

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO LAYOUT DE MALHA NA PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO LEVE SUBMETIDO À INJEÇÃO DE ÁGUA.

Katyane Regina da Costa Medeiros¹

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo – katyanecosta@live.com

RESUMO

Com o objetivo de potencializar o rendimento das reservas são utilizados os métodos de recuperação avançada de óleo. Atualmente, o principal método de recuperação utilizado pela indústria petrolífera é a injeção de água, especialmente devido a sua abundância a baixo custo de injeção e seu bom deslocamento do óleo do reservatório. No entanto, a injeção de água possui uma eficiência de varrido limitada, resultando em uma quantidade considerável de óleo remanescente. Dessa forma, com o intuito de maximizar a área varrida pela água injetada, foram desenvolvidas as malhas de injeção, que são definidas como a distribuição dos poços injetores e produtores no campo. Com o intuito de analisar o desempenho da injeção de água em um reservatório de óleo leve com características dos reservatórios do Nordeste brasileiro, este trabalho analisa comparativamente os diversos modelos de injeção já existentes para a determinação do melhor esquema de injeção para o reservatório. Através de simulações realizadas no simulador STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), versão 2012.1 do grupo CMG (Computer Modelling Group), para cada esquema de injeção, foi analisada a influência do volume poroso injetado sobre o fator de recuperação e encontrada a vazão de injeção ótima para o campo. Os resultados mostraram que a injeção de água no reservatório foi satisfatória, já que promoveu uma melhoria significativa na recuperação do óleo e o esquema que apresentou maior fator de recuperação ao final do projeto foi a malha do tipo 9-spot invertido.

Palavras chaves: injeção de água, malhas de injeção, óleo leve, recuperação.

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento mundial do consumo de petróleo nas últimas décadas, se tornou necessário explorar e produzir reservas com maiores taxas de recuperação e com os menores custos possíveis. Com o objetivo de potencializar o rendimento dessas reservas surgiram os métodos de recuperação, que são basicamente a injeção de componentes fluídos pré-selecionados que visam aumentar a

energia no reservatório, que tende a decair com a produção primária, estimulando a saída do óleo dos poros da rocha.

O principal método de recuperação utilizado pela indústria do petróleo é a injeção de água, que possui diversas vantagens em relação aos outros métodos de recuperação, principalmente devido a sua abundância a baixo custo de injeção e seu bom deslocamento do óleo do reservatório. A grande maioria dos projetos atuais que visa à injeção de água no reservatório é

implementada logo no início de sua vida produtiva, de maneira a manter ou até mesmo elevar a pressão de poros [MEZZOMO, 2000].

Entretanto, a injeção de água possui uma eficiência de varrido limitada, resultando em uma quantidade considerável de óleo remanescente no reservatório. Dessa forma, com o intuito de maximizar a área varrida pela água injetada e sua eficiência de deslocamento, foram desenvolvidos os padrões de injeção, que são definidos como a distribuição dos poços injetores e produtores no campo [THOMAS, 2004]. O desempenho do método de injeção de água é fortemente influenciado pelas malhas escolhidas, tornando necessária a escolha do melhor esquema de injeção para proporcionar a maior produção possível de forma economicamente viável.

O presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise comparativa entre os diversos modelos de injeção já existentes para a determinação do melhor esquema de injeção em um reservatório de óleo leve com características do Nordeste brasileiro. Foi analisada a aplicação da injeção de água através dos seguintes modelos de injeção: linha direta, linha esconsa, 5-spot, 5spot invertido, 7-spot, 7-spot invertido, 9-spot e 9-spot invertido. Para cada esquema de injeção, foi analisada a influência do volume poroso

injetado sobre o fator de recuperação e encontrada a vazão de injeção ótima para o campo. Essas análises foram realizadas através do estudo dos resultados obtidos em gráficos de fator de recuperação. O simulador utilizado foi o STARS versão 2012.1 do grupo CMG.

2. METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho, utilizou-se como modelo base um reservatório homogêneo, semissintético com características do Nordeste brasileiro e com dimensões: 400 m de comprimento, 400 m de largura e 26 m de espessura, onde o contato entre as zonas de óleo e água acontece em 20 m, como mostra a Figura 1. A figura mostra ainda o modelo físico discretizado que apresenta um total de 9702 blocos, levando em consideração o refinamento proposto por Silva [2014], onde um refinamento maior foi feito na zona de óleo do reservatório.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

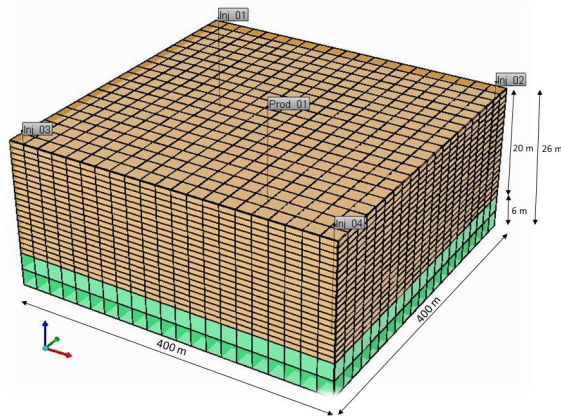


Figura 1 - Geometria do Reservatório

Para estudar a aplicação da injeção de água no campo de óleo leve, foi necessário realizar a modelagem do reservatório e implementar as diversas configurações de malhas propostas. As configurações foram montadas inserindo e retirando poços do reservatório, respeitando uma disposição que cobrisse toda a área do reservatório. Para o caso de modelos de malhas invertidos foi feita a inversão operacional onde poços injetores tornaram-se produtores e produtores passaram a ser injetores. Para cada malha proposta, foi analisada a influência do parâmetro operacional da vazão de injeção de água para 20 anos de produção em oito cenários diferentes: 50 m³ std/dia, 75 m³ std/dia, 100 m³ std/dia, 125 m³ std/dia, 150 m³ std/dia, 200 m³ std/dia, 250 m³ std/dia e 300 m³ std/dia. Para cada caso dividiu-se o valor da vazão de injeção de água entre a quantidade de poços injetores da malha.

Após as simulações, os resultados gráficos foram obtidos utilizando o Results Graph e o Results 3D. Inicialmente, realizou-se um comparativo entre a produção resultante da recuperação primária e a produção devido a injeção de água durante 20 anos de projeto para cada modelo de malha. Em seguida, calculou-se o volume poroso injetado (VPI) através da razão entre a quantidade de água injetada e o volume poroso da zona de óleo. Analisou-se, então, o fator de recuperação (FR) em função do VPI e com essa análise, determinou-se qual a melhor vazão de água injetada para cada tipo de malha considerando além do fator de recuperação, a produção final de óleo e a água produzida. Confirmado o melhor caso de vazão para cada malha, foi estudada, através da modelagem 3D, a saturação de óleo ao final do período de produção e a variação na pressão do reservatório ao longo do tempo de projeto. A última etapa do processo avaliativo foi, então, realizar um comparativo entre os melhores casos para cada malha e determinar assim a melhor configuração de malha para o reservatório estudado em termos de produção.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados mostraram que a injeção de água no reservatório obteve uma resposta aceitável, já que promoveu uma melhoria

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

significativa na recuperação do óleo quando comparada à recuperação primária em todos os modelos de malha analisados, e seguiram dois padrões. Para as malhas normais, as melhores vazões de injeção encontradas foram 100 m³std/dia e 125 m³std/dia, enquanto que, para todas as malhas invertidas analisadas, a melhor vazão foi 200 m³std/dia.

Para essas vazões escolhidas como os melhores casos, realizou-se um comparativo entre elas para a determinação do melhor sistema de malhas para o reservatório estudado. Essa comparação foi feita através da análise do valor de FR em função do VPI para cada caso e está representada na Figura 2. Analisando o gráfico, percebe-se que ao fixar-se um valor para VPI, a curva que apresentará o maior valor para o FR será o modelo 9-spot invertido com vazão de 200 m³std/dia. Dessa forma, conclui-se que o modelo que apresentou melhores resultados para o fator de recuperação foi o 9-spot invertido com vazão de injeção de água de 200 m³std/dia. Esse resultado pode ser justificado devido a maior distribuição de poços produtores desse tipo de malha e uma maior vazão de injeção de água que resulta em uma maior eficiência de varrido.

