



IBP1085_06

ANÁLISE DO EFEITO DA INJEÇÃO DE ÁGUA COM POLÍMEROS NO INÍCIO DA PRODUÇÃO DE UM CAMPO VIA SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS

Renzo R. F. Mimbela¹, Adolfo P. Pires²

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Chama-se recuperação primária a recuperação de óleo através de mecanismos naturais, tais como gás em solução, influxo de água ou capa de gás. Recuperação secundária refere-se a técnicas como injeção de gás ou água, as quais objetivam, em parte, a manutenção da pressão do reservatório. A recuperação terciária ou recuperação avançada de petróleo (EOR) é definida como todo e qualquer processo caracterizado pela injeção de materiais normalmente estranhos aos presentes no reservatório. Com pequenas exceções, os métodos de recuperação avançada de petróleo podem ser classificados em três categorias: químicos, solventes e térmicos. Entre os métodos químicos podemos citar a injeção de polímeros, surfactantes e de produtos alcalinos. Os métodos de recuperação avançada de petróleo provocam transformações termodinâmicas e hidrodinâmicas nos fluidos presentes no reservatório: mudanças de fase isotérmicas e transferência de massa. Logo, a composição do fluido injetado tem um importante papel nos resultados do processo. Esses fenômenos são descritos por diferentes teorias físicas, porém nos processos de recuperação avançada de petróleo eles ocorrem de forma acoplada. Neste trabalho analisamos o problema de injeção de água com e sem polímero em um reservatório de petróleo utilizando um modelo sintético com distribuição tipo *five-spot* com 4 poços injetores e 9 produtores.

Abstract

After natural drive and/or secondary drive, like water or gas injection, additional oil recovery may be obtained by tertiary, or enhanced oil recovery methods. Enhanced Oil Recovery (EOR) methods include injection of different fluids into reservoirs to improve oil displacement. The EOR methods may be classified into the following kinds: injection of chemical solutions, injection of solvents and thermal methods. The chemical fluids most commonly injected are polymers, surfactants, micellar solutions, etc. Displacement of oil by any of these fluids involves complex physical-chemical processes of interphase mass transfer, phase transitions and transport properties changes. The composition of the injected fluid plays an important role in the results of the process. These phenomenons are described by different physical theories, but in enhanced oil recovery processes they are coupled. In this paper we analyze oil displacement by water flooding and by polymer flooding. The results are obtained from numerical simulation of a layer cake reservoir with a five spot pattern made of 4 injectors and 9 producers. It is shown that polymer flooding enhances oil recovery with less water production due to mobility control.

1. Introdução

Um dos principais objetivos da indústria do petróleo é aumentar a recuperação de hidrocarbonetos de forma econômica. Denomina-se recuperação primária a recuperação de óleo através de mecanismos naturais tais como gás em solução, influxo de água, capa de gás ou drenagem gravitacional. Recuperação secundária refere-se a técnicas como injeção de gás ou água, as quais objetivam, em parte, a manutenção da pressão do reservatório (Craig, 1971). Por último, recuperação terciária é qualquer técnica aplicada após a recuperação secundária. Neste trabalho foi feita uma

¹ Doutorando, Engenharia de Reservatório e de Exploração – UENF/LENEP

² Professor, Engenharia de Reservatórios – UENF/LENEP

breve análise do efeito da injeção de água com e sem polímeros durante os cinco primeiros anos de produção de um campo via simulação numérica de reservatórios.

