

EVÉRTON BEZERRA VAL

**DESENVOLVIMENTO DE SIMULADORES COMPUTACIONAIS E
FÍSICOS DA INTERFACE POÇO HORIZONTAL-
RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

**SÃO PAULO
2013**

EVÉRTON BEZERRA VAL

**DESENVOLVIMENTO DE SIMULADORES COMPUTACIONAIS E
FÍSICOS DA INTERFACE POÇO HORIZONTAL-
RESERVATÓRIO 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. Ricardo Cabral de
Azevedo

**SÃO PAULO
2013**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha mãe, que permitiu a realização deste sonho e me inspira a ter força para vencer os desafios da vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente à Petrobras e ao Programa de Recursos Humanos nº 19 (PRH-19) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo apoio dado à pesquisa. Agradeço também à equipe de pesquisadores da Escola Politécnica da USP, pelo apoio no aprendizado.

Nossos devidos agradecimentos à antiga bolsista do PRH-19 Bianca Olivetti por participar ativamente do esclarecimento dos antigos desafios encontrados no percurso do projeto. Por último, agradecemos ao Dr. Kazuo Miura da Petrobras, que identificou os desafios apresentados e nos orientou, aos alunos Alan Junji Yamaguchi, Eduardo Romitelli de Queiroz, José Leonardo Martins Salles e ao Eng. Rafael Oliveira dos Santos pela supervisão no aprendizado.

RESUMO

Poços horizontais tornaram-se o padrão da indústria para poços de produção, uma vez que eles podem alcançar uma maior extensão da área produtiva do reservatório em comparação com poços verticais. Para se ter uma melhor compreensão da produção de um poço horizontal e da sua interface com o reservatório, é necessário compreender os fatores que interferem com a sua produtividade, como o fluido do reservatório, a presença de ondulações, as quedas de pressão, as variações da camada de porosidade e o comportamento do fluido em regiões distintas do poço. Para estudar esses fenômenos, simuladores de fluxo foram construídos com o objetivo geral de permitir a observação da interface poço-reservatório e a validação de simulações computacionais. O objetivo específico é a análise dos dados dos modelos físicos e computacionais com uma boa representatividade da interface poço-reservatório e os seus fenômenos associados, através da adaptação dos resultados para a validação e a calibração de simulações numéricas. O simulador físico tem sido capaz de fornecer resultados que são condizentes com os encontrados na literatura. Nas experiências referentes à ondulação, observou-se que a vazão de água no poço ondulado são menores do que no poço reto, tal como esperado. Além disso, quando se utiliza óleo como o fluido de reservatório, os testes indicam diferença significativa entre os dois tipos de poços. Utilizando dois métodos diferentes, os experimentos mostraram que a vazão na região do calcanhar (*heel*) do poço é superior à região do dedão (*toe*). Estes resultados estão de acordo com aqueles obtidos na indústria, sendo que este comportamento pode resultar num escoamento não uniforme do reservatório.

Palavras-chave: Poço horizontal. Petróleo. Simulador computacional e físico.

ABSTRACT

Horizontal wells, have become the industry's standard for production wells, since they can reach a greater extension of the reservoir's productive area compared to vertical wells. To have a better understanding of the horizontal well's production and its interface with the reservoir, it is necessary to understand the factors that interfere with its productivity, like the reservoir fluid, the presence of undulations, the pressure drops, the variations of layer porosity and the fluid's behavior in distinct regions of the well. The physical simulator has been able to provide results that are consistent with the literature. In the undulation experiments, it was observed that the water flow rates in the undulated well are smaller than in the straight well, as expected. However, when using oil as the reservoir fluid, the tests indicate significant difference between the two wells. Utilizing two different methods, experiments showed that the productivity in the heel region of the well is greater than near the toe. These results are in agreement with those obtained in the industry, and this behavior may result in a non-uniform drainage of the reservoir.

Key-words: Horizontal well. Oil. Computational and physical simulators.

Sumário

INTRODUÇÃO	8
1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
2. METODOLOGIA	11
2.1. Metodologia do Modelo Físico	11
2.2. Metodologia do Modelo Computacional.....	15
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	19
3.1. Experimentos Físicos	19
3.1.1. Ondulações.....	19
3.1.2. Porções distintas do poço horizontal	21
3.1.2.1. Análise por desníveis do fluido	21
3.1.2.2. Análise direta de produtividade.....	22
3.2. Experimentos Computacionais.....	24
3.2.1. Simulador de reservatórios para a verificação da pressão.....	24
3.2.2. Simulador de poços horizontais	26
4. CONCLUSÕES.....	27
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	29

INTRODUÇÃO

Neste projeto, almeja-se o estudo do comportamento de poços horizontais em reservatórios de petróleo com ênfase no escoamento. A interação poço-reservatório constitui hoje um dos principais desafios da engenharia de petróleo e há poucos estudos que objetivam essa integração. Além disso, a pesquisa por melhorias nas tecnologias referentes à perfuração de poços horizontais se justifica pela importância desse tipo de poço na indústria atual, pois essa técnica possibilita, entre outras vantagens, considerável acréscimo na recuperação de um reservatório e o aumento da área exposta ao fluxo de hidrocarbonetos. Nesse contexto, surgiu a ideia de se desenvolver um “Simulador Computacional da Interface Poço - Reservatório”, que possa ser validado através de simulações físicas. Foram construídos alguns simuladores físicos no Laboratório de Petróleo da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), por iniciativa da Petrobras e com o apoio do Programa de Recursos Humanos (PRH-19) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para essa validação. Paralelamente foram desenvolvidas simulações computacionais com o uso do programa *Matlab*®.

O objetivo geral deste projeto de pesquisa é possibilitar o melhor entendimento do que ocorre em um poço horizontal em produção e em sua interface com o reservatório. O objetivo específico do projeto é o desenvolvimento de modelos físicos que simulem a interface poço-reservatório e os seus fenômenos associados e que, através dos resultados obtidos, possam validar o simulador computacional. Ao variar parâmetros e características de simulação, como permeabilidade e porosidade do reservatório e a disposição do poço, a interface poço-reservatório poderá ser devidamente estudada.

1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O petróleo encontra-se normalmente confinado em rochas porosas ("rochas reservatório") e tem sua dispersão impedida por algum tipo de formação selante. As formações selantes são comumente constituídas por folhelhos e evaporitos, rochas de baixa permeabilidade e com alguma plasticidade para suportar grandes esforços e deformações. Já as rochas-reservatório são permeáveis e compostas por grãos dispersos em uma matriz porosa. Além do petróleo, esse tipo de reservatório normalmente contém água (subjacente ao óleo) e gás (sobrejacente ao óleo).

Para a extração do petróleo é necessário acessar a rocha-reservatório através de poços abertos com sondas rotativas. Uma vez alcançada a rocha-reservatório, a produção de óleo ocorre através de dois mecanismos principais: a descompressão provocada pela retirada do fluido aprisionado (recuperação primária) e o deslocamento de um fluido por outro fluido (recuperação secundária, também conhecida como injeção de água ou gás), como é descrito em Thomas (2001).

