



**João Vicente Martins de Magalhães**

**Bombeio de Gravel-Pack em Poços Horizontais Equipados com Telas de Furação Não-Uniforme**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Petróleo e Energia.

Orientador: Prof. Paulo Roberto de Souza Mendes

Rio de Janeiro  
Março de 2008



**João Vicente Martins de Magalhães**

**Bombeio de Gravel-Pack em Poços Horizontais  
Equipados com Telas de Furação Não-Uniforme**

Dissertação apresentada como requisito parcial  
para a obtenção do grau de mestre pelo programa  
de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da  
PUC-Rio.

Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo  
assinada.

**Prof. Paulo Roberto de Souza Mendes**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

**André Leibsohn Martins**

Co-orientador

CENPES/PETROBRAS

**Paulo Dore Fernandes**

CENPES/PETROBRAS

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

**Prof. José Eugênio Leal**

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 07 de março de 2008

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial deste trabalho sem a autorização do autor, do orientador e da universidade.

### João Vicente Martins de Magalhães

Graduou-se em Engenharia Química pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2001. Cursou a especialização em Engenharia de Petróleo no CCE/PUC-Rio em 2003. Ingressou na Petrobras em 2001, como estagiário no setor de Tecnologia em Engenharia de Poço no Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes). Em 2002 foi contratado, no mesmo setor, para iniciar o desenvolvimento do simulador computacional de deslocamento do *Gravel-Pack* para poços horizontais (SimGPH). Desde então, desenvolve o software e realiza diversas análises relacionadas à hidráulica de deslocamento do *Gravel-Pack*. Participou do curso de formação de Engenheiros de Petróleo da Petrobras (CEP) em 2006, realizado na Universidade Petrobras.

#### Ficha Catalográfica

Magalhães, João Vicente Martins de

Bombeio de Gravel-Pack em poços horizontais equipados com telas de furação não-uniforme / João Vicente Martins de Magalhães ; orientador: Paulo Roberto de Souza Mendes. – 2008.

108f. : il.(col.) ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica)– Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

Inclui bibliografia

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. Petróleo e energia. 3. Gravel-Pack. 4. Furação não-uniforme. 5. Simulação computacional. 6. Escoamento diversivo. I. Mendes, Paulo Roberto de Souza. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD:621

Dedico esta obra à minha esposa Geisa e aos meus filhos  
João Pedro e Davi, Luzes dos meus olhos e calor do meu coração

## Agradecimentos

Primeiramente, um agradecimento especial ao meu amigo, co-orientador e tutor André Leibsohn Martins, principal incentivador deste, e de vários outros trabalhos dentro da Petrobras. Pela amizade, carinho e atenção que propiciaram o meu crescimento profissional nestes últimos anos.

Ao professor Paulo Roberto pelas orientações e a PUC-Rio pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ser realizado.

À Rosely e demais funcionários e professores de Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Aos meus amigos do CENPES, Bananinha, Didi, Hellen, Roni, Alex, Marcus V., Rodriguinho, Xudson, Peter Spider e Mr. Folsta.

Em especial ao Rafinha pelo apoio e incentivo.

Aos professores da banca examinadora, em especial ao Paulo Dore, percussor deste trabalho.

Aos meus Pais, exemplo de amor incondicional, perseverança e dedicação para com os filhos.

À minha esposa Geisa, sem a qual não seria nem metade do que sou, nem 1/3 do que pretendo ser e nem amaria um milésimo do que, agora sei, sou capaz de amar.

