

ANÁLISE OPERACIONAL DE RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO EM PRODUÇÃO POR MECANISMO DE INFLUXO DE ÁGUA

Jessica Oliveira de Sá

Universidade Iguaçú/ Engenheira de Petróleo e Gás.

Lucas Capita Quarto

Universidade Iguaçú/ Engenheira de Petróleo e Gás.

Sônia Maria da Fonseca Souza

Doutoranda em Cognição e Linguagem pela Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF).

Vyviaan França Souza Gomes Muniz

Mestranda em Cognição e Linguagem pela Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF).

Omar Monteiro Junior

Uniredentor/ Engenheiro Mecânico

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo apresentar as potencialidades de utilizar um método de recuperação primário, identificando seus benefícios, demonstrando por meio da equação da difusividade hidráulica o influxo de água produzido e apresentando através da equação de balanço de materiais a estimativa de produção de óleo em um reservatório de petróleo produzindo por meio deste, sendo resultado de pesquisa bibliográfica, pelo fato do tema abordado estar amparado por materiais elaborados em livros e artigos científicos. Assim sendo, a metodologia utilizada buscou aprofundar-se nas teorias já publicadas sobre o tema. Comprova-se, no final deste, a eficácia quanto à utilização do mecanismo de influxo de água, apresentando a beneficência da utilização do mecanismo, haja vista, que a pressão estática do poço precisa vencer a pressão hidrostática, e a expansão da água do aquífero faz a manutenção da pressão do reservatório devido à pequena variação de pressão. Pode-se concluir, que o mecanismo de influxo de água faz a manutenção da pressão do reservatório de acordo com o andamento da sua produção, fazendo com que o mesmo permaneça saturado, pois o declínio de pressão é pequeno devido à expansão da água do aquífero.

Palavras-chave: estimativa de produção; aquífero; influxo de água; óleo.

ABSTRACT

The present final paper aims to present the potentialities of using a primary recovery method, identifying its benefits, demonstrating through the hydraulic diffusivity equation the inflow of water produced and presenting through the balance of materials equation the estimation of oil production in a reservoir of oil produced through this, being the result of bibliographical research, because the subject matter was supported by materials elaborated in books and scientific articles. Therefore, the methodology used sought to deepen the already published theories on the subject. At the end of the experiment, the efficiency of the use of the water inflow mechanism is demonstrated, showing the beneficence of the use of the mechanism, considering that the static pressure of the well must overcome the hydrostatic pressure and the expansion of the water of the aquifer maintains the reservoir pressure due to the small pressure variation. It can be concluded that the water inflow mechanism maintains the pressure of the reservoir according to the progress of its production, causing it to remain saturated, because the pressure decline is small due to the expansion of the water of the aquifer.

Keywords: production estimate; aquifer; water inflow; oil.

1 – INTRODUÇÃO

É praticamente impossível ver todos os avanços no mundo atual e não interligar o petróleo como sendo uma das matérias primas mais importantes na indústria. Apesar de todos os avanços tecnológicos ligados à sua exploração, cada reserva encontrada é sempre um desafio a ser sopesado.

Antes de uma nova implantação de projeto ou desenvolvimento de um já existente, é fundamental se obter o máximo possível de informações a respeito da reserva petrolífera, sendo essencial prever o comportamento dos reservatórios, ou seja, fazer uma estimativa de fluido que poderá ser extraído do poço, haja vista que a viabilidade econômica da reserva é dada a partir do quanto a mesma produz. Um prévio conhecimento dessa produção,

desempenha um papel importantíssimo na decisão da possível implantação de um projeto de exploração.

Com isso, existe uma busca constante pela fidúcia e otimização do processo por parte das empresas, o que faz com que sejam adotados métodos matemáticos que possibilitem uma estimativa a partir de dados obtidos do reservatório.

Perante o exposto, emerge o seguinte questionamento: de que forma o emprego do mecanismo de influxo de água na produção do petróleo, pode ser eficaz na produção de óleo. O objetivo geral deste estudo é analisar a extração dos fluidos presentes na rocha reservatório por meio do mecanismo que utiliza um aquífero como método de recuperação primário, fazendo com que a pressão hidrostática do reservatório seja vencida para que o mesmo seja conduzido à superfície.

Esta pesquisa tem como objetivos específicos apresentar as potencialidades de utilizar um método de recuperação primário, identificando seus benefícios, demonstrando por meio da equação da difusividade hidráulica o influxo de água produzido e apresentando através da equação de balanço de materiais a estimativa de produção de óleo em um reservatório de petróleo produzindo por meio deste.

