



APLICAÇÃO DE SOLUÇÃO POLIMÉRICA EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO VISANDO O AUMENTO NA PRODUÇÃO DO ÓLEO

Maria do Socorro Bezerra da Silva¹; Jennys Lourdes Meneses Barillas², Tarcilio Viana Dutra Junior³; Osvaldo Chiavone Filho⁴

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – socorromarya@gmail.com

² Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo - jennys@eq.ufrn.br

³ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – tarcilio@eq.ufrn.br

⁴ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química - osvaldo@eq.ufrn.br

RESUMO

Dentro da grande variedade de métodos especiais de recuperação de óleo, a injeção de soluções poliméricas aquosas torna-se eficiente no controle da mobilidade do fluido deslocante. Este método consiste em adicionar polímeros à água de injeção para aumentar sua viscosidade, fazendo com que a água se difunda mais no meio poroso aumentando a eficiência de varrido no reservatório. Neste trabalho, estuda-se através de simulação numérica, a aplicação da injeção de solução polimérica em um reservatório homogêneo, semissintético com características similares aos reservatórios do Nordeste Brasileiro, as simulações numéricas foram realizadas através do simulador térmico STARS da CMG (Computer Modelling Group). O objetivo deste estudo é avaliar o desempenho de uma solução polimérica em dois tipos de reservatórios contendo óleos sintéticos com viscosidades de 43cp, afim de verificar sua influência no aumento da produção do óleo e conseqüentemente na diminuição da água produzida ao aplicar o método. Dos resultados obtidos observou-se que a injeção de solução polimérica surge como uma metodologia alternativa para o incremento da produção de óleo, aumento da vida útil do poço e possível diminuição de água produzida.

Palavras-chave: solução polimérica, simulação numérica, mobilidade.

1. INTRODUÇÃO

Na recuperação de petróleo são enfrentados diversos problemas, entre os quais o baixo fator de recuperação de óleo associado a uma alta produção de água. A fim de resolver esses problemas, podem ser aplicados métodos suplementares de recuperação, avançados ou não, para atingir uma produção de óleo técnica e economicamente satisfatória. Os métodos químicos representam as principais alternativas para melhorar significativamente a recuperação de óleo

residual, gerado pela injeção de água. Entre eles a injeção de soluções poliméricas é um método já utilizado com sucesso na indústria. Esta técnica consiste em aumentar a viscosidade do fluido injetado mediante a dissolução de polímeros na água, mas em alguns reservatórios o volume necessário de polímero e o seu custo, tornam sua aplicação economicamente inviável. A avaliação do método de injeção de polímeros envolve conceitos importantes e, desde a sua seleção para aplicação em um dado campo até sua implantação, são necessários análise criteriosa e testes



preliminares. Se um determinado reservatório for considerado apto à injeção de polímeros, é importante analisar uma série de variáveis, como o tipo de polímero, a concentração e o tamanho do banco de injeção, com o objetivo de otimizar o processo [Ribeiro, 2008]. Dentre as várias dificuldades que afetam a produção do petróleo a partir dos reservatórios, uma em especial, tem a ver com a imiscibilidade e a diferença de viscosidade entre os fluidos presentes na jazida. Quando a água e o óleo (geralmente mais viscoso) escoam ao mesmo tempo através de um meio poroso (reservatório), a água tende a se deslocar em uma velocidade maior que o óleo, no seu curso em direção aos poços produtores. Com isso, ocorrerá a chegada prematura e crescente da água nestes poços, afetando a recuperação final do petróleo [Pravap, Revista Petro & Química, 2002]. Várias propostas têm sido apresentadas com o intuito de diminuir os danos sobre a recuperação. Esta propostas consistem na injeção de produtos que geralmente não estão presentes no reservatório e modificam as características do meio poroso. Para reservatórios em que o petróleo não é do tipo “pesado” e possui mobilidade, uma proposta foi à utilização do método convencional de recuperação por injeção de água, porém, aditivada com polímeros hidrossolúveis de elevada massa molar. Mesmo em pequenas concentrações, estes produtos fazem com que a viscosidade da água (fluido deslocante) seja aumentada e aproxime-se da viscosidade do óleo (fluido deslocado). Dessa forma, a solução polimérica injetada no reservatório promoverá um deslocamento uniforme (do tipo pistão), em relação à fase óleo [Babadagli, T, 2005]. O resultado é o retardamento da invasão de água nos poços produtores e, portanto, uma maximização da eficiência de recuperação [Zaitoun et. al., 1991; Revista Petro & Química, 2002].