## Resumo

Magalhães, João Vicente Martins; Mendes, Paulo Roberto de Souza. **Bombeio de Gravel-Pack em poços horizontais equipados com telas de furação não-uniforme.** Rio de Janeiro, 2008. 108p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, um dos problemas mais frequentes é a contenção da fragmentação do reservatório durante a produção do óleo, quando o mesmo é proveniente de arenitos inconsolidados, facilmente encontrados na Bacia de Campos e demais fronteiras *Offshore* ao longo da costa Brasileira. O ingresso do material particulado do reservatório na coluna produtora irá criar problemas de erosão e deposição nas tubulações e demais equipamentos de superfície. Para evitar estes problemas, atualmente está sendo empregada de forma intensiva a técnica de contenção de areia chamada de *Gravel Packing* em poço aberto (OHGP – *Open Hole Gravel Packing*). Dadas as condições críticas encontradas quando se perfura em águas profundas e ultra-profundas, tais como baixo gradiente de fratura das formações, aliado à necessidade de se perfurar poços com trechos horizontais cada vez mais extensos, é imperativo que se faça o deslocamento do *Gravel-pack* com precisão operacional suficiente para garantir o sucesso da tarefa. Como a tecnologia para a perfuração e completação de poços horizontais extensos (trechos acima de 600m) foi desenvolvida a poucos anos atrás, somente recentemente, foi notado que tais trechos horizontais acarretam em um problema para o escoamento, ou seja, nestes poços não se tem um perfil homogêneo de produção, levando a uma drenagem não uniforme do reservatório e a uma baixa eficiência de recuperação. Isto sem contar a chegada antecipada da água injetada e a formação de cones de água e gás. Portanto, dispositivos para a equalização do escoamento da produção estão sendo desenvolvidos, através de projetos de pesquisa em diversos lugares. Telas de *Gravel-pack* dotadas de uma furação não-uniforme no seu tubo base consiste em uma destas novas tecnologias. O foco desta

dissertação será apresentar o desenvolvimento do modelo matemático aplicado para o cálculo da vazão nos furos e para a checagem da melhor disposição dos mesmos, nos tubos base das telas de *Gravel-pack*. Tal furação deverá ter a capacidade de uniformizar o fluxo do óleo produzido ao longo do trecho de poço aberto horizontal, provendo uma melhor drenagem do reservatório, garantindo o deslocamento do *Gravel-pack* sem que a sobrepressão gerada, durante a operação, devido a baixa concentração de furos do tubo base (junto ao calcanhar do poço), frature a formação produtora e, ao mesmo tempo, garantindo o deslocamento através de ondas alfa e beta sem que, a concentração excessiva de furos (junto ao dedão do poço), leve ao embuchamento prematuro. Os resultados obtidos são validados através de um trabalho experimental de simulações físicas em escala próxima à real.

### **Palavras-chave**

Engenharia Mecânica; Petróleo e Energia; Gravel-Pack; Furação Não-uniforme; Simulação Computacional; Escoamento Diversivo.

## Abstract

Magalhães, João Vicente Martins; Mendes, Paulo Roberto de Souza. **Gravel-Pack Pump in Horizontal Wells Equipped With Unevenly Hole Pattern Screens.** Rio de Janeiro, 2008. 108p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

One of the most common problems in deep and ultradeep water explorations are the sand control during production time, even in unconsolidated sandstones reservoirs, easily found in Campos Basin and others Offshore frontiers along the Brazilian coast. The reservoir particles entrance in the production pipe may create erosion inside the column and deposition problems in the surface and subsurface equipments. In order to avoid all of these problems Open Hole Gravel-Packing (OHGP) is the most applied sand control technique in such scenarios. Due to the critical conditions found in deep and ultradeep waters such as low fracture gradient, ally long horizontal section requirements, is imperative that the Gravel-Packing operation be done with accuracy. Since the long horizontal wells technology it was developed few years ago, only recently has been noted that such wells brings other flow problem, that is: the wells delivery a non-uniform production profile, that leads to a non-uniform reservoir drainage as well as a low recovery efficiency. This phenomenon is also related to the early breakthrough of water and to water and gas conning problems. Therefore, flow equalization devices are being developed, through research projects, for several teams. Gravel-Pack screens with an unevenly holes pattern perforated in the base-pipe consist in one of these new solutions. The main focus of this work consist in present the mathematical model development applied to the flow rate calculus in the holes and the checking of the best hole pattern in the base-pipe. Such pattern should have the capacity to promote the production profile equality, providing the best reservoir drainage, guaranteeing the total Gravel-Package without the overpressure created, during the operation, due to the few concentration of base-pipe holes (close to the heel), may cause the formation fracture and, at same time, guaranteeing the displacement through alfa/beta waves without, the excessive holes

concentration (close to the toe), lead to premature screen-out. The computational results obtained are validated through an experimental work by physical simulations.

