

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



DEM – Departamento de Engenharia Mecânica

ESCOAMENTO DE POLÍMEROS EM MEIOS POROSOS

Marcel de Castro Venério

Orientadoras: Profa. Mônica F. Naccache e Enga. Priscilla Vargas



Sumário

1. Introdução.....	3
1.1 Motivação.....	3
2. Objetivos.....	5
2.1 Bottle test.....	5
2.2 Slim-tube Sandpacks.....	5
2.3 BrightWater Field Core Flood Testing Procedure.....	5
3. Procedimento experimental.....	5
3.1 Preparação do fluido.....	5
3.2 Bottle test.....	5
3.3 Slim-tube Sandpacks.....	6
3.4 BrightWater Field Core Flood Test.....	7
4. Resultados e Discussões.....	8
4.1 Bottle test.....	8
4.2 Slim tube sand packs test.....	11
5. Comentários finais.....	12
Agradecimentos.....	12
Referências.....	13

1. Introdução

1.1 Motivação

Tradicionalmente as operações de recuperação de petróleo são subdivididas em três estágios: primária, secundária e terciária (Green, 1998). A recuperação primária resulta do uso da energia natural presente no reservatório como a força de energia principal para o deslocamento do óleo para os poços produtores. O segundo estágio da operação é a injeção de água ou gás para extrair o óleo dos poros das rochas. A recuperação terciária envolve o uso de surfactante e outros produtos químicos para a extração, de maneira a melhorar o percentual do óleo produzido nos reservatórios.

No final do período da recuperação primária o fator é baixo e usualmente menor do que 30% do total do óleo contido no reservatório. Portanto, mais do que 70% da quantidade de óleo inicial esta disponível para ser produzido com a ajuda da recuperação secundária e outras técnicas de recuperação. (Moghadasi et al., 2004, Vossoughi, 1999, Thomas, 2001).

Moghadasi et al. (2004) observaram que a durante a recuperação secundária uma redução da permeabilidade ocorre na maioria dos reservatórios. Além disso, durante a recuperação secundária, a injeção de fluidos tende a escoar pelas zonas preferenciais, deixando quantidades substanciais de petróleo nos meios porosos. (Moghadasi et al., 2004, Vossoughi, 1999), de acordo com a Figura 1. Conseqüentemente, há formação de *viscous fingering* (Homsy, 1987, Saffman and Taylor, 1958), o qual irá gerar a produção do fluido de injeção implicando em uma baixa recuperação de petróleo e, eventualmente, um processo não econômico.

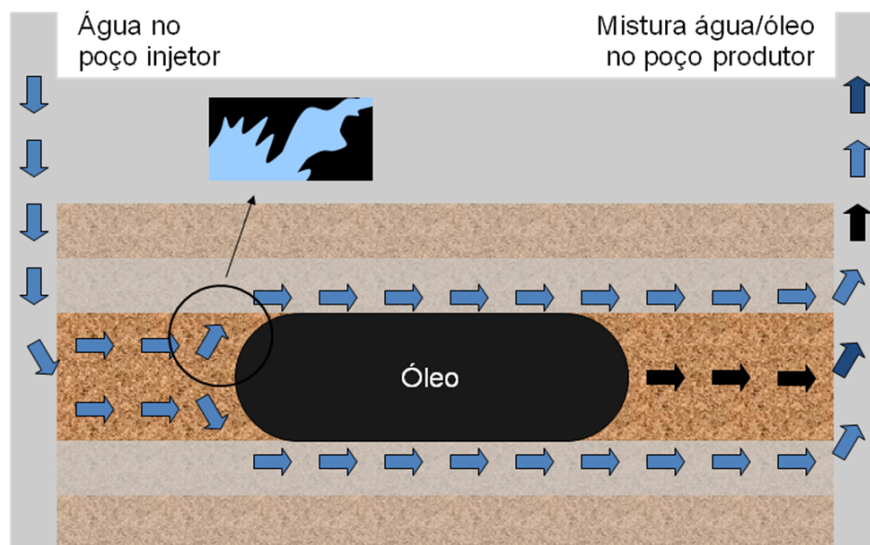


Figura 1: Formação de viscous fingering

Para melhorar a recuperação de petróleo, varias técnicas são usadas para manter a pressão do reservatório e para aumentar o deslocamento do petróleo para o poço produtor. As soluções poliméricas e espumas são geralmente usadas para controlar a mobilidade da lavagem nas recuperações secundárias e terciárias.

