

EDUARDO ROMITELLI DE QUEIROZ

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE ESCOAMENTO EM ONDULAÇÕES
PRESENTES EM POÇOS HORIZONTAIS DE PETRÓLEO**

São Paulo
2014

EDUARDO ROMITELLI DE QUEIROZ

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE ESCOAMENTO EM ONDULAÇÕES PRESENTES
EM POÇOS HORIZONTAIS DE PETRÓLEO**

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. Marcio Yamamoto

São Paulo
2014

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, João Augusto e Mônica, e ao meu irmão, Igor, pelo invariável apoio às minhas iniciativas e ambições.

Aos meus amigos da Escola Politécnica da USP, com quem passei por experiências enriquecedoras ao longo da minha graduação.

Ao Prof. Dr. Marcio Yamamoto, pela dedicação à orientação do meu trabalho e pelas conversas e conselhos sobre carreira e vida.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP e ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI, particularmente o PRH-19, pelo apoio financeiro dado ao projeto.



Ministério da
Ciência, Tecnologia
e Inovação



RESUMO

Já que a maior parte dos reservatórios de óleo e gás são mais extensos em suas dimensões horizontais do que a sua dimensão vertical, perfurar um poço horizontal representa obter uma exposição significativamente maior à rocha reservatório em comparação com a perfuração no plano de menor dimensão, vertical. No Brasil, a tecnologia de perfuração direcional está presente na maior parte dos novos projetos de exploração em território brasileiro e, mundialmente, poços horizontais tem importância crescente por viabilizar exploração de plays de folhelho.

Enquanto à primeira vista a perfuração de poços com trechos horizontais cada vez mais extensos possa parecer algo necessariamente benéfico, deve-se levar em consideração que isso implica em uma perda de carga mais intensa ao longo do caminho de fluxo do hidrocarboneto. Além disso, relações analíticas levam em consideração condições constantes ao longo da trajetória do poço, o que não corresponde à realidade.

Este trabalho visa contribuir para conhecimento dos fenômenos envolvidos na produção de petróleo e gás através de poços horizontais. Para tal, fará o desenvolvimento de uma ferramenta iterativa capaz de simular fluxo do reservatório e dentro do poço horizontal com geometria definida pelo usuário.

O programa, desenvolvido na linguagem computacional C++, fará a divisão do poço em segmentos menores, de forma a possibilitar a simulação de condições e geometria variáveis ao longo do seu trecho horizontal. Espera-se obter um perfil de vazões que indiquem um valor ótimo para a dimensão do poço em casos com diferentes características do poço e do reservatório.

Palavras-chave: Poços horizontais, petróleo, ondulações, simulação numérica.

ABSTRACT

Given that most oil and gas reservoirs are larger in their horizontal dimensions than in the vertical dimension, to drill a horizontal well ultimately means obtaining a larger exposure to the reservoir rock when in comparison to a vertical well. In Brazil, directional drilling is

present in most of the next exploration projects and, worldwide, horizontal wells have a growing importance due to its impact to the exploration of shale plays.

While at first sight the drilling of wells with horizontal portions increasingly larger may seem to be necessarily something beneficial, one must take into consideration that it implies in a more intense pressure loss during the trajectory of the hydrocarbons. Besides that, most analytical relations assume uniform conditions along the well trajectory, which does not correspond to the real world.

This paper intends to contribute to the knowledge of the phenomena involved in the oil and gas production through horizontal wells. For this, a iterative tool will be developed that is capable of simulating reservoir inflow and flow through the horizontal well with geometry defined by the user.

The program, developed in C++ language, divides the well in smaller segments, in a way that enables the simulation of variable conditions and geometry along its horizontal portion. A flow rate profile will be obtained as an output, and that could indicate an optimal value for well length for cases with different reservoir and well properties.

Keywords: Horizontal wells, oil, undulations, numerical simulation.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVAS	2
1.2	OBJETIVOS	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1	ESCOAMENTO MONOFÁSICO	4
2.2	POÇOS DIRECIONAIS E HORIZONTAIS	5
2.3	PERDAS DE CARGA EM TUBULAÇÕES	7
2.3.1	QUEDA DE PRESSÃO HIDROSTÁTICA	8
2.3.2	QUEDA DE PRESSÃO POR ATRITO.....	8
2.3.3	QUEDA DE PRESSÃO POR ACELERAÇÃO	10
2.4	FLUXO PARA O INTERIOR DO POÇO	10
2.5	MODELAGEM NUMÉRICA	11
3	METODOLOGIA	12
4	RESULTADOS	17
4.1	VARIAÇÃO DA ALTURA DO RESERVATÓRIO	17
4.2	VARIAÇÃO DA PERMEABILIDADE HORIZONTAL	18
4.3	VARIAÇÃO DA PERMEABILIDADE VERTICAL.....	19
4.4	VARIAÇÃO DA PRESSÃO INICIAL DO RESERVATÓRIO	19
4.5	VARIAÇÃO DA PRESSÃO INICIAL NO INTERIOR DO POÇO.....	20
4.6	VARIAÇÃO DA VISCOSIDADE DO FLUIDO	21
4.7	VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO POÇO.....	22
4.8	VARIAÇÃO DA AMPLITUDE DAS ONDULAÇÕES.....	24
4.9	VARIAÇÃO DA AMPLITUDE E FREQUÊNCIA DAS ONDULAÇÕES	24
5	CONCLUSÕES.....	27
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	29

1 INTRODUÇÃO

Apesar de sua primeira ocorrência datar de 1929 em Texon, Texas, a tecnologia de poços horizontais só ganhou importância na indústria de petróleo a partir da década de 1980, em locais como o campo de Rospo Mare, no Mar Adriático e a baía de Prudhoe, no Alasca. Tal ganho de viabilidade ocorreu com o desenvolvimento de novas tecnologias de perfuração e completação, como o aprimoramento do *mud motor*, ou motor de fundo, e de equipamentos de telemetria. No Brasil, a tecnologia de poço horizontal foi utilizada pela primeira vez no ano de 1990, e perfuração direcional está presente na maior parte dos novos projetos de exploração em território brasileiro.

A maior parte dos reservatórios de óleo e gás são mais extensos em suas dimensões horizontais do que a sua dimensão vertical. Portanto, perfurar um poço que atravessa paralelamente ao seu plano de maior dimensão representa obter uma exposição significativamente maior à rocha reservatório em comparação com a perfuração no plano de menor dimensão.

Além disso, o controle de direção de poços de petróleo pode possibilitar a exploração de reservatórios que se encontram diretamente abaixo de alguma barreira à exploração, como um relevo demasiadamente acidentado ou uma cidade.

É importante mencionar a relevância atual do tema, pois, aliada ao fraturamento hidráulico, a tecnologia de produção por meio de poços horizontais é fundamental para o desenvolvimento dos novos *plays* de reservas não-convencionais de petróleo e gás natural, como as formações de folhelho, já extensamente exploradas nos EUA.

O uso de perfuração direcional não se restringe apenas a poços produtores. Poços de alívio em geral utilizam dessa tecnologia, para que a perfuração possa ser inicialmente a uma distância segura do poço fora de controle, e que intercepte o poço em uma profundidade estabelecida.

Entre as vantagens dessa tecnologia em comparação com a perfuração de poços verticais, estão:

- Aumenta-se a área exposta ao fluxo de hidrocarbonetos;
- Possibilidade de exploração de reservatórios localizados embaixo de locais difíceis ou impossíveis de se perfurar;
- Aumento de eficiência em técnicas de recuperação secundária;
- Vantagem econômica, pois se pode alcançar uma área que teria de ser explorada por múltiplas perfurações verticais com apenas um poço horizontal;
- Possibilidade de exploração de diversas zonas com apenas uma perfuração.

Parte do sucesso da perfuração de poços horizontais, principalmente na exploração e no desenvolvimento de campos marítimos de petróleo, é devido aos avanços

na tecnologia de perfuração direcional. No entanto, é esperada a presença de ondulações no trecho horizontal do poço, sejam elas planejadas ou não durante a perfuração.

1.1 RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVAS

Ainda não foi alcançado o entendimento pleno dos mecanismos envolvidos na produção de petróleo em trechos horizontais, como a perda de carga nestes trechos com ondulações presentes, e as consequências para a garantia de escoamento desse poço, enquanto a literatura foca principalmente em estudar casos de perdas de cargas em tubulações verticais, horizontais e inclinadas.

Enquanto à primeira vista a perfuração de poços com trechos horizontais cada vez mais extensos possa parecer algo necessariamente benéfico, deve-se levar em consideração que isso implica em uma perda de carga mais intensa ao longo do caminho de fluxo do hidrocarboneto. Devido a isso, pode-se ter uma condição de fluxo abaixo do esperado de porções mais distantes do trecho de transição entre poço vertical e horizontal. Visto que soluções analíticas de fluxo para o interior do poço levam em consideração condições iguais para toda a extensão do trecho horizontal, e que estudos de viabilidade econômica podem ter sido realizados em cima desses cálculos, é de se esperar uma performance abaixo do esperado de produção do poço. Em casos mais graves, pode-se atingir a condição de interrupção de fluxo do trecho do dedão do poço.

Considerando-se que poços mais longos exigem maior investimento no projeto, e que não há apenas benefícios em se produzir em um trecho horizontal mais extenso, deve-se buscar uma ferramenta que auxilia na determinação do ponto ótimo de comprimento.

Um tópico ainda pouco estudado é a integração do fluxo no interior do poço com o fluxo radial oriundo do reservatório. Há extensa literatura nos fenômenos estudados de forma individual, tratando dos fenômenos de fluxo do reservatório para o poço e do escoamento dentro da coluna de forma separada, mas poucos foram os que uniram as duas áreas.

Um ponto importante que soluções analíticas tradicionais de fluxo do reservatório para o poço é a complexidade da trajetória do trecho horizontal. Enquanto as equações referem-se a poços que foram perfurados de forma perfeitamente horizontal, sem ondulações, as tecnologias atuais de perfuração direcional não conseguem garantir essa configuração. Ondulações ao longo do trecho horizontal dentro da *payzone* são inevitáveis e, para alguns pesquisadores, desejáveis em muitos reservatórios. De qualquer forma, a influência desses parâmetros pode ser impactante na *performance* do poço, e ferramentas devem levá-los em consideração.

A alta complexidade dos fenômenos envolvidos no escoamento do reservatório para o trecho horizontal e as possíveis consequências das perdas de carga nas ondulações presentes justificam a importância do desenvolvimento de um simulador numérico que poderá representar essa situação e potencialmente prever condições favoráveis à perda de capacidade de escoamento em partes de sua trajetória.

1.2 OBJETIVOS

Geral: Contribuir para o conhecimento dos fenômenos envolvidos na produção de petróleo e gás através de poços horizontais.

Específicos:

- Estudar os fenômenos envolvidos no escoamento em tubulações horizontais e onduladas.
- Estudar os fenômenos envolvidos no escoamento entre reservatório e poço de petróleo.
- Desenvolver simulador numérico que integre os regimes de escoamento, com o intuito de estudar a ocorrência da restrição do fluxo no interior do poço horizontal por perdas de carga.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Visto que o intuito do trabalho é estudar principalmente os fenômenos relativos a geometria e heterogeneidades ao longo do trecho horizontal de um poço de petróleo, optou-se por considerar fluxo monofásico líquido. Fenômenos associados a produção multifásica tornam o problema consideravelmente mais complexo, principalmente por questões como deslizamento de fases, padrões de fluxo e transferência de massa entre fases. Ampliar o escopo da pesquisa para considerar escoamento multifásico pode ser visto como um possível futuro passo, pois poderá auxiliar na previsão de outros importantes fenômenos, como o de acúmulo de fases nas porções onduladas do poço horizontal, o que gera restrição da área de fluxo das outras fases presentes.