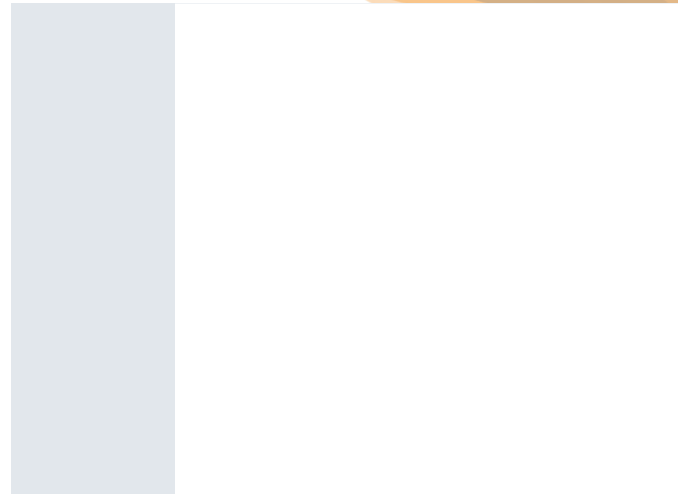


Figura 2 - FR vs VPI - melhores casos

Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 200 m³std/dia, no modelo 9-spot invertido, a análise da saturação final de óleo na modelagem 3D está representada na Figura 3. Através da figura percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção em boa parte do reservatório, entretanto a saturação permanece inalterada na região do topo do reservatório devido a influência da gravidade.

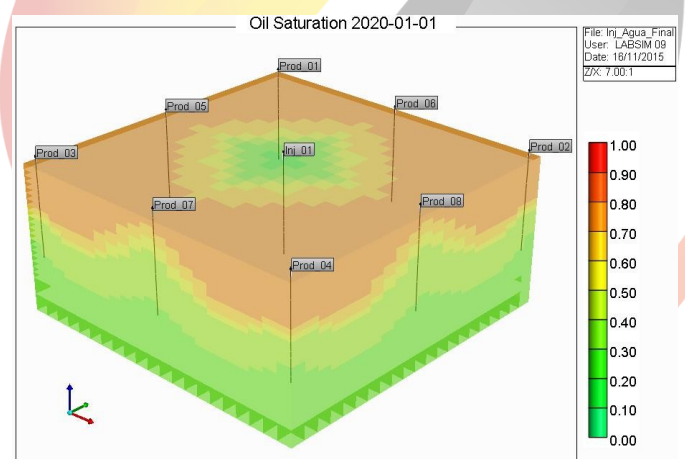


Figura 3 - Saturação Final de Óleo No Modelo 9-spot Invertido



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Com a análise da evolução da pressão ao longo do tempo, Figura 4, foi possível observar que para esse modelo de malha invertida o decréscimo aconteceu com maior ênfase nos primeiros meses de produção devido a produção do reservatório ser maior e durante os primeiros anos de produção. Durante os primeiros 5 meses de produção, a pressão em boa parte do reservatório decresce de 855 psi para 613 psi nas regiões próximas aos poços produtores. Com apenas 5 anos de projeto, a pressão já atinge níveis próximo ao valor mínimo e a partir de 2007 esse valor se estabiliza entre 129 psi e 49 psi permanecendo estabilizada até o final do projeto.

