

SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIO RADIAL DE ÓLEO PRODUZIDO SOB INFLUXO DE ÁGUA UTILIZANDO FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL

Marcos Joselem da Silva Barros (1); Márcio Roberto de Andrade Araújo Filho (2); Marcos Alexandre Lopes Silva (3); Marcos Antônio Costa Júnior (4)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, e-mail: marcos.joselem@gmail.com (1)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, e-mail: marcioraaf@hotmail.com (2)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, e-mail: marcospetroleum@hotmail.com (3)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, e-mail: marcos.ajunior@souunit.com.br (4)

Resumo: A análise do influxo de água em reservatórios de petróleo é uma importante ferramenta para o entendimento das curvas de produção em engenharia de petróleo. Para isso, várias ferramentas matemáticas são usadas para prever esse comportamento, juntamente com o uso de software para melhor modelagem, como o CFX. Neste trabalho, tentamos simular um reservatório radial com o mecanismo de influxo de água, através da simulação de um reservatório com uma malha tetraédrica de 386888 elementos, dentro do critério de convergência adotado de 10^{-6} , o modelo simulado obteve excelentes aproximações com o modelo Proposto por Van Everdingen e Hust, onde foi possível estimar o tempo total de produção nas condições simuladas em 30 anos.

Palavras-chave: Reservatórios de petróleo, CFX, Van Everdingen e Hust, influxo de água.

Introdução

Considerando a importância do petróleo como uma das maiores fontes de energias fósseis no mundo, é relevante buscar formas mais eficientes de obtenção dessa fonte, como por exemplo, prevendo o comportamento do reservatório e monitorando seus mecanismos de produção. Prever o comportamento de um reservatório é uma tarefa complexa, visto que a existência de diferentes parâmetros dos reservatórios torna difícil a determinação de um modelo que pode ser implantado para todos eles.

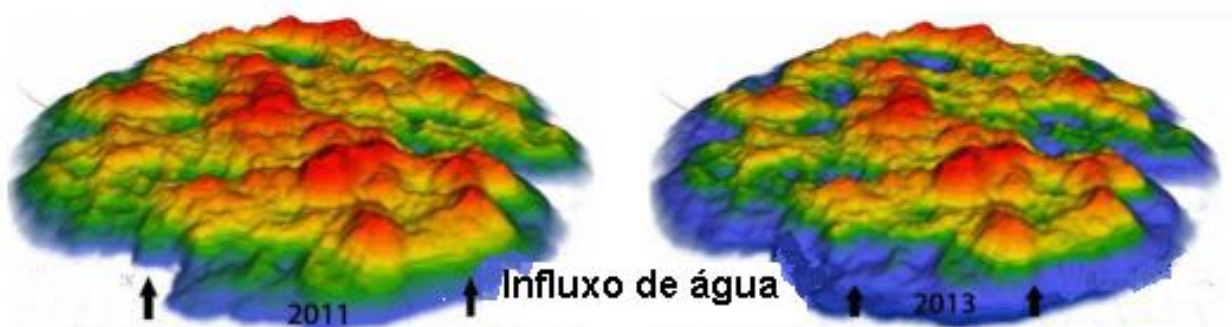
Fato este que destaca a necessidade de se obter formas de previsão sobre como o mesmo irá se comportar. Sendo assim de suma importância toda informação que viabilize prever o seu comportamento. Um reservatório de petróleo é basicamente composto por rocha e fluidos nele contidos. Segundo Rosa et al, 2006, os fluidos contidos em uma rocha reservatório devem dispor de certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Para conseguir produzir esses fluidos é

necessário vencer toda a resistência imposta pelos canais porosos e se deslocar para os poços de produção.

Os mecanismos de produção de reservatórios constituem um conjunto de fatores que possibilitam o escoamento do fluido que se deseja produzir para os poços produtores. Para isso, é necessário que ocorra a substituição do fluido de interesse por outro, ocupando o espaço poroso. Existem dois efeitos que são responsáveis pelo mecanismo de produção do reservatório: a descompressão e o deslocamento de um fluido por outro. O primeiro se deve a expansão dos fluidos contidos nos poros da formação e a contração do volume poroso. Já o segundo mecanismo promove a substituição de um fluido por outro, como por exemplo, a ocupação pela água e pelo gás nos espaços que antes estavam ocupados pelo óleo. (Rosa et al., 2006).

Segundo Paul Willhite (1986), existe cinco tipos de mecanismos de produção: influxo de água, gás em solução, capa de gás, segregação gravitacional e o mecanismo combinado. No Brasil, existe um grande número de reservatórios que têm como mecanismo principal o influxo de água, tornando-se essencial o seu estudo, onde existe um corpo de água natural na periferia do reservatório. Para este tipo de reservatório de óleo com água natural, a água inevitavelmente invade o interior do reservatório quando a pressão do reservatório esgota (NIE et al, 2016). Como pode ser visto na **Figura 01**, a seguir:

Figura 01: Simulação do influxo de água ao longo do tempo em um reservatório de óleo



Fonte: Adaptado de FAGERAAS et al., 2013.