De acordo com Archer e Agbongiator (2005), relações de produtividade de poços horizontais analíticas tipicamente assumem um valor constante de pressão no interior do poço ou fluxo uniforme ao longo de seu comprimento. Tais suposições ignoram quedas de pressão ao longo do trecho horizontal, que podem ser significantes. Previsões de produtividade em poços horizontais podem ser excessivamente otimistas, especialmente em casos de grande perda de carga, como em poços ERD (*Extended Reach Drilling*). Como a pressão na região do dedão seria significativamente mais alta que a do calcanhar, o fluxo para o interior do poço declinaria rapidamente ao se aproximar do dedão.

2.1 ESCOAMENTO MONOFÁSICO

Escoamento monofásico é definido como o fluxo que apresenta apenas uma fase. Considerando-se que o intuito do estudo é conseguir reproduzir fenômenos associados a fluxo para o interior do poço horizontal e perdas de carga ao longo do seu trecho, que pode ter ondulações, foi adotado o escoamento apenas de uma fase líquida ao longo do caminho completo. Agregar à ferramenta a capacidade de reproduzir escoamento multifásico seria um próximo passo natural, devido à recorrência frequente desse tipo de fluxo na indústria de petróleo.

Reservatórios de hidrocarbonetos são comumente classificados de acordo com o tipo do fluido presente. As cinco classificações mais usadas são: *Black oil*, *Volatile oil*, *gas condensate*, *wet gas* e *dry gas*. Para o trabalho, foi adotado um reservatório do tipo *black oil*, que em geral consiste em uma variedade de componentes que incluem hidrocarbonetos de cadeia longa, pesados e não voláteis. Ao longo da queda de pressão do fluido, considerou-se que a pressão não ultrapassou a linha do ponto de bolha, o que faria com que uma fase gasosa se desprendesse, caracterizando fluxo multifásico.

Na indústria de petróleo, é mais comum haver em um poço a produção de uma combinação de fases, assim como no transporte por meio de linhas que ligam o poço à plataforma de produção *offshore*, denominadas *risers*. Além disso, há poços em que são instalados equipamentos de elevação artificial como *gas lift*, em que gás é injetado à tubulação de produção de líquidos com a intenção de favorecer o seu escoamento. Dependendo de fatores como a velocidade de escoamento de cada fase, as propriedades dos fluidos envolvidos e a geometria da tubulação, diferentes padrões de fluxo podem existir, que são essencialmente configurações das fases no escoamento. As dificuldades de análise de fluxo de duas fases em tubulações são discutidas em Beggs e Brill (1973). De acordo com os autores, há fenômenos complexos envolvidos, como o deslizamento entre as fases, as mudanças de padrões de fluxo e a transferência de massa entre as fases.

2.2 POÇOS DIRECIONAIS E HORIZONTAIS

Perfuração direcional é definida como a prática de controlar a direção e os desvios do poço, mirando um alvo ou localização pré-determinados. Há relatos que datam da década de 1920 do uso de perfuração direcional para a construção de poços e, enquanto o conceito permanece o mesmo, a tecnologia foi drasticamente aprimorada ao longo do tempo.

Entre as suas aplicações principais, estão:

- Mais de um poço perfurado da mesma localização. Essa aplicação é particularmente útil em projetos *offshore* ou em regiões como o Ártico, em que a perfuração de diversos poços de uma mesma plataforma reduz os custos e os impactos ambientais da operação.
- Localizações inacessíveis na superfície. Para atingir formações diretamente abaixo de localizações inacessíveis na superfície, como um centro urbano de uma cidade, podem ser utilizados poços direcionais ou horizontais.
- Múltiplas zonas produtoras. Dependendo da configuração das formações produtoras, um modo eficiente de projetar o poço é de aliar a perfuração direcional com a completação múltipla em um mesmo poço.
- Utilização da técnica de *sidetrack*. *Sidetrack* é essencialmente a técnica de perfuração com a intenção de desviar de determinado obstáculo (como um equipamento perdido no poço) ou de reposicionar o fundo do poço por motivos geológicos.

- Realização de estimulação do tipo *multi-frack*, em que são feitas diversas fraturas verticais ao longo do trecho horizontal. Essa técnica é importante para a exploração dos novos *plays* de folhelho.
- Perfuração ao longo de falha. A perfuração para atingir um alvo abaixo de uma falha com alta inclinação pode exigir a perfuração perpendicular ou paralela à falha. Além disso, a perfuração em falhas em formações instáveis pode gerar um risco para a estabilidade do poço, devido a movimentações no plano da falha.
- Reservatórios abaixo de domos de sal. A perfuração vertical através de domos de sal pode gerar problemas de estabilidade da parede, corrosão e perda de circulação. Dessa forma, uma alternativa é a perfuração direcional ou horizontal para atingir o alvo.
- Poços de alívio. Para controlar um poço que sofreu *blowout*, ou seja, que está produzindo hidrocarbonetos de forma descontrolada, uma possível solução é a de uso de um poço de alívio. Esse poço intercepta o poço fora de controle, e lama e água são injetados de forma a controlar a produção.
- Reservatórios com baixa permeabilidade horizontal relativa à vertical. Visto que poços horizontais favorecem o fluxo radial no sentido vertical, é preferível a usar poços verticais em reservatórios desse tipo.
- Reservatórios com camadas produtoras finas. Nesse caso, poços verticais teriam uma baixa exposição à *payzone*, enquanto os horizontais poderiam percorrer uma extensão maior da formação.

Evoluções nas tecnologias de perfuração direcional permitiram a perfuração de poços horizontais, que são poços com elevado ângulo de inclinação utilizados para aumentar a produção de um reservatório.

Entre as vantagens da utilização de poços horizontais estão:

- Reduzida formação de cones de água ou gás devido à reduzida perda de carga dentro do reservatório.
- Aumento da vazão de produção devido à maior área de contato entre o poço e a formação produtora.
- Reduzida perda de carga ao redor do poço.
- Menores velocidades de escoamento ao redor do poço.
- Redução na produção de areia devido aos dois fatores acima.
- Padrão de drenagem maior e mais eficiente, levando a maior recuperação final do reservatório.

Equipamentos posicionados no *Bottom-Hole Assembly* (BHA), porção inferior da coluna de perfuração, são responsáveis pela realização de desvios na trajetória do poço e no acompanhamento de parâmetros de perfuração. Contudo, limitações no controle desses equipamentos comumente resultam em perfis levemente diferentes do poço perfeitamente horizontal.

Este trabalho irá focar em poços horizontais que possuem ondulações em sua trajetória, como mostrado na figura 1.

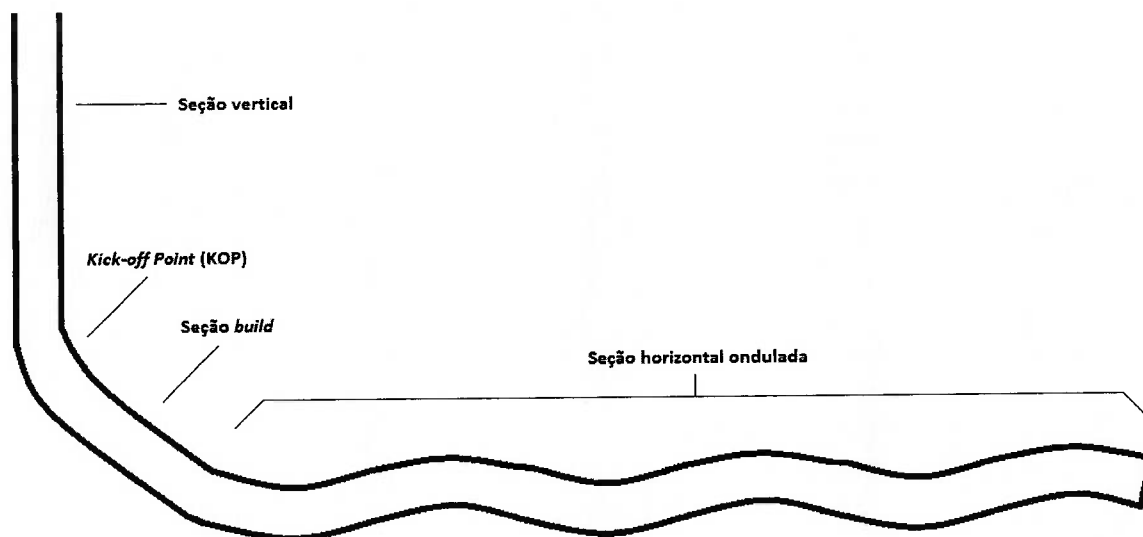


Figura 1 – Esquema representativo de poço horizontal ondulado

De acordo com Bond et al. (2006), à medida em que poços horizontais se tornam mais longos e percorrem trajetórias mais complexas, a hidrodinâmica do interior do poço se torna um fator mais importante para avaliar a *performance* do poço. Em geral, um poço horizontal nunca é perfeitamente horizontal, e essa variação pode ser resultado de falta de controle dos equipamentos de perfuração direcional, ou podem ser projetados de propósito para o caso de uma formação extremamente anisotrópica. Quanto a permeabilidade vertical é muito menor que a horizontal, uma trajetória ondulada pode ser mais favorável para superar a restrição vertical. Além disso, ondulações efetivamente aumentam a área de contato com o reservatório, trazendo assim uma vantagem competitiva.

2.3 PERDAS DE CARGA EM TUBULAÇÕES

Cinco principais fatores – rugosidade do material do interior da coluna de produção, comprimento e diâmetro do poço e viscosidade e densidade do fluido – afetam a queda de pressão ao longo do trecho. As três principais fontes de perdas de carga em um poço são relativas a hidrostática, atrito e aceleração.

$$\Delta P = \Delta P_{PE} + \Delta P_{KE} + \Delta P_F \quad 2.1$$

2.3.1 QUEDA DE PRESSÃO HIDROSTÁTICA

A queda de pressão por hidrostática é gerada pela gravidade no caso de diferença em altura entre dois pontos. Para o trabalho, visto que foi adotado o escoamento monofásico líquido, considerou-se que o fluido é incompressível. Dessa forma, a queda pode ser descrita por:

$$\Delta P_{PE} = \rho \Delta z \quad 2.2$$

2.3.2 QUEDA DE PRESSÃO POR ATRITO

A queda de pressão por atrito pode ser descrita pela equação de Darcy-Weisbach. A equação considera uma velocidade média do fluido para determinado comprimento de tubulação e, utilizando de um fator de atrito, chega ao valor de queda de pressão.

A queda de pressão por atrito pode ser descrita por:

$$\Delta P_F = \frac{2f_f \rho v^2 L}{g_c D} \quad 2.3$$

Para se determinar o valor do fator de atrito, deve-se inicialmente determinar se o regime de fluxo é laminar ou turbulento. Para tal, é feito o cálculo do número de Reynolds pela equação.

$$N_{RE} = \frac{\rho v D}{\mu} \quad 2.4$$

O valor do número de Reynolds de transição entre regimes laminar e turbulento é bastante discutido na literatura, e geralmente varia entre 2000 e 4000. Para este trabalho, adotar-se-á o valor de 2100. Desta forma, para valores de número de Reynolds abaixo de 2100, considera-se fluxo laminar. Para valores acima de 2100, o regime turbulento é adotado, o que em geral significa perdas por atrito significativamente maiores.