Nas últimas décadas diversos pesquisadores têm estudado técnicas para aumentar o fator de recuperação de reservatórios “depletados”, os quais chegam a conter até 50 % dos volumes originais. Mais de 100 bilhões de barris de petróleo permanecem nestes reservatórios só nos Estados Unidos. Porém, a capacidade de produção mundial através de métodos convencionais de recuperação não alcançou as expectativas de demanda de energia. Além disso, nos últimos anos os preços do petróleo apresentam tendência de crescimento. Alguns especulam que estes aumentos dos custos do petróleo poderiam fazer os métodos de recuperação avançada economicamente atrativos e isto poderia ser o início de uma era onde as fontes de petróleo não convencionais seriam econômicas (óleos pesados e aplicação de métodos de recuperação avançada em reservatórios conhecidos, por exemplo). Estas técnicas avançadas de recuperação tornarão possíveis o aumento ou a manutenção dos presentes níveis de produção nos próximos anos. Levando em consideração a denominação de recuperação secundária para a injeção de água e recuperação avançada a injeção de polímero, este trabalho procura mostrar o efeito nos níveis de fator de recuperação, pressões, vazões, produção de água e eficiência de varrido em um período de cinco anos via recuperação secundária e recuperação terciária. A principal ferramenta nos estudos de viabilidade de projetos de recuperação de petróleo é a simulação numérica de reservatórios. Neste artigo foi utilizado um modelo de um reservatório sintético em um simulador comercial para comparar os resultados dos dois métodos.

2. Considerações Teóricas

Simuladores numéricos de reservatório são muito utilizados na indústria de petróleo primariamente porque podem resolver problemas que atualmente não podem ser resolvidos de outra maneira. Simulação numérica é a única forma de descrever quantitativamente o fluxo de múltiplas fases em um reservatório heterogêneo tendo um planejamento de produção determinado não somente pelas propriedades do reservatório, mas também pela demanda de mercado, estratégia de investimento e regulamentos governamentais.

Pode-se afirmar que a ampliação das reservas de petróleo de uma empresa assenta-se sobre dois pilares principais: novas descobertas e aumento do fator de recuperação das jazidas em desenvolvimento. Por este motivo as empresas petrolíferas estão empregando cada vez mais esforços objetivando extrair o máximo possível de suas concessões. É nesse contexto que a simulação numérica de reservatórios ganha importância. Essa técnica quando bem aplicada fornece informações importantes para o entendimento da dinâmica do fluxo nos meios porosos, tornando possível uma boa visão do comportamento da pressão e da saturação dos fluidos ao longo do tempo. Isso possibilita a tomada de decisões mais confiáveis, como por exemplo, a localização de um novo poço injetor, ou a seleção do método de recuperação.

O simulador numérico adotado neste trabalho utiliza o método das diferenças finitas para solucionar as equações diferenciais do modelo. A idéia básica dos vários métodos de diferenças finitas existentes é substituir as derivadas parciais de uma equação diferencial por aproximações algébricas baseadas em expansões das séries de Taylor na região dos pontos de interesse (Aziz e Settari, 1979).

Para que se tenha um bom processo industrial é imprescindível que se faça uma correta previsão das propriedades termodinâmicas e do cálculo do equilíbrio de fases de uma mistura. A exploração e produção de reservas naturais de hidrocarbonetos não fogem a essa regra, com a dificuldade adicional de tratar complexas misturas de hidrocarbonetos, muitas vezes não bem caracterizada, além da presença de compostos inorgânicos, como água e dióxido de carbono, também utilizados em métodos de recuperação avançada de petróleo. É fundamental para o entendimento destes processos levar em conta as propriedades físicas e termodinâmicas necessárias ao cálculo do “balanço de materiais” (Pires, 2003), já que na simulação numérica de reservatórios utilizam-se estas propriedades.

Na superfície de sólidos e líquidos ocorrem diversas mudanças de fase, tais como evaporação e condensação, porém os líquidos já apresentam propriedades peculiares por natureza, como a tensão superficial, cuja forma afeta o seu comportamento. Essas propriedades variam se um soluto está presente, particularmente se esse soluto é um agente que interage na superfície (Atkins, 1994).

No caso de injeção de água contendo polímeros, a termodinâmica de superfícies tem um papel fundamental no resultado do processo. Sob condições de equilíbrio termodinâmico, as concentrações dos componentes adsorvidos (a_i) e dissolvidos na água (c_i) são governados por isothermas de adsorção:

$$\vec{a} = \vec{a}(\vec{c}), \vec{a} = (a_1, a_2, \dots), \vec{c} = (c_1, c_2, \dots, c_n) \quad (1)$$

Existem dois tipos de isothermas comumente utilizadas: isoterma de Henry (linear) e isoterma de Langmuir (convexa):

$$a(c) = \Gamma_1 c$$

$$a(c) = \frac{\Gamma_2 c}{1 + \Gamma_3 c} \quad (2)$$

onde $a(c)$ é a concentração adsorvida, Γ_1 , Γ_2 e Γ_3 são constantes e c é a concentração do componente (polímero) na água (Lake, 1989). A isoterma de adsorção adotada neste trabalho obedece à lei de Henry, e $\Gamma_1=0,058$. É importante ressaltar que, neste modelo, a concentração adsorvida de um componente só depende da concentração do mesmo na fase líquida.