Atualmente poços horizontais vêm sendo muito usados para cobrir uma área maior de drenagem e aumentar assim a vazão de produção em reservatórios de grande porte. Esse tipo de poço é de grande importância devido ao aumento potencial de produtividade e por possibilitar o acesso mais amplo ao reservatório, resultando em maiores taxas de recuperação de óleo. Porém, para isso ocorrer, é necessário que a relação comprimento por diâmetro do poço seja maior que 20, de acordo com Levitan et al. (2004).

Penmatcha et al. (1999), baseado em uma modelagem do acoplamento do escoamento poço-reservatório, mostra que o fluxo do óleo produzido não se dá uniformemente ao longo do trecho de poço aberto horizontal. Devido às perdas de carga geradas neste trecho, a maior parte do fluxo fica concentrada junto à sapata do último revestimento (calcanhar do poço - *Heel*) e quase nenhum escoamento é observado no trecho final do poço (dedão do poço - *Toe*). Esta diferença no perfil de produção, ao longo do poço, leva a uma drenagem não uniforme do reservatório o que reduz de forma

significativa a vida produtiva dos poços, pois tende a ocorrer uma concentração de fluido na região de maior diferença de pressão entre o reservatório e o poço (*drawdown*).

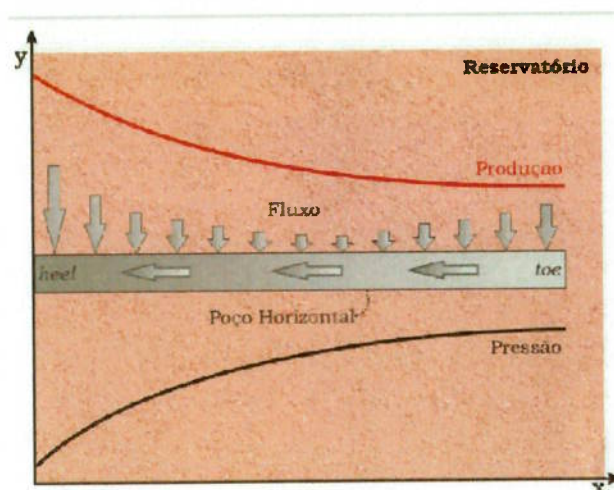


Figura 1 – Comportamento da pressão nas diferentes regiões do poço horizontal

Parâmetros como permeabilidade, saturação inicial de gás, viscosidade do fluido, comprimento e diâmetro do poço também afetam o comportamento do fluxo e a produtividade de poços horizontais. Em geral, é desejado o projeto de um poço que provê uma distribuição de fluxo uniforme ao longo do mesmo e cujo rendimento seja máximo (Vicente et al., 2003). Atualmente, um dos critérios para a aplicação de poços horizontais é priorizar as sub-áreas do reservatório com maior potencial de produção (aquelas com melhores características permo-porosas) (Abduvayt et al., 2004).

O sucesso da introdução de poços horizontais, principalmente na exploração e desenvolvimento de campos marítimos de petróleo, está associado aos significativos avanços na tecnologia de perfuração direcional.

Apesar da crescente utilização de poços horizontais, ainda existem desafios relacionados à caracterização dos complexos mecanismos envolvidos na produção de petróleo a partir de poços horizontais (Nishimoto et al., 2006). Fatores como perda de carga, dinâmica poço-reservatório e presença de ondulações devem ser analisados em

relação a seus eventuais impactos na produtividade dos reservatórios. Por exemplo, a literatura indica que a presença de ondulações pode limitar as taxas de produção de petróleo devido à possível formação de "tampões" a partir da água proveniente da completação do poço (Mendes et al., 2006). Esse efeito pode ser ainda mais crítico quando o reservatório contém óleos pesados, devido à alta viscosidade.

Georgi et al. (2000) afirma que ondulações existentes em poços horizontais ocasionam perda de pressão ao longo do poço, o que depende da amplitude da componente vertical dos desvios sofridos durante a perfuração.

Em pesquisa realizada por Goktas et al. (2003) é dito que poços horizontais são normalmente considerados precisos na presença de ondulações de até 10 a 15 pés de amplitude. Foi analisada a resposta da pressão transiente de poços ondulados utilizando um modelo numérico que pode acomodar vários tipos de arquitetura de poços, incluindo poços ondulados. Verificou-se que a existência de ondulações intensivas na trajetória dos poços pode reduzir significativamente o período de fluxo transiente.

De acordo com Samuel (2004) os efeitos das ondulações em poços são menores e, possivelmente, insignificantes para menores taxas de fluxo, pequenas ondulações e períodos maiores de tempo.

Al-Mohannadi et al. (2003) diz que, na ausência de capa de gás, modelos convencionais de poços horizontais podem ser usados para aproximar as características do escoamento de sistemas onde a trajetória do poço não obedece à curvatura da estrutura de produção.

2. METODOLOGIA

2.1. Metodologia do Modelo Físico

A ideia inicial do projeto foi a de conceber um reservatório, de espessura pequena relativa às suas outras dimensões, preenchido por esferas, reproduzindo a rocha-reservatório, por onde passaria um tubo flexível com orifícios, representando o poço canhoneado. O reservatório então seria preenchido pelos fluidos de interesse para o estudo: água e óleo. Tais fluidos, então, escoariam para dentro do tubo e migrariam para um recipiente de recolhimento. Nesse contexto, buscou-se a medição da vazão do poço como principal parâmetro físico a ser medido.

Para a melhor visualização dos fenômenos envolvidos, optou-se por materiais que tivessem o maior grau de transparência possível. Dessa forma, optou-se por tubos flexíveis do tipo cristal e esferas de vidro incolor. Além disso, o próprio reservatório foi construído com paredes de vidro temperado, garantindo a transparência do modelo.

O modelo foi construído com lâminas de vidro de 10 milímetros de espessura, dimensão estimada para suportar as pressões internas. As dimensões internas do modelo são de 2,00 m de comprimento, 1,00 m de altura e 0,02 m de espessura interna, como mostra a Figura 2.

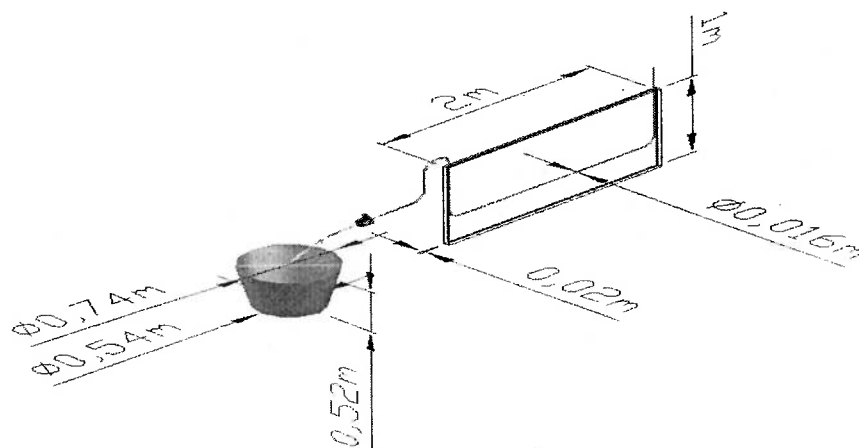


Figura 2 - Esquema representativo do simulador físico.