As duas formas mais utilizadas de se determinar o valor do fator de atrito são pelo diagrama de Moody, encontrado na figura 2, e por correlações feitas com base no diagrama. É importante notar que, na figura do diagrama, o fator de atrito usado é o de Moody, que é quatro vezes maior que o de Fanning.

$$f_f = 4f \quad 2.5$$

Moody Diagram

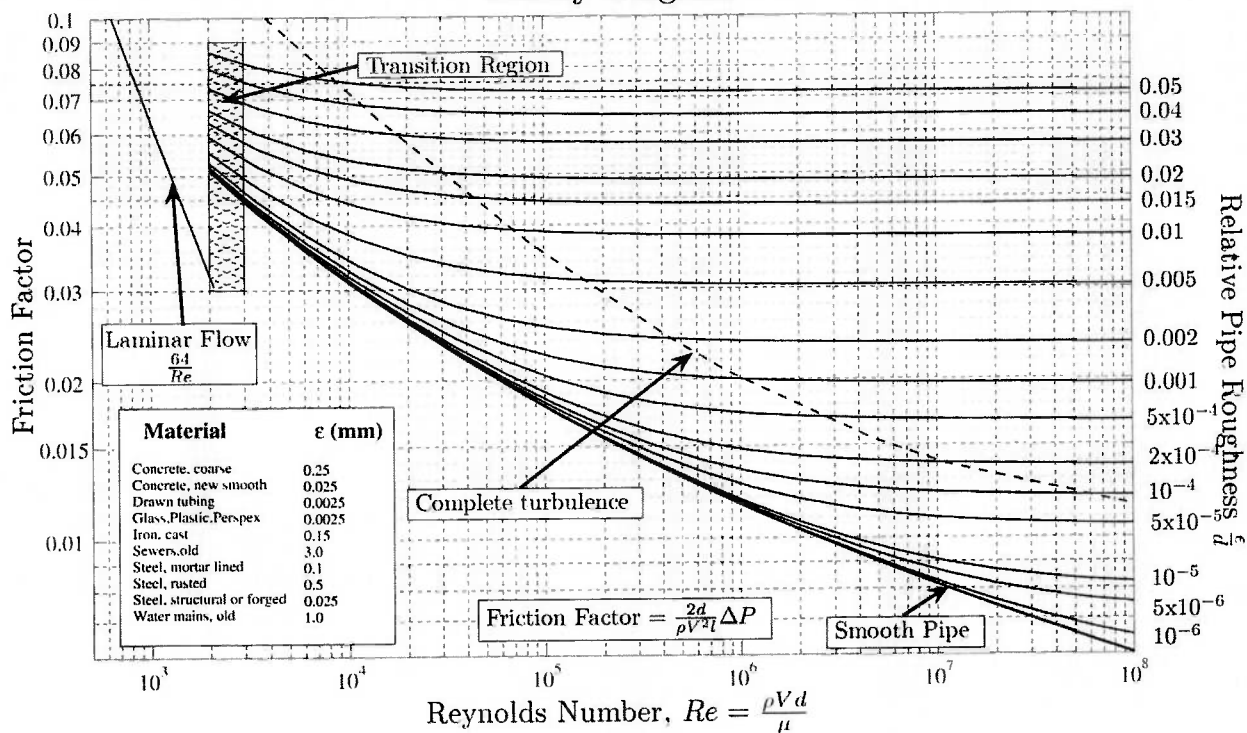


Figura 2 – Diagrama de Moody

Para se encontrar o valor do fator de atrito de Moody, deve-se entrar com o número de Reynolds calculado no eixo x e, para casos de regime turbulento, se deve seguir a curva correspondente à rugosidade relativa do material. Para valores de número de Reynolds abaixo de 2100, a rugosidade relativa não irá influenciar o fator de atrito.

Com base no diagrama de Moody, foram feitas correlações explícitas para se obter os fatores de atrito.

Quando o fluxo for considerado em regime laminar, a seguinte fórmula determina o fator de atrito de Fanning:

$$f_f = \frac{16}{N_{RE}} \quad 2.6$$

A correlação de Chen (1979), que permite a solução explícita para o fator de atrito de Fanning em regimes turbulentos, está descrita na fórmula:

$$\frac{1}{\sqrt{f_f}} = -4 \log \left[\frac{rr}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{RE}} \log \left(\frac{1}{2.8257} rr^{1.1098} + \frac{5.8506}{N_{RE}^{0.8981}} \right) \right] \quad 2.7$$

Resolvendo para o fator de atrito:

$$f_f = \left\{ \frac{1}{-4 \log \left[\frac{rr}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{RE}} \log \left(\frac{1}{2.8257} rr^{1.1098} + \frac{5.8506}{N_{RE}^{0.8981}} \right) \right]} \right\}^2 \quad 2.8$$

2.3.3 QUEDA DE PRESSÃO POR ACELERAÇÃO

A queda de pressão por aceleração do fluido apenas ocorre em casos em que há mudança do diâmetro em que o fluido está percorrendo. No caso deste trabalho, foi considerado um diâmetro constante na coluna de produção. Desta forma, este componente não afetará a queda de pressão total do fluido.

$$\Delta P_{KE} = 0 \quad 2.9$$

2.4 FLUXO PARA O INTERIOR DO POÇO

De acordo com Economides et al. (1994), um poço horizontal de tamanho L penetrando um reservatório com permeabilidade horizontal k_H e permeabilidade vertical k_V cria um padrão de drenagem diferente do que ocorre para poços verticais. Quanto maior for a permeabilidade vertical, maior será o índice de produtividade para o poço horizontal. Reservatórios com baixa permeabilidade vertical podem tornar o uso de poços horizontais pouco atrativo.

Joshi (1988) criou uma relação de produtividade para poços horizontais que foi modificada por Economides (1991). Trata-se de uma solução que considera um padrão de drenagem elipsoidal. A relação considera estado estável para o fluxo horizontal e pseudo-estável para o vertical:

$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B \mu \left\{ \ln \left[\frac{\left(a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2} \right)^2} \right)}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \ln \left(\frac{I_{ani} h}{[r_w (I_{ani} + 1)]} \right) \right\}} \quad 2.10$$

I_{ani} é a medida de anisotropia vertical-horizontal de permeabilidade, e é definida por:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad 2.11$$

Já o fator a da equação de Joshi é definido como o maior semi-eixo do padrão elipsoidal de drenagem formado por um poço horizontal de tamanho L . A expressão, válida para $(L/2 < 0.9r_{eH})$ é definida por:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad 2.12$$

Bui et al. (2003) mostra, por meio de medições de sensores na completação de um poço horizontal e por ferramentas de modelagem, que o fluxo para o interior de um poço horizontal gera um perfil variável que reflete condições desiguais ao longo do seu comprimento, com valores em geral mais altos de vazão na região do calcanhar. O trabalho analisa como a geometria da completação do poço, as propriedades do fluido e outros parâmetros de produção refletem na resposta de pressão do interior do poço.

2.5 MODELAGEM NUMÉRICA

Holmes, Barkve e Lund (1998) afirmam que a necessidade de simular poços ditos avançados, como horizontais e multilaterais, exige um igualmente sofisticado modelo de poços a ser implementado em simuladores de reservatório. Para adequadamente calcular perdas de pressão ao longo do poço, os autores justificam usar um modelo que divide o modelo do poço em segmentos independentes, e não o trata como um único volume de controle.

Trabalhos como os de Bond et al. (2006) utilizam o conceito de divisão dos trechos do poço em segmentos menores, para que para cada um seja calculada uma vazão de entrada.

A abordagem de tratar o problema de forma numérica e subdividindo o poço ameniza as simplificações feitas por modelos analíticos. Ao usar um método numérico iterativo, pode-se considerar condições variáveis ao longo do trajeto do poço, como relativos a geometria, danos de formação, pressão interna, o que gera um perfil não-uniforme de índice de produtividade. Tal abordagem pode se aproximar mais da realidade do que utilizando simplificações da maioria dos modelos analíticos para o problema.

3 METODOLOGIA

Será utilizada a linguagem computacional C++ para o desenvolvimento de um programa capaz de simular o escoamento monofásico do reservatório para o poço e ao longo dele. Para tal, o poço será fracionado em pequenos volumes de controle e, para cada um deles, será utilizada uma correlação analítica para o gradiente de pressão presente entre reservatório e poço. Serão também calculadas as perdas de carga ao longo de cada trecho, incluindo as relativas a atrito. Tais volumes de controle serão analisados em conjunto, de forma que a sua continuidade possibilite o uso de método iterativo de solução. Para o escoamento do reservatório para o poço, será utilizada uma correlação de Inflow Performance Relationship, ou IPR, que relaciona o fluxo nesse meio com a queda de pressão na sua trajetória. Já para o escoamento monofásico dentro do poço, serão utilizados conceitos de perdas de carga mecânica, com o auxílio de correlações como a de Chen (1979). Para tal, a divisão das ondulações em porções menores será de forma que cada um desses pequenos volumes de controle seja analisado como se fosse um trecho reto.

A figura 3 mostra um exemplo simplista de uma divisão do trecho horizontal do poço em segmentos menores, para que a análise do conjunto seja feita de forma a poder representar variações de condições ao longo do trajeto.

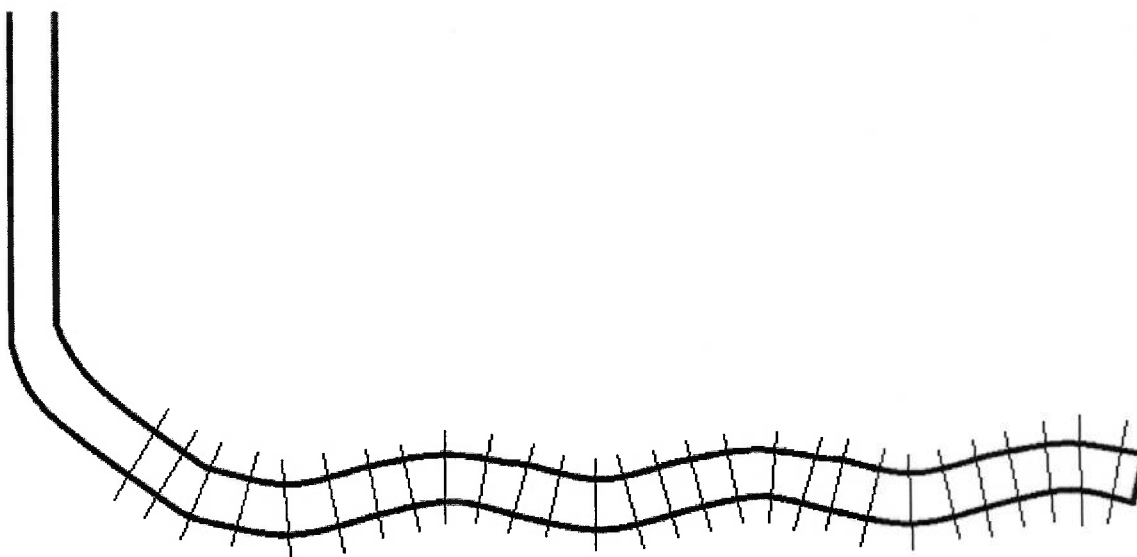


Figura 3 – Esquema representativo de divisão do poço em segmentos

Cada subdivisão terá seus extremos como pontos de referência para dados de entrada e de saída, como mostrado na figura 4. Para os trechos entre cada ponto,

considerar-se-á um trecho reto. Desta forma, os trechos analisados serão os conjuntos de dois pontos, ou seja, no caso do trecho da figura 4, os trechos AB, BC, CD e DE.