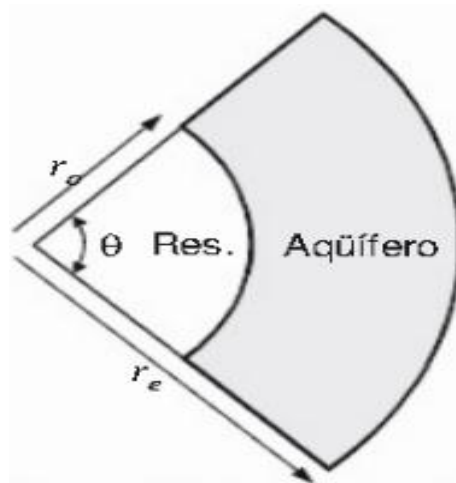
A água presente neste tipo de reservatório age através da expansão e invasão na zona de óleo. Esta acumulação de água, chamada de aquífero, pode ser realimentada com um grande volume em

relação ao volume de óleo, e assim tem condições de, através do diferencial de pressão originado da produção do óleo, provocar o influxo natural de água. Com isso o aquífero mantém a pressão do reservatório em queda lentamente, e a depender do tamanho do aquífero, uma redução na produção pode causar a repressurização do reservatório. Da mesma forma, uma alta produção de fluido pode diminuir a pressão se a invasão da água não acompanhar o volume produzido.

A produção de água nesses reservatórios é alta, e o fator de recuperação fica entre 30 – 40%, a maior recuperação de todos os mecanismos (SANTANA, 2008), dependendo do tamanho do aquífero e da facilidade da água em deslocar o óleo. Um ponto fraco desse mecanismo é a previsão do tamanho e da permeabilidade do aquífero, pois a coleta desses dados é bem difícil, e com isso a resposta do aquífero em relação à produção é sempre imprevisível, o que dificulta a elaboração de projetos de desenvolvimento desses campos.

O modelo de van Everdingen & Hurst para aquífero radial (**Figura 02**), foi criado pelos próprios em 1949 e é considerado o mais preciso para o cálculo do influxo de água. Para sua solução utiliza-se a Equação da Difusividade Hidráulica prevendo assim a queda de pressão e consequente movimentação dos fluidos no interior no reservatório de petróleo. A Equação da Difusividade Hidráulica é uma Equação Diferencial Parcial (E.D.P.) que prevê a alteração da pressão em função do raio e do tempo. Para simplificação será utilizado à equação com as variáveis adimensionais.

Figura 02: Modelo de aquífero radial.



Fonte: ROSA et al., 2006

A simulação de reservatórios é muito importante, e para melhor entender e prever o comportamento de um reservatório utiliza modelos computacionais usados para prever o fluxo de fluidos através de meios porosos.

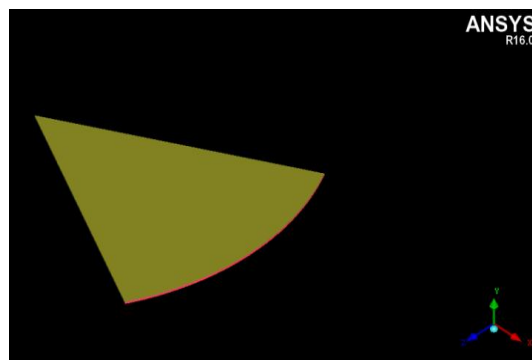
O ANSYS CFX é um software que além de utilizar dados disponibilizados pelo usuário, oferece soluções confiáveis e precisas de forma rápida utilizando malhas não estruturadas. Possui uma ampla aplicação multi-física e CFD (Dinâmica de Fluidos Computacionais). A aplicação deste pelas indústrias do petróleo em casos como um aquífero subjacente é prever a produção em função do tempo, para estimar o tempo de vida útil desse reservatório, como índice de produtividade.

Metodologia

O pacote computacional comercial ANSYS CFX, versão 17.0, foi utilizado para a realização das simulações em um computador com configuração básica de processador de 2 núcleos de 2,20 GHz da Intel (i3) e memória RAM de 6 Gb.

O estudo foi realizado no mecanismo de produção de influxo de água. O modelo utilizado para simulações foi o modelo de Van Everdingem e Hurst do tipo de aquífero radial, representado na **Figura 03**. Seus dados foram retirados da literatura, como mostra a **Tabela 01 e 02**.

Figura 03: Representação do tipo aquífero radial no *software ANSYS*.



Fonte: Autor, 2018.