Tal modelo permite, quando acoplado o duto representando o poço horizontal em produção, visualizar desníveis do fluido no reservatório, correspondendo a porções distintas do poço, indicando diferença de produtividade nesses trechos. Além disso,

podemos simular o fenômeno das ondulações em poços horizontais devido à pequena espessura do modelo, que permite representar tais curvaturas com amplitudes definidas.

Para a escolha do óleo a ser utilizado, definiu-se que a viscosidade e a densidade deveriam ser semelhantes ao petróleo de referência *West Texas Intermediate*. Dessa forma, foi escolhido o óleo pesado do tipo *Nujol*[®], quimicamente inerte, transparente e formado por uma mistura de alcanos de longa cadeia carbônica. Entretanto, por simplicidade, para os primeiros ensaios, foram utilizados óleos mais comuns e que também permitissem uma transparência adequada. Suas propriedades e seus valores estão descritos na Tabela 1.

Tabela 1. Propriedades do Óleo

Propriedade	Valor
Densidade	922 Kg/m ³
Viscosidade	6,35 cP (20 ° C)

A entrada dos fluidos nos poços é feita por meio de furos de meio milímetro de diâmetro espaçados de um centímetro, cobrindo toda a extensão do poço. Essas medidas foram escolhidas para manter uma proporção adequada em relação a uma situação real. Para a análise de produtividade, foram consideradas duas porções distintas do poço: a extremidade, conhecida como dedão (*toe*), e o trecho de transição entre a parte horizontal e vertical do poço, conhecido como calcanhar (*heel*). O método concebido considera comparações entre vazões dos diferentes trechos citados. A ideia foi de utilizar tubos perfurados em porções distintas que, nas mesmas configurações de simulação, indicam produtividades diferentes. Verificou-se também que um tanque em menor escala e com maior espessura facilitaria fisicamente a repetição de simulações.

Assim, foi construído um novo modelo de dimensões internas de 0,2 m x 0,2 m x 0,1 m e com espessura do vidro de 7 milímetros, mostrado na Figura 3.

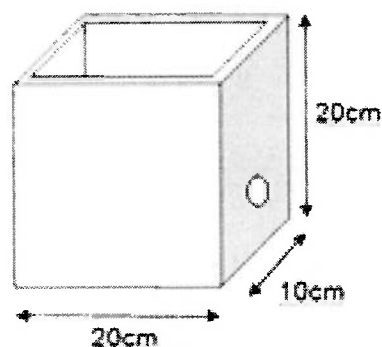


Figura 3 - Esquema representativo do simulador de menor dimensão.

Como mostra a Figura 3, há a presença de um furo de um centímetro de diâmetro com centro posicionado a 4 centímetros da base, que funciona como apoio para o posicionamento do poço.

Foram também adquiridos tubos flexíveis com diâmetro interno de 0,8 centímetros e externo de 1 centímetro, para a representação dos poços. Eles foram perfurados em três configurações distintas: uma representa apenas o calcanhar do poço, outra apenas o dedão e a terceira o poço completo. Os furos foram de meio milímetro de diâmetro e espaçados de um centímetro, para facilitar a execução dos ensaios físicos.

O funcionamento desse outro modelo ocorre de forma semelhante ao primeiro, com fluido do reservatório sendo escoado pelo tubo flexível até um recipiente de recolhimento por meio de diferença de pressão. Para auxílio nas medidas de altura do nível do fluido, foram traçadas demarcações na parede de vidro posicionadas a 6, 9, 12, 15 e 18 centímetros da base.

Para o primeiro modelo, esferas de 2,8 milímetros de diâmetro foram utilizadas para simular a rocha-reservatório. No caso do segundo modelo, devido à maior facilidade de manuseio, foram utilizadas esferas de 18, 2,8 e 2,0 milímetros de diâmetro. As esferas de maior diâmetro foram utilizadas com o objetivo de diminuir o tempo de processamento computacional das simulações que foram feitas no Tanque de Provas Numérico (TPN) do Departamento de Engenharia Naval e Oceânica (PNV).

2.2. Metodologia do Modelo Computacional

Esse caso refere-se ao desenvolvimento de um simulador de reservatórios capaz de gerar gráficos da pressão ao longo de toda sua extensão e ao longo do tempo e que apresente resultados semelhantes aos dos modelos físicos.

As principais equações diferenciais utilizadas para o desenvolvimento do simulador computacional apresentam um método de programação bastante propenso a propagação de erros. Consequentemente, dividimos em duas etapas a criação do simulador computacional, mas com hipóteses simplificadoras semelhantes às do nosso modelo físico.

Primeiramente, foi utilizada a equação da difusividade (eq.(1)) com o conceito de divergente (Peaceman, Donald W, 1977).

$$\nabla \left[\frac{\theta \cdot \rho \cdot k}{\mu} (\nabla P - \rho \cdot g \nabla D) \right] + \theta \cdot q = \theta \cdot \frac{\partial(\phi \cdot \rho)}{\partial t} \quad (1)$$

Onde θ representa o fator dimensional, ρ a densidade, k a permeabilidade, μ a viscosidade, P a pressão, g a aceleração da gravidade, ϕ a porosidade, t o tempo, D o gradiente de profundidade e ∂ a derivada parcial.

Além da aplicação das condições de contorno, como a não existência de fontes de fluido ou de sumidouros, foi necessário especificar a porosidade e uma equação de estado para o fluido. Considerando a hipótese de fluido e rocha incompressíveis teremos a não variação de ρ e ϕ e consequentemente obtemos a eq.(2).

$$\nabla \left[\frac{\theta \cdot k}{\mu} (\nabla P - \rho \cdot g \nabla D) \right] + \frac{\theta \cdot q}{\rho} = 0 \quad (2)$$

Aplicando a definição de potencial como $\phi = P - \rho \cdot g \cdot D$, encontraremos a eq.(3).

$$\nabla \cdot \left(\frac{\theta \cdot k}{\mu} \cdot \nabla \phi \right) + \frac{\theta \cdot q}{\rho} = 0 \quad (3)$$

Para o caso de um reservatório homogêneo e considerando a viscosidade constante, obteremos uma simplificação da equação da difusividade conhecida como equação de Poisson (eq.(4)).

$$\nabla^2 \phi + \frac{\mu \cdot q}{\rho \cdot k} = 0 \quad (4)$$

Nas regiões do reservatório estudado, onde não existem fontes de fluido ou sumidouros, a equação de Poisson converte-se na equação de Laplace, ou seja, $\nabla^2 \phi = 0$. Além disso, para condições de contorno regulares, os resultados envolvendo a equação de Laplace podem ser aplicados para a resolução das equações envolvidas com a simulação numérica.

