

SIMULAÇÃO DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM RESERVATÓRIOS EMPREGANDO CFD

Alexandre de França Cordeiro(DEQ/UFRJ), Ricardo de A. Medronho (DEQ/UFRJ)¹, John Doe (Empresa),
Affonso Carlos Seabra da Silva Telles(DEQ/UFRJ), Cláudio José Alves Furtado(CENPES/PETROBRÁS)

¹Centro de Tecnologia - Escola de Química - Bloco E - Ilha do Fundão, Rio de Janeiro-RJ,- Brasil - CEP 21949-900

Em campos maduros, para cada parte de petróleo extraído, podem ser produzidas entre cinco e dez partes de água. Em razão dos grandes volumes produzidos, esta água, mesmo tratada na plataforma, via de regra contém uma quantidade de óleo que impede o seu lançamento no mar. Desta forma, é recomendável, em plataformas offshore, evitar-se o simples descarte da mesma. Por outro lado, a injeção de água no reservatório é um dos métodos de recuperação mais empregados na produção de petróleo. Esta água injetada serve tanto para manter a pressão do reservatório quanto para deslocar o óleo na direção dos poços produtores. No entanto, severas quedas de injetividade ocorrem com a re-injeção de água produzida, ou mesmo da injeção da água do mar, devido à presença de gotas de óleo, particulados, material orgânico e mineral presentes nestas águas. Neste trabalho, foi estudada a re-injeção de água produzida no poço, com o objetivo de repressurizar o reservatório, a fim de manter-se os níveis de produção aproximadamente constantes. Um modelo matemático previamente proposto com duas funções empíricas, coeficiente de filtração em função da concentração de partículas depositadas e a velocidade de dano da formação, dada pela queda de permeabilidade do meio, foi utilizado. Estes parâmetros dependem das propriedades da rocha, conseqüentemente eles devem ser determinados em testes laboratoriais, através da injeção da água formação em testemunhos de rochas. Com base nestes parâmetros ajustados utilizou-se a Fluidodinâmica Computacional para determinar a frente de avanço para injeção de água acompanhando a queda da injetividade do poço com o decorrer do tempo.

Reservatório, Injeção, CFD, Permeabilidade.

1. INTRODUÇÃO

O estudo de simulações de reservatórios é realizado em várias etapas em um campo de petróleo, desde a descoberta até avaliações para abandono de poço, tendo papel importante na construção da curva de produção de determinado poço. A Fluidodinâmica Computacional (CFD – *Computational Fluid Dynamics*) é um conjunto de ferramentas numéricas e computacionais utilizadas para resolver, visualizar e interpretar a solução das equações de balanço de massa, momento e energia, sendo capaz de reproduzir e prever fenômenos físicos e físico-químicos que ocorrem em um dado escoamento. Hoje, esta recente ferramenta vem sendo cada vez mais utilizada para muitas aplicações na indústria química e petroquímica. A simulação numérica de reservatórios é uma tarefa bastante complexa, pois envolve uma grande quantidade de parâmetros. Por outro lado, a simulação é uma ferramenta crucial no gerenciamento de reservatórios. O paradigma existente é, de um lado, a complexidade do problema e, de outro, a cobrança constante na tomada de decisões.

As acumulações de petróleo possuem, na época de sua descoberta, uma certa quantidade de energia, denominada energia primária, que é determinada pelo volume e natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e temperatura reinantes no reservatório. No processo de produção há dissipação de energia primária, causado pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas para o escoamento no meio poroso. O consumo desta energia se reflete principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüentemente a redução da produtividade do poço. A recuperação secundária é a quantidade adicional de óleo obtido por suplementação à energia primária, artificialmente transferida para a rocha. O principal e mais convencional método de recuperação é a injeção de água do mar, ou mesmo a re-injeção de águas produzidas. Os objetivos práticos básicos dos métodos de recuperação secundária são o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção, mantendo a pressão do reservatório.

Por conta da injeção de água em larga escala, em muitos poços maduros ocorrem danos ao reservatório, que atua como um meio filtrante, pois a água injetada muitas vezes contém gotas de óleo, particulados, material orgânico e mineral. Estes danos refletem diretamente na permeabilidade do reservatório nas proximidades do poço de injeção. Para a previsão destes danos um modelo matemático simplificado foi equacionado, baseado nos testes de formação. Estes testes são realizados com amostras das rochas de reservatório (cerca de 10 cm de comprimento) para estudar o comportamento das rochas durante a injeção da água. Bedrikovetsky (2001) afirma que baseado neste modelo de filtração com a equação de Darcy modificada e o balanço material de particulados, pode-se determinar dois parâmetros que caracterizam o dano no poço, o coeficiente de filtração em função da

concentração de partículas depositadas e a velocidade de dano da formação. Este dano, causa uma queda na da permeabilidade da rocha, o que aumenta a resistência ao escoamento no meio poroso e dificulta a eficiência da injeção..