1.1. Recuperação Avançada de Óleo (EOR – Enhanced Oil Recovery)

O objetivo dos métodos de recuperação avançada é mobilizar o óleo remanescente pelo aumento do deslocamento microscópico do óleo e o aumento da eficiência volumétrica de varrido. O deslocamento do óleo é aumentado pela redução da viscosidade do óleo ou reduzindo forças capilares ou a tensão interfacial. A eficiência volumétrica de varrido é aumentada reduzindo a mobilidade da água de injeção [Satter, 1994]. Os processos de recuperação avançada frequentemente envolvem a injeção de mais de um fluido. Num caso típico, um volume relativamente pequeno de um fluido caro (primeiro banco ou *primary slug*) é injetado para mobilizar o óleo. Este primeiro banco é deslocado com um volume maior de um fluido mais barato (banco secundário). O objetivo desse segundo banco é deslocar o primeiro banco de forma eficiente. Em alguns casos, fluidos adicionais de custo ainda menor são injetados depois do segundo banco para reduzir ainda mais os custos de operação [Green, 1998].

1.1.1. Injeção de polímeros

Injeção de polímeros é um método de recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR), classificado como um método químico e tem o objetivo de aumentar a viscosidade da água de injeção e melhorar a razão de mobilidades água/óleo. Com isso, há uma uniformização da frente de avanço, que melhora a eficiência de varrido areal e vertical. Este método visa recuperar o óleo móvel remanescente que a injeção de água não deslocou, mas também pode ser aplicado desde o início do desenvolvimento de um reservatório. Além de aumentar a eficiência de varrido, este método busca reduzir a quantidade de água injetada e conseqüentemente produzida [Rosa 2006].



2. METODOLOGIA

2.1. Ferramentas computacionais

Os módulos utilizados no trabalho foram os aplicativos desenvolvidos pela CMG (Computer Modelling Group): WINPROP, BUILDER, STARS e RESULTS (3D e Graph) que são utilizados para simular o fluxo dos reservatórios

2.2. Modelo do reservatório

Para facilitar a implementação do modelo assim como a compreensão do processo de deslocamento do óleo e a interpretação dos resultados, a geometria do reservatório foi definida como sendo a correspondente a um quarto do *five-spot*, que é constituída de um poço injetor e um produtor. O reservatório possui dimensão areal de 100 metros x 100 metros e vertical de 30 metros, como mostra a figura 1.

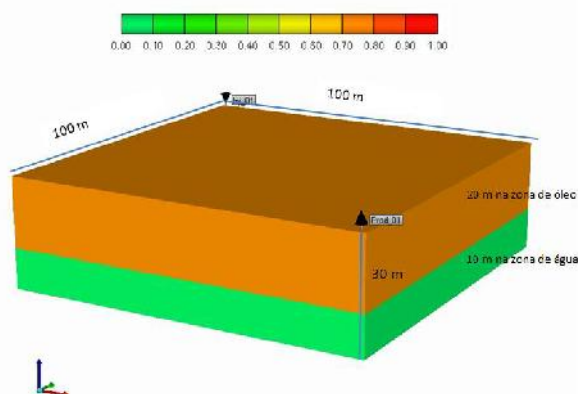


Figura 1: Modelo composicional do reservatório em 3D com configuração de injeção five-spot.

2.3. Modelagem dos fluidos

O modelo de fluido utilizado foi o composicional. Esse tratamento composicional leva em consideração não somente a pressão e a temperatura do reservatório, mas também as composições das diversas fases presentes no meio poroso, sendo assim o

óleo não é mais admitido como sendo formado por um único componente.

O óleo utilizado no reservatório das simulações computacionais tem características semelhantes às encontradas no Nordeste Brasileiro. O óleo tem viscosidade de 17cp na temperatura de 50 °C, o grau API é 28.66 e sua pressão de saturação é 3.95 Kgf/cm² (56,18 psi).

Criou-se um modelo de fluidos composicional no qual o componente mais pesado, C12+, possui uma fração 0.4007%. A massa específica C12+ é de 0.921 (g/cm³) e a massa molecular C12+ 683.

2.4. Fluido injetado

O polímero utilizado para realizar o estudo teve como referência arquivos dates do simulador STARS da CMG.

