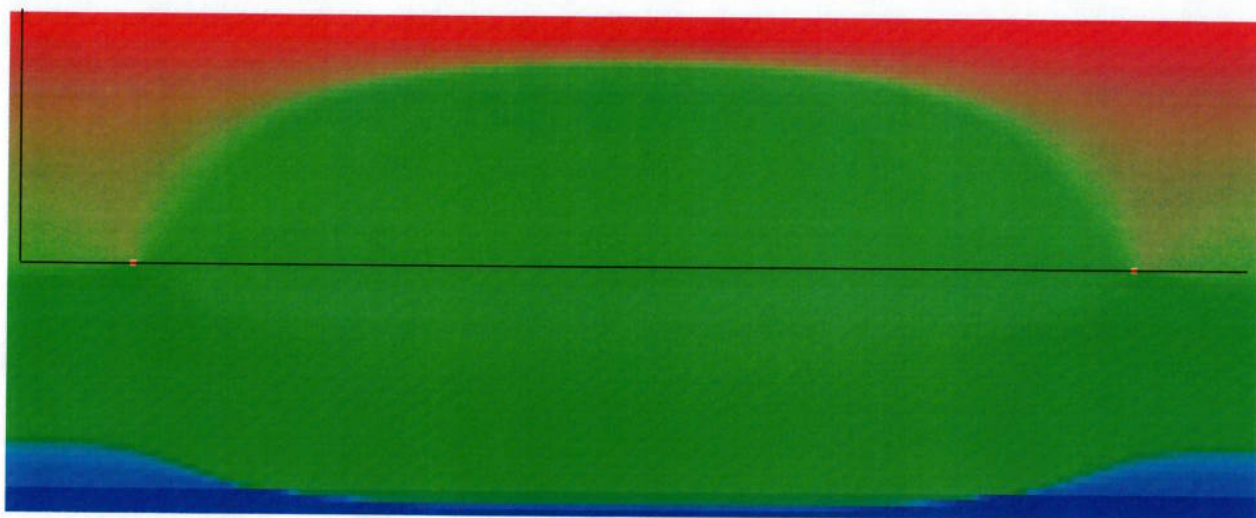


Figura 18: Resultado da simulação após alteração do valor da densidade do óleo.

A figura 18 mostra o resultado para um reservatório de óleo muito pesado, de grau API 10, em que por causa de sua baixa mobilidade, o óleo flui muito pouco e permite que os fluidos como gás e água movam-se de forma muito mais veloz. Assim, no período da simulação analisado, há o *breakthrough* do gás no poço e nota-se também um grande cone de água em formação.

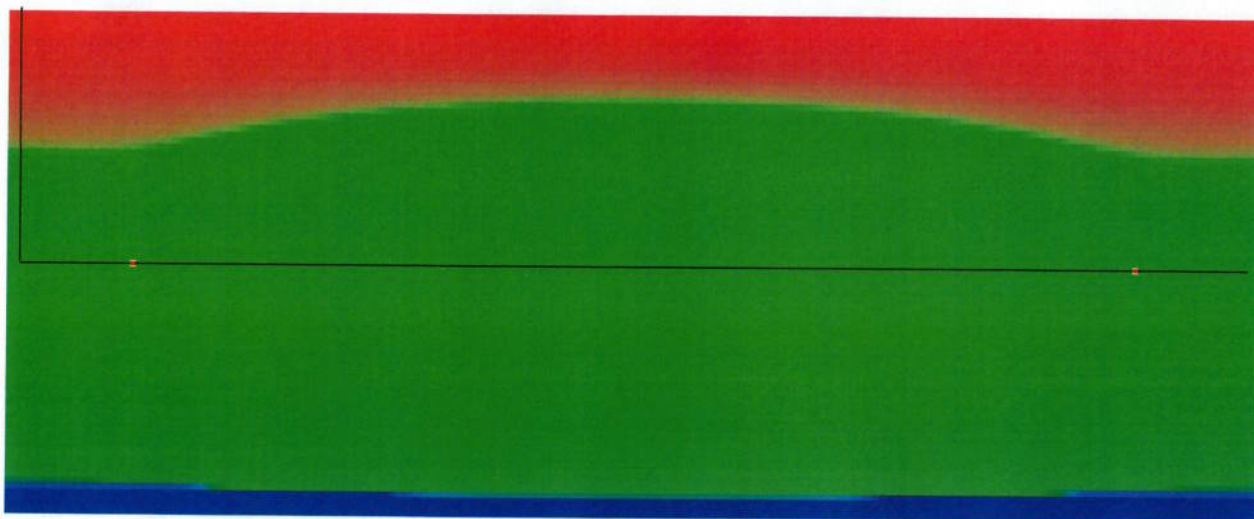


Figura 19: Resultado da simulação após alteração do diâmetro do poço.