2. O MODELO

Para o presente trabalho, utiliza-se a representação das proximidades de um poço injetor de água, considerando uma geometria cilíndrica do reservatório. Inicialmente o reservatório, que é um meio poroso com uma dada permeabilidade inicial, está somente com óleo, após o tempo inicial, dado que o problema é transiente, começa a injeção de água. Sendo um escoamento bifásico utiliza-se de Modelo Homogêneo do software comercial CFX-10, onde se simplifica a resolução das equações de balanço, pois há a formação de uma interface bem definida entre os fluidos. Para o escoamento utiliza-se modelo de turbulência k-ε e considera-se o escoamento isotérmico. Para simular o dano no reservatório, os dois parâmetros empíricos ajustados, conduzem para uma função hiperbólica, portanto introduziu-se uma função hiperbólica para o decaimento de permeabilidade, na direção radial, escoamento principal.

2.1. Equações Governantes

2.2. Equação da Conservação da Massa (Continuidade)

Seguem a equações da continuidade em um para o meio poroso, considerando a lei de Darcy.

$$\frac{\partial(\rho.\phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho.K.\vec{U}) = 0 \quad (1)$$

Onde:

$$\rho = \sum_{i=1}^n r_i \rho_i \quad \text{-Densidade para modelo homogêneo} \quad (2)$$

ϕ - Porosidade do meio poroso

K - Permeabilidade do meio poroso

$$\vec{U} = \frac{1}{\rho} \sum_{i=1}^n r_i \rho_i \vec{U}_i \quad \text{- Vetor velocidade para o modelo homogêneo}$$

2.3. Equação da Conservação do Momento

Para um este transporte de momento, o modelo homogêneo assume que as quantidades transportadas, com exceção da fração volumétrica, são as mesmas para ambas fases, isto implica em resolver apenas uma equação de balanço, em vez de resolver para as duas fases. Utiliza-se o modelo de perda isotrópico para permeabilidade, descrito no termo fonte S_i . Segue a equação da conservação do momento para o meio poroso considerando a lei de Darcy.

$$\frac{\partial(\rho.\phi.\vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho.\phi.(K.\vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu.K.(\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^T)) + S_i \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^n r_i = 1 \quad (4)$$

Onde:

$$\mu = \sum_{i=1}^n r_i \mu_i \quad \text{-Viscosidade} \quad (5)$$

$$S_i = -\frac{\mu}{K} \vec{U} \quad \text{- Termo fonte na Equação do Momento} \quad (6)$$

r_i - Fração volumétrica do componente i

2.4. Modelo de Turbulência.

Um dos modelos de turbulência mais utilizados, k-ε (k-epsilon), é implementado na maioria dos códigos de CFD, e é considerado o modelo padrão da indústria, pois é estável e numericamente robusto. Este modelo define

a viscosidade turbulenta para o fluido em função da energia cinética turbulenta (k) e dissipação de Eddy (ε) via a seguinte relação:

$$\mu_t = C_\mu \cdot \rho \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (7)$$

Os valores de k e ε vêm diretamente das equações diferenciais de transporte para a energia cinética turbulenta e a taxa de dissipação

$$\frac{\partial(\rho \cdot k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \cdot \vec{U} \cdot k) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + p_k - \rho \cdot \varepsilon \quad (8)$$

$$\frac{\partial(\rho \cdot \varepsilon)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \cdot \vec{U} \cdot \varepsilon) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla \varepsilon \right] + \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1} p_k - C_{\varepsilon 2} \rho \cdot \varepsilon) \quad (9)$$

Nestas equações, $C_\mu(0,09)$, $C_{\varepsilon 1}(1,44)$, $C_{\varepsilon 2}(1,92)$, $\sigma_k(1,00)$ e $\sigma_\varepsilon(1,30)$ são constantes adimensionais, e p_k representa a energia turbulenta produzida por forças viscosas e pelo empuxo, que também é modelada por uma equação.