Tabela 01: Dados do reservatório.

r_o	h	ϕ	k	μ	ct
762 m	8 m	0,22	100 md	0,30 cp	99,6.10-6 (kgf/cm ²)

Fonte: Junior, 2010.

Tabela 02: Dados de pressão com o tempo do reservatório.

t(d)	0	100	200	300	400	500
p(kgf/cm ²)	246,13	245,43	244,44	243,18	242,19	240,51

Fonte: Rosa, 2006.

Na simulação foi utilizado óleo, petróleo e água. Os dados da água já são cedidos pelo banco de dados do ANSYS. Os dados do óleo foram encontrados na literatura. A **Tabela 03** mostra as informações das substâncias.

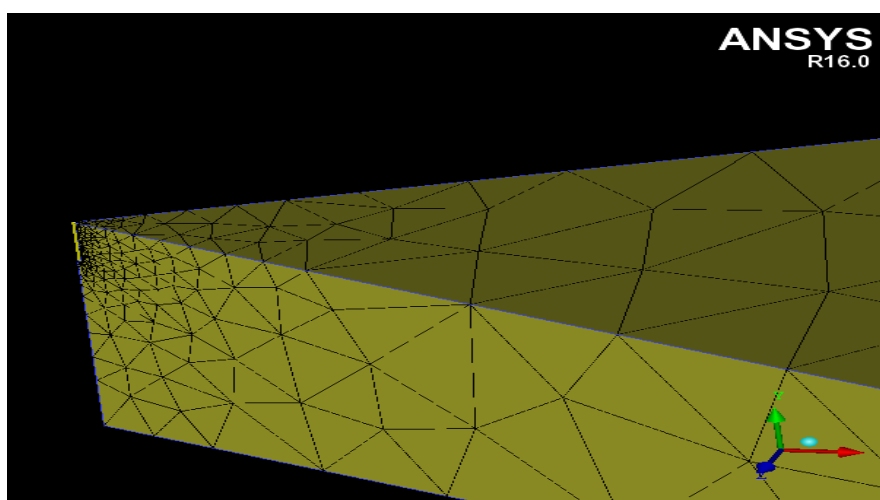
Tabela 03: Propriedades dos fluidos.

	Massa Molar (g/mol)	Densidade (kg/m ³)	Viscosidade (Pa.s)
Óleo	105	868,7	0,021
Água	18,02	997	8,899E-4 KG/M.S

Fonte: Junior, 2010.

Foi utilizada uma malha não estruturada tetraédrica, gerando um total de elementos de 386888. **Figura 04** mostra a estrutura da malha.

Figura 04: Estrutura da malha gerada no reservatório.



Fonte: Autor, 2018.

A simulação foi realizada em regime transiente até o tempo final de 30 anos obtendo resultados em cada 10 anos. Assim, a **Tabela 04** mostra o critério de convergência e o regime adotado no estudo.

Tabela 04: Condições de contorno da simulação.

Configuração	Valor
Regime	Laminar
Critério de Convergência (RMS)	10^{-6}
Pressão da Água (kgf/cm²)	246,13 kgf/cm ²

Fonte: Autor, 2018.

Resultados e Discussão

Na validação da simulação, comparamos resultados da **Tabela 05** como as pressões obtidas na simulação.