Recentemente, um novo polímero, conhecido como BrightWater[®] (Pritchett, 2003, Frampton, 2004), foi desenvolvido para aumentar a eficiência do varrido da água de injeção para a recuperação de petróleo. Este polímero, que possui uma cadeia longa formada por partículas da ordem de sub-micros, é sensível à temperatura. A Figura 2 apresenta duas fotos

das partículas: antes e após a ativação térmica. Pode-se observar, que após a ativação, as partículas expandiram aproximadamente dez vezes em relação às dimensões iniciais.

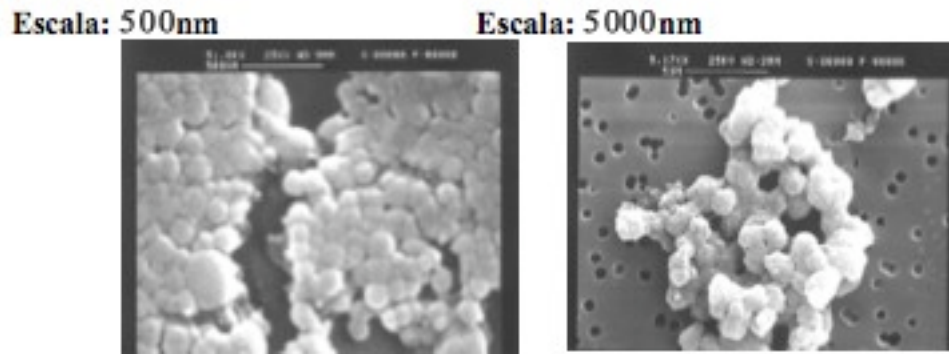


Figura 2: Partículas antes e após a ativação, respectivamente.

As partículas de BrightWater® são injetadas com água, relativamente fria, no poço. Inicialmente, a viscosidade da dispersão é próxima à da água. Entretanto, à medida que as partículas percorrem os caminhos preferenciais, elas encontram as rochas quentes do reservatório e sua viscosidade aumenta. Logo, à uma determinada temperatura e tempo, as partículas se expandem irreversivelmente e bloqueiam os poros causando uma expansão irreversível a qual reduz a permeabilidade das zonas preferenciais. Portanto, a água irá fluir nas áreas de baixas permeabilidades empurrando o óleo que estava preso em áreas menos varridas, isso pode ser visto na Figura 3.

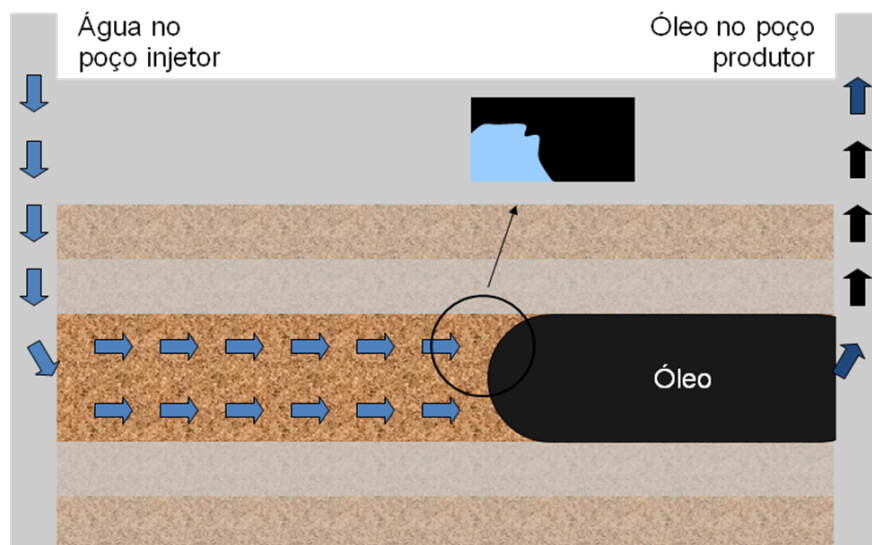


Figura 3: BrightWater® ativado.