O trabalho proposto é resultado de pesquisa bibliográfica, pelo fato do tema abordado estar amparado por materiais elaborados em livros e artigos científicos. Assim sendo, a metodologia utilizada buscou aprofundar-se nas teorias já publicadas sobre o tema.

Este trabalho inicia com esta introdução, a seguir a seção dois destina-se a contextualizar sobre a origem do petróleo, tipos de rochas necessárias para formação de uma bacia sedimentar, e por fim, vem apresentar os principais métodos de recuperação primários, sendo eles: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás, mecanismo de influxo de água, mecanismo combinado e segregação gravitacional.

Já a seção três apresenta o comportamento dos reservatórios, discutindo sua forma de utilização e apresentando os dados matemáticos utilizados para eficiência da aplicação do método. A seção quatro apresenta a

base para o cálculo da estimativa do reservatório. A última seção apresenta as conclusões obtidas em decorrer da formulação e término deste trabalho.

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O petróleo

O petróleo é uma mistura natural de hidrocarbonetos, que possui origem fóssil, levando milhões de anos para ser formado nas rochas sedimentares, em áreas marítimas e terrestres. Ele pode ser encontrado nos estados sólido, líquido e gasoso, o qual é definido a partir das condições de temperatura e pressão no qual foi submetido.

Ele é encontrado na natureza em bacias sedimentares, que são depressões na crosta terrestre, locais em que houve decomposições de várias substâncias. Para que se encontre petróleo em uma bacia sedimentar são necessárias três tipos de rochas:

- Rochas geradoras – são rochas de textura fina, como folhelhos, siltitos, calcilutitos e margas, nas quais se dá a acumulação e preservação da matéria orgânica que, sofrendo ação de temperatura e pressão permitem a geração e, posterior, expulsão dos hidrocarbonetos.
- Rochas reservatórios – são rochas propícias a acumulação e produção do petróleo, haja vista que suas principais características são porosidade e permeabilidade. As principais rochas reservatórios são os arenitos e conglomerados (detríticas).
- Rochas capeadoras – são rochas que possuem baixíssima permeabilidade, o que faz com que o petróleo acumulado nas rochas reservatórios não migrem para a superfície. As principais rochas capeadoras são folhelhos, siltitos, calcilutitos, margas e as rochas evaporíticas tipo halita, carnalita, anidrita (ROSA, 2006).

2.2 Extração do petróleo

Para que ocorra a extração do petróleo, segundo Thomas (2001), é necessário que os fluídos presentes nos reservatórios possuam uma energia

que seja capaz de vencer todas as resistências entre o poço e a superfície (pressão estática > pressão hidrostática).

A produção do fluido é devida a dois fatores principais: Descompressão – que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso; Deslocamento de um fluido por outro fluido – invasão da zona que foi produzida por outro tipo de fluido (THOMAS, 2001).

Para que essas condições sejam cumpridas, é necessário que outro elemento venha substituir o espaço deixado pelo fluido que foi produzido, o que se dá o nome de mecanismos de produção de reservatórios.

2.3 Tipos de reservatórios de petróleo

Como o petróleo formado depende das condições de temperatura e pressão, juntamente com a sua composição, ele pode ser constituído de forma completamente líquida, chamado de reservatório de óleo, completamente gasosa, chamado de reservatório de gás, ou de uma parte líquida e uma parte gasosa em equilíbrio, chamado de duas fases em equilíbrio (BRASIL et al., 2011).

Para definição do estado das acumulações do reservatório, deve-se analisar se a temperatura é maior ou menor que a temperatura crítica da mistura, por exemplo R1 é reservatório de óleo, e R2 reservatório de gás (ROSA, 2006).

2.4 Estimativa de reserva

Rosa (2006, p. 549) define estimativa de reserva como “a atividade dirigida à obtenção dos volumes de fluidos que se pode retirar do reservatório até que ele chegue à condição de abandono”.

Definições:

- Volume Original: quantidade de fluido existente na descoberta do reservatório. Se este for de óleo, recebe o nome de volume original de óleo, se for de gás, volume original de gás.
- Volume Recuperável: estimativa de produção ou recuperação do volume de petróleo.