2.5. O Problema

Para a representação das proximidades do poço injetor de água, de 0,22 m de raio, considera-se para o reservatório uma geometria cilíndrica com mais 10 m de raio, no entanto a simetria angular permite a simulação de uma fatia de 12° do cilindro.

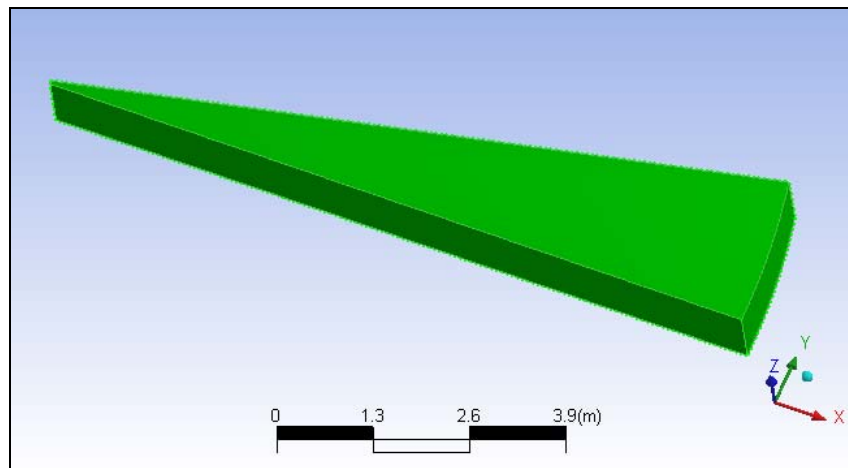


Figura 1. Geometria de um reservatório, nas proximidades de um poço injetor

Para a simulação, gerou-se uma malha 101 mil nós, e 545842 elementos tetraédricos. Devido à escala do problema, com tamanhos significativos para o problema variando de 0,22 m (poço) até cerca de 2 m (comprimento do arco da saída do reservatório), fez-se um refinamento na malha nas proximidades do poço injetor

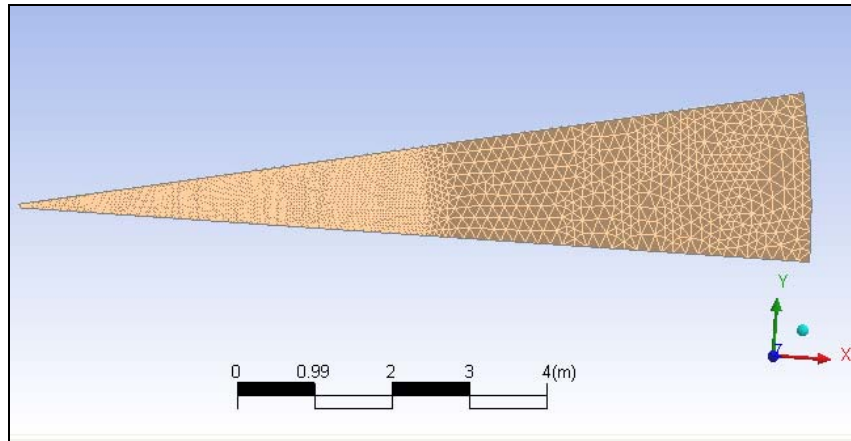


Figura 2. Malha tetraédrica com cerca de 101mil nós

Poderiam ser utilizadas várias condições de contorno, mas como o objetivo da injeção de água no poço é a manutenção da pressão no reservatório, para garantir a produção de óleo, utiliza-se um *range* de ΔP para o escoamento do óleo e da água nos 10 m de reservatório. Para efeito de comparação, com as mesmas diferenças de pressão, faz-se as simulações apenas com o óleo. Considera-se um óleo com densidade 909 Kg/m^3 (24°API), e água do mar, com 1023 Kg/m^3 . Não são considerados particulados na água do mar, o dano do poço é somente prescrito pela expressão da permeabilidade, que prevê uma queda de cerca de 70% no reservatório.

$$K = \frac{K_0}{1 + \left(\frac{R - R_w}{L} \right)} \quad (10)$$

Onde:

$K_0 = 800 \text{ mD}$ - Permeabilidade inicial do reservatório, sem danos

$R_w = 0,22 \text{ m}$ - Raio do poço injetor

$0,22 \leq R \leq 10,22 \text{ m}$ - Raio dentro do reservatório

Seguem as condições de contorno utilizadas:

Tabela 1. Condições de contorno para a injeção de água

Casos	Entrada		Saída	ΔP (atm)
	r_i (água)	P_w (atm)	P_{sf} (atm)	
#1	1	50	0	50
#2	1	100	0	100
#3	1	150	0	150
#4	1	200	0	200

Para todos os casos, na entrada, contém somente água do mar, e inicialmente o reservatório está somente com óleo. Utiliza-se a pressão de entrada como o próprio ΔP e a de saída como a de referência (zero). Para o problema transiente, considera-se um período de tempo total de 2 h de escoamento. Para as simulações utilizou-se o mesmo critério de convergência de Resíduo Máximo de $1,0 \times 10^{-4}$, que representa o a diferença de um lado da solução de uma equação para o outro lado.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados foram obtidos para um tempo total de duas horas. As variáveis analisadas e que representam fisicamente o problema são: frente de avanço de óleo deslocado com o tempo, dado pela fração volumétrica, a vazão volumétrica de injeção de água na entrada do poço e a vazão volumétrica de óleo, na saída do reservatório, que reflete a produção do óleo.

A Figura 3 representa uma das soluções para o problema. Pode-se claramente identificar a água do mar (vermelho) e o óleo. A superfície em verde é uma iso-superfície onde a fração volumétrica da água é 0,5, ou seja é meio da interface óleo-água.

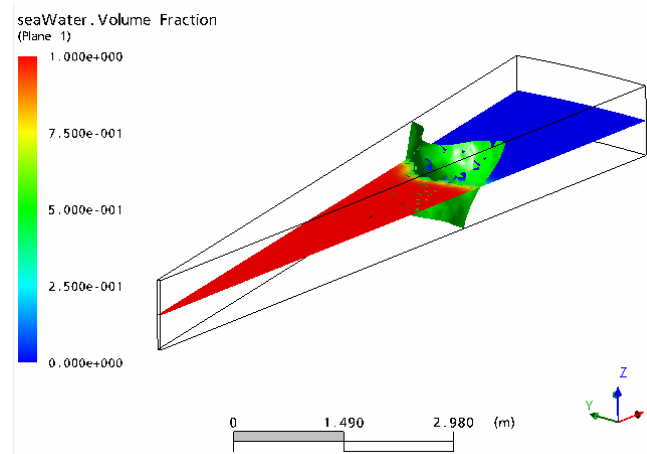


Figura 3. Representação de uma solução do problema, no caso, ΔP de 200atm.- a água do mar está representado em vermelho e em azul a fase de óleo.

Para análise da frente de avanço da água no reservatório, utiliza-se um plano na meia-altura do reservatório, com $Z=0$, 5m, e determina-se a fração volumétrica neste plano. A Figura 4 apresenta os perfis de fração volumétrica no plano, nota-se o avanço da interface após as duas horas de injeção. No gráfico seguinte, observa-se o quanto o reservatório de 10m foi invadido pela água. A não-linearidade destas curvas, na Figura 5, é consequência do dano no meio poroso, que é simulado pela expressão da permeabilidade hiperbólica na posição.

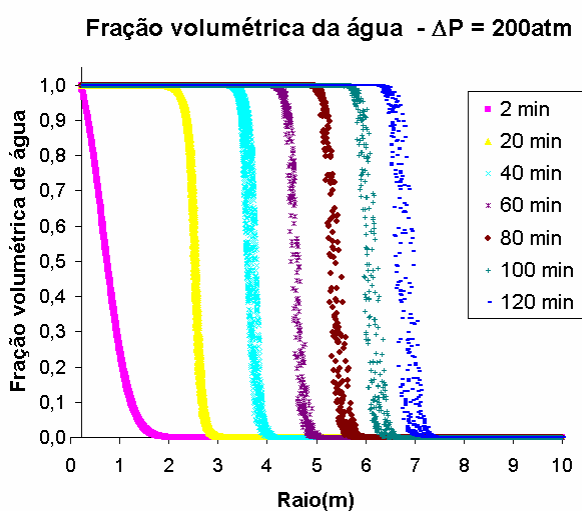


Figura 4. Frente de avanço de água para ΔP de 200 atm.