Adotando i para indicar o eixo x e j para indicar o eixo y a formulação numérica para o caso bidimensional por diferenças finitas é dada pela eq.(5), (Peaceman, Donald W, 1977).

$$\frac{\phi_{i+1,j} - 2\phi_{i,j} + \phi_{i-1,j}}{\Delta x^2} + \frac{\phi_{i,j+1} - \phi_{i,j} + \phi_{i,j-1}}{\Delta y^2} = -\frac{\mu q}{\rho k \Delta x \Delta y} \quad (5)$$

Uma aproximação da eq.(5) pode ser apresentada através da eq.(6).

$$B_{i,j} \phi_{i,j-1} + D_{i,j} \phi_{i-1,j} + E_{i,j} \phi_{i,j} + F_{i,j} \phi_{i+1,j} + H_{i,j} \phi_{i,j+1} = Q_{i,j} \quad (6)$$

Para facilitar a notação do procedimento iterativo pode-se considerar a forma matricial:

$$MX = q. \quad (7)$$

O método utilizado nesse estudo foi o *Strongly Implicit Procedure* (SIP) também conhecido como método de Stone (1968). Esse método é um algoritmo de resolução numérico de equações diferenciais parabólicas onde a matriz M é fatorada em matrizes

L e U de maneira a acelerar o processo de convergência. Esse método pode ser usado pelo fato das matrizes serem esparsas e, no caso bidimensional, a matriz M possui somente 5 diagonais que se referem aos coeficientes E, B, D, F e H .

Para encontrar as matrizes esparsas L e U , que aceleram o processo de convergência, é considerado uma matriz N , de modo que:

$$M + N = LU. \quad (8)$$

Acrescentando NX na eq.(7) é possível obter a solução do sistema:

$$MX + NX = q + NX \quad (9)$$

$$(M + N)X^{n+1} = q + NX^n \quad (10)$$

onde n é o indicador iterativo. Considerando $R^n = q - MX^n$ e $\delta X^{n+1} = X^{n+1} - X^n$, obtemos:

$$(M + N)\delta X^{n+1} = q - MX^n \quad (11)$$

$$(M + N)X^{n+1} = R^n \quad (12)$$

Combinando a eq.(8) com a eq.(12), obtemos a eq.(13):

$$LU\delta X^{n+1} = R^n. \quad (13)$$

Definindo o vetor V como:

$$V = U\delta X^{n+1} \quad (14)$$

Então a eq.(13) equivale a:

$$LV = R^n \quad (15)$$

Considerando uma malha regular centrada em blocos e a condição de contorno de Neumann onde não há a presença de fluxo nas bordas do reservatório é possível obter os vetores das matrizes L e U de maneira a resolver o sistema linear. O mesmo procedimento pode ser adotado para o caso tridimensional.

Com a finalidade de facilitar o desenvolvimento do simulador, esse foi dividido em duas etapas que são unidas posteriormente: uma foi um simulador de reservatórios com um poço vertical para a verificação da pressão em um caso tridimensional e a outra foi o simulador de poços horizontais para um caso bidimensional. A solução para o caso tridimensional é dada pela mesma maneira extrapolando o desenvolvimento das equações para o eixo z . No segundo caso a diferença encontra-se no comportamento desse tipo de poço, por ter uma trajetória mais complexa. Com base na tese de Miranda (2010), foi feita a tentativa de realizar o acoplamento de um poço horizontal com o simulador do reservatório.

As dimensões do reservatório para o caso tridimensional adotadas foram 200x100x200 m e para o caso bidimensional foram 40x40 m.com espessura de 25 m O fluido usado nas simulações é o mesmo do caso experimental. Outras propriedades utilizadas na simulação numérica e seus valores estão descritos na Tabela 2.

Tabela 2. Propriedades utilizadas nas simulações numéricas

Propriedade	Valor
Porosidade da Rocha	15%
Permeabilidade da Rocha	20 mD
Pressão Inicial (3D)	10^7 Pa
Pressão Inicial (2D)	$4 \cdot 10^7$ Pa
Produtividade Poço Vertical	55 bopd
Produtividade Poço Horizontal	1500 bopd

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Experimentos Físicos

Foram feitas simulações com duas finalidades principais: Verificar a interferência de ondulações no poço e diferenciar a produtividade em porções distintas do poço horizontal. Os índices utilizados são descritos da seguinte forma:

- H (altura inicial da coluna de fluido);
- T (tempo de simulação);
- Q (vazão);
- D (diâmetro das esferas).

3.1.1. Ondulações

Para a análise da interferência de ondulações verticais presentes no trecho horizontal do poço, foram feitos quatro ensaios, sendo dois com água e dois com óleo, sendo que para cada fluido um ensaio foi feito com o poço reto e outro ondulado. As ondulações apresentam geometria parabólica com concavidade negativa. Essa configuração foi repetida sempre quando era preciso analisar o fenômeno das ondulações.

Inicialmente, foram feitos os ensaios com água. Nesses ensaios considera-se $H = 70$ cm e os resultados que estão expressos na Figura 4 mostram que as ondulações tiveram efeitos negativos na produtividade do poço.

Após isso, foram feitos dois ensaios utilizando o óleo como fluido de reservatório, mantendo as outras configurações. Novamente, em um dos ensaios o poço foi mantido reto enquanto no outro foram reproduzidas ondulações na direção vertical. Pela Figura 5, pode ser observado que as ondulações também tiveram efeitos negativos na produtividade do poço, mas nos ensaios com óleo esses efeitos foram mais expressivos.

Uma possível explicação para esse comportamento é que, como afirma Georgi et al. (2000), tais ondulações irão causar perda de pressão ao longo do poço. No entanto, o efeito para o óleo foi mais expressivo, devido às ondulações na direção vertical ocasionaram significativa perda de produtividade e a maior viscosidade do óleo, quando comparada com a da água.