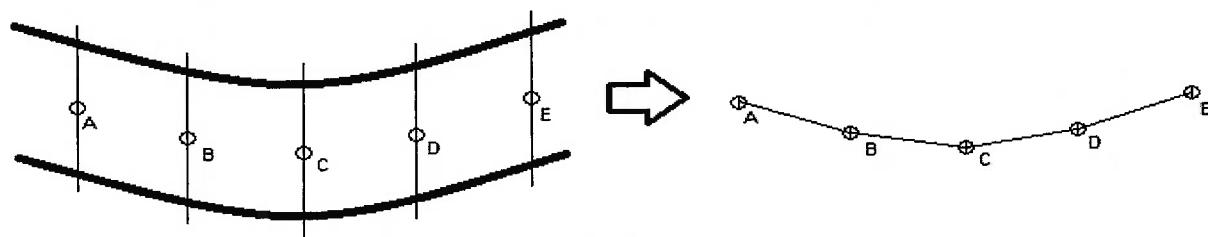


Figura 4 – Transformação em trechos retilíneos

O usuário deve fornecer ao simulador a geometria do poço, indicando as coordenadas X e Y para cada limite de trechos. Esses dados são representados em um arquivo de texto, que o simulador interpreta e faz a modelagem já com o poço dividido em trechos menores. Cada volume de controle será delimitado por duas coordenadas consecutivas no arquivo de entrada. Um exemplo de geometria de poço é mostrado na tabela 1 e na figura 5.

Tabela 1 – Exemplo de dados de entrada de geometria de poço

Trecho	X	Y
1	0	2000
2	50	2100
3	100	2150
4	150	2170
5	200	2180
6	250	2179
7	300	2178
8	350	2177
9	400	2176
10	450	2177
11	500	2178
12	550	2179
13	600	2180
14	650	2179
15	700	2178
16	750	2177
17	800	2176
18	850	2177
19	900	2178
20	950	2179
21	1000	2180

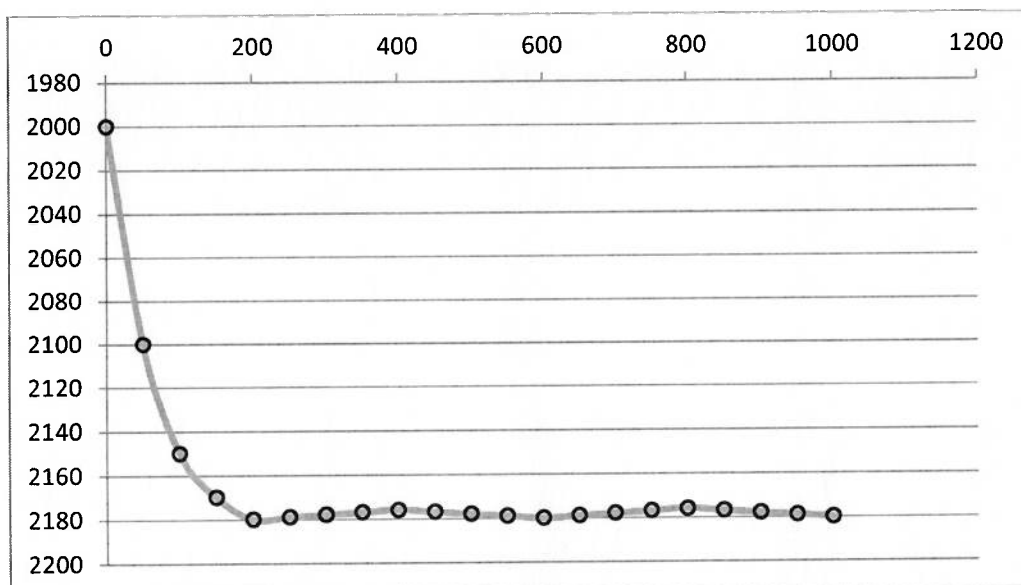


Figura 5 – Exemplo de geometria de poço ondulado

Além da geometria, o simulador recebe como entrada dados relativos ao reservatório, ao fluido produzido, e da coluna em que o fluxo passará. As variáveis a serem fornecidas ao sistema são expressas na tabela 2, com a indicação da unidade correspondente.

Tabela 2 – Variáveis de entrada para simulador

Variável	Unidade
Raio do reservatório	pé
Altura do reservatório	pé
Raio do poço	pé
Pressão inicial de reservatório	libra por polegada quadrada
Pressão inicial no interior do poço	libra por polegada quadrada
Fator de película	-
Permeabilidade horizontal	miliDarcy
Permeabilidade vertical	miliDarcy
Fator volume de formação	barril/STB
Densidade do fluido	libra-massa por pé cúbico
Viscosidade do fluido	milimetro
Rugosidade absoluta	centipoise

A linguagem C++ foi escolhida para o desenvolvimento do simulador pois possibilita a utilização de classes alocadas de forma dinâmica, o que permite a segmentação do poço no número de vezes que for estipulada pelo arquivo de entrada.

Para cada trecho analisado, será calculado a entrada de vazão de hidrocarbonetos vindo do reservatório, e as perdas de carga relativas ao fluxo dentro da tubulação. O trecho

subsequente receberá a vazão interna do trecho anterior, assim configurando a análise do conjunto.

Inicialmente, é necessário definir o comprimento do trecho analisado:

$$L = \sqrt{(x_{out} - x_{in})^2 + (y_{out} - y_{in})^2} \quad 3.1$$

Na primeira iteração, apenas será feito o cálculo de perdas de carga. A partir da segunda, será feito inicialmente o cálculo de vazão do reservatório com pressões obtidas a partir do cálculo de perdas de carga e, após isso, será feito novamente o cálculo de perdas de carga. Portanto, a partir da segunda iteração, seriam utilizadas as equações 2.12, 2.11 e 2.10 para o cálculo de vazão de entrada naquele trecho. Para utilizar a equação 2.10, é necessário definir a pressão de fluxo dentro do poço, e para tal, é usada a equação:

$$p_{wf} = \frac{(p_{in} + p_{out})}{2} \quad 3.2$$

Considerando que a análise se iniciará no dedão do poço, em que a pressão será mantida constante, a partir do segundo trecho analisado, a vazão total será a que veio do trecho anterior combinada com a vazão do reservatório.

Para realizar o cálculo de perdas de carga, as equações 2.2, 2.3 e 2.4 serão adequadas para as unidades da indústria:

$$N_{RE} = \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{\rho q D}{A \mu} = \frac{4 \rho q}{\pi D A \mu} * 144 * 5,615 * \frac{1}{86400} \quad 3.3$$

$$\Delta P_F = \frac{2 f_f \rho v^2 L}{32,17 (D/12)} * \frac{1}{144} \quad 3.4$$

$$\Delta P_{PE} = \rho (y_{in} - y_{out}) * \frac{1}{144} \quad 3.5$$

Após isso, realiza-se a definição da pressão de saída com base na pressão de entrada e nas perdas de carga do trecho:

$$p_{out} = p_{in} - (\Delta P_F + \Delta P_{PE}) \quad 3.6$$

A pressão de saída torna-se a pressão de entrada do próximo trecho, até que chegue ao último trecho analisado, na região do calcanhar do poço.

O programa continuará com as iterações até que o critério de parada seja atingido. O critério consiste em comparar as vazões totais de cada trecho com a da iteração prévia. Quando a variação entre elas for menor que o erro máximo tolerado estabelecido pelo usuário, o programa deixa de realizar as iterações.

No arquivo de saída gerado automaticamente pelo programa, serão adicionados os valores de vazão de saída de cada trecho do poço, para cada iteração. Assim, observando-se o valor de vazão de saída do trecho mais distante do dedão do poço, poder-se-á analisar a eficiência de fluxo para dentro do poço e como as perdas de carga ao longo do trecho horizontal inteiro impactaram o desempenho.

4 RESULTADOS

Para avaliar os resultados gerados pelo simulador, foram escolhidas variáveis a serem alteradas individualmente. Mantendo-se os outros parâmetros fixos, pode-se observar o impacto individual dessas variáveis nos cálculos do simulador.

Após isso, foram analisados casos em que diferentes geometrias de poço eram fornecidas como entradas para o simulador, de forma a observar o impacto das ondulações e do comprimento na *performance* do poço.

4.1 VARIAÇÃO DA ALTURA DO RESERVATÓRIO

Foram realizadas simulações de 10 casos em que o único parâmetro variável era a altura do reservatório. As vazões indicadas na figura 5 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A altura do reservatório foi variada de 20 a 200 pés, com incrementos de 20 pés. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A1, A2 e A3).

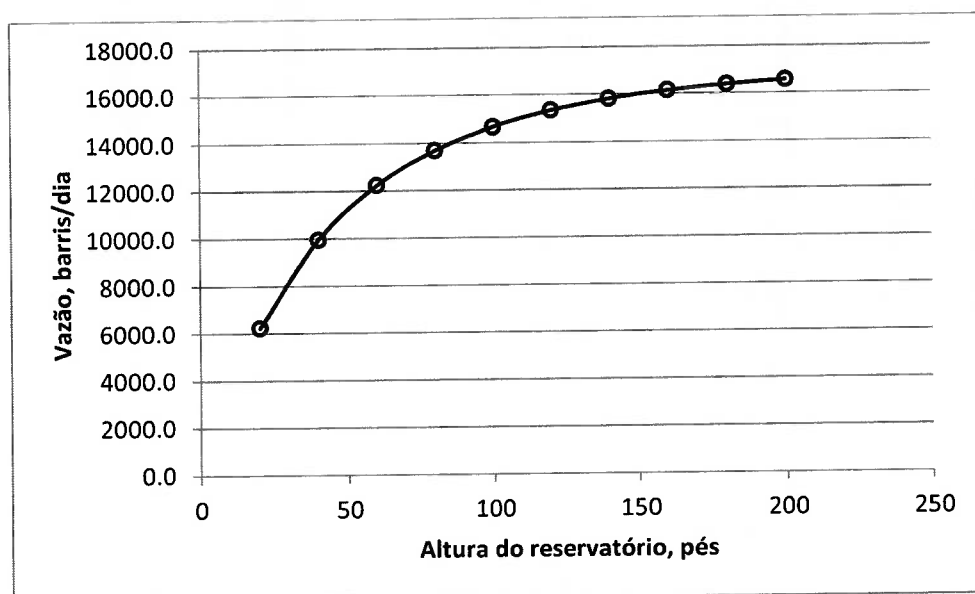


Figura 5 – Resultados de casos com variação da altura do reservatório

Como esperado, há uma relação positiva entre o aumento da altura do reservatório com a vazão obtida no trecho do calcanhar do poço. O comportamento é coerente com o esperado pela equação 2.10, de fluxo para o interior do poço. A componente de altura encontra-se tanto no numerador, de forma isolada, quanto no denominador, em um logaritmo natural. Assim, o comportamento da curva não é linear. A variação da altura em si não

impactará diretamente as perdas de carga no interior da coluna, apenas indiretamente, em função da variação da vazão de entrada.