A simulação com o aumento do diâmetro do poço utilizado para produção do óleo de 0,19 m (7,5 polegadas) para 0,24 m (9,5 polegadas), como representado na figura 19, mostra que, apesar de haver a formação de cones de gás, eles são mais amenos, por exemplo, do que os formados na figura 16.

### 3.1 Dificuldades encontradas

Inicialmente, quando ainda não se sabia utilizar o *software*, o aprendizado se deu de forma rápida e produtiva, pois com a leitura de alguns tópicos e do manual, já era possível realizar simulações básicas que permitiam o entendimento de funções do programa de forma essencial. Após essa primeira fase, quando agora eram necessárias funções mais complexas, o *software* deixou a desejar na sua forma didática, sendo muito difícil encontrar as informações necessárias para implementar as práticas desejadas. Um exemplo disso foi a tentativa de realizar as simulações utilizando-se de restrições para a criação dos ICDs. O *software* demonstrou-se pouco amigável, com falta de instruções de como proceder. Ainda, não foi possível encontrar dados sobre a matemática utilizada pelo simulador, prejudicando um pouco seu pleno estudo e avaliação dos resultados. Até mesmo tentou-se entrar em contato com os desenvolvedores do programa para ver se seria possível obter alguma ajuda, porém a pessoa com quem se falou não soube dar mais informações sobre as dúvidas que lhe foram perguntadas. Por essas razões, a evolução do projeto após a primeira metade se deu de forma bastante lenta.

## 4 Conclusão

Assim como VICENTE et al. (2003) fizeram um estudo paramétrico para observar a influência de certas propriedades na produtividade de poços, produziu-se aqui um estudo dos efeitos de alguns parâmetros sobre a formação de cones de água e gás em reservatórios de petróleo dotados de um poço horizontal. Isso foi feito para se tomar conhecimento dos principais fatores que mais propiciam esse fenômeno para que os Dispositivos de Controle de Influxo possam ser estudados com um enfoque mais direcionado aos piores casos.

Como visto e discutido, notou-se que o caso em que houve a maior formação tanto do cone de gás quanto do cone de água foi a simulação de parâmetros originais. Como essa era para ser a simulação base de comparação para as outras, chegou-se à conclusão de que, com exceção da simulação com o aumento da densidade do óleo, todas as outras mudanças de valores dos parâmetros foram benéficas à diminuição do fenômeno dos cones. Isso mostra que a pior situação é a de um reservatório de óleo pesado. É compreensível que assim seja, pois a mobilidade da água e, principalmente a do gás, é bem superior à de um óleo com densidade média. Uma vez que se tem um óleo extremamente pesado, não só sua densidade é aumentada como sua viscosidade também é bem maior, tornando-o praticamente estático. Por esse motivo, tanto gás quanto água terão preferência na movimentação entre os poros da rocha, fenômeno conhecido como *fingering*, formando os cones e atingindo as áreas produtoras com maior facilidade.

A produção de óleos pesados exige a aplicação de técnicas avançadas que geralmente envolvem calor, como a combustão *in situ* ou a injeção de fluidos quentes e vapor. O objetivo dessas técnicas é aquecer o óleo de forma a reduzir sua viscosidade e, assim, aumentar sua mobilidade para poder produzi-lo com maior facilidade.

Com esse conhecimento, é possível controlar e dimensionar os ICDs para que estes possam ter uma eficiência maior em cada um dos casos onde eles forem ser utilizados.