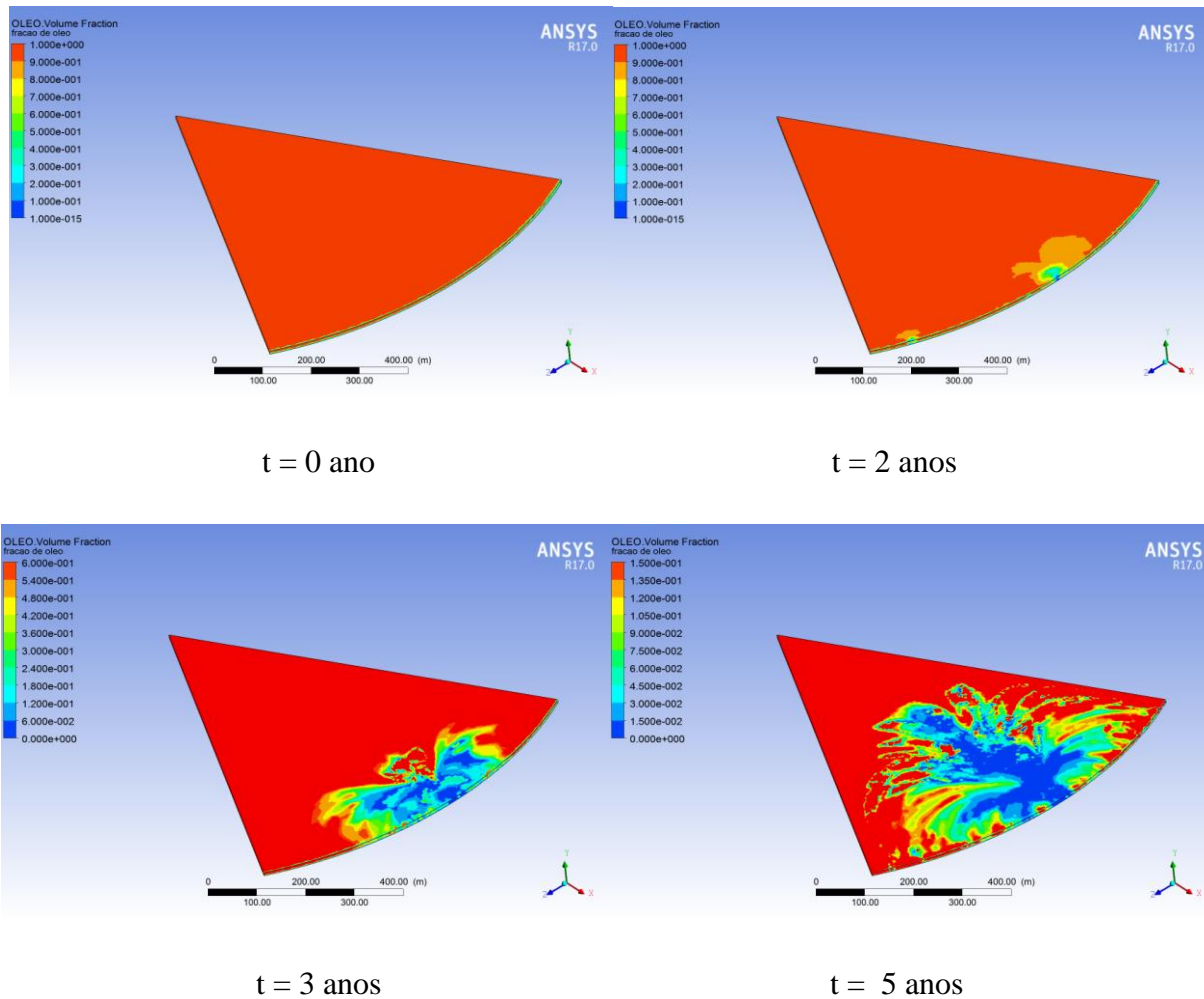
Tabela 05: Comparação da pressão teórica com a pressão simulada.

Tempo (d)	Pressão Teórico (kgf/cm ²)	Pressão Simulado (kgf/cm ²)	Erro (%)
0	246,13	245,91	0,09
100	245,43	244,63	0,33
200	244,44	244,35	0,04
300	243,18	244,15	0,40
400	242,19	243,99	0,74
500	240,51	243,87	1,40

Fonte: Autor, 2018.

Os resultados de pressões obtidos pelo simulador tiveram erros consideráveis, com isso, validando a simulação no software. Através dessa validação é possível prever o comportamento do reservatório ao longo do tempo, estimando o tempo máximo de 30 anos de produção. A simulação obteve uma análise qualitativa do estudo de fluidodinâmica do reservatório de influxo de água com o passar do tempo, como mostram as figuras abaixo.

Figura 05: Composição de óleo no reservatório com o passar do tempo.



Fonte: Autor, 2018.

Na figura acima é perceptível o avanço da água com o passar do tempo até $t = 5$ anos. Isso é notável de acordo com a fração da composição do óleo no reservatório. No tempo 0 há a composição de óleo do reservatório que é igual a 1. Com o passar do tempo à borda do reservatório vai mudando de cor, demonstrando que sua composição de óleo também está variando, neste caso, diminuindo, porque a água está avançando para a saída do reservatório.

Conclusões

O estudo da influência do influxo de água em um reservatório mostra-se importante para o entendimento de como a produção de óleo é afetada. No modelo proposto neste trabalho foi possível obter resultados validados muito próximos dos modelos propostos por Van Everdingen, com erro máximo de 1,40 %.

Referências

FAGERAAS, BJARTE; LIEN, MARTHA; AGERSBORG, REMY. *Using Gravity to Enhance Recovery*. Geoexplor, 6, vol. 10. 2013.

Junior, I. L. F. L. **Comparação da previsão do comportamento de reservatórios de óleo produzido sob influxo de água utilizando a equação do balanço de materiais e simulação numérica**. Monografia (Graduação de Engenharia de Petróleo) Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010, RJ.

NIE, RENSHI; REN, TING; JIA, YONGLU. *Stabilized oil production conditions in the development equilibrium of a water-flooding reservoir*. Petroleum 2, 4, 381-392, 2015.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. Ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SANTANA, Ana P. S. C de. **Mecanismo de Produção**. Apostila do Curso de Tecnologia de Petróleo e Gás, 2008.

WHILLHITE, P. G. *Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers Textbook Series, vol. 3, 1986.