**Keywords:**

Gravel-Pack; Gravel-Packing; Non-uniform Base-pipe Perforations; Numerical Simulations; Mathematical Modelling; Unevenly Flow.

## Sumário

|   |    |
|---|----|
| 1. Introdução   | 20 |
| 2. Revisão bibliográfica  | 29 |
| 2.1. Modelando a operação de bombeio do Gravel-Pack   | 29 |
| 2.1.1. Breve descrição da operação de Gravel-Packing  | 29 |
| 2.1.2. Desenvolvimento do modelo mecanicista preliminar   | 33 |
| 2.1.2.1. Cálculo da altura da onda Alfa   | 33 |
| 2.1.2.2. Cálculo das perdas de carga durante a operação de gravel-packing   | 37 |
| 2.1.3. Calibração do modelo preliminar  | 44 |
| 2.2. O problema do fluxo não-uniforme no poço horizontal  | 45 |
| 2.2.1. Estudos da perda de carga em poços horizontais e seus efeitos na distribuição da vazão de produção                                     | 50 |
| 2.2.2. Métodos alternativos para minimizar/neutralizar os efeitos de fricção e promover um perfil de produção mais homogêneo ao longo do poço | 59 |
| 3. Objetivo   | 67 |
| 4. Metodologia  | 70 |
| 5. Materiais  | 72 |
| 5.1. Desenvolvimento do aplicativo  | 72 |
| 5.2. Recursos experimentais   | 73 |
| 6. Modelagem e implementação  | 77 |
| 6.1. O modelo de escoamento pelos furos dos tubos-base das telas de Gravel-pack   | 77 |

|  |     |
|--|-----|
| 6.1.1. Cálculo da distribuição de vazões ao longo do poço                        | 79  |
| 6.2. Implementação do modelo   | 81  |
| 7. Resultados e discussão  | 84  |
| 7.1. Ensaio experimentais  | 84  |
| 7.2. Simulação numérica  | 95  |
| 7.3. Estudo comparativo entre os ensaios experimentais e as simulações numéricas | 99  |
| 8. Conclusões  | 103 |
| 9. Sugestões para trabalhos futuros  | 104 |
| 10. Referências  | 105 |

## Lista de Quadros

|   |    |
|---|----|
| Quadro 7.1 - Distribuição de furos nos tubos-base                                       | 85 |
| Quadro 7.2 - Matriz de teste  | 85 |
| Quadro 7.3 - Volume e massa coletados após os testes                                    | 94 |
| Quadro 7.4 - Divisão das vazões antes da onda beta para uma vazão de entrada de 3 bpm's | 96 |
| Quadro 7.5 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo décimo tubo-base          | 97 |
| Quadro 7.6 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo nono tubo-base            | 97 |
| Quadro 7.7 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo oitavo tubo-base          | 97 |
| Quadro 7.8 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo sétimo tubo-base          | 98 |
| Quadro 7.9 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo sexto tubo-base           | 98 |
| Quadro 7.10 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo quinto tubo-base         | 98 |
| Quadro 7.11 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo quarto tubo-base         | 98 |
| Quadro 7.12 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo terceiro tubo-base       | 98 |
| Quadro 7.13 - Divisão das vazões quando a onda beta passa pelo segundo tubo-base        | 98 |