- Fator de Recuperação: resultado da divisão entre o volume recuperável e o volume original.
- Produção acumulada: quantidade já produzida anteriormente, até a época da análise atual.
- Fração recuperada: resultado de divisão entre a produção acumulada e o volume original, que apresenta a fração de fluido produzido.
- Reserva: quantidade de fluido que ainda pode ser obtida de um reservatório de petróleo numa época qualquer da sua vida produtiva.

Não existe um método único para estimativas das reservas. Dentre os métodos utilizados, os mais conhecidos são: analogia; análise de risco; método volumétrico; e desempenho do reservatório que pode ser dividido em análise de declínio da produção, equação de balanço de materiais e simulação numérica de reservatórios.

2.5 Mecanismos de produção primários

Para Rosa (2006), a quantidade de energia necessária para que o fluido vença todas as resistências, tortuosidades e estrangulamentos até a superfície denomina-se energia natural ou primária. Sabendo-se da necessidade de uma fonte de energia necessária para que o poço se mantenha surgente, existem três principais mecanismos de produção de reservatório que auxiliam no mantimento da energia primária ou natural da jazida: mecanismo de gás em solução; mecanismo de capa de gás; mecanismo de influxo de água.

Existe ainda o mecanismo combinado, que são os mecanismos referidos acima, atuando juntos, e o mecanismo de segregação gravitacional, que ajuda no desempenho dos principais mecanismos citados (TINOCO, 2011).

2.5.1 Mecanismo de gás em solução

Quando se inicia a produção dos fluidos, é inevitável a redução da pressão, o que faz com que os fluidos se expandam e o volume dos poros diminua. A produção acontece, porque, além dos fluidos estarem mais expandidos, a capacidade de armazenamento da rocha reservatório diminui, haja vista que seus poros se contraíram, o que faz com que o fluido seja expulso do recipiente armazenador.

Como a compressibilidade do fluido e da formação é baixa, a pressão do reservatório cai até atingir a pressão de bolha do óleo (temperatura na qual o líquido começa a entrar em ebulição), o que faz com que ocorra a vaporização das frações mais leves do óleo, ficando o reservatório dividido entre partes líquidas e gasosas, iniciando assim o mecanismo de gás em solução, pois como o gás é muito mais expansível que o líquido, ele faz o deslocamento do líquido para fora do meio poroso, funcionando basicamente da seguinte maneira: quanto mais a pressão cair, maior será a expansão do gás e consequentemente o deslocamento do óleo, (ROSA, 2006).

2.5.2 Mecanismo de capa de gás

A parte gasosa do hidrocarboneto presente no reservatório, por ter uma densidade menor que o líquido, normalmente se acumula nas partes superiores do meio poroso, que é denominado como “capa de gás”. Quando a zona de óleo é colocada em produção, acontece uma queda de pressão no reservatório devido a retirada do fluido, o que faz com que o gás presente no reservatório se expanda, ocupando os lugares que antes eram preenchidos pelo óleo, impedindo assim a queda substancial de pressão (SATER et al., 2008).

Haja vista que a principal função da capa de gás é manter a pressão positiva do poço, entende-se que quanto maior for a capa de gás se comparado ao volume de óleo do reservatório maior será a eficiência do método (SOUZA, 2017). Rosa (2006), entende que quando maior for o volume de gás, em comparação ao de óleo, maior será a atuação da capa de gás, o que resultará em uma produção por mais tempo.

2.5.3 Mecanismo de influxo de água

De acordo com Rosa (2006, p. 319), “para que aconteça o mecanismo de influxo de água precisa-se que a formação armazenadora de hidrocarbonatos, óleo ou gás esteja intimamente ligada a um aquífero, que são grandes formações saturadas com água”.

Para que haja eficiência na atuação do mecanismo é necessário que o aquífero se encontre subjacente ou em contato lateral com o reservatório, de

modo que as alterações das condições do reservatório influenciem no aquífero e vice e versa.

A medida que ocorre a produção de hidrocarbonetos e a consequente redução da pressão do reservatório, o aquífero, intimamente ligado ao poço, sentirá essa baixa na pressão que consequentemente provocará a expansão da água do aquífero adjacente, de modo que a zona que antes era ocupada pelo óleo seja invadida pela água, causando um influxo de água na zona de óleo (ROSA, 2006).

2.5.4 Mecanismo combinado

De acordo com Rosa (2006), caracteriza-se um mecanismo combinado quando a produção de óleo é resultante do efeito da combinação de mais de um tipo de mecanismo, sem que um exerça influência sobre o outro.