## Referências

- DICKSTEIN, F., LARA, A. Q., NERI, C., and PERES, A. M. **Modeling and simulation of horizontal wellbore-reservoir flow equations.** 1997.
- ELLIS, T., ERKAL, A., GOH, G., JOKELA, T., KVERNSTUEN, S., LEUNG, E., MOEN, T., PORTURAS, F., SKILLINGSTAD, T., and VORKINN, P. B. **Inflow Control Devices—Raising Profiles.** *Oilfield Review*, 21:30–37, 2009.
- GOVIER, G. W. and OMER, M. M. **The horizontal pipeline flow of air-water mixtures.** *Canadian Journal of Chemical Engineering*, p. 93-104, 1962.
- HALLIBURTON. Disponível em: <http://halliburtonblog.com/inflow-control-devices-extending-the-life-of-mature-field-wells/>. Acesso em 07 de ago. 2016.
- HATZIGNATIOU, D. and MOHAMED, F. **Water And Gas Coning In Horizontal And Vertical Wells.** In *Annual Technical Meeting*. Petroleum Society of Canada, 1994.
- JOSHI, S. D. **Horizontal Well Technology.** Tulsa, Oklahoma, USA, 1991.
- KHELAIWI, F. T. and DAVIES, D. R. **Inflow Control Devices: Application and Value Quantification of a Developing Technology.** *SPE International Oil Conference and Exhibition, Veracruz, Mexico*, 2007.
- MATHIESEN, V., AAKRE, H., WERSWICK, B., and ELSETH, G. **The Autonomous RCP valve: New Technology for Inflow Control in Horizontal Wells.** *SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition, Aberdeen, UK*, 2011.
- OZKAN, E., SARICA, C., HACI, M., and RAGHAVAN, R. **Effect of Conductivity on Horizontal Well Pressure Behavior.** *Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D. C., SPE paper 24683*, 1995.
- OZKAN, E., SARICA, C., and HACI, M. **Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal well productivity.** *SPE paper 57687 presented at the 1993 SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, USA*, 1999.
- PEACEMAN, D. W. **Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability.** 1983.
- SANSONI, U. **Simulação do Escoamento em Poços Horizontais com Completação Não Convencional.** PhD thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, 2015.
- STONE, T. W. and KRISTO, B. J. **A Comprehensive Wellbore/Reservoir Simulator.**

*SPE paper 18419, presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, TEXAS, USA, 1989.*

VICENTE, R. ***A Numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics.*** PhD thesis, Pennsylvania State University, 2000.

VICENTE, R., SARICA, C., and ERTEKIN, T. **Horizontal Well Design Optimization: A Study of the Parameters Affecting the Productivity and Flux Distribution of a Horizontal Well.** *Paper SPE 84194, Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 2003.*

## Apêndice A

Neste apêndice estão colocados trechos relevantes dos arquivos de saída de cada uma das simulações. São apresentados valores de pressão, volumes do fluido originalmente no reservatório, volumes em superfície e quanto desses foram produzidos no final da simulação (Fator de Recuperação). O fato mais expressivo é apresentado na simulação em que a densidade do óleo foi alterada. Neste caso, a recuperação de gás no reservatório atingiu um valor de 44,8% do total, enquanto que a média de todas as outras simulações em que não ocorreu o *breakthrough* do gás ficou em torno de 13,5%. Isso evidencia ainda mais o que já havia sido constatado: um óleo muito pesado propicia a formação dos cones e com uma conseqüente maior produção de gás. Outro fato a ser notado é a maior quantidade de fluidos na simulação em que a porosidade do reservatório foi aumentada. Portanto, cuidado ao visualizar apenas um menor valor do Fator de Recuperação. Deve-se observar também o total produzido.

Atentar para o fato de que neste apêndice os dados foram diretamente retirados do simulador, assim, por se tratar de um *software* internacional, as notações utilizadas são americanas.

## Simulação base

Fluid in place region:all

Pore volume average pressure 215.24 barsa

Hydrocarbon average pressure 215.21 barsa

Reservoir volume — Surface volume

Oil 27.231361 rm3 — 0.017642 ksm3

Gas 1.512818 rm3 — 0.002782 Msm3

Water 9.077159 rm3 — 0.008659 ksm3

Surf. vol in res. oil — Surf vol in res gas

Oil 0.017642 ksm3 — 0.0 ksm3

Gas 0.002514 Msm3 — 0.26855E-3 Msm3

Total pore volume: 37.821338 rm3

Total reference volume: 37.500001 rm3

Mobile Surface Volume

Oil 0.017642 ksm3

Gas 0.002782 Msm3

Water 0.001443 ksm3

FIPA=====

Fluid in place at 30.0 days

=====

Comp	Original	Current	Injection	Production	Units	Matbal	Recovery(%)
Oil	0.017642	0.014644	0.0	0.003000	ksm3	1.000	17.0
Gas	0.002782	0.002375	0.0	0.40726E-3	Msm3	1.000	14.6
Water	0.008659	0.008659	0.0	0.02288E-6	ksm3	1.000	0.0