Neste trabalho, um estudo experimental é feito para avaliar o comportamento desse novo polímero através de um reservatório. Dois testes diferentes foram feitos para obter a reologia do polímero, e para simular a injeção, propagação e expansão das partículas de BrightWater®. Um teste, chamado Core Flood, está em sua fase inicial e tem como objetivo verificar se o BrightWater® cria resistência significativa ao fluxo de água. Os testes e procedimentos experimentais são descritos na próxima seção. Então alguns dados reológicos são apresentados, assim como alguns resultados da permeabilidade preliminar. Finalmente, alguns comentários finais dos resultados e o progresso do trabalho é apresentado.

2. Objetivos

O principal objetivo deste projeto é analisar experimentalmente os efeitos do polímero BrightWater[®] em condições reais do reservatório de petróleo. Aparatos experimentais foram construídos para que três diferentes testes possam ser feitos.

2.1 Bottle test

O Bottle test consiste em uma longa e cuidadosa investigação da viscosidade da solução polimérica, em função da temperatura e do tempo. Quando o polímero é ativado pelo efeito da temperatura e tempo, as partículas expandem, aumentando o volume ocupado por elas. Conseqüentemente, a fração do volume das fases contínuas diminui. Essa diminuição no volume livre é refletida no aumento da viscosidade da dispersão. O objetivo desse projeto consiste em ilustrar a ativação das micro partículas poliméricas por calor através de testes reológicos. Ou seja, devemos monitorar as variações de viscosidade, de uma dispersão com BrightWater[®], com o tempo.

2.2 Slim-tube Sandpicks

Nesse projeto serão feitos testes para determinar o tempo entre a injeção de água com o polímero BrightWater[®] e a ativação desse para que haja um bloqueio dos caminhos preferenciais no reservatório. Medidas referentes à força do bloco de água devido à adição do polímero serão obtidas como função do tempo após a injeção.

2.3 BrightWater Field Core Flood Testing Procedure

O principal objetivo desse teste é verificar se o BrightWater[®] cria resistência significativa ao fluxo de água em um meio poroso, quando é ativado dentro deste. A bancada experimental deve simular as condições de mineralogia e permeabilidade de um reservatório. Assim, será determinada a permeabilidade do meio poroso com e sem o polímero.

3. Procedimento experimental

3.1 Preparação do fluido

Esta etapa preliminar corresponde à preparação da solução polimérica que usaremos no Bottle testes e no Slim Tube tests. O BrightWater[®] foi fornecido como uma dispersão concentrada (30% ativo). A dispersão é preparada misturando o surfactante com a salmoura sintética no agitador magnético.

No começo, misturamos violentamente, para criar um grande vórtex. Após 30 minutos de mistura, o polímero BrightWater[®] é então adicionado. Nós continuamos a misturar por mais 60 minutos e então 1000ppm de tiosulfato de sódio é adicionado como removedor de oxigênio. A mistura deve ser feita continuamente para a mistura ficar homogênea para resultar em propriedades reológicas controladas.

3.2 Bottle test

No Bottle test, cada dispersão é armazenada em grupos de 20 garrafas seladas e colocadas em um banho de temperatura controlado ou em estufa durante certo período de tempo, para representar o processo de envelhecimento no reservatório. Então, em um tempo pré determinado, uma garrafa é retirada e esfriada a 24°C. Duas temperaturas de envelhecimento foram investigadas neste trabalho: 30 °C e 60 °C. Um banho foi utilizado para temperatura de 30 °C e a estufa para 60 °C. A viscosidade da solução foi medida a temperatura ambiente, utilizando um reômetro Paar Physica MCR 301 disponível no Laboratório de Caracterização Reológica da PUC-Rio. Este procedimento foi repetido em diferentes tempos, até o tempo final de aproximadamente 100 dias.

Duas dispersões foram preparadas, seguindo os procedimentos descritos acima, e podem ser vistas na Tabela 1.

Tabela 1: Dispersão do Bright Water

Bright Water Active concentration [ppm]	Bright Water as supplied concentration [%w/w]	Dispersant active concentration [ppm]	Dispersant as supplied concentration [%w/w]
5010	1.67	1500	0.5
1500	0.5	720	0.24

3.3 Slim-tube Sandpacks

A ativação polimérica é feita após um certo período pela exposição a uma certa temperatura. Portanto, o polímero é introduzido no poço de injeção e propaga centenas de pés através do reservatório até que a ativação ocorra. Para investigar o desempenho desse procedimento o *Slim tube sand packs test* é feito, e tem como objetivo determinar o tempo de injeção e ativação do polímero BrightWater®. O Slim tube é um simples modelo de um reservatório, projetado para ter a permeabilidade e temperatura equivalente do reservatório estudado.