4.2 VARIAÇÃO DA PERMEABILIDADE HORIZONTAL

Foram realizadas simulações de 10 casos em que o único parâmetro variável era a permeabilidade horizontal. As vazões indicadas na figura 6 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A permeabilidade horizontal foi variada de 20 a 200 miliDarcy, com incrementos de 20 miliDarcy. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A4, A5 e A6).

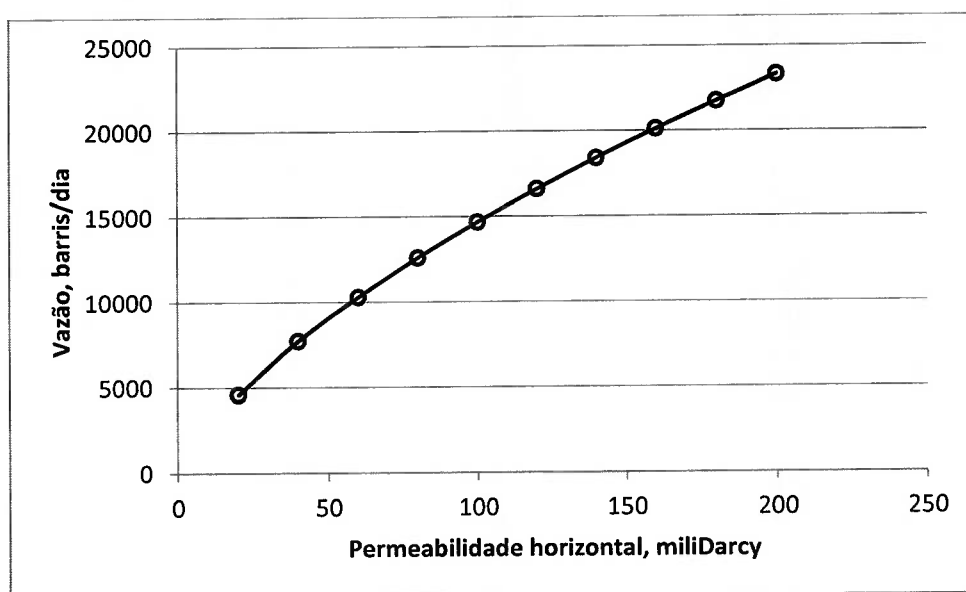


Figura 6 – Resultados de casos com variação da permeabilidade horizontal

Visto que a permeabilidade horizontal é uma propriedade exclusivamente relativa à entrada de fluxo do reservatório para o poço, não terá impacto diretamente nas pernas de carga de tubulação, apenas indiretamente, pela variação da vazão. É possível notar no gráfico a esperada relação positiva entre o aumento da permeabilidade horizontal com o aumento da vazão no calcanhar do poço. Na equação 2.10, verifica-se que a maior influência da variável será em seu componente isolado no numerador. Além disso, afetará também a medida de anisotropia vertical-horizontal de permeabilidade, mas em menor escala. Dessa forma, a curva se aproxima de uma linear.

4.3 VARIAÇÃO DA PERMEABILIDADE VERTICAL

Foram realizadas simulações de 10 casos em que o único parâmetro variável era a permeabilidade vertical. As vazões indicadas na figura 7 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A permeabilidade vertical foi variada de 20 a 200 miliDarcy, com incrementos de 20 miliDarcy. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A7, A8 e A9).

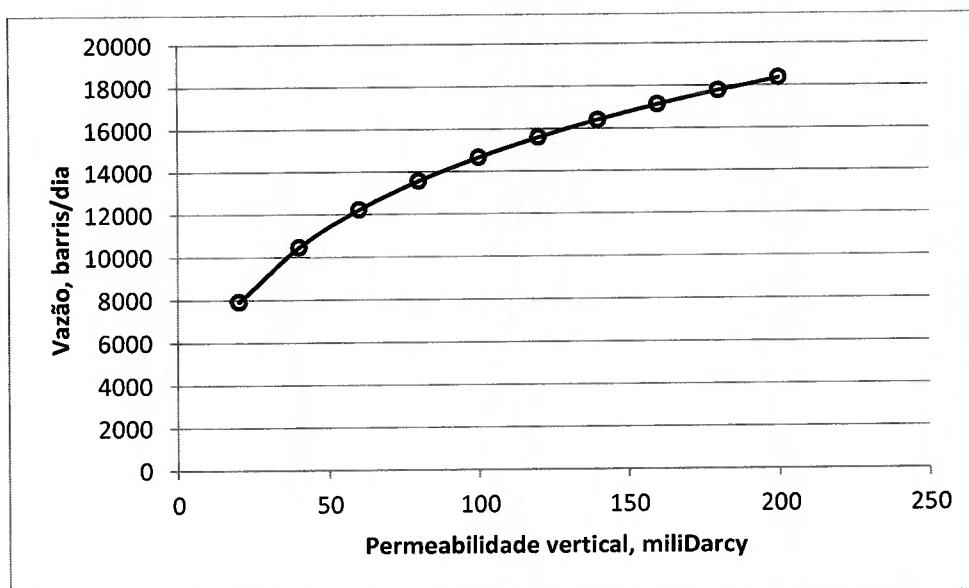


Figura 7 – Resultados de casos com variação da permeabilidade vertical

Visto que a permeabilidade vertical é, assim como a horizontal, uma propriedade exclusivamente relativa à entrada de fluxo do reservatório para o poço, não terá impacto diretamente nas pernas de carga de tubulação, apenas indiretamente, pela variação da vazão. Como a componente vertical da permeabilidade encontra-se no denominador da medida de anisotropia (eq. 2.11), que por sua vez está no denominador da equação 2.10, o aumento da permeabilidade vertical impactará positivamente a vazão. É importante notar que o aumento da vazão causado pelo aumento da permeabilidade vertical é 48,3% menor que o aumento causado pelo aumento da permeabilidade vertical, considerando o acréscimo de vazões com a variação das permeabilidades de 20 miliDarcy a 200 miliDarcy para ambos parâmetros. A diferença é principalmente causada pelo componente isolado de permeabilidade horizontal no numerador da equação 2.10.

4.4 VARIAÇÃO DA PRESSÃO INICIAL DO RESERVATÓRIO

Foram realizadas simulações de 15 casos em que o único parâmetro variável era a pressão inicial do reservatório. As vazões indicadas na figura 8 são relativas ao trecho mais

distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A pressão inicial do reservatório foi variada de 4500 a 5200 psi, com incrementos de 50 psi. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A10, A11 e A12).

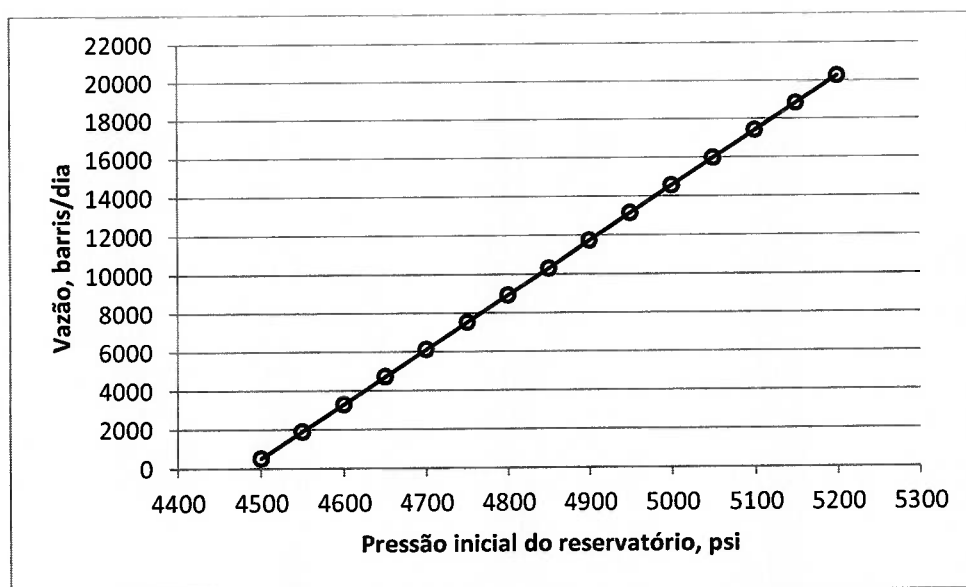


Figura 8 – Resultados de casos com variação da pressão inicial do reservatório

A influência direta da pressão inicial do reservatório será devida ao componente de diferencial de pressão no numerador da equação 2.10. A pressão inicial do reservatório é diretamente proporcional ao diferencial de pressão e, portanto, à vazão de entrada do fluido do reservatório ao poço. Assim, é esperado o comportamento linear, como mostrado na figura 8. É relevante também considerar que o valor de vazão para pressão inicial do reservatório de 4500 psi, que é o valor da pressão inicial no interior do poço estabelecido pelo usuário, não deverá ser nulo, pois, apesar de não haver entrada de fluidos do reservatório para o poço, haverá a movimentação do fluido no interior do poço, devido à diferença de energia potencial em pontos do trecho.

4.5 VARIAÇÃO DA PRESSÃO INICIAL NO INTERIOR DO POÇO

Foram realizadas simulações de 11 casos em que o único parâmetro variável era a pressão inicial no interior do poço. As vazões indicadas na figura 9 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A pressão inicial no interior do poço foi variada de 4500 a 5000 psi, com incrementos de 50 psi. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A13, A14 e A15).

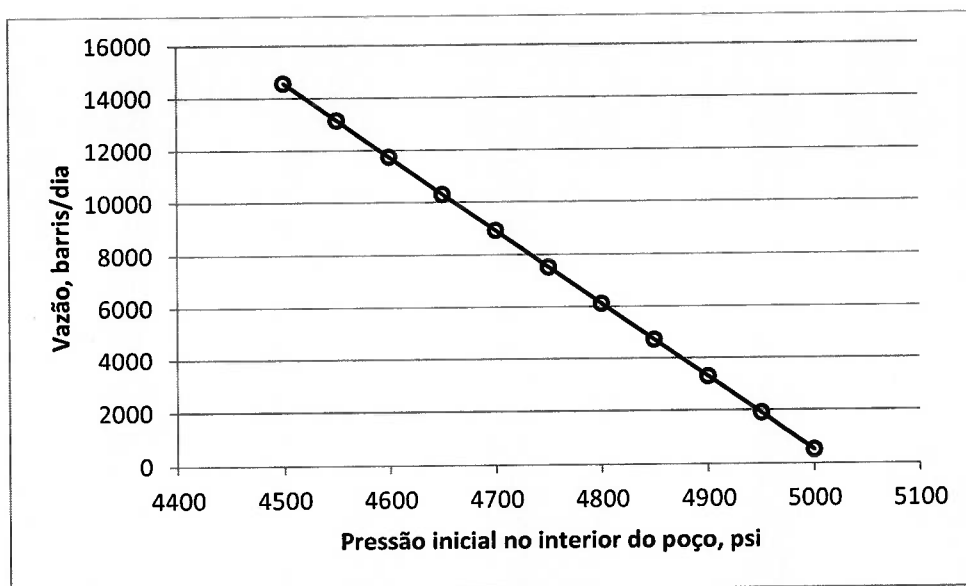


Figura 9 – Resultados de casos com variação da pressão inicial do reservatório

A magnitude do impacto da variação da pressão inicial no interior do poço deve ser semelhante à da variação da pressão inicial do reservatório, mas com sentidos contrários. Uma pressão inicial no interior do poço maior indica um diferencial de pressão menor, ou seja, há menor entrada de fluidos do reservatório para o poço. Assim, espera-se o comportamento linear, com derivada negativa, como mostrado na figura 9. Quando a pressão inicial no interior do poço se iguala à pressão inicial do reservatório, não haverá mais fluxo para o interior do poço, resultando em uma vazão no calcanhar próxima de zero.