## Lista de Figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1 - Seção transversal do poço durante a propagação da onda alfa                             | 22 |
| Figura 1.2 - Fluxo de produção não-uniforme ao longo do trecho horizontal                            | 24 |
| Figura 1.3 - Efeito da permeabilidade do reservatório na vazão de produção [7]                       | 25 |
| Figura 1.4 - Contribuição não uniforme da vazão de produção ao longo do poço [7]                     | 26 |
| Figura 2.1 - Etapa de Injeção  | 30 |
| Figura 2.2 - Etapa de propagação da onda alfa  | 31 |
| Figura 2.3 - Etapa de propagação da onda beta  | 32 |
| Figura 2.4 - Carta de bombeio  | 33 |
| Figura 2.5 - Modelo de duas camadas  | 34 |
| Figura 2.6 - Pontos relevantes para o cálculo das pressões   | 38 |
| Figura 2.7 - Simulador físico usado para calibração do modelo  | 44 |
| Figura 2.8 - Comparativo entre alturas calculadas computacionalmente e experimentais                 | 45 |
| Figura 2.9 - Esquema de um poço horizontal [15]  | 46 |
| Figura 2.10 - <i>Production Logging Test</i> – região A, calcanhar do poço – região B, dedão do poço | 47 |
| Figura 2.11 - <i>Fingerings</i> formados devido à elevada razão de mobilidades                       | 48 |
| Figura 2.12 - Vazão adimensional versus distância adimensional para um fluxo turbulento [3]          | 52 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 2.13 - Distribuição de pressão ao longo do poço (exemplo de campo [4])  | 56 |
| Figura 2.14 - Distribuição de fluxo ao longo do poço (exemplo de campo [4])  | 56 |
| Figura 2.15 - Determinação do comprimento ótimo do trecho horizontal, levando em conta efeitos de fricção no poço  | 57 |
| Figura 2.16 - Efeitos do escoamento bifásico na produtividade do poço  | 58 |
| Figura 2.17 - Comparativo entre o modelo 1D, o modelo 3D e a solução de condutividade infinita   | 59 |
| Figura 2.18 - Esquema do poço e as perfurações   | 60 |
| Figura 2.19 - Resultados obtidos para a otimização do fluxo  | 61 |
| Figura 2.20 - Perfis típicos de pressão e influxo para completação convencional (esq.) e com <i>stinger</i> (dir.)   | 62 |
| Figura 2.21 - Esquema de funcionamento dos dispositivos de controle de influxo   | 63 |
| Figura 2.22 - Resultados das simulações para os quatro casos estudados (A - completação convencional; B – completação com <i>stinger</i> ; C – redução de densidade de perfurações; D – dispositivos para controle de influxo instalados no liner) | 63 |
| Figura 2.23 - Perfil de densidade de perfurações de modo a promover a equalização do fluxo   | 65 |
| Figura 3.1 - Esquema do tubo base com furação diversiva e como esta furação age para promover a equalização da produção ao longo do trecho horizontal (linha 2)  | 68 |
| Figura 4.1 - Metodologia empregada para o estudo da equalização do perfil de produção  | 71 |
| Figura 5.1 - Ambiente de desenvolvimento de software DELPHI 7™ utilizado   | 72 |
| Figura 5.2 - Conjunto de telas utilizadas nos testes   | 75 |
| Figura 5.3 - Unidade de bombeio e <i>gravel infuser</i> .  | 75 |
| Figura 5.4 - <i>Flowmeter</i> do tipo turbina  | 75 |
| Figura 5.5 - Válvula de segurança  | 76 |
| Figura 5.6 - Cabeça de injeção   | 76 |
| Figura 5.7 - Tanque para armazenagem do fluido carreador   | 76 |
| Figura 6.1 - Esquema de escoamento   | 78 |
| Figura 6.2 - Perfil de pressões comparativo entre um tubo base de furação regular e um com furação não uniforme  | 83 |
| Figura 7.1 - Esquema do simulador físico com o posicionamento dos transdutores   | 85 |
| Figura 7.2 - Registro do teste 2A  | 86 |
| Figura 7.3 - Registro do teste 2B  | 87 |
| Figura 7.4 - Registro do teste 2C  | 87 |
| Figura 7.5 - Registro do teste 2D  | 88 |
| Figura 7.6 - Imagens da qualidade do empacotamento capturadas ao fim do teste 2A   | 89 |
| Figura 7.7 - Imagens da qualidade do empacotamento capturadas ao fim do teste 2B   | 90 |
| Figura 7.8 - Qualidade do empacotamento referente ao teste 2C  | 91 |
| Figura 7.9 - Qualidade do empacotamento referente ao teste 2D  | 92 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 7.10 - Caixa coletora de sólidos                               | 93  |
| Figura 7.11 - Volume coletado no teste 2A                             | 93  |
| Figura 7.12 - Volume coletado no teste 2B                             | 94  |
| Figura 7.13 - Volume coletado no teste 2C                             | 94  |
| Figura 7.14 - Volume coletado no teste 2D                             | 94  |
| Figura 7.15 - Balanço das vazões ao longo do simulador físico         | 96  |
| Figura 7.16 - Evolução das vazões no anular tela- <i>washpipe</i>     | 99  |
| Figura 7.17 - Resultado comparativo para o teste 2A                   | 100 |
| Figura 7.18 - Resultado comparativo para o teste 2B na vazão de 5 bpm | 100 |
| Figura 7.19 - Resultado comparativo para o teste 2B na vazão de 3 bpm | 100 |
| Figura 7.20 - Resultado comparativo para o teste 2C                   | 101 |
| Figura 7.21 - Resultado comparativo para o teste 2D na vazão de 5 bpm | 101 |
| Figura 7.22 - Resultado comparativo para o teste 2D na vazão de 3 bpm | 101 |