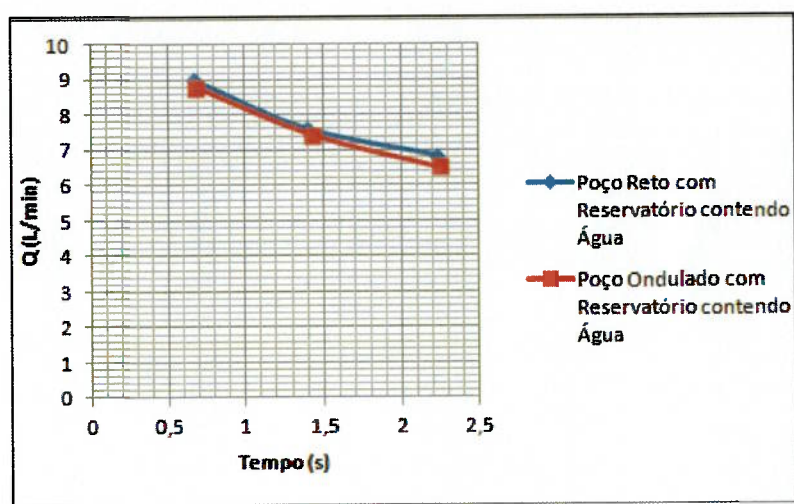


Figura 4 - Ensaios de ondulação com água

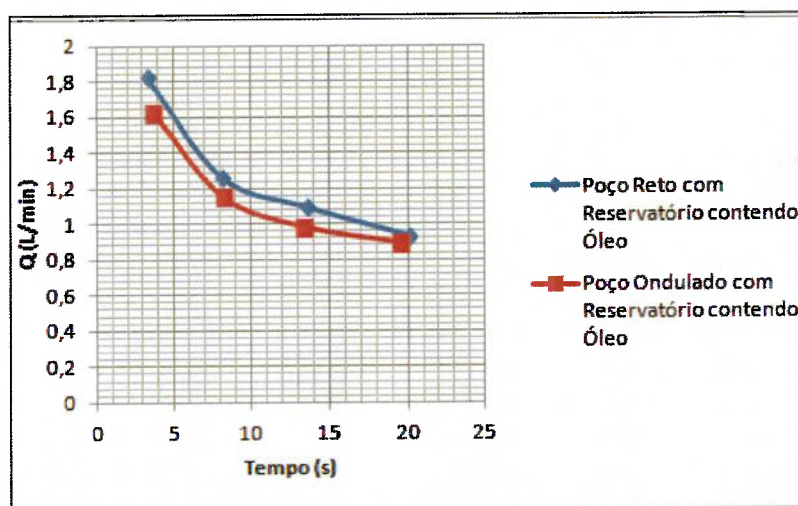


Figura 5 - Ensaios de ondulação com óleo.

3.1.2. Porções distintas do poço horizontal

3.1.2.1. Análise por desníveis do fluido

Utilizando esferas de 2,8 mm preenchendo o espaço interno do modelo, um ensaio foi realizado com o poço de produção mantido reto e com óleo sendo o fluido de reservatório, como mostrado na Figura 6. O objetivo do ensaio foi observar variações na coluna de fluido ao longo do poço, o que poderia ser um indicio de maior fluxo em determinadas regiões. Neste caso considerou-se o $H = 65,5$ cm e os resultados estão expressos na Tabela 3.

Tabela 3. Resultados

T (min)	Q (L/min)
4,50	1,33
7,47	0,84

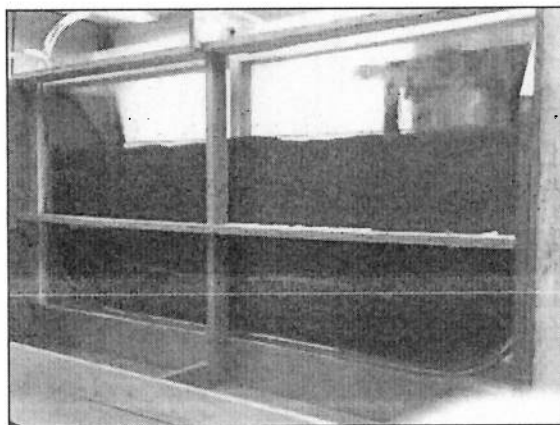


Figura 6 - Modelo preenchido por esferas, óleo e com poço de produção reto.

Esse teste apresentou grande diferença no nível do óleo próximo ao calcanhar se comparado com nível próximo ao dedão, sendo este último muito inferior. Uma possível explicação para os desníveis encontrados é que esse comportamento é explicado pela coesão do fluido, que tenderá a se acumular em regiões onde há maior fluxo. É notório que esse desnível somente ocorrerá com a presença das esferas de

vidro, visto que essas serão uma barreira à estabilização do nível de fluido, devido ao efeito da capilaridade.

3.1.2.2. Análise direta de produtividade

O segundo método para analisar a produtividade em trechos distintos do poço horizontal consiste em utilizar poços com furos apenas nas posições a serem estudadas, como foi descrito na Metodologia. Desta forma, para cada configuração de reservatório haverá três ensaios distintos: Um referente ao poço completo (Ensaio A), outro ao calcanhar (Ensaio B) e o terceiro ao dedão (Ensaio C). A análise de resultados foi feita com base no decaimento do nível da água do reservatório em função do tempo, e para cada caso o ensaio foi repetido dez vezes visando minimizar erros, retirando-se sempre a maior e a menor medida de tempo obtida.

Nestes ensaios utilizou-se água e $H = 18$ cm, e foram variados os diâmetros das esferas, ou seja, $D = 2$ mm, 2,8 mm e 18 mm. Os resultados estão expressos nos gráficos representados pelas Figuras 7, 8 e 9.

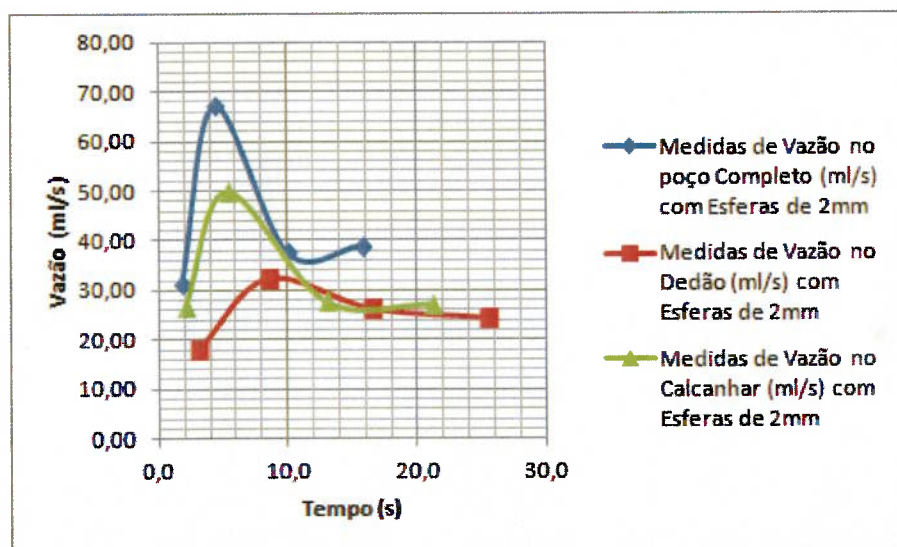


Figura 7 - Gráfico referente aos ensaios com esferas de 2,0 mm.