O polímero é injetado através do Slim tube sand pack com $\varnothing = \frac{1}{4}$ " e tamanho de 40 ft., o qual é colocado dentro de uma estufa com temperatura controlada. A medição da vazão e a queda de pressão são feitas através do tempo. Pontos de tomada de pressão são posicionados através do tubo a cada 10 ft. A vazão é controlada pela bomba Waters 515 HPLC, que é uma bomba que tem uma boa precisão com o fluxo muito suave. A medição da viscosidade é feita ao mesmo tempo com as amostras da solução polimérica e com a mesma temperatura no Slim tube. A Figura 4 mostra os aparatos experimentais.



Figura 4: Slim tube sand packs.

O procedimento experimental é descrito como segue. Inicialmente, o sand pack está cheio de ar, e é limpado passando CO₂ através do slim tube. O próximo passo é a injeção da salmoura sintética (SSW) até o CO₂ ser removido. Para checar, medimos o pH do fluido

remanescente, o qual deve estar em torno de 8. Depois disso, são feito os testes de permeabilidade com SSW.

Com o sand pack à 30°C, a solução BrightWater® (Tabela 2) é injetada, cuidadosamente a determinada vazão, e certo período de tempo, para que a solução possa ser posicionada em um local requerido, o qual corresponde à região central do slim tube (entre 7ft e 33ft). A medição da perda de pressão é feita periodicamente para avaliar a permeabilidade de quatro diferentes regiões entre os pontos de medição de pressão. Os testes de permeabilidade feito através de um longo período de tempo, usualmente em torno de 100 dias, ou até que a ativação e perda de permeabilidade sejam observadas. Esse resultado indicará se existe a ação de bloqueio do BrightWater®.

Tabela 2 : Dispersão do Bright Water

Bright Water Active concentration [ppm]	Bright Water as supplied concentration [%w/w]	Dispersant active concentration [ppm]	Dispersant as supplied concentration [%w/w]
2755	0.92	1000	0.34

Para escoamento, lento, unidirecional e estável, a permeabilidade K é definida através da lei de Darcy (Dullien, 1992):

$$k = \frac{QL\mu}{A\Delta P} \quad (1)$$

Onde Q é a vazão, ΔP é a queda de pressão através do comprimento L, μ é a viscosidade e A é a área da seção transversal.

O fator de mobilidade é definido como:

$$\lambda \equiv \frac{k}{\mu} \quad (2)$$

Para cada medida, o Fator de Resistencia (RF) é calculado como a razão entre a mobilidade inicial e a mobilidade apos o tratamento:

$$RF = \frac{\lambda_i}{\lambda_f} = \frac{\Delta P_f}{\Delta P_i} \quad (3)$$

3.4 BrightWater Field Core Flood Test

Para esse teste, o primeiro passo consiste em bombear água do mar através do meio poroso sob a temperatura de um reservatório real usando escalas diferentes de pressão. O testemunho da rocha do reservatório deve representar as condições reais do meio poroso e deve estar livre de ar. Deve-se medir a queda de pressão através do meio poroso para determinar a permeabilidade base da amostra. Serão utilizados transdutores de pressão muito sensíveis para medir o gradiente de pressão a essa taxa de escoamento. Uma foto do aparato é mostrada na Fig. 5. Bombeamos através de toda a amostra o polímero disperso em água do mar. Checar se a mistura atravessa todo o meio poroso. A seguir, isolaremos a amostra à uma temperatura constante até que o BrightWater® seja ativado e expandido. Bombeamos água salgada novamente. Nesse momento, o meio poroso já deveria estar parcialmente bloqueado pelo BrightWater®. Assim, a pressão através da amostra deve ser maior do que a pressão medida para alcançar a permeabilidade base da amostra. Se isso não ocorrer, deve-se

aumentar a concentração do polímero na mistura com água do mar. Deve-se esperar tempo suficiente para ativação do polímero. Como o volume poroso da amostra é muito pequeno, é possível deslocar o Bright Water completamente para fora do reservatório antes do gradiente de pressão se estabilizar.