## Lista de Equações

|   |    |
|---|----|
| Equação 1.1 - Equação do fator de recuperação de um campo                     | 27 |
| Equação 2.1 - Conservação de massa na fase sólida                             | 36 |
| Equação 2.2 - Conservação de massa na fase líquida                            | 36 |
| Equação 2.3 - Conservação do momento linear na camada superior                | 36 |
| Equação 2.4 - Conservação do momento linear na camada inferior                | 36 |
| Equação 2.5 - Perfil de concentração na camada superior                       | 36 |
| Equação 2.6 - Equação do perfil de concentração integrada                     | 37 |
| Equação 2.7 - Parcela referente à integral da equação 2.6                     | 37 |
| Equação 2.8 - Cálculo da pressão no fundo do poço                             | 38 |
| Equação 2.9 - Cálculo da pressão junto a sapata do último revestimento        | 38 |
| Equação 2.10 - Cálculo da pressão de bombeio                                  | 38 |
| Equação 2.11 - Cálculo da posição da frente de injeção do gravel              | 40 |
| Equação 2.12 - Perda de carga no poço aberto durante a fase de injeção        | 40 |
| Equação 2.13 - Perda de carga no interior da coluna durante a fase de injeção | 40 |
| Equação 2.14 - Pressão hidrostática no interior da coluna                     | 41 |
| Equação 2.15 - Cálculo da posição da frente de injeção durante a onda alfa    | 41 |
| Equação 2.16 - Perda de carga no poço aberto durante a onda alfa              | 41 |
| Equação 2.17 - Perda de carga na coluna durante a onda alfa                   | 42 |
| Equação 2.18 - Pressão hidrostática na coluna durante a onda alfa             | 42 |
| Equação 2.19 - Posição da frente de injeção durante a onda beta               | 42 |
| Equação 2.20 - Perda de carga no poço aberto durante a onda beta              | 42 |
| Equação 2.21 - Perda de carga na coluna durante a onda beta                   | 42 |
| Equação 2.22 - Pressão hidrostática na coluna durante a onda beta             | 43 |