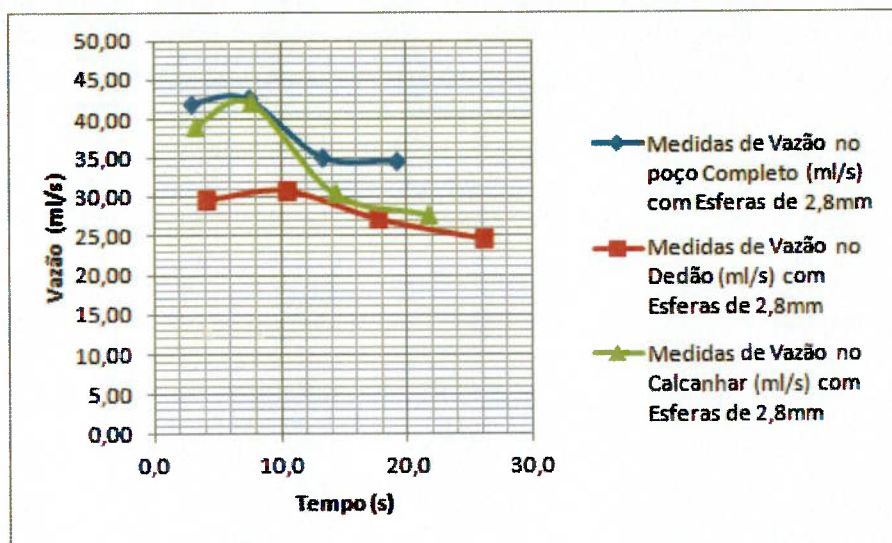


Figura 8 - Gráfico referente aos ensaios com esferas de 2,8 mm.

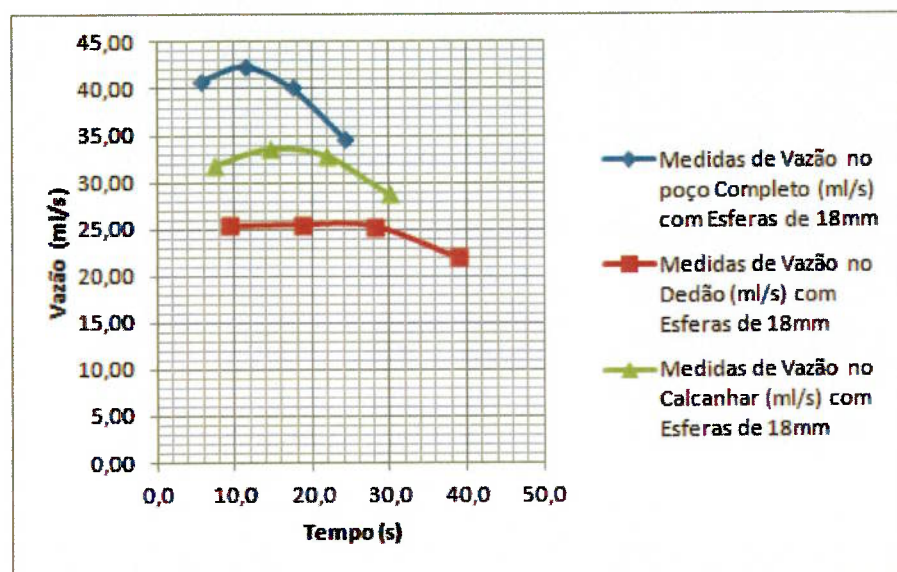


Figura 9 - Gráfico referente aos ensaios com esferas de 18 mm.

Pode-se observar pelos gráficos que há picos nos três ensaios (Ensaio A, B e C), independentemente do diâmetro das esferas adotado, com as distintas regiões do poço em estudo. O pico e a concavidade mais evidentes sempre ocorrem quando se analisa o poço completo (Ensaio A), e o menos evidente ocorre com o poço produzindo exclusivamente pelo dedão (Ensaio C). Nos três experimentos observa-se a suavização das curvas após os picos.

Isso já era esperado, pois no Ensaio A houve maiores valores de vazão medidos em um menor intervalo de tempo e no Ensaio C ocorreu o oposto.

Os resultados obtidos comprovam as afirmações de Penmatcha et al. (1999) , pois os experimentos relacionados ao Ensaio B apresentaram maiores picos e concavidades quando comparados ao Ensaio C. Isso se deve ao fluxo não uniforme de fluido no poço, ao maior *drawdown* na região do calcanhar além de uma menor perda de carga.

As diferenças entre as vazões comprovam a maior produtividade do poço completo independentemente do diâmetro das esferas adotado, conforme previsto. Mas as diferenças de produtividade em cada trecho são mais evidentes quando utilizamos as esferas menores. Isto é explicado pelo fato das menores esferas apresentaram menores valores de porosidade e permeabilidade. Em todos os experimentos foi verificada uma maior vazão de fluido no trecho do calcanhar. A explicação para esse comportamento é que a produtividade de uma determinada porção do poço será determinada pela diferença de pressão entre o poço e o reservatório (*drawdown*). Visto que a velocidade de escoamento apresenta comportamento crescente ao longo do poço, pela equação de Bernoulli verifica-se uma menor pressão interna na região do calcanhar. Isso provocaria maior *drawdown* nessa região, aumentando sua parcela de produção. Além disso, o escoamento ao longo do poço irá ocasionar perda de carga no trecho, apesar desta ser de pequenas proporções, logo as perdas no caminho do fluido entrando no calcanhar serão menores que as do dedão.

3.2. Simulação Computacional

3.2.1. Simulador de reservatórios para a verificação da pressão

Os resultados para a pressão em um reservatório 3D estão representados nas Figuras 10, 11 e 12 em cortes x-y e neles o eixo z representa a pressão. Definimos poço_{base} como um poço vertical aberto no ponto mais baixo da malha, poço_{centro} como um poço vertical aberto no centro da malha e poço_{centralizado} como um poço vertical

aberto da base até o topo da área do reservatório. Foi adotado para a simulação um passo (*time*) de 100 s e um tempo total de 30 dias.

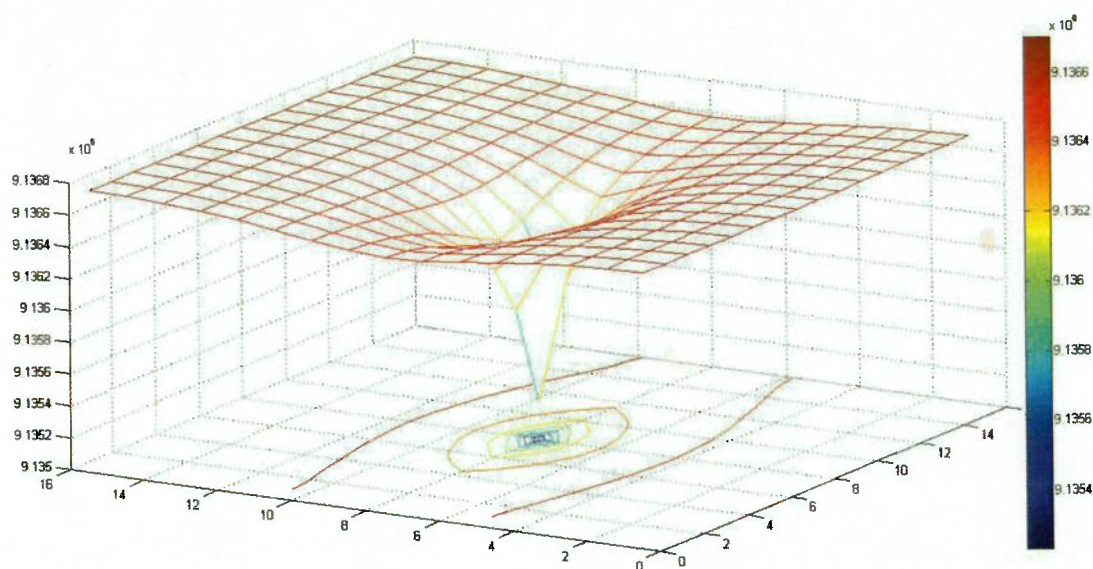


Figura 10 - Gráfico referente à distribuição de pressão no Poço_{base}.