A dependência da viscosidade da água com a concentração de polímero é regida pela seguinte expressão:

$$\mu_w = \mu_{wi}(1 + \alpha c) \quad (3)$$

sendo μ_{wi} a viscosidade da água sem polímero e α uma constante, neste caso igual a 0,066.

A injeção de água é classificada como um método secundário de recuperação de petróleo cujo objetivo é, como já mencionado, manter a pressão do reservatório em um patamar desejado. Porém, a principal finalidade deste método é o deslocamento de óleo (Willhite, 1982; Smith e Cobb, 2002).

A adição de polímeros à água de injeção tem como principal objetivo diminuir sua mobilidade. O resultado é o aumento da viscosidade da fase aquosa, aumentando a recuperação de óleo uma vez que é maior a quantidade de hidrocarbonetos varridos durante a passagem da água com polímero pelo reservatório. Uma maior eficiência na recuperação de hidrocarbonetos constitui o incentivo econômico para o uso deste método (Lake, 1989).

3. Modelo de Reservatório

Foi criado um reservatório hipotético em forma de paralelepípedo composto por três camadas, produzindo através de uma malha de injeção tipo *five-spot* cujas dimensões e demais propriedades físicas são apresentadas na Tabela 1. O topo deste reservatório foi posicionado a uma profundidade de 2637 m e sua pressão original foi definida 337,5 kgf/cm².

A Tabela 2 contém as características da malha de simulação. Os principais dados do fluido de reservatório encontram-se na Tabela 3.

A saturação de água inicial foi definida como 15% e a saturação de óleo residual 10%. A Figura 1 mostra as curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água adotadas.

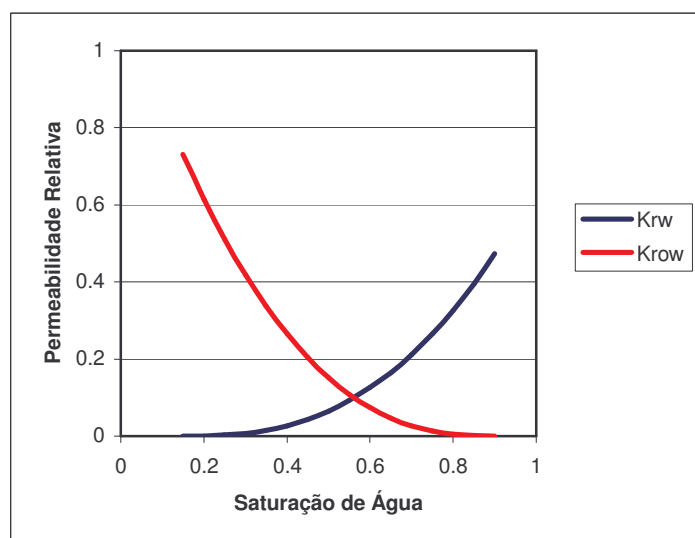


Figura 1. Curvas de permeabilidade relativa

Tabela 1. Dimensões e características petrofísicas do reservatório

Camada	1	2	3
Comprimento / Largura (m)	827	827	827
Espessura (m)	6	9	15
Porosidade (fração)	0,30	0,30	0,30
Permeabilidade horizontal (mD)	500	50	200
Permeabilidade vertical (mD)	80	40	20

Tabela 2. Malha de simulação

Células na direção x	37
Tamanho da célula (m)	22,35
Células na direção y	37
Tamanho da célula (m)	22,35
Passo de tempo (dias)	0,05

Tabela 3. Dados de fluido

Pressão de saturação (kgf/cm ²)	66
Razão de solubilidade (m ³ /m ³)	1,107
Fator volume de formação (m ³ /m ³ std)	37
Viscosidade do óleo (cp)	2,0
Viscosidade da água (cp)	0,8

A isoterma de adsorção utilizada pode ser vista na Figura 2.