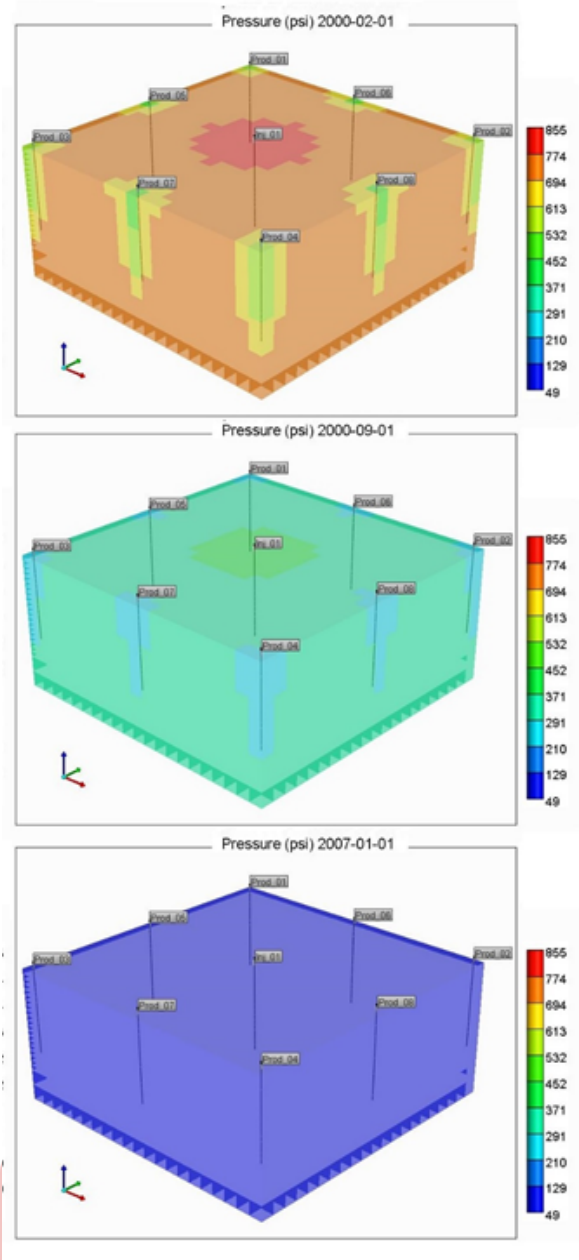


Figura 4 - Mapas de Evolução da Pressão para Modelo 9-spot invertido.

4. CONCLUSÕES

Ao final desse estudo, percebe-se que o aumento e a distribuição de poços em uma malha resulta em uma maior eficiência de varrido e consequentemente em um fator de

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

recuperação mais elevado e que as malhas invertidas apresentaram uma maior recuperação de óleo, sendo o melhor caso observado o modelo 9-spot invertido com vazão de 200 m³std/dia.

Na leitura dos mapas de saturação final de óleo observou-se que, devido ao óleo ser um líquido menos denso e a atuação da gravidade, a água injetada atua na base do reservatório, mantendo uma área não varrida no topo. Enquanto que com os mapas de evolução de pressão ao longo do tempo, percebe-se que a pressão média no reservatório decai à medida que o óleo é produzido.

Além disso, para os modelos analisados percebeu-se que as curvas de FR por VPI ainda não atingiram um pico máximo, mostrando que a injeção de água poderia, possivelmente, prosseguir ou poderia ser implantado outro método de recuperação, podendo assim, aumentar o prazo do projeto e o tempo de injeção de água.

A escolha do melhor modelo de malha para o reservatório estudado considerou apenas aspectos técnicos, sendo então, necessário, ainda, realizar um estudo técnico-econômico-ambiental do projeto para determinação da alternativa mais viável para o reservatório.

5. AGRADECIMENTOS

À Petrobras pela bolsa fornecida através do PRH-PB221, que promoveu o desenvolvimento deste estudo. À CMG (Computer Modelling Group) e à Universidade Federal do Rio Grande do Norte pelo fornecimento do software utilizado durante a simulação.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Livro :

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, 2004.

Tese/dissertação:

MEZZOMO, C. C. *Otimização de Estratégia de Recuperação para um Campo de Petróleo*. 2000. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2000.

SILVA, Maria do Socorro Bezerra da. *Estudo Paramétrico da Injeção de Polímeros em Reservatórios de Petróleo*. 2014. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.