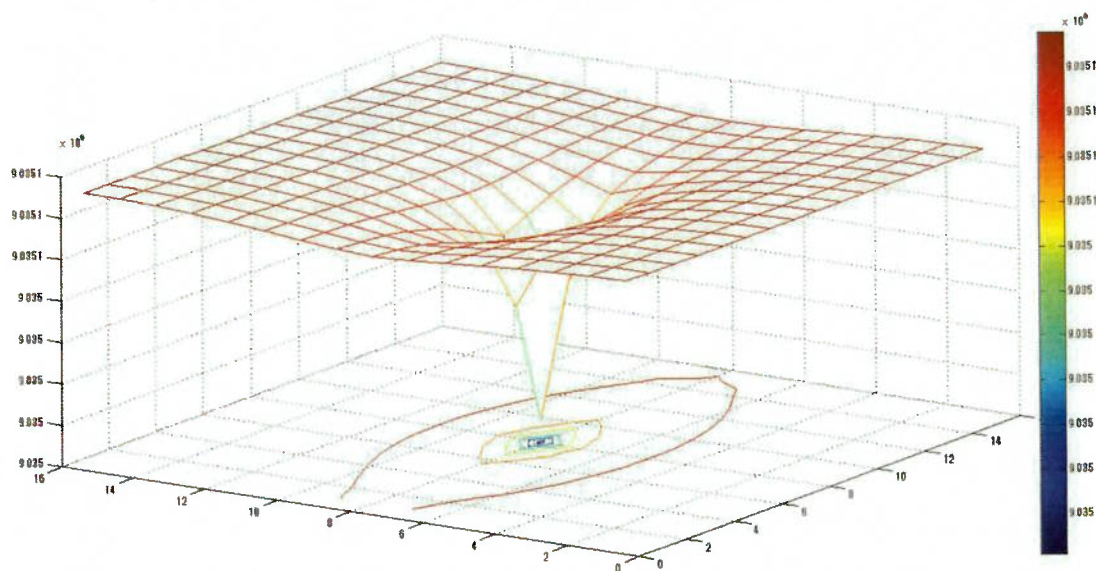


Figura 11 - Gráfico referente à distribuição de pressão no Poço_{centro}.

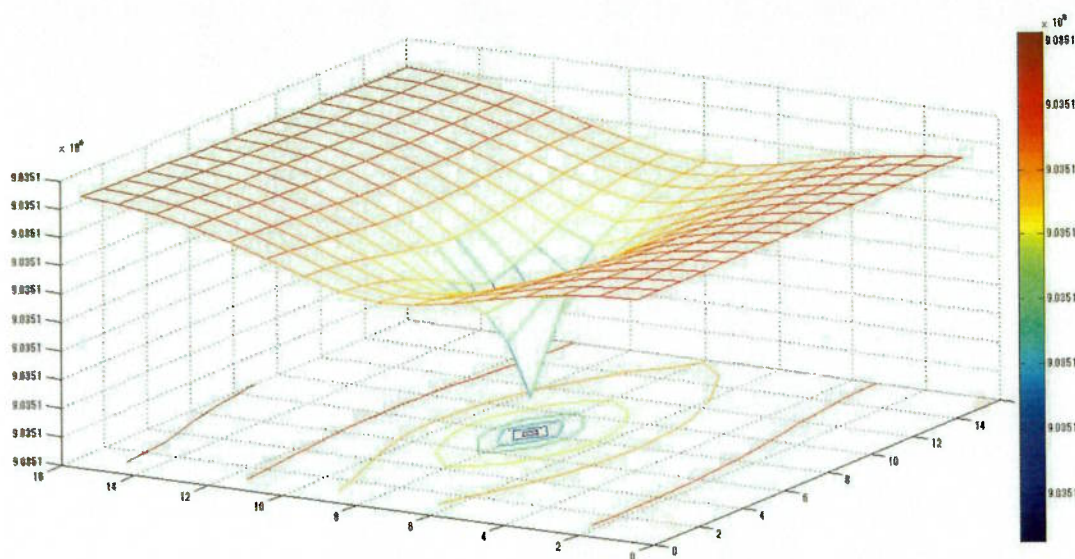


Figura 12 - Gráfico referente à distribuição de pressão no Poço centralizado.

3.2.2. Simulador de poços horizontais

Os resultados da simulação dos poços horizontais estão representados nas Figuras 13 e 14 a seguir. A Figura 13 representa a variação da pressão no poço conforme foi encontrado nas primeiras simulações. O *heel* encontra-se no ponto 0 m e o *toe* encontra-se na outra extremidade, ou seja, no ponto 10 m. Vale observar o valor nulo da pressão no *heel*, assim como Miranda (2010) adotou em seu trabalho.

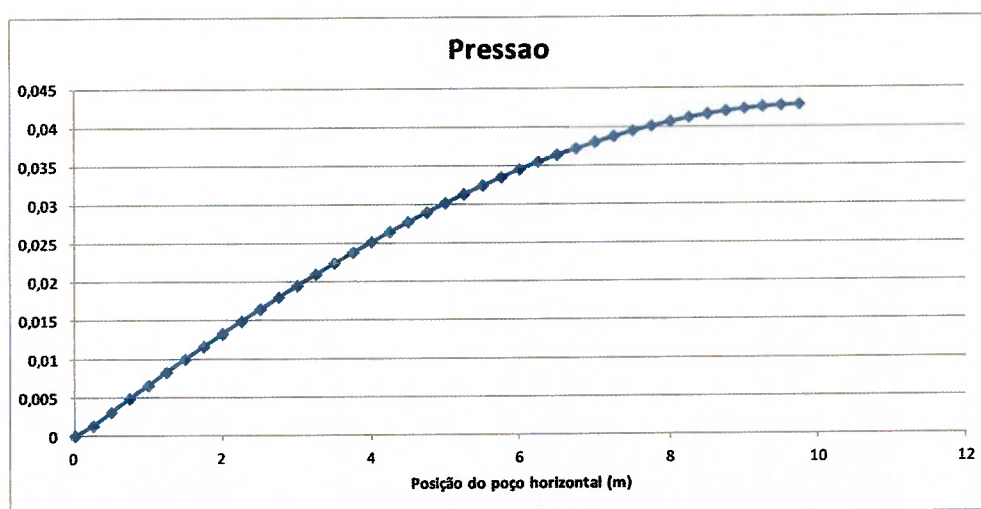


Figura 13 - Gráfico referente à distribuição de pressão no poço horizontal.