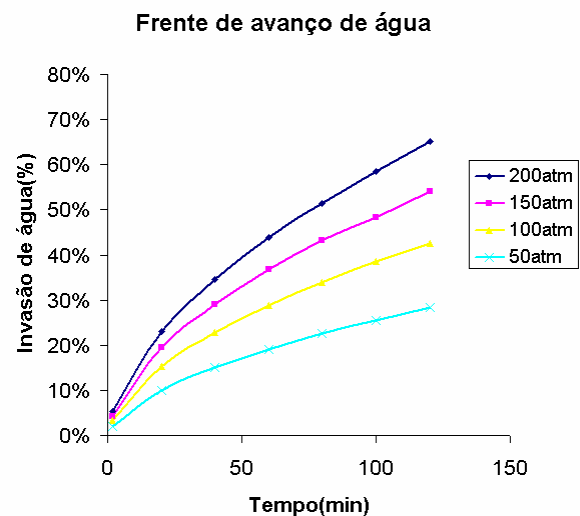


Figura 5. Frente de avanço de água avaliado pela iso-superfície, para todos os ΔP 's

3.1. Vazão Volumétrica de Injeção e de Produção de Óleo

Em todos os casos a vazão de produção de óleo foi maior com a injeção de água do que apenas com óleo, isto comprova que o modelo simulado reflete as condições reais de injeção pois realmente ocorre um arraste do óleo pela fase aquosa, a Figura 7 ilustra o caso de ΔP de 50atm. Na injeção de água, para todos os ΔP 's observa-se que inicialmente a vazão tem uma queda, provavelmente devido à dificuldade inicial do escoamento no meio poroso juntamente com o trabalho de deslocar o óleo. Após certo tempo a vazão de injeção tende a crescer com taxa proporcional ao ΔP , quanto maior o ΔP , maior a taxa de crescimento desta vazão.

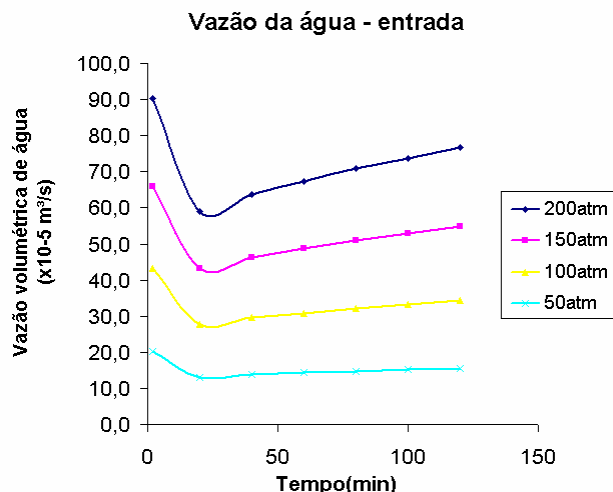


Figura 6. Vazão de água do mar injetada no poço para todos os ΔP 's..

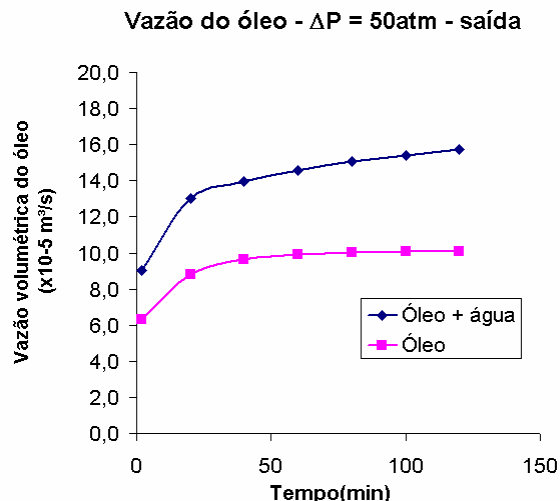


Figura 7. Vazão de óleo produzido para ΔP de 50 atm

Quando o óleo é produzindo normalmente, por conta apenas da pressão do reservatório, no caso, pelo ΔP submetido, observa-se, na Figura 8, que a vazão de produção tende a se estabilizar neste curto período de tempo. Sob a injeção de água, mesmo com a queda da permeabilidade, no período de duas horas, considerado curto para o escoamento nos reservatório, mas significativa para o comprimento do reservatório estudado neste trabalho, a vazão de produção tende a crescer com o tempo, claramente observado para o ΔP de 200 atm.

Em continuação ao trabalho, se considerará que o dano à permeabilidade deve variar com o tempo, assim como a existência de particulados na água de injeção, formando uma torta filtrante.