## Permeabilidade alterada

Fluid in place region:all

Pore volume average pressure 215.24 barsa

Hydrocarbon average pressure 215.21 barsa

Reservoir volume — Surface volume

Oil 27.231361 rm3 — 0.017642 ksm3

Gas 1.512818 rm3 — 0.002782 Msm3

Water 9.077159 rm3 — 0.008659 ksm3

Surf. vol in res. oil — Surf vol in res gas

Oil 0.017642 ksm3 — 0.0 ksm3

Gas 0.002514 Msm3 — 0.26855E-3 Msm3

Total pore volume: 37.821338 rm3

Total reference volume: 37.500001 rm3

Mobile Surface Volume

Oil 0.017642 ksm3

Gas 0.002782 Msm3

Water 0.001443 ksm3

FIPA=====

Fluid in place at 30.0 days

=====

Comp	Original	Current	Injection	Production	Units	Matbal	Recovery(%)
Oil	0.017642	0.014644	0.0	0.003000	ksm3	1.000	17.0
Gas	0.002782	0.002437	0.0	0.34508E-3	Msm3	1.000	12.4
Water	0.008659	0.008659	0.0	0.01352E-6	ksm3	1.000	0.0

## Porosidade alterada

Fluid in place region:all

Pore volume average pressure 215.24 barsa

Hydrocarbon average pressure 215.21 barsa

Reservoir volume — Surface volume

Oil 72.616961 rm3 — 0.047045 ksm3

Gas 4.034182 rm3 — 0.007420 Msm3

Water 24.205756 rm3 — 0.023091 ksm3

Surf. vol in res. oil — Surf vol in res gas

Oil 0.047045 ksm3 — 0.0 ksm3

Gas 0.006703 Msm3 — 0.71613E-3 Msm3

Total pore volume: 100.856899 rm3

Total reference volume: 100.000001 rm3

Mobile Surface Volume

Oil 0.047045 ksm3

Gas 0.007420 Msm3

Water 0.003849 ksm3

FIPA=====

Fluid in place at 30.0 days

=====

Comp	Original	Current	Injection	Production	Units	Matbal	Recovery(%)
Oil	0.047045	0.044046	0.0	0.003000	ksm3	1.000	6.4
Gas	0.007420	0.007024	0.0	0.39517E-3	Msm3	1.000	5.3
Water	0.023091	0.023091	0.0	0.00700E-6	ksm3	1.000	0.0

## Densidade alterada

Fluid in place region:all

Pore volume average pressure 441.11 barsa

Hydrocarbon average pressure 441.07 barsa

Reservoir volume — Surface volume

Oil 27.475300 rm3 — 0.018246 ksm3

Gas 1.526364 rm3 — 0.003026 Msm3

Water 9.158478 rm3 — 0.008819 ksm3

Surf. vol in res. oil — Surf vol in res gas

Oil 0.018246 ksm3 — 0.0 ksm3

Gas 0.002600 Msm3 — 0.42594E-3 Msm3

Total pore volume: 38.160142 rm3

Total reference volume: 37.500001 rm3

Mobile Surface Volume

Oil 0.018246 ksm3

Gas 0.003026 Msm3

Water 0.001470 ksm3

FIPA=====

Fluid in place at 30.0 days

=====

Comp	Original	Current	Injection	Production	Units	Matbal	Recovery(%)
Oil	0.018246	0.015247	0.0	0.003000	ksm3	1.000	16.4
Gas	0.003026	0.001671	0.0	0.001355	Msm3	1.000	44.8
Water	0.008819	0.008819	0.0	0.55537E-6	ksm3	1.000	0.0

## Diâmetro alterado

Fluid in place region:all

Pore volume average pressure 215.24 barsa

Hydrocarbon average pressure 215.21 barsa

Reservoir volume — Surface volume

Oil 27.231361 rm3 — 0.017642 ksm3

Gas 1.512818 rm3 — 0.002782 Msm3

Water 9.077159 rm3 — 0.008659 ksm3

Surf. vol in res. oil — Surf vol in res gas

Oil 0.017642 ksm3 — 0.0 ksm3

Gas 0.002514 Msm3 — 0.26855E-3 Msm3

Total pore volume: 37.821338 rm3

Total reference volume: 37.500001 rm3

Mobile Surface Volume

Oil 0.017642 ksm3

Gas 0.002782 Msm3

Water 0.001443 ksm3

FIPA=====

Fluid in place at 30.0 days

=====

Comp	Original	Current	Injection	Production	Units	Matbal	Recovery(%)
Oil	0.017642	0.014643	0.0	0.003000	ksm3	1.000	17.0
Gas	0.002782	0.002403	0.0	0.37920E-3	Msm3	1.000	13.6
Water	0.008659	0.008659	0.0	0.02032E-6	ksm3	1.000	0.0