2.5.5 Segregação gravitacional

Neste mecanismo, segundo Rosa (2006), a gravidade faz com que os fluidos presentes no reservatório se arranjam, de acordo com a sua densidade, se tornando, não necessariamente um mecanismo de produção, mas sim, fazendo com que haja uma melhora significativa no desempenho dos outros tipos de mecanismos.

2.6 Comportamento do petróleo

2.6.1 Produtividade

Espera-se de um reservatório de petróleo a produção de óleo, juntamente com gás e água associados, medidos em condições de superfície a 20°C e 1 atm. As definições desses fluidos são:

- Produção de óleo: a parte líquida dos hidrocarbonetos medida nas condições de superfície;
- Produção de gás: a parte gasosa dos hidrocarbonetos medida nas condições de superfície;
- Produção de água: quantidade de água produzida no reservatório;

- Razão gás-óleo (RGO): relaciona a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície;
- Razão água-óleo (RAO): relaciona a vazão de água e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície;
- *Basic sediments and water* (BSW): resultado da divisão entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos (THOMAS, 2001).

2.6.2 Equação de balanço de materiais (EBM)

A equação de balanço de materiais é uma forma de analisar a quantidade de fluidos existentes nos poros da rocha reservatório. Essa quantidade de fluidos é a diferença entre a massa existente na descoberta do poço, e a massa já produzida no instante da análise, sendo medidos em condições padrões de pressão e temperatura. As principais utilidades da EBM são:

- Determinar o volume original de gás;
- Determinar o volume original de óleo;
- Determinar o influxo de água;
- Prever o comportamento do reservatório (DAKE, 2014).

Se conhecidas a porosidade da rocha, a saturação da água, e o volume do reservatório, os volumes de gás e óleo podem ser calculados com a seguinte fórmula (DAKE, 2014): Volume original de gás:

$$G = \frac{V_r \phi S_{gi}}{B_{gi}}$$

Onde,

V_r = volume total do reservatório

ϕ = porosidade da rocha

S_{gi} = saturação inicial do gás

B_{gi} = fator volume formação inicial do gás

Volume original de óleo:

$$N = \frac{V r \phi S_{oi}}{B_{oi}}$$

Ou

$$N = \frac{V r \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Onde:

S_{oi} = saturação inicial do óleo

B_{oi} = fator volume formação inicial do gás

2.6.3 Equação da difusividade hidráulica

Os reservatórios de petróleo podem apresentar diferentes volumes de água, mais conhecidos como aquíferos, podendo ser estes ínfimos, não gerando assim nenhum efeito na produção do fluido, como também, podendo ser até maior que o próprio reservatório, sendo considerados infinitos.

De acordo com o andamento da produção do fluido do interior do reservatório, a pressão interna do poço cai, fazendo com que o aquífero adjacente a este gere uma pressão para o interior do poço, acontecendo assim, a expansão da água proveniente do aquífero para dentro do reservatório.

A equação da difusividade hidráulica faz uma relação entre o comportamento da pressão no interior do poço com o tempo e em função da porosidade da rocha, viscosidade do fluido, compressibilidade total do sistema e da permeabilidade relativa ao fluido em consideração (DAKE, 2014).

Ela pode ser obtida a associando-se de três equações básicas:

- Equação da continuidade;
- Lei de Darcy;
- E uma equação de estado que tanto pode ser uma lei dos gases como a equação da compressibilidade para o caso dos líquidos.

2.6.4 Influxo de água

Na ocorrência de um aquífero adjacente em um reservatório de óleo ou gás, pode ocorrer a expansão da água do aquífero para dentro do reservatório,

à medida que o poço produz, e sua pressão cair, causando assim o influxo de água decorrente do aquífero para o reservatório (NETO et al., 2005).

Esse influxo de água é resumidamente o volume acumulado aquoso fornecido pelo aquífero ao reservatório durante certo tempo, que em aquíferos muito pequenos podem ser estimados através da seguinte fórmula (ROSA 2006):

$$We = (Cw + Cf) Wi (pi - p)$$

Influxo de água = compressibilidade do aquífero × volume inicial de água × variação de pressão.

Onde We é o influxo de água, $Ci = (Cw + Cf)$ é compressibilidade total do aquífero, sendo Cw a compressibilidade da água e Cf a compressibilidade dos poros, Wi é o volume inicial de água do aquífero, pi é a pressão inicial e p a pressão no contato.