|   |    |
|---|----|
| Equação 2.23 - Cálculo do diâmetro hidráulico da interface  | 43 |
| Equação 2.24 - Cálculo do diâmetro hidráulico do anular poço-tela   | 43 |
| Equação 2.25 - Cálculo da massa específica da mistura fluido-gravel   | 43 |
| Equação 2.26 - Razão de mobilidades água-óleo   | 48 |
| Equação 2.27 - Equação para o cálculo da vazão de produção segundo modelo de Dikken[3]                            | 51 |
| Equação 2.28 - Equação de acoplamento poço-reservatório segundo Dikken[3]   | 51 |
| Equação 2.29 - Relação entre o gradiente de pressão no poço e a vazão   | 52 |
| Equação 2.30 - Pressão adimensional segundo modelo de Ozkan[4]  | 53 |
| Equação 2.31 - Tempo adimensional segundo modelo de Ozkan[4]  | 54 |
| Equação 2.32 - Vazão adimensional segundo modelo de Ozkan[4]  | 54 |
| Equação 2.33 - Integral de todas as vazões que entram no poço   | 54 |
| Equação 2.34 - Condutividade do escoamento no poço segundo Ozkan[4]   | 54 |
| Equação 2.35 - Fator de atrito no regime laminar  | 54 |
| Equação 2.36 - Fator de atrito no regime turbulento   | 55 |
| Equação 2.37 - Perda de carga adimensional calculada para o poço  | 55 |
| Equação 2.38 - Relação entre o número de Reynolds e o fator de atrito   | 55 |
| Equação 2.39 - Equação para o cálculo da perda de carga no poço segundo o modelo de Asheim e Oudemans[44]         | 64 |
| Equação 2.40 - Equação geral de Darcy-Weissbach para o cálculo da perda de carga no poço                          | 64 |
| Equação 2.41 - Equação para o cálculo da perda de carga e cálculo do fator de atrito pelo modelo de Blasius       | 66 |
| Equação 2.42 - Cálculo da perda de carga através das perfurações  | 66 |
| Equação 2.43 - Cálculo da densidade de perfurações segundo modelo de Fernandes[45] em função da localização (x)   | 66 |
| Equação 6.1 - Perda de carga no anular  | 78 |
| Equação 6.2 - Perda de carga nos furos  | 79 |
| Equação 6.3 - Balanço de vazões   | 79 |
| Equação 6.4 - Perda de carga no anular poço-tela e furos (trecho 1)   | 79 |
| Equação 6.5 - Perda de carga no anular tela-washpipe e furos (trecho 2)   | 79 |
| Equação 6.6 - Perda de carga no anular poço-tela  | 80 |
| Equação 6.7 - Perda de carga nos furos em função da vazão de passagem   | 80 |
| Equação 6.8 - Perda de carga no anular tela-washpipe  | 80 |
| Equação 6.9 - $C_1$ -Constante que engloba termos relativos ao cálculo da perda de carga no anular poço-tela      | 80 |
| Equação 6.10 - $C_2$ -Constante que engloba termos relativos ao cálculo da perda de carga nos furos               | 80 |
| Equação 6.11 - $C_3$ -Constante que engloba termos relativos ao cálculo da perda de carga no anular tela-washpipe | 80 |

|   |    |
|---|----|
| Equação 6.12 - Equação geral                                  | 80 |
| Equação 6.13 - Termo acumulador de perda de carga no trecho 1 | 80 |
| Equação 6.14 - Termo acumulador de perda de carga no trecho 2 | 81 |

## Lista de Símbolos

|            |  |
|------------|--|
| $A$        | Área, pé <sup>2</sup>                        |
| $C$        | Concentração, lb/gal                         |
| $D$        | Diâmetro, pol                                |
| $D_h$      | Diâmetro hidráulico, pol                     |
| $D_{int.}$ | Diâmetro interno, pol                        |
| $D_{poço}$ | Diâmetro do poço, pol                        |
| $f$        | Fator de atrito de Fanning                   |
| $F$        | Força estática, lb.pé/s <sup>2</sup>         |
| $g$        | Aceleração da gravidade, pé/s <sup>2</sup>   |
| $h$        | Profundidade vertical, pé                    |
| $L$        | Profundidade medida, pé                      |
| $LA$       | Lâmina d'água, pé                            |
| $P$        | Pressão, psi                                 |
| $P_b$      | Pressão de Bombeio, psi.                     |
| $\Delta P$ | Perda de carga, psi.                         |
| $Q$        | Vazão, bpm                                   |
| $Q_b$      | Vazão de bombeio, bpm                        |
| $Re$       | Número de Reynolds                           |
| $S$        | Perímetro, pol                               |
| $t$        | Tempo, s                                     |
| $U$        | Velocidade média, pé/s                       |
| $x$        | Coordenada longitudinal no espaço anular, pé |
| $y$        | Coordenada vertical no espaço anular, pé     |