A injeção de polímero foi considerada como um escoamento bifásico, constituído por uma fase óleo e uma fase aquosa, e de três componentes: água, polímero e óleo, sendo que o polímero coexistiu somente com a água [Furati, 1998; Langtangen, 1991]. As características do polímero utilizado neste trabalho estão apresentadas na tabela 1.

Tabela 1: Características do polímero utilizadas no estudo

P C	T C	Mw	Densidade	Visc
29 psi	300 F	10000 lb/lbmol	0.0062 lb/ft ³	20 cp

P C: Pressão crítica

T C: Temperatura crítica

MW: Peso molecular

Visc: Viscosidade

A densidade do polímero utilizado foi de 0,0062 lb/bbl, ou 100 ppm. O tamanho do banco de polímero injetado foi de 20% do volume poroso, e enquadra-se na faixa dos casos mais bem sucedidos (7% a 33%) mencionada por (Du e Guan, 2004) em seu trabalho que revisa a técnica de injeção polimérica em escala de campo



nos últimos quarenta anos. A solução polimérica utilizada no estudo contém 20% de polímero e 80% de água. Para o estudo do processo de injeção de solução polimérica, foi criado um tipo de óleo sintético com viscosidade de 43cp utilizando o mesmo reservatório, isso foi possível de ser realizado variando as frações dos hidrocarbonetos presentes no reservatório. A análise foi realizada para 20 anos de produção.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Análise comparativa do método com a injeção de água

A fim de verificar o comportamento do polímero no reservatório em estudo, foram realizados alguns testes com a solução polimérica variando a porcentagem de polímero em (0%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%) de polímero para uma vazão de água injetada de 50 m³/dia e comparando com o método de injeção de água os resultados obtidos.

Existem na literatura diversos estudos referentes ao tamanho de banco de polímero a ser utilizado para obter uma boa produção de óleo, dentro de custos admissíveis, esta análise tem como finalidade identificar um banco de polímero que tenha uma boa resposta quando aplicado ao reservatório em análise e com baixos custos na operação. A Figura 2 apresenta as curvas de produção acumulada da Injeção contínua de solução polimérica comparando com a recuperação por injeção contínua de água sem polímero, com o objetivo de analisar sua eficiência na recuperação do óleo.

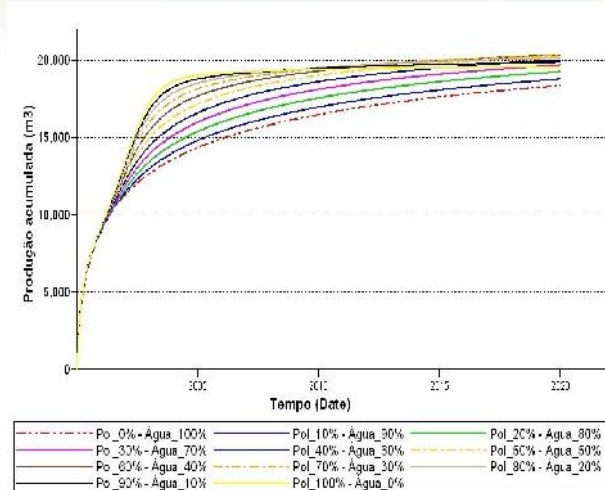


Figura 2: Análise comparativa do método com a injeção de água sem polímero.

A Figura 2 apresenta as curvas entre os modelos de injeção de água com polímero e apenas com a injeção de água, após 20 anos de projeto, apresenta resultados satisfatórios para o emprego do método. As curvas com injeção de solução polimérica têm comportamentos similares e mostram vantagens do uso do método na recuperação do óleo, no entanto observa-se que quando se aumenta a concentração do polímero na água acima de 50% aproximadamente do volume poroso, há um declínio nas curvas de produção de óleo. Estudos mostram que a maior parte dos polímeros é, em certo grau, adsorvida pela rocha-reservatório e que este processo de adsorção ocorre deixando a água, praticamente sem polímero, contatar o fluido do reservatório, o que resulta em uma baixa eficiência de varrido. Neste estudo não está sendo considerado este processo de adsorção do polímero a rocha, no entanto, este efeito pode estar ocorrendo no reservatório em estudo, quando se injeta concentrações de polímero acima de 50% do volume poroso.