Deve-se trabalhar com baixas taxas de escoamento nesse teste. É mais fácil manusear e misturar o BrightWater[®] em campo do que no laboratório. No campo é só mexer e bombeá-lo para dentro do poço. Já no laboratório ele deve ser misturado cuidadosamente e estar livre de oxigênio. Na prática a amostra não tem como estar sempre livre de oxigênio, então um removedor de oxigênio tem que ser usado no laboratório. Os últimos passos desse teste consistem em adicionar tiosulfato de sódio (1.2g/l) para remover o oxigênio e ajustar o pH para 8.2 de acordo com a ASTM 1141.

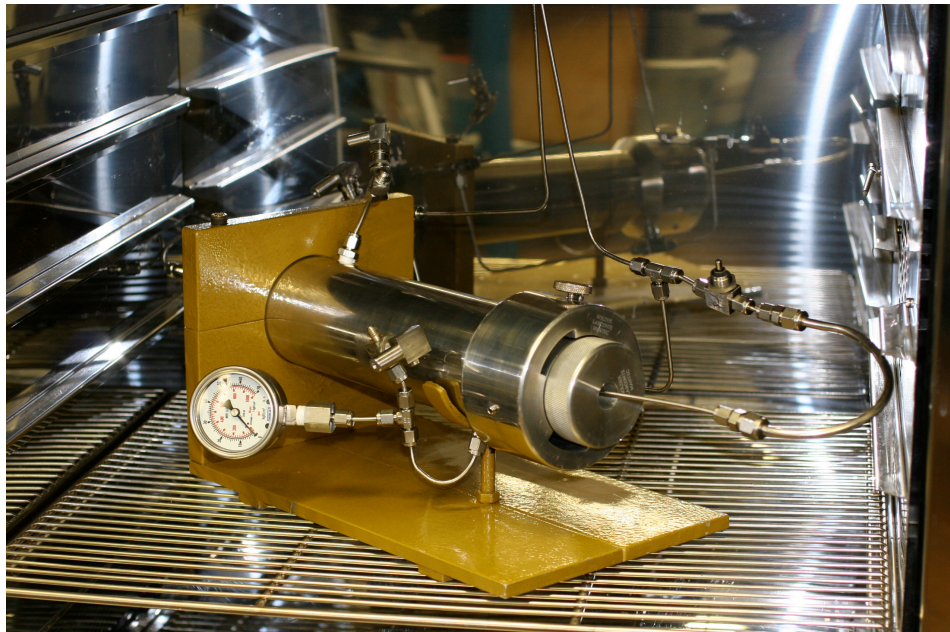


Figura 5: Circuito Core Flood Test (dentro da estufa)

4. Resultados e Discussões

4.1 Bottle test

Os resultados obtidos com o Bottle test são apresentados a baixo. A Figura 5 mostra o valor da viscosidade como função da taxa de cisalhamento para a água do mar sintética com BrightWater[®] a 2755ppm de concentração ativa, para diferentes períodos de aquecimento a 88°C. Pode ser observado que o fluido apresenta um comportamento não newtoniano pois a viscosidade diminui com o aumento do cisalhamento.