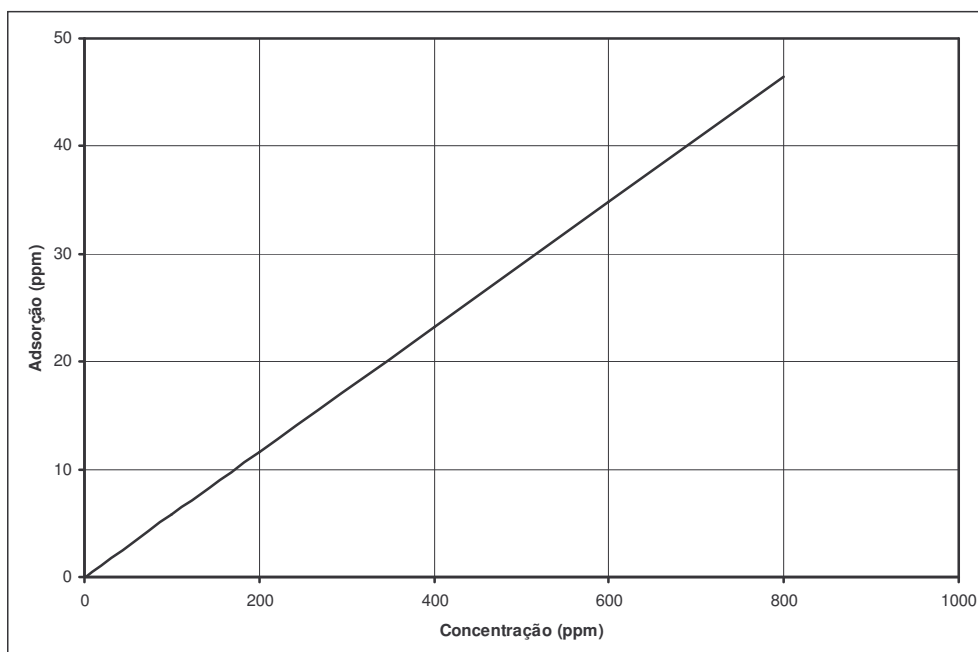


Figura 2. Isotherma de adsorção

A simulação foi aplicada por um período de cinco anos, em um sistema de nove poços produtores e quatro injetores através de um arranjo tipo *five-spot* (Figura 3). O deslocamento de óleo foi feito através da injeção de 318 m³/d de água para cada poço injetor (nível máximo de injeção) e o fluido foi produzido a uma vazão de 79, 159, 79, 159, 318, 159, 79, 159, 79 m³/d (nível máximo de produção) para os nove poços produtores. Foram utilizados controles de pressão de fundo buscando manter a pressão média do reservatório constante. A pressão máxima de injeção permitida foi 703,1 kgf/cm² e a pressão mínima de fluxo de cada poço produtor foi 288,3 kgf/cm².