## Letras Gregas

|               |  |
|---------------|--|
| $\alpha$      | Estágio da onda Alfa   |
| $\beta$       | Estágio da onda Beta   |
| $\varepsilon$ | Coefficiente de difusão  |
| $\phi$        | Porosidade   |
| $\gamma$      | Variável de integração   |
| $\eta$        | Coefficiente de escorregamento                                 |
| $\varphi$     | Ângulo de fricção interno, radianos                            |
| $\rho$        | Massa específica, lb/gal                                       |
| $\tau$        | Tensão cisalhante, lb.pé/s <sup>2</sup>                        |
| $\theta$      | Ângulo de inclinação do poço (em relação à vertical), radianos |
| $\omega$      | Velocidade de queda das partículas sólidas, pés/s              |

## Índices

|             |  |
|-------------|--|
| <i>an</i>   | Espaço anular entre o poço aberto e a tela |
| <i>col</i>  | Coluna                                     |
| <i>ext</i>  | Externo                                    |
| <i>f</i>    | Fluido                                     |
| <i>fp</i>   | Fundo do poço                              |
| <i>H</i>    | Hidráulico                                 |
| <i>i</i>    | Interface                                  |
| <i>inj</i>  | Etapa de injeção                           |
| <i>int</i>  | Interno                                    |
| <i>kc</i>   | Kill e Choke                               |
| <i>L</i>    | Leito                                      |
| <i>max</i>  | Máximo                                     |
| <i>mist</i> | Mistura                                    |
| <i>pa</i>   | Poço aberto                                |
| <i>ret</i>  | Retorno                                    |
| <i>rev</i>  | Revestimento                               |
| <i>S</i>    | Camada superior                            |
| <i>sap</i>  | Sapata                                     |
| <i>tot</i>  | Total                                      |
| <i>wp</i>   | Wash Pipe                                  |

## Abreviaturas e Siglas

- BSW *Basic Sediments and Water* – relação entre o volume de água e sedimentos produzidos pelo volume total de produção em condições de superfície.
- DHSV *Down Hole Safety Valve* – válvula de segurança para o bloqueio do poço em caso de desconexão da sonda.
- GN Gás natural.
- II Índice de injetividade– relação entre cada unidade de vazão de injeção obtida por cada unidade de pressão imposta ao poço.
- IP Índice de produtividade – relação entre cada unidade de vazão de produção obtida por cada unidade de pressão imposta entre o reservatório e o poço.
- LGN Líquido de gás natural – parte do gás, em condições de reservatório, que se encontra condensado em condições de superfície.
- PPA *Pounds per absolut gallons* - Libra de sólidos adicionados por galão de mistura já pronta (considerando o volume dos sólidos adicionados)
- RGO Razão Gás/Óleo – relação entre o volume de gás e óleo produzidos em condições de superfície
- SPE *Society of Petroleum Engineers*
- STB Standard Barrels (barris standard – volume em barris na condição de temperatura e pressão padrão – 25°C; 1atm.

*O desenvolvimento da capacidade geral de pensamento e livre-arbítrio sempre deveria ser colocado em primeiro lugar, e não a aquisição de conhecimento especializado. Se uma pessoa domina o fundamental no seu campo de estudo e aprendeu a pensar e a trabalhar livremente, ela certamente encontrará o seu caminho e será mais capaz de adaptar-se ao progresso e às mudanças.*

*Albert Einstein.*