Essa equação somente é válida para aquíferos que possuem tamanhos próximos ao do reservatório, haja vista que admite-se que a queda de pressão aconteça instantaneamente no contato água e óleo.

Já em reservatórios relativamente grandes, existe um intervalo de tempo entre a queda de pressão e a resposta do aquífero, fazendo com que o influxo de água não atue na manutenção da pressão caso a velocidade da produção seja muito alta.

2.6.5 Modelo de Van Everdingen & Hurst

Os fluidos contidos no reservatório podem ser dimensionados usando o mesmo método da equação da difusividade hidráulica, tendo divergência somente nos parâmetros dos fluidos e das rochas, haja vista que na difusividade hidráulica é adotado somente um fluido no meio poroso (LEITÃO JÚNIOR, 2010).

Os modelos tradicionais utilizados para representação do fluxo dos fluidos em geral adotam a hipótese de vazão constante, porém, como no influxo de água não se tem controle do contato entre o aquífero e o reservatório, considera-se apenas que a pressão no contato entre eles seja constante.

Van Everdingen & Hurst, priorizando o cálculo do influxo acumulado do reservatório com influxo de água, desenvolveram modelos matemáticos clássicos para estimativa de comportamento de dois tipos de aquíferos: radial e linear (ROSA, 2006).

2.6.5.1 Aquífero radial

As variáveis adimensionais do aquífero radial são (DAKE, 2014):

$$\text{Raio adimensional: } rD = \frac{r}{r_o}$$

Onde,

rD = raio adimensional

r = raio

r_o = raio

$$\text{Tempo adimensional: } tD = \frac{kt}{r^2 o \phi \mu c_t}$$

Onde,

tD = tempo adimensional

k = permeabilidade

t = tempo

ϕ = porosidade

μ = viscosidade

c_t = compressibilidade total

$$\text{Pressão adimensional: } pD = \frac{p_i - p}{p_i - p_o} = \frac{p_i - p}{\Delta p_o}$$

Onde,

pD = pressão adimensional

p_i = pressão inicial

p = pressão média do reservatório

p_o = pressão do óleo

Δp = variação de pressão do óleo

A equação para cálculo de influxo de água em aquífero radial se resume em (DAKE, 2014):

$$We = v\Delta p_{ow}D(tD)$$

Onde,

We = influxo de água

Δp_o = variação de pressão do óleo

Em que WD está em função de (TD) , e é obtido através de análise tabelada, onde o influxo adimensional é acumulado em razão da queda de pressão, e v é a constante denominada de influxo de água do aquífero (KABIR et al., 2016). É importante destacar que as tabelas mencionadas nesta seção estão em anexo no final da monografia.

$$v = 2\pi f\phi cthr^2o$$

2.6.5.2 Aquífero linear

As variáveis adimensionais do aquífero linear são (DAKE, 2014):

Comprimento adimensional: $xD = \frac{x}{l}$

Tempo adimensional: $tD = \frac{kt}{\phi\mu cL^2}$

Pressão adimensional: $pD = \frac{p_i - p}{p_i - p_o} = \frac{p_i - p}{\Delta p_o}$

A equação para cálculo de influxo de água em aquífero linear se resume em:

$$We = v\Delta p_{ow}D(tD)$$

Onde,

$$v = wLh\phi c t$$

Para os dois tipos de aquíferos, lineares e radiais, existem 3 tipos de modelos para as condições de contorno externas:

Linear:

- Aquífero linear finito;
- Aquífero linear com pressão constante no limite externo;

- Aquífero linear selado no limite externo.

Radial:

- Aquífero finito;
- Aquífero finito selado;
- Aquífero finito com pressão constante no limite externo.

3 – ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO UTILIZANDO A EQUAÇÃO DE BALANÇO DE MATERIAIS

Partindo-se do princípio de que o reservatório pode apresentar três zonas diferentes (capa de gás, zona de óleo, e aquífero), pode-se afirmar que de acordo com a produção de óleo (Np), gás (Gp), e de água (Wp), ocorre um decréscimo na pressão do reservatório. Admitindo-se a existência de um aquífero ($W e$) local, e a variação de pressão de p_i até p , acontece uma redução no tamanho dos poros.