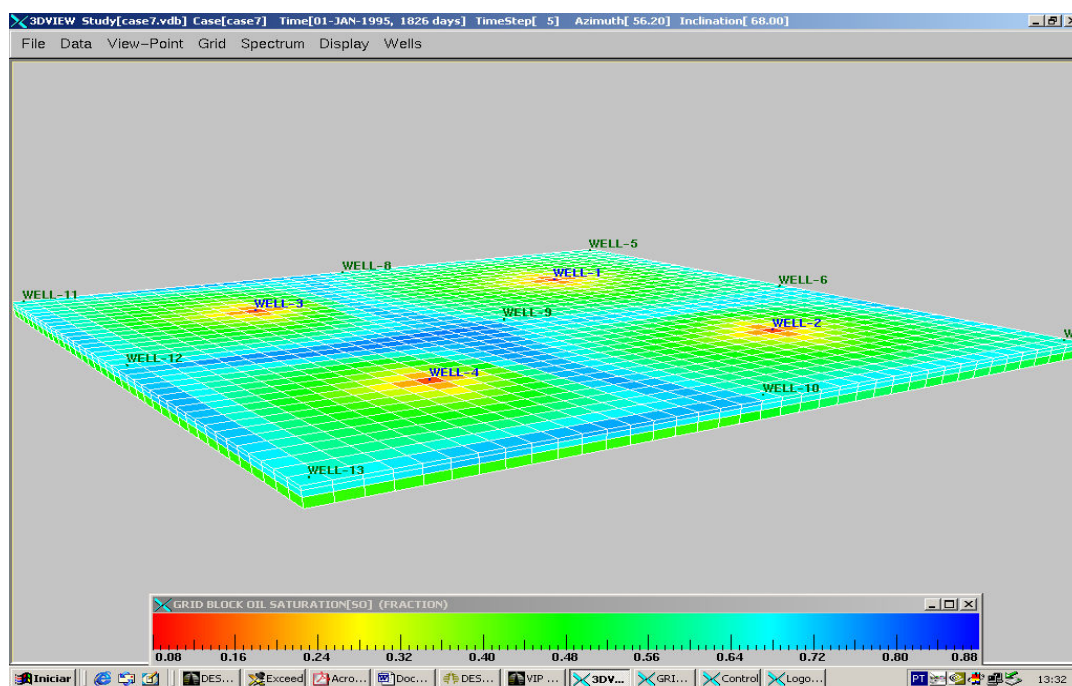


Figura 3. Geometria do reservatório e distribuição dos poços

4. Resultados e Análise

O primeiro caso considera a injeção de água sem polímero. A Figura 4 apresenta o comportamento da vazão de óleo, pressão média no reservatório, fator de recuperação e BSW contra o tempo. Após cinco anos, o fator de recuperação de óleo atinge 40% e o BSW 48%, principalmente devido à elevada mobilidade da água em relação ao óleo. Conforme pode ser verificado, a pressão média do reservatório declina apenas 100 psi (de 4320 psi a 4220 psi) e a vazão de óleo cai de um valor inicial de 8000 bbl/d para 2000 bbl/d.