4.6 VARIAÇÃO DA VISCOSIDADE DO FLUIDO

Foram realizadas simulações de 15 casos em que o único parâmetro variável era a viscosidade do fluido. As vazões indicadas na figura 10 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A viscosidade do fluido foi variada de 1 a 100 centipoise, com incrementos variáveis. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A16, A17 e A18).

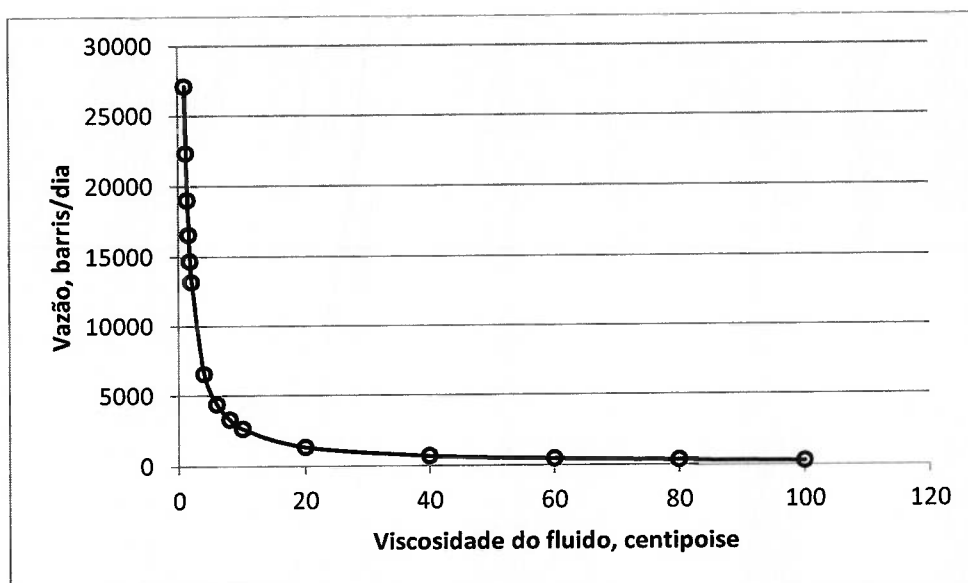


Figura 10 – Resultados de casos com variação da viscosidade do fluido

Visto que a viscosidade do fluido tem influência tanto no fluxo de entrada do reservatório para o poço quanto nas perdas de carga ao longo da tubulação, a sua variação impactará de forma mais complexa a vazão resultante. O aumento da viscosidade impactará as perdas de carga pois, pela equação 2.4, gerará um número de Reynolds menor, o que, pela correlação de Chen expressa na equação 2.7, gera um fator de atrito maior. Por isso, as perdas de carga por atrito, expressas na equação 2.3, serão maiores. Além disso, na equação 2.10, a viscosidade do fluido aparece como fator multiplicando no denominador. O conjunto das duas influências gera a curva da figura 10, em que o aumento da viscosidade gera uma intensa queda na vazão no calcanhar do poço.

4.7 VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO POÇO

Foram realizadas simulações de 12 casos em que o único parâmetro variável era o comprimento do poço. As vazões indicadas na figura 11 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A coordenada horizontal X do dedão do poço variou de 300 a 1200 pés a partir do calcanhar do poço, com incrementos variáveis. As coordenadas Y se mantiveram as mesmas para todos os casos, gerando ondulações com amplitude constante. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A19, A20 e A21).

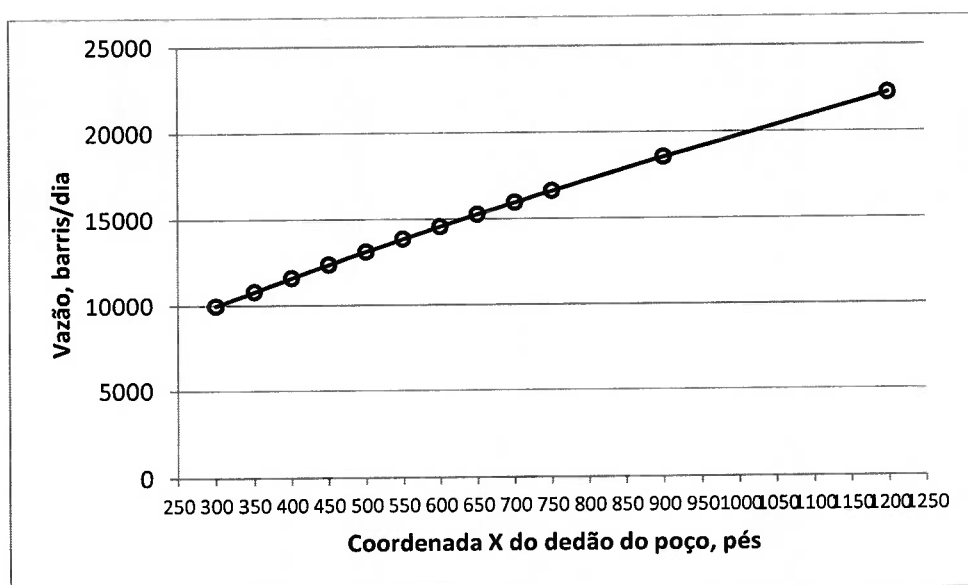


Figura 11 – Resultados de casos com variação do comprimento do poço

Um trecho horizontal mais longo, sem mudanças nas amplitudes e períodos, levará a valores de vazão maiores, como pode ser visto na figura 11. Entretanto, visto que um trecho maior levará a perdas de carga maiores, à medida em que o poço se torna mais comprido, diminui-se a eficiência de ganho de vazão por comprimento do trecho horizontal. Para poços mais longos, a queda de eficiência seria ainda mais notória. É possível observar com clareza esta queda de eficiência na figura 12, em que no eixo Y o ganho de vazão dividido pelo aumento da coordenada X.

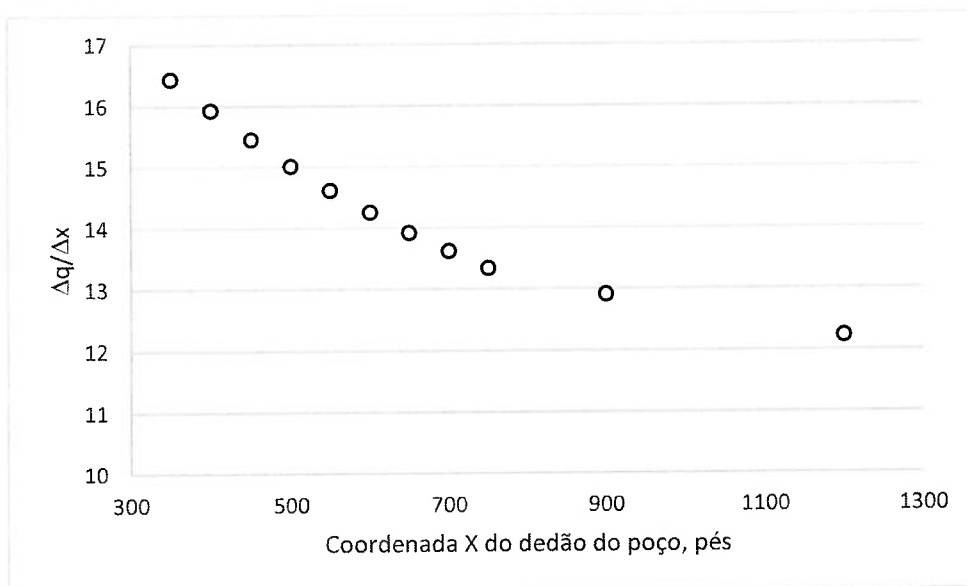


Figura 12 – Ganho de vazão com aumento do comprimento do poço

4.8 VARIAÇÃO DA AMPLITUDE DAS ONDULAÇÕES

Foram realizadas simulações de 10 casos em que o único parâmetro variável era a amplitude das ondulações presentes no poço. As vazões indicadas na figura 13 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. A amplitude das ondas variou de 4 a 22 pés, com incrementos de 2 pés. As coordenadas X se mantiveram as mesmas para todos os casos, gerando ondulações com períodos constantes. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A22, A23 e A24).

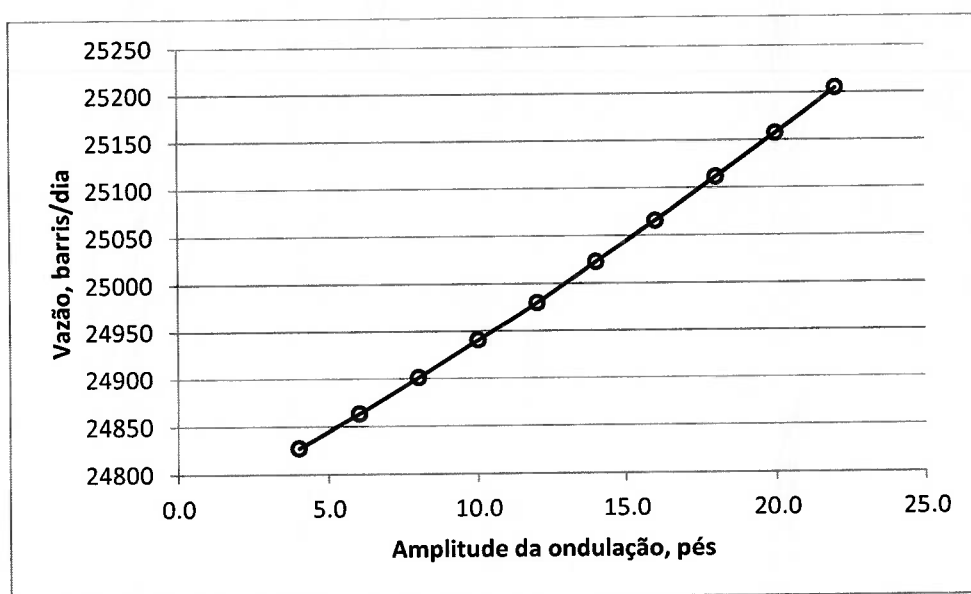


Figura 13 – Resultados de casos com variação do comprimento do poço

Observou-se o aumento da vazão de saída no calcanhar com o aumento da amplitude das ondulações presentes. O aumento das ondulações presentes, ao efetivamente aumentar a área de exposição do poço no reservatório, gera uma vazão de entrada maior por trecho, de acordo com a equação 2.10. Por outro lado, esse efetivo comprimento maior do poço gera perdas de carga maiores. Assim, o ganho de vazão foi de apenas 1,52% com o aumento da amplitude das ondulações de 4 a 22 pés.

4.9 VARIAÇÃO DA AMPLITUDE E FREQUÊNCIA DAS ONDULAÇÕES

Foram realizadas simulações de 15 casos em que os parâmetros variáveis eram a amplitude e o período de ondulações amplitude das ondulações presentes no poço. As vazões indicadas na figura 15 são relativas ao trecho mais distante do dedão do poço, ou seja, o primeiro trecho em que há fluxo do reservatório para o poço. Na figura 14 estão

vistas ampliadas das configurações de geometria dos trechos horizontais dos poços analisados.