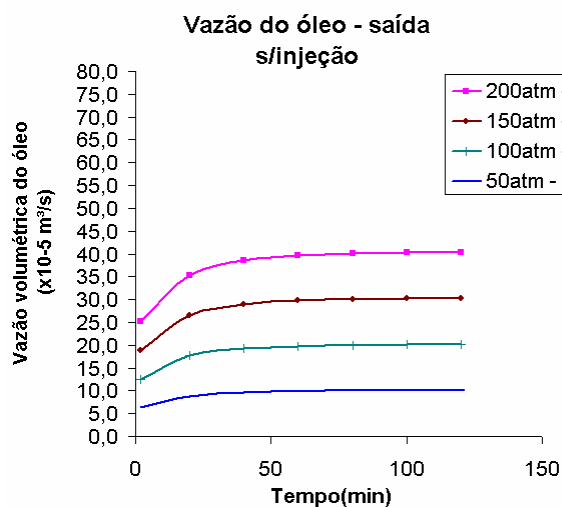


Figura 8. Vazão de óleo sem injeção de água para todos os ΔP 's.

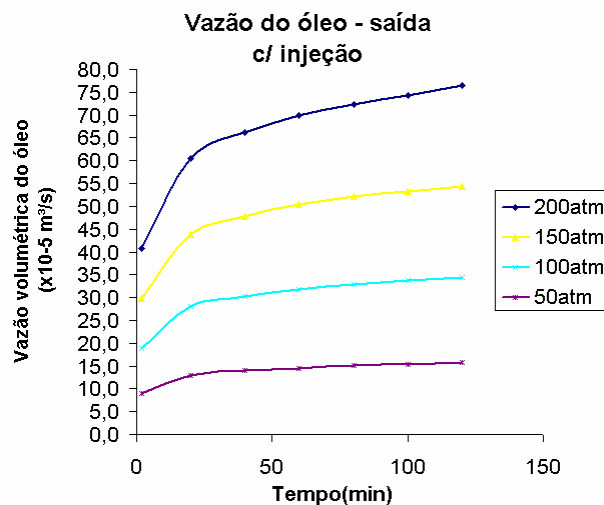


Figura 9. Vazão de óleo produzido para todos os ΔP 's, com injeção de água.

4. CONCLUSÃO

Todos os resultados obtidos nas simulações se mostraram coerentes com relação à frente de avanço de água, bem como os impactos no escoamento do óleo, aumentando a vazão de produção. Para ΔP 's maiores, os efeitos sobre a vazão e a frente de avanço no escoamento tornam-se acentuados. A injeção de água ocasionou um crescimento significativo nas vazões de produção.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FINEP e à Agência Nacional do Petróleo e, em particular, a Escola de Química, através do seu programa EQ-ANP (PRH-13) pelo apoio recebido.

7. REFERÊNCIAS

BEDRIKOVETSKY,P; MARCHESIN,D; et al. Well Impairment During SeaProduced Water Flooding Treatment of Laboratory Data. **Society of Petroleum Engineering – SPE Articles**. SPE 69546, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25–28 March 2001.

ROSA, A.; CARVALHO,R.; XAVIER, J.; Engenharia de Reservatório de Petróleo. **Editora Interciência**, Rio de Janeiro,2006

WATER INJECTION RESERVOIR SIMULATION USING CFD

In mature fields, for each part of extracted oil, can be produced between five and ten water parts. In reason of the great produced volumes, this water, exactly treated in the platform, usually contains an amount of oil that hinders its launching in the sea. In such a way, it is recommendable, in platforms offshore, to prevent the simple discarding of the same one. On the other hand, the water injection in the reservoir is one of the most used methods of recovery in the oil production. This injected water serves in such a way to keep the pressure of the reservoir and also to dislocate the oil in the direction of the producing wells. However, severe falls of injectivity occur with the produced water reinjection, or same of the injection of the water of the sea, due to presence of oil drops, sands, organic material and mineral gifts in these waters. In this work, the produced water reinjection in the well was studied, with the objective of maintain the pressure of the reservoir, in order to remain the approximately constant levels of production. A mathematical model previously considered with two empirical functions, coefficient of filtration in function of the deposited particle concentration and the speed of damage of the formation, given for the fall of permeability of the way, was used. These parameters depend on the properties of the rocks, consequently they must be determined in laboratorial tests, through the injection of the water formation in certifications of rocks. On the basis of these adjusted parameters it was used Computational Fluid Dynamics to determine the front of advance for water injection being followed by the fall of the injectividade of the well with elapsing of the time.

Reservoir, Wwater injection, CFD, Permeability.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.