SSW and BW at 2755ppm active concentration (0.92% as supplied) at 88°C

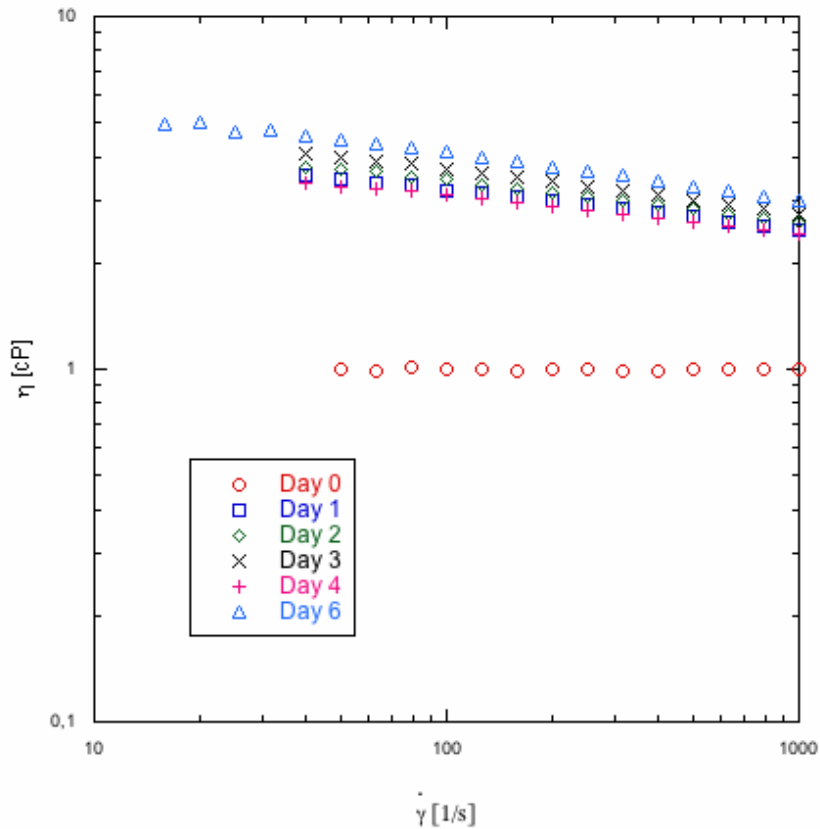


Figura 5: Viscosidade em função da taxa de cisalhamento

O comportamento shear thinning é mais acentuado para períodos de tempo maiores. A viscosidade pode ser modelada pela equação de viscosidade Power-Law:

$$\eta = K\dot{\gamma}^{n-1} \quad (4)$$

Onde K é o índice de consistência e n é o índice de power-law. Os parâmetros reológicos obtidos são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 3: Power-Law curve fitting

Time [Days]	k [Pa.s ⁿ]	n
1	5,289	0,892
2	5,808	0,885
3	6,491	0,877
4	4,998	0,896
6	7,205	0,876

As Figuras 9 e 10 ilustram a ativação das micro partículas poliméricas através de calor à uma dada taxa de cisalhamento igual a 200 s⁻¹. Este valor foi escolhido com base no fato que o processo atual ocorre a baixas taxas de cisalhamento e considerando-se a precisão do reômetro. Para taxas de cisalhamento menores que 200 1/s, o torque fica abaixo da sensibilidade do reômetro e para altas taxas de cisalhamento o escoamento secundário começa

aparecer. A Figura 6 mostra os testes para 0,5% de concentração ativa de BrightWater[®] e a Figura 7 mostra o mesmo teste a 1.67%, ambos a 30°C e 60°C.

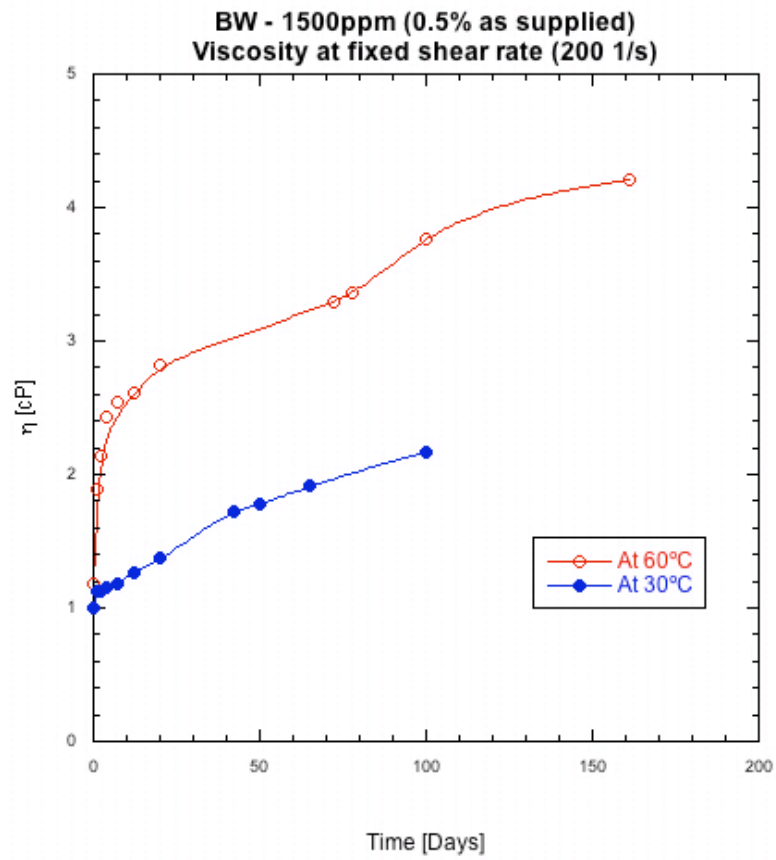


Figura 6: Evolução da viscosidade com o tempo para concentração de 0.5% BrightWater