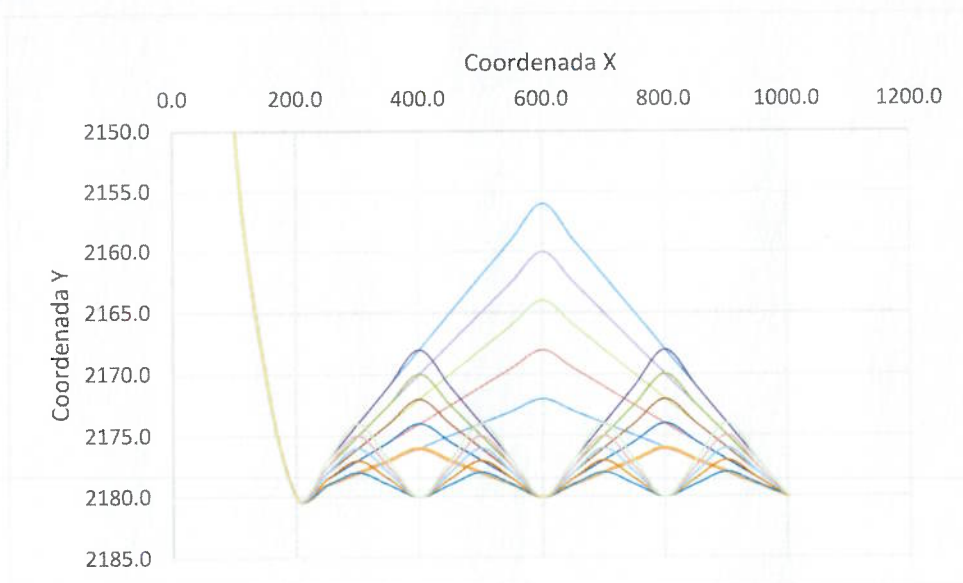


Figura 14 – Geometria ampliada dos trechos horizontais analisados

As três curvas são marcadas com o número de ondulações presentes no trecho horizontal. O incremento na coordenada Y por trecho de 50 metros variou de 1 a 3 pés, com acréscimo de 0.5 pés. Pode-se observar na figura 15 a influência da quantidade de ondulações e do incremento na coordenada por trecho. As tabelas com os resultados detalhados, os parâmetros de entrada e a geometria do poço estão no apêndice A (Tabelas A25, A26 e A27).

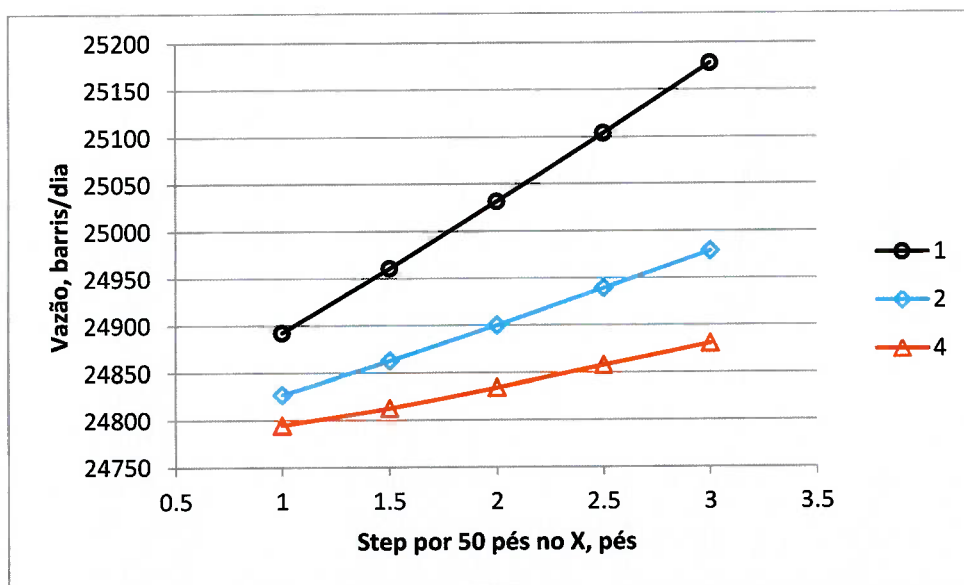


Figura 15 – Resultados de casos com variação da amplitude e frequência das ondulações

De forma geral, observa-se nos resultados a tendência de haver uma vazão no calcanhar maior para os casos em que a geometria ocupa uma região maior verticalmente do reservatório. Assim, um número maior de ondulações leva a um decréscimo na produção, e um acréscimo no incremento por 50 pés no eixo horizontal gera um aumento de vazão. Embora a área de exposição do poço para um mesmo incremento seja igual, a geometria com maior amplitude geral no eixo Y aliada a um valor elevado de permeabilidade horizontal levam a valores mais elevados de produção para casos com menos ondulações.

5 CONCLUSÕES

Poços horizontais de petróleo, por sua diversidade de aplicações, são peça fundamental da indústria moderna. A importância e relevância atual do tema justificam o desenvolvimento do estudo, visando ampliar o conhecimento e a discussão nos fenômenos associados a fluxo neste tipo de poço.

Neste trabalho foi desenvolvido um simulador numérico de escoamento do reservatório para o poço e dentro do trecho horizontal ondulado, de forma a observar a influência de parâmetros de poço e de reservatório na *performance* do poço. Geometrias diferentes foram utilizadas como entrada para os casos estudados, com a intenção de verificar a existência de condições ótimas relativas às ondulações e à extensão do trecho horizontal.

Conforme o estudo realizado e os resultados obtidos pelo simulador de escoamento e de acordo com a bibliografia estudada, conclui-se que:

1. À medida em que poços horizontais tornam-se mais longos e seguem trajetórias mais complexas, a hidrodinâmica do interior do poço se torna um fator mais impactante na *performance* do poço.
2. Maior parte das relações analíticas para poços horizontais não levam em consideração variação de condições ao longo do poço horizontal e perdas de carga ao longo da trajetória na tubulação, potencialmente superestimando sua produtividade.
3. O fluxo dentro de poços horizontais é não-laminar na maior parte dos casos. Fluxo turbulento em seções horizontais podem resultar em uma considerável redução na diferença de pressão entre poço e reservatório para posições mais distantes do calcanhar do poço. Com isso, a produção tende a nivelar a partir de certo valor de comprimento de trecho horizontal, indicando a existência de um ponto ótimo sob o ponto de vista econômico.
4. O simulador numérico apresenta comportamentos satisfatórios quanto à influência de parâmetros de reservatório e de geometria de poço, mas devem ser realizados experimentos para a validação dos resultados iniciais.
5. O acréscimo de vazão no calcanhar com o aumento da altura do reservatório tende a estabilizar em um patamar.
6. Embora a influência do aumento das permeabilidades horizontal e vertical seja positiva na vazão no calcanhar, o acréscimo é consideravelmente maior para a permeabilidade vertical, conforme esperado para poços horizontais.
7. A variação da viscosidade do fluido gera amplas mudanças na vazão por impactar as perdas de carga por atrito.

8. O acréscimo na vazão no calcanhar do poço com o aumento do seu comprimento tende a nivelar, indicando a existência de um valor ótimo sob o ponto de vista financeiro.
9. A influência das ondulações nos casos estudados foi positiva, devido à maior exposição do poço ao volume do reservatório.

Ao final deste estudo, são propostas sugestões para a continuidade e o aprimoramento em trabalhos futuros:

1. Implementar o fluxo multifásico do reservatório para o poço no interior, com análise dos fenômenos associados, como o de acúmulo de fases em picos e vales de ondulações do poço.
2. Ampliar o limite de comprimento de poço em que o simulador apresenta comportamento estável, com o objetivo de estudar poços de até 10 quilômetros de trecho horizontal.
3. Incluir uma análise financeira de projetos de poços, com a intenção de avaliar sob o ponto de vista financeiro o ponto ótimo de comprimento de poço.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARCHER, R.A.; AGBONGIATOR, E.O. Correcting for Frictional Pressure Drop in Horizontal-Well Inflow-Performance Relationships. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 2003, Jacarta, Indonésia.

BEGGS, H.D.; BRILL, J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. In: SPE-AIME ANNUAL FALL MEETING, 47., 1972.

BOND, A.; ZHU, D.; KAMKON, R. The Effect of Well Trajectory on Horizontal Well Performance. In: SPE INTERNATIONAL OIL & GAS CONFERENCE AND EXHIBITION IN CHINA, 2006, Beijing, China.

BUI, T.D.; VICENCIO, O.A.; SINHA, S.; KALITA, R.; JALALI, Y. In-Situ Diagnosis of Inflow Behavior in Horizontal Wells. In: SPE INTERNATIONAL IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE IN ASIA PACIFIC, 2003, Kuala Lumpur, Malásia.

CHEN, N.H. An Explicit Equation for Friction Factor. **Ind. Eng. Chem. Fundamen.**, p. 296-297, 1979.

DIKKEN, B. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1426-1433, 1990.

ECONOMIDES, M.J.; DEIMBACHER, F.X.; BRAND, C.W.; HEINEMANN, Z.E. Comprehensive Simulation of Horizontal-Well Performance. **SPE Formation Evaluation**, p. 418-426, 1991.

ECONOMIDES, M.J.; HILL, A.D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. **Petroleum Production Systems**. Nova Jérsei, EUA: Prentice Hall PTR, 1994. 611 p.

HOLMES, J.A.; BARKVE, T.; LUND, Ø. Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells. In: SPE EUROPEAN PETROLEUM CONFERENCE, 1998, Haia, Países Baixos.

JOSHI, S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells. **Journal of Petroleum Technology**, p. 729-739, 1988.

APÊNDICE A – Tabelas de entradas e saídas de casos estudados

Tabela A1 – Geometria de entrada para caso de variação de altura de reservatório

X	Y
0	2000
50	2100
100	2150
150	2170
200	2180
250	2182.5
300	2185
350	2187.5
400	2190
450	2187.5
500	2185
550	2182.5
600	2180

Tabela A2 – Parâmetros de entrada para caso de variação de altura de reservatório

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barrel/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Densidade do fluido	65.5	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A3 – Resultados para caso de variação de altura de reservatório

Altura do reservatório	Vazão	Erro (%)	Iterações
20	6221.0	0.0094	8
40	9944.1	0.0043	8
60	12221.4	0.0092	9
80	13682.9	0.0036	9
100	14657.5	0.0004	9
120	15327.1	0.0034	9
140	15797.4	0.0056	9
160	16132.4	0.0073	9
180	16373.2	0.0086	9
200	16546.4	0.0096	9

Tabela A4 – Geometria de entrada para caso de variação de permeabilidade horizontal

X	Y
0	2000
50	2100
100	2150
150	2170
200	2180
250	2182.5
300	2185
350	2187.5
400	2190
450	2187.5
500	2185
550	2182.5
600	2180

Tabela A5 – Parâmetros de entrada para caso de variação de permeabilidade horizontal

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barril/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Densidade do fluido	65.5	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A6 – Resultados para caso de variação de permeabilidade horizontal

Permeabilidade horizontal	Vazão	Erro (%)	Iterações
20	4575.1	0.0083	8
40	7701.2	0.0007	8
60	10275.7	0.0093	18
80	12581.2	0.0066	9
100	14657.5	0.0004	9
120	16580.3	0.0076	9
140	18383.9	0.0053	10
160	20095.2	0.0001	10
180	21729.6	0.0055	10
200	23298.9	0.0044	11