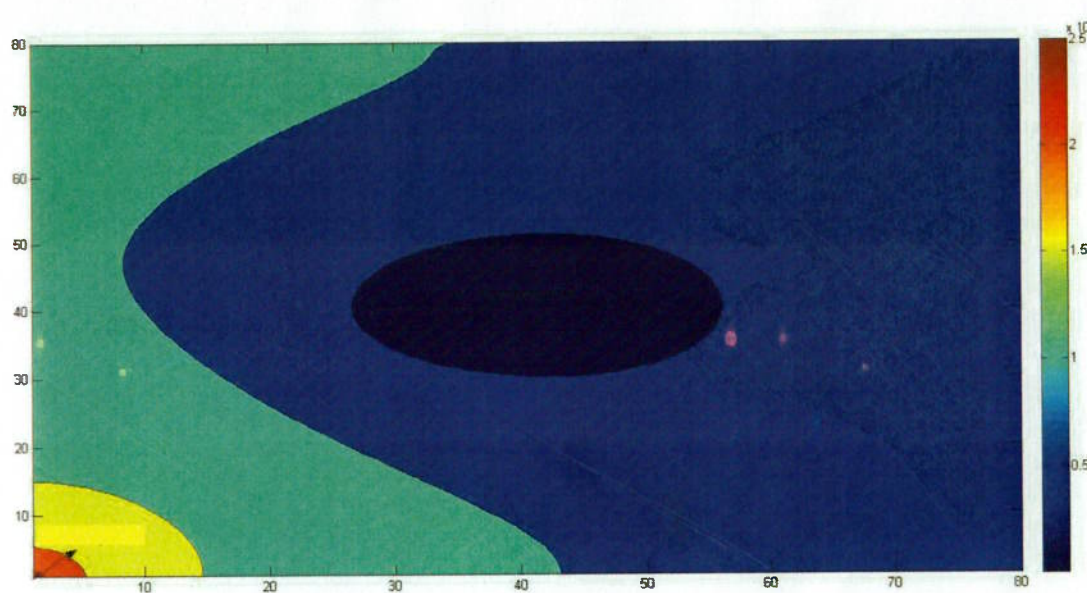


Figura 14 - Gráfico referente à distribuição de pressão no poço horizontal.

4. CONCLUSÕES

A realização do projeto possibilitou um melhor entendimento do que ocorre em um poço horizontal em produção e em sua interface com o reservatório, principalmente, os experimentos referente às simulações físicas. Os resultados obtidos nos experimentos relativos ao impacto de ondulações ao longo do poço horizontal comprovaram a menor vazão no poço ondulado. Diferentemente disso, a análise dos resultados referentes à análise por desnível do fluido, conforme o item 3.1.2.1., não foram conclusivos, visto que houve apenas uma tentativa de explicação para os desníveis encontrados na região do calcanhar. Para a análise direta de produtividade, conforme o item 3.1.2.2., verificou-se que em todos os experimentos houve uma maior vazão de fluido no trecho do calcanhar comprovando as afirmações de Penmatcha et al. (1999).

Conforme foi descrito anteriormente, houve a tentativa de validação e da integração dos modelos de simulação, o físico e o computacional, para a representação da interface poço horizontal-reservatório e os seus fenômenos associados. Devido a isso, cada fenômeno pôde ser analisado sob pontos de vista diferentes, assim possibilitou a observação de incoerências e similaridades entre cada um dos modelos. Apesar disso, há a necessidade de fazer modificações para que a validação ocorra de

forma efetiva, pois foi possível obter resultados computacionais qualitativos, mas com valores numéricos diferentes dos encontrados nos experimentos físicos. Devido a isso, há a necessidade de mudanças no método numérico para que ainda possam ser consideradas mais variáveis para melhoria do modelo computacional, como capilaridade, tensão superficial, etc. Portanto, como sugestão de próximos passos, pode-se aperfeiçoar a metodologia dos dois casos apresentados.

Por outro lado, conforme foi observado no item 3, o comportamento do reservatório para o caso do simulador tridimensional apresentou resultados estáveis e condizentes com a literatura. Além disso, o comportamento da pressão no reservatório e no interior do poço horizontal está condizente com o trabalho de Miranda (2010).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDUVAYT, P.; R MANABE, R; WATANABE, T.; ARIHARA, N. Analysis of Oil-Water Flow Tests in Horizontal, Hilly-Terrain, and Vertical Pipes. Publication SPE 90096, Society of Petroleum Engineers Inc. Houston, EUA, 2004.

AL-MOHANNADI, N.; OZKAN, E.; KAZEMI, H. Pressure transient responses of horizontal and curved wells in anticlines and domes. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 2003.

GEORGI, D.; WANG, J.; KRUGER, V. The benefits of truly horizontal wells. In: SPE/Petroleum Society of CIM International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, 2000.

GOKTAS, B.; ERTEKIN, T. A comparative analysis of pressure transient behavior of undulating and horizontal wells. In: SPR Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, 2003.

LEVITAN, M. M.; CLAY, P. L.; GILCHRIST, J. M. Do your horizontal wells deliver their expected rates?. In: SPE European Formation Damage Conference, The Hague, 2004.

MENDES, J.R; MIURA, K.; MOROOKA, C.K.; BORDALO, S.N. Estudo do Efeito da Ondulação em Poços Horizontais. Nota Técnica de Circulação Interna, UNICAMP/FEM/DEP, Campinas, 2006.

MIRANDA, ROQUE TADEU, Estudo numérico do acoplamento entre poço horizontal e reservatório de petróleo [dissertação] / Roque Tadeu Miranda ; orientador, Clovis Raimundo Maliska. – Florianópolis, SC : 2009. 117 p.: il., grafs., tabs.

NISHIMOTO, K.; TSUKAMOTO, M.; MIURA, K.; AZEVEDO, R C. Aplicação de Método de Partículas-MPS para Investigação do Acoplamento Poço-Reservatório. Nota Técnica de Circulação Interna, Departamento de Engenharia Naval, Escola Politécnica da USP, 2006.

PEACEMAN, DONALD W. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation, Elsevier Scientific Publishing Company, 1977.

PENMATCHA, V.R.; ARBABI, S.; AZIZ, K. Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length. SPE Journal, pp. 215-223, 1999.

SAMUEL, G. R. The effect of hole curvature on the wellbore pressure loss prediction for highly tortuous ultradeep wells. In: IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, 2004.

STONE, H.L., 1968. Iterative Solution of Implicit Approximations of Multidimensional

Partial Differential Equations. SIAM (Soc. Ind. Appl. Math.) J. Numer. Anal., 5 : 530-558.

THOMAS, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VICENTE, R.; SARICA, C.; ERTEKIN, T. Horizontal well design optimization: a study of the parameters affecting the productivity and flux distribution of a horizontal well. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 2003.