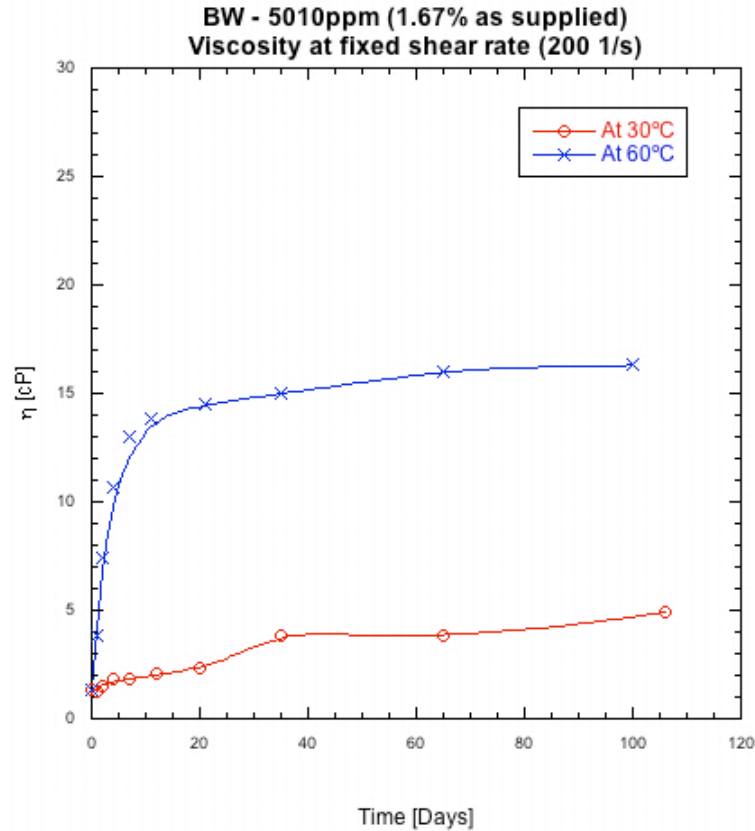


Figura 7: Evolução da viscosidade com o tempo para concentração de 1.67% BrightWater

Pode ser notado que o comportamento qualitativo é parecido para ambos os resultados, mas a concentração de partículas afeta o nível de viscosidade. Também é observado que altas temperaturas levam a um aumento da viscosidade. Observa-se em todos os casos estudados que a viscosidade aumenta com o tempo de aquecimento e tende a uma curva assintótica para tempos maiores indicando que a ativação foi concluída.

4.2 Slim tube sand packs test

Os testes de permeabilidade ainda estão sendo feitos. Os resultados preliminares são mostrados abaixo. A permeabilidade de SSW a cada seção de 10ft. é determinada usando a Eq.1, e considerando a área da seção transversal (A) igual a $2.463 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2$. Os resultados obtidos forneceram um valor médio é igual a 6.40D, com desvio padrão de 0.39. Pode-se notar também que a permeabilidade é aproximadamente uniforme através do tubo.

O Fator de Resistência é obtido usando as equações 2 e 3. O resultado preliminar para o Fator de Resistência para as seções intermediárias são apresentados na Figura 8. Pode ser notado um substancial aumento nos primeiros dias do experimento indicando que a ativação começa acontecer.