A Equação de balanço de materiais parte do princípio de que (ROSA, 2006, p.31):

$$\begin{aligned}
 & \text{Variação do volume de óleo original e do gás associado} \\
 & \quad + \\
 & \quad \text{Variação do volume de gás de capa} \\
 & \quad + \\
 & \quad \text{Variação do volume de água conata na zona de óleo} \\
 & \quad + \\
 & \quad \text{Variação do volume de água conata na capa de gás} \\
 & \quad + \\
 & \quad \text{Variação do volume de poros} \\
 & \quad + \\
 & \quad \text{Injeção acumulada de água} \\
 & \quad + \\
 & \quad \text{Injeção acumulada de gás} \\
 & \quad + \\
 & \quad \text{Influxo acumulado de água} \\
 & \quad =
 \end{aligned}$$

Produção acumulada de fluidos (óleo, gás e água) medida nas condições atuais (p, T) do reservatório.

Em sua forma linear, a equação de balanço de materiais para um reservatório com influxo de água pode ser expressão de seguinte forma (DAKE, 2014):

$$F = N (E_o + mE_g + E_{f,w}) + W e$$

Onde:

N = Volume original de óleo (em condições padrão)

E_o = Variável representativa das expansões do óleo e do gás em solução

m = Volume original de gás na capa

E_g = Variável representativa da expansão da capa de gás

$E_{f,w}$ = Variável representativa da contração dos poros e da expansão da água

Segundo Dake (2014), $E_{f,w}$ pode ser considerado desprezível, haja vista que com a existência do aquífero, existe certa manutenção na pressão do reservatório, podendo simplificar a fórmula da seguinte maneira:

$$F = N (E_o + mE_g) + W e$$

E, admitindo-se que o reservatório não possua capa de gás, ou seja, caso $m = 0$, a fórmula pode ser reescrita assim:

$$F = NE_o + W e$$

O valor de N é utilizado para cálculo de volume acumulado de óleo (N_p), através de seguinte fórmula:

$$N_p = \frac{NE_o + We}{B_o}$$

Podendo assim, fazer uma análise em certo tempo da quantidade de óleo produzido.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho discorreu sobre os métodos de recuperação primários, apresentando suas principais características, e aprofundou-se na viabilização do mecanismo de influxo de água, demonstrando sua aplicação e principais métodos, como da utilização da equação de balanço de materiais, que mesmo sendo simples, pode ser útil para a previsão do comportamento do reservatório ao longo do tempo.

Pode-se concluir, que o mecanismo de influxo de água faz a manutenção da pressão do reservatório de acordo com o andamento da sua produção, fazendo com que o mesmo permaneça saturado, pois o declínio de pressão é pequeno devido à expansão da água do aquífero.

Como o método utiliza-se do mecanismo natural do próprio reservatório, não possui custo algum quanto a sua execução, e em recuperações primárias, podem atingir porcentagens satisfatórias de recuperação de óleo.

Com isso, comprova-se a beneficência da utilização do mecanismo de recuperação primário por meio de influxo de água, haja vista, que a pressão estática do poço precisa vencer a pressão hidrostática, e a expansão da água do aquífero faz a manutenção da pressão do reservatório devido à pequena variação de pressão

REFERÊNCIAS

BRASIL, N. I do; ARAÚJO, M. A. S.; DE SOUSA, E. C. M. **Processamento Primário de Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

KABIR, C. S; PAREKH, B; MUSTAFA, M. A. Material-balance analysis of gas and gas- condensate reservoirs with diverse drive mechanisms. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, p. 158-173, April, 2016.

DAKE, L. P. **Engenharia de Reservatórios**. Rio de Janeiro: Campus / Elsevier, 2014.

LEITÃO JUNIOR, Ivan Landim Frota. **Comparação da Previsão do Comportamento de Reservatórios de Óleo Produzindo Sob Influxo de Água Utilizando a Equação do Balanço de materiais e Simulação Numérica**. 2010. 65f. Monografia – Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2010.

NETO, D.; SUSLICK, S.; LIMA, G. **Proposta de uma modelagem dinâmica para a razão reserva/produção**. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador, Bahia, Brasil, outubro, 2005.

ROSA, A. J; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SATTER, A; IQBAL, G.M.; BUCHWALTER, J. L. **Practical Enhanced Reservoir Engineering**. 1. ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2008.

SOUZA, A. F. **Introdução ao Balanço de Materiais**. UNESA, 2005. Disponível em: < <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAAVAkAC/introducao-ao-balanco-materiais>>. Acesso em: Setembro 2017.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2001.

TINOCO, Sara do Carmo. **Previsão de Produção de Reservatórios Submetidos a Influxo de Água Por Meio de Balanço de Materiais**. 2011. 87f. Monografia – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2011.