A Figura 3 apresenta os mapas da saturação de óleo com vista areal mostrando a área varrida no reservatório quando é utilizado o processo de injeção contínua de solução polimérica



comparada com a injeção de água quando aplicado ao óleo de viscosidade 43cp em 20 anos do projeto. O objetivo desta análise é ilustrar como a frente de solução polimérica e injeção de água se desloca dentro do reservatório, assim é possível ter uma ideia da Eficiência de Varrido Areal dos processos simulados. A Figura 3 mostra a saturação de óleo para injeção contínua de solução polimérica comparando com a injeção contínua de água, e correspondem a 10 de projeto.

A Figura 3 apresenta o mapa de saturação do óleo, e observa-se que o fluido da solução polimérica consegue deslocar o óleo do reservatório de forma crescente, isso é observado em todos os períodos analisados, no entanto, o deslocamento do óleo injetando apenas água, em todos os períodos o varrido areal é semelhante, e não consegue ter uma boa recuperação do óleo, deixando boa parte do óleo ainda no reservatório.

Os mapas de viscosidade da água apresentadas na figura 4, mostram a viscosidade da água quando é utilizada a solução polimérica e quando é utilizado apenas água.

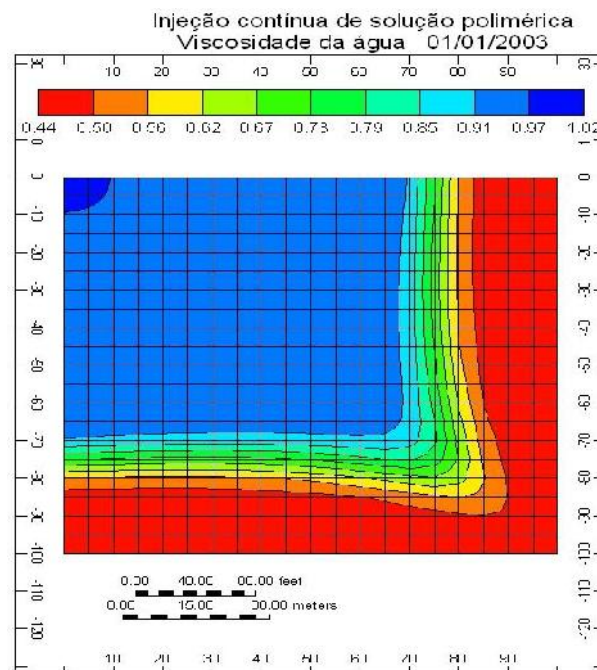
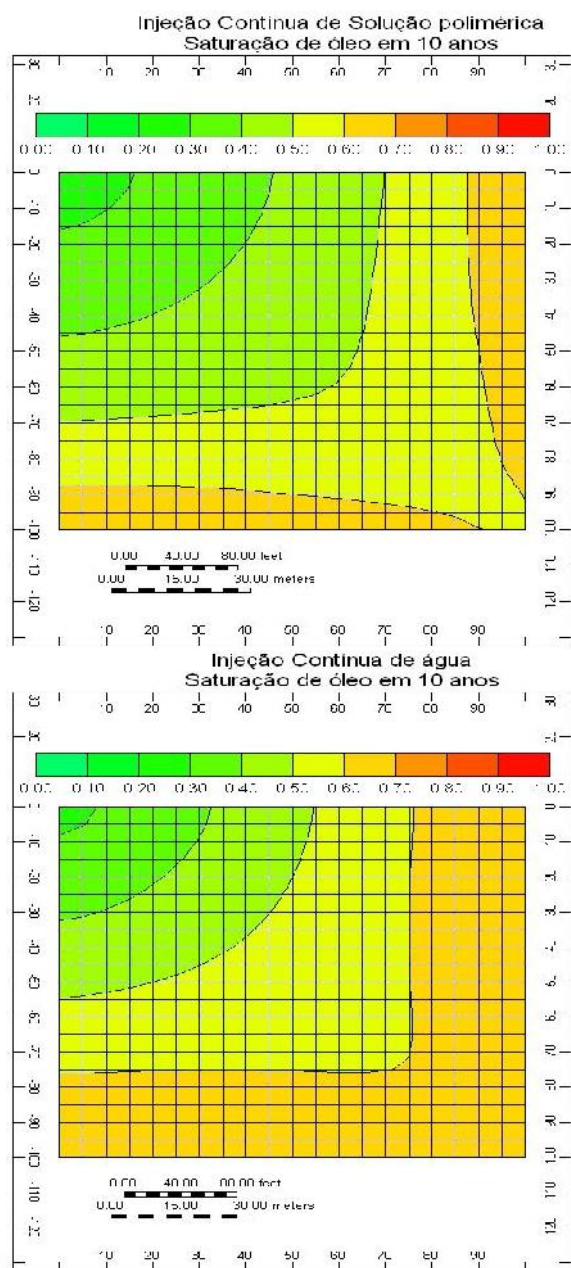