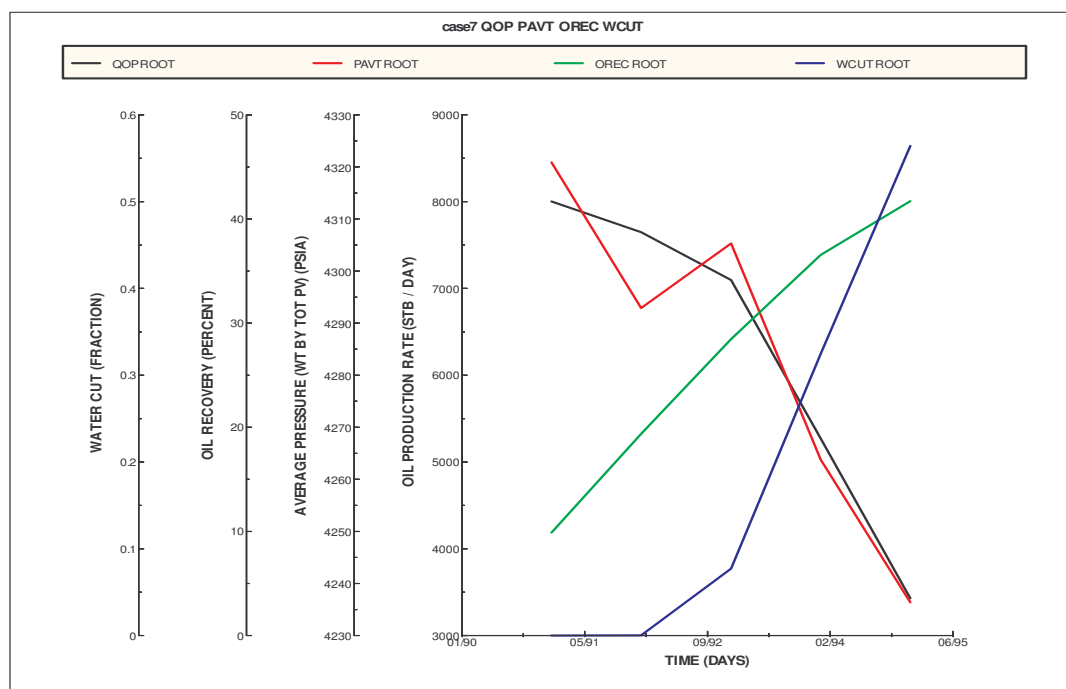


Figura 4. Comportamento do reservatório submetido à injeção de água

Os mesmos resultados para o caso de injeção de água contendo polímero encontram-se na Figura 5. Neste caso o fator de recuperação atinge 45% após cinco anos de produção livre de água, devido a uma mobilidade mais favorável ao óleo. A pressão média do reservatório manteve-se num patamar adequado.

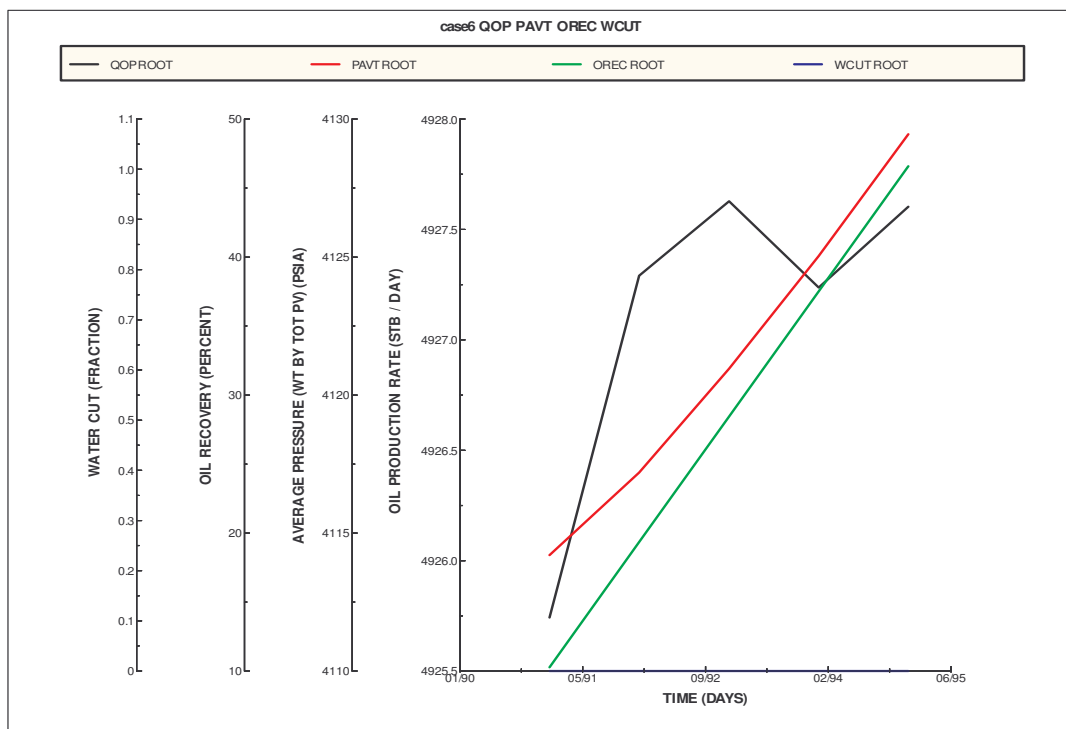


Figura 5. Comportamento do reservatório submetido à injeção de água com polímero

A Figura 6 e a Figura 7 mostram a saturação de óleo após cinco anos de injeção de água sem e com polímeros, respectivamente. Para o caso de injeção de água as saturações do óleo são baixas apenas nas vizinhanças dos poços injetores, as outras áreas mostram saturações altas (média de 59%), como consequência de um ineficiente varrido. Levando em conta a análise de uma área similar na malha a adição de polímero mostra um avanço uniforme na malha drenada. As saturações do óleo são baixas (média de 22%) o que reflete uma boa eficiência de varrido.

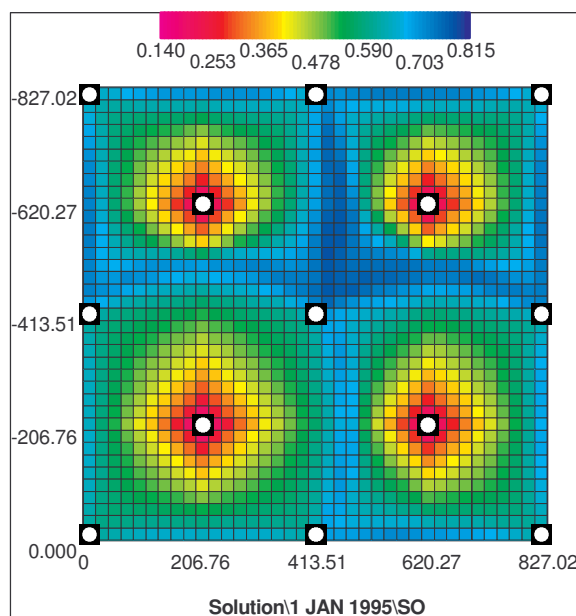


Figura 6. Mapa de saturação de óleo após cinco anos de injeção de água

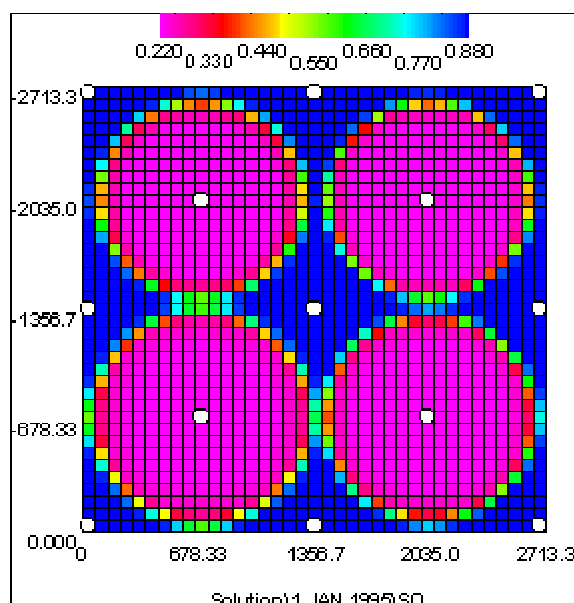


Figura 7. Mapa de saturação de óleo após cinco anos de injeção de água com polímero

5. Conclusões e Recomendações

Pode-se observar analisando os resultados da simulação, que a aplicação de método terciário (injeção de água com polímeros) no início do tempo da produção de um reservatório pode resultar em melhores resultados na manutenção das pressões e nas vazões. A eficiência de varrido também resultou melhor para o caso de injeção de água com polímero. Este efeito está relacionado com as características reológicas do fluido que desloca o óleo. É importante ressaltar que um projeto de injeção de polímeros será considerado econômico quando a mobilidade da água injetada é alta. Um ponto importante a analisar é o fator custo-benefício dos resultados obtidos.

6. Agradecimentos

Renzo Mimbela gostaria de agradecer à Agência Nacional de Petróleo pelo auxílio financeiro ao seu trabalho de doutorado.

7. Referências

- ATKINS, P. W. *Physical Chemistry*, Oxford University Press, 1994.
- AZIZ, K., SETTARI, A. *Petroleum Reservoir Simulation*, Applied Science Publishers, 1979.
- CRAIG, F. F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, SPE Monograph Series, 1971.
- LAKE, L. W. *Enhanced Oil Recovery*, Prentice Hall, 1989.
- PIRES, A. P. *Independência entre Termodinâmica e Hidrodinâmica em Processos de Recuperação Avançada de Petróleo*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual do Norte Fluminense, 2003.
- SMITH, J. T., COBB, W. M. *Waterflooding*, Reinhold Publishing Corporation, 2002.
- WILLHITE, G. P. *Waterflooding*, SPE Monograph Series, 1982.