Tabela A7 – Geometria de entrada para caso de variação de permeabilidade vertical

X	Y
0	2000
50	2100
100	2150
150	2170
200	2180
250	2182.5
300	2185
350	2187.5
400	2190
450	2187.5
500	2185
550	2182.5
600	2180

Tabela A8 – Parâmetros de entrada para caso de variação de permeabilidade vertical

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barril/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Densidade do fluido	65.5	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A9 – Resultados para caso de variação de permeabilidade vertical

Permeabilidade vertical	Vazão	Erro (%)	Iterações
20	7895.9	0.0090	8
40	10435.7	0.0097	18
60	12205.1	0.0064	9
80	13554.1	0.0028	9
100	14657.5	0.0004	9
120	15592.7	0.0034	9
140	16404.8	0.0061	9
160	17122.5	0.0086	9
180	17763.8	0.0078	10
200	18345.7	0.0062	10

Tabela A10 – Geometria de entrada para caso de variação de pressão inicial do reservatório

X	Y
0	2000
50	2100
100	2150
150	2170
200	2180
250	2182.5
300	2185
350	2187.5
400	2190
450	2187.5
500	2185
550	2182.5
600	2180

Tabela A11 – Parâmetros de entrada para caso de variação de pressão inicial do reservatório

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barrel/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Densidade do fluido	56.44	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A12 – Resultados para caso de variação de pressão inicial do reservatório

Pressão inicial do reservatório	Vazão	Erro (%)	Iterações
4500	500.6	0.0075	28
4550	1889.1	0.0092	24
4600	3281.0	0.0076	23
4650	4708.6	0.0095	8
4700	6105.9	0.0016	8
4750	7506.0	0.0045	8
4800	8908.9	0.0096	8
4850	10288.1	0.0087	19
4900	11722.0	0.0091	9
4950	13133.9	0.0038	9
5000	14548.7	0.00085	9
5050	15966.3	0.0051	9
5100	17386.7	0.0090	9
5150	18809.8	0.0015	10
5200	20236.6	0.0017	10

Tabela A13 – Geometria de entrada para caso de variação de pressão inicial no interior do poço

X	Y
0	2000
50	2100
100	2150
150	2170
200	2180
250	2182.5
300	2185
350	2187.5
400	2190
450	2187.5
500	2185
550	2182.5
600	2180

Tabela A14 – Parâmetros de entrada para caso de variação de pressão inicial no interior do poço

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barrel/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Densidade do fluido	56.44	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A15 – Resultados para caso de variação de pressão inicial no interior do poço

Pressão inicial no interior do poço	Vazão	Erro (%)	Iterações
4500	14548.7	0.0009	9
4550	13133.9	0.0038	9
4600	11722.0	0.0091	9
4650	10288.1	0.0087	19
4700	8908.9	0.0096	8
4750	7506.0	0.0045	8
4800	6105.9	0.0016	8
4850	4708.6	0.0095	8
4900	3281.0	0.0095	8
4950	1889.1	0.0092	24
5000	500.639	0.0075	28

Tabela A16 – Geometria de entrada para caso de variação de viscosidade do fluido

X	Y
0	2000
50	2100
100	2150
150	2170
200	2180
250	2182.5
300	2185
350	2187.5
400	2190
450	2187.5
500	2185
550	2182.5
600	2180

Tabela A17 – Parâmetros de entrada para caso de variação de viscosidade do fluido

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Fator Volume de Formação	1.1	barril/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Densidade do fluido	56.44	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A18 – Resultados para caso de variação de viscosidade do fluido

Viscosidade do fluido	Vazão	Error	Iterations
1	27075.0	0.0040	11
1.2	22304.0	0.0057	10
1.4	18986.0	0.0044	10
1.6	16540.0	0.0068	9
1.8	14657.5	0.0004	9
2	13162.9	0.0041	9
4	6535.2	0.0021	8
6	4350.4	0.0024	8
8	3261.0	0.0042	8
10	2608.0	0.0052	8
20	1303.45	0.0061	8
40	651.7	0.0061	8
60	434.5	0.0060	8
80	325.9	0.0060	8
100	260.7	0.0061	8

Tabela A19 – Geometria de entrada para caso de variação de comprimento do poço

Y	X300	X350	X400	X450	X500	X600	X650	X700	X750	X900	X1200
2000.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2100.0	50.0	29.2	33.3	37.5	41.7	50.0	54.2	58.3	62.5	75.0	100.0
2150.0	100.0	58.3	66.7	75.0	83.3	100.0	108.3	116.7	125.0	150.0	200.0
2170.0	150.0	87.5	100.0	112.5	125.0	150.0	162.5	175.0	187.5	225.0	300.0
2180.0	200.0	116.7	133.3	150.0	166.7	200.0	216.7	233.3	250.0	300.0	400.0
2182.5	250.0	145.8	166.7	187.5	208.3	250.0	270.8	291.7	312.5	375.0	500.0
2185.0	300.0	175.0	200.0	225.0	250.0	300.0	325.0	350.0	375.0	450.0	600.0
2187.5	350.0	204.2	233.3	262.5	291.7	350.0	379.2	408.3	437.5	525.0	700.0
2190.0	400.0	233.3	266.7	300.0	333.3	400.0	433.3	466.7	500.0	600.0	800.0
2187.5	450.0	262.5	300.0	337.5	375.0	450.0	487.5	525.0	562.5	675.0	900.0
2185.0	500.0	291.7	333.3	375.0	416.7	500.0	541.7	583.3	625.0	750.0	1000.0
2182.5	550.0	320.8	366.7	412.5	458.3	550.0	595.8	641.7	687.5	825.0	1100.0
2180.0	300	350	400	450	500	600	650	700	750	900	1200

Tabela A20 – Parâmetros de entrada para caso de variação de comprimento do poço

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barrel/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Densidade do fluido	56.44	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A21 – Resultados para caso de variação de comprimento do poço

Coordenada X dedão	Vazão	Erro (%)	Iterações
300	9966.7	0.0079	9
350	10788.3	0.0081	9
400	11584.2	0.0075	9
450	12356.3	0.0063	9
500	13106.4	0.0044	9
550	13836.6	0.0021	9
600	14548.7	0.0009	9
650	15244.2	0.0043	9
700	15924.8	0.0081	9
750	16591.2	0.0041	10
900	18526.2	0.0075	10
1200	22193	0.006	12

Tabela A22 – Geometria de entrada para caso de variação de amplitude das ondulações

X	Y4	Y6	Y8	Y10	Y12	Y14	Y16	Y18	Y20	Y22
0.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0
50.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0
100.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0
150.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0
200.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0
250.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2176.5	2176.0	2175.5	2175.0	2174.5
300.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2173.0	2172.0	2171.0	2170.0	2169.0
350.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2169.5	2168.0	2166.5	2165.0	2163.5
400.0	2176.0	2174.0	2172.0	2170.0	2168.0	2166.0	2164.0	2162.0	2160.0	2158.0
450.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2169.5	2168.0	2166.5	2165.0	2163.5
500.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2173.0	2172.0	2171.0	2170.0	2169.0
550.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2176.5	2176.0	2175.5	2175.0	2174.5
600.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0
650.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2176.5	2176.0	2175.5	2175.0	2174.5
700.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2173.0	2172.0	2171.0	2170.0	2169.0
750.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2169.5	2168.0	2166.5	2165.0	2163.5
800.0	2176.0	2174.0	2172.0	2170.0	2168.0	2166.0	2164.0	2162.0	2160.0	2158.0
850.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2169.5	2168.0	2166.5	2165.0	2163.5
900.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2173.0	2172.0	2171.0	2170.0	2169.0
950.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2176.5	2176.0	2175.5	2175.0	2174.5
1000.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0

Tabela A23 – Parâmetros de entrada para caso de variação de amplitude das ondulações

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barrel/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Densidade do fluido	56.44	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A24 – Resultados para caso de variação de amplitude das ondulações

Amplitude	Vazão	Erro (%)	Iterações
4.0	24827.2	0.0089	24
6.0	24862.9	0.0089	25
8.0	24900.6	0.0086	26
10.0	24940.1	0.0081	27
12.0	24979.4	0.0093	27
14.0	25022.3	0.0083	28
16.0	25065.0	0.0094	28
18.0	25111.2	0.0081	29
20.0	25157.2	0.0089	29
22.0	25204.7	0.0097	29

Tabela A25 – Geometria de entrada para caso de variação de amplitude e frequência das ondulações

X	1 Crista Y1.0	1 Crista Y1.5	1 Crista Y2.0	1 Crista Y2.5	1 Crista Y3.0	2 Cristas Y1.0	2 Cristas Y1.5	2 Cristas Y2.0	2 Cristas Y2.5	2 Cristas Y3.0	4 Cristas Y1.0	4 Cristas Y1.5	4 Cristas Y2.0	4 Cristas Y2.5	4 Cristas Y3.0
0.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0
50.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0	2100.0
100.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0	2150.0
150.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0	2170.0
200.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0
250.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
300.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0
350.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
400.0	2176.0	2174.0	2172.0	2170.0	2168.0	2176.0	2174.0	2172.0	2170.0	2168.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0
450.0	2175.0	2172.5	2170.0	2167.5	2165.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
500.0	2174.0	2171.0	2168.0	2165.0	2162.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0
550.0	2173.0	2169.5	2166.0	2162.5	2159.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
600.0	2172.0	2168.0	2164.0	2160.0	2156.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0
650.0	2173.0	2169.5	2166.0	2162.5	2159.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
700.0	2174.0	2171.0	2168.0	2165.0	2162.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0
750.0	2175.0	2172.5	2170.0	2167.5	2165.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
800.0	2176.0	2174.0	2172.0	2170.0	2168.0	2176.0	2174.0	2172.0	2170.0	2168.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0
850.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2177.0	2175.5	2174.0	2172.5	2171.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
900.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0	2178.0	2177.0	2176.0	2175.0	2174.0
950.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0	2179.0	2178.5	2178.0	2177.5	2177.0
1000.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0	2180.0

Tabela A26 – Parâmetros de entrada para caso de variação de amplitude e frequência das ondulações

Variável	Valor	Unidade
Raio do reservatório	3000	pés
Altura do reservatório	100	pés
Permeabilidade horizontal	100	miliDarcy
Viscosidade do fluido	1.8	centipoise
Fator Volume de Formação	1.1	barril/STB
Raio do poço	0.328	pés
Fator de película	0	
Permeabilidade vertical	100	miliDarcy
Pressão inicial do reservatório	5000	psi
Pressão inicial no interior do poço	4500	psi
Densidade do fluido	56.44	libra/pé ³
Rugosidade absoluta	0.001	milimetro

Tabela A27 – Resultados para caso de variação de amplitude e frequência das ondulações

Cristas de ondulações	Incremento por 50 pés	Vazão	Erro (%)	Iterações
1	1	24892.7	0.0095	25
	1.5	24961.2	0.0098	26
	2	25031.7	0.0095	27
	2.5	25104.2	0.0089	28
	3	25178.5	0.0079	29
2	1	24827.2	0.0089	24
	1.5	24862.9	0.0089	25
	2	24900.6	0.0086	26
	2.5	24940.1	0.0081	27
	3	24979.4	0.0093	27
4	1	24795.1	0.0085	23
	1.5	24813.1	0.0099	23
	2	24834.8	0.0089	24
	2.5	24858.1	0.008	25
	3	24881.2	0.009	25