Figura 3: Mapas de saturação de óleo no período de 10 anos do processo

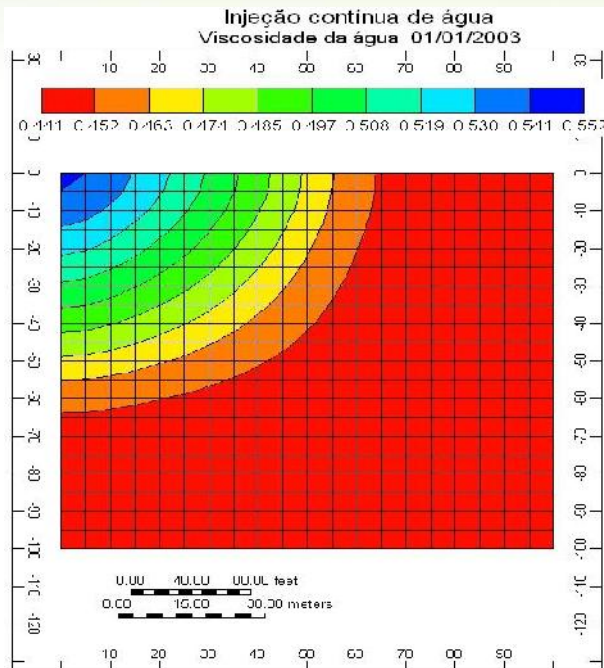


Figura 4: Viscosidade da água em 3 anos de projeto.

É possível observar uma melhor varredura no reservatório quando é utilizada a solução polimérica devido ao fato do aumento da viscosidade da água causada pelo polímero, em relação a injeção de água, esta varredura já é bem significativa em três anos de projeto observando-se um varrido ainda mais uniforme no reservatório alcançando maiores áreas de produção de óleo quando se aplica o método e já direcionando o óleo ao poço produtor em relação a injeção de água.

4. CONCLUSÕES

Com a utilização do método de Injeção de solução polimérica, pode-se concluir que houve um incremento na produção de óleo do reservatório em estudo. O percentual adicional de óleo obtido após a varredura do reservatório com a água foi pequeno indicando que o polímero conseguiu deslocar o óleo de forma mais eficiente dentro do meio poroso.

A simulação de reservatório se mostrou uma ferramenta de extrema importância, por permitir uma previsão de

comportamento dos fluidos no reservatório.

5. AGRADECIMENTOS

Ao PPGCEP - Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo e ao LEAP - Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo e a CMG - Computer Modelling Group

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BABADAGLI, T. *Mature field development: A review. Society of Petroleum Engineers*, SPE 93884, p. 1-20, 2005.

DU, Y., GUAN, L., *Field-Scale Polymer Flooding: Lessons Learnt and Experiences Gained During Past 40 Years*. SPE 91787, SPE International Petroleum Conference, 2004.

FURATI, K. M. *History effects on oil recovery efficiency*, Journal of Petroleum Science and Engineering, v.19, p. 295-308, 1998.

GREEN, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. SPE Textbook Series, Volume 6.

REVISTA PETRO & QUÍMICA. *PRAVAP coordena tecnologias que viabilizam recuperação em reservatórios*, 2002. Acesso em 10/10/2014.

SATTER, A., THAKUR, G. *Improved Recovery Processes. Integrated petroleum reservoir management: a team approach*, cap. 8, Penn Well Publishing Company, USA, 1994, p.155-198.

ZAITOUN, A., KOHLER, N., GUERRINI, Y., *Improved polyacrylamide treatments for water control in*



producing wells. Journal of Petroleum Technology, p. 862-867 (1991).

RIBEIRO, P. M., ***Modelagem Analítica da Injeção de Bancos Contendo Um e Dois Produtos Químicos em Meios Porosos***, UENF, Macaé-RJ, Julho de 2008, Dissertação (Mestrado).

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J.A.D., ***Engenharia de Reservatórios de Petróleo***, Editora Interciência, 2006.