



Original

## Utilização de espuma como mecanismo de controle da mobilidade em rochas-reservatório



O.J. Romero\* e R.F. Fejoli

Programa de Pós-Graduação em Energia, Centro Universitário Norte do Espírito Santo (CEUNES), Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Rodovia BR 101 Norte, km 60, Litorâneo, CEP 29.932-540, São Mateus, ES, Brasil

### INFORMAÇÃO SOBRE O ARTIGO

#### Historial do artigo:

Recebido a 4 de novembro de 2013

Aceite a 25 de junho de 2014

On-line a 12 de marzo de 2015

#### Palavras-chave:

Injeção de espuma

Recuperação avançada de petróleo

Meio poroso

Controle da mobilidade

Eclipse®

### R E S U M O

Uma das tarefas mais importantes na engenharia de petróleo é a caracterização de reservatórios. Um bom conhecimento das propriedades dos reservatórios é fundamental para confiáveis previsões de produção e para a aplicação dos métodos especiais de recuperação secundária. Uma ferramenta muito utilizada para este fim é a simulação numérica de reservatórios de petróleo, que através da aplicação de métodos numéricos permite obter a solução de equações diferenciais complexas por natureza. Este trabalho trata da modelagem computacional da injeção de espumas em reservatórios de petróleo utilizando o software Eclipse®. O objetivo principal desta pesquisa é compreender quais são os parâmetros que potencializam o aumento do fator de recuperação do óleo retido no espaço poroso após a utilização de métodos convencionais. A espuma é injetada desde a superfície em um reservatório localizado a 8.400 pés de profundidade que contém óleo cuja viscosidade é dependente da pressão, este óleo é conduzido para a superfície através de