SSW and BW at 2755ppm active concentration (0.92% as supplied) at 88°C

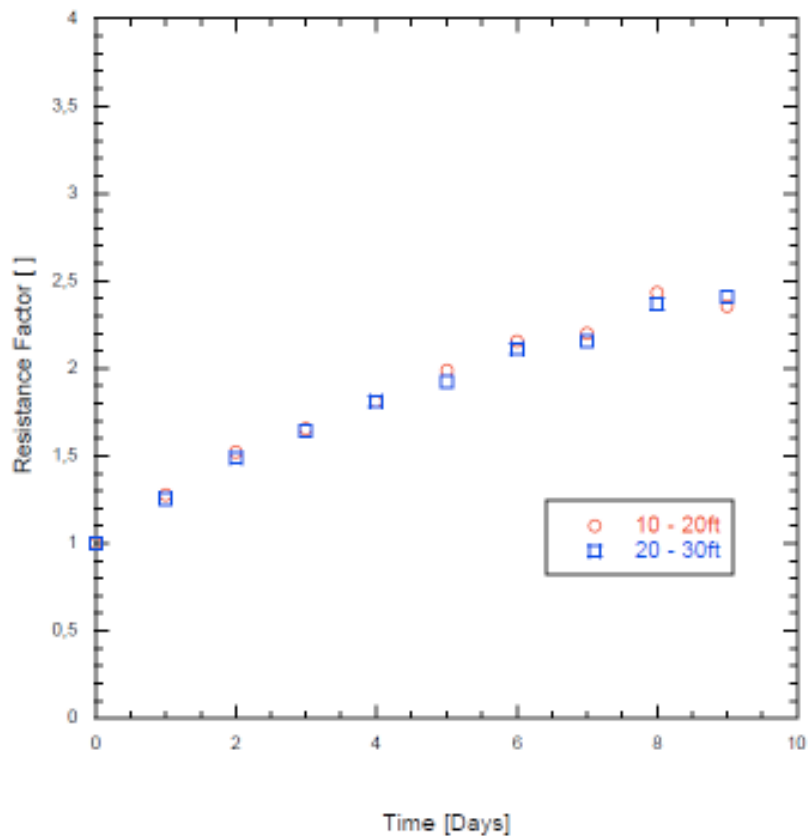


Figura 8: Fator de Resistência

5. Comentários finais

Uma nova solução polimérica através de um meio poroso ideal é analisada neste trabalho. O polímero BrightWater[®] é projetado de maneira que suas partículas se rompam e expandem irreversivelmente quando submetidas a altas temperaturas durante certo período de tempo. Quando o polímero é ativado, o seu volume aumenta, bloqueando as gargantas dos poros no reservatório. Para investigar o comportamento do polímero, Bottle test e o Slim tube sand packs são feitos. O primeiro é usado para obter a reologia durante o processo de envelhecimento e o último é feito para determinar o tempo entre a injeção e ativação e a eficiência de bloqueio. Os resultados mostram que a viscosidade aumenta com o tempo e a temperatura de envelhecimento. Logo, a ativação do polímero é melhor para altos tempos e temperatura de envelhecimento. A eficiência de bloqueio é avaliada através do Fator de Resistência o qual aumenta com o tempo do processo, também indicando que o processo de ativação do polímero ainda está em progresso. O teste de Sand Pack ainda está em andamento para investigar quanto tempo leva o processo de ativação. Além disso, um teste usando um testemunho do reservatório está em progresso, e irá indicar como a relação entre o bloqueio atual e a predição do modelo.

Agradecimentos

Os autores deste trabalho gostariam de agradecer ao aluno Washington Souza, pela sua colaboração no desenvolvimento do trabalho, e a Shell Brasil Ltda. e ao CNPq pelo seu apoio financeiro.

Referências

- Don W. Green, G. P. W., 1998. Enhanced oil recovery. SPE.
- Dullien, F. A. L., 1992. Porous Media - Fluid Transport and Pore Structure. Academic Press Inc.
- Furati, K., 1998. History effects on oil recovery efficiency. .Journal of Petroleum Science and Engineering 19, 295–308.
- H. Frampton, J.C. Morgan, S. C. L. M. K. C. D. W., 2004. Development of a novel waterflood conformance control system. SPE.
- Homsy, G., 1987. Viscous fingering in porous media. Annual Review of Fluid Mechanics 19, 271–314.
- James Pritchett, Harry Frampton, J. B. S. C. J. M. K. C. D. W. J. G., 2003. Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. SPE.
- Moghadas, J., Müller-Steinhagen, H., Jamialahmadi, M., Sharif, A., 2004. Theoretical and experimental study of particle movement and deposition in porous media during water injection. Journal of Petroleum Science and Engineering 43, 163–181.
- Saffman, P. G., Taylor, G. I., 1958. The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous fluid. Proc. R. Soc. London A 245, 312–329.
- Thomas, J. E. e. a., 2001. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Interciência.
- Vossoughi, S., 2000. Profile modification using in situ gelation technology—a review. Journal of Petroleum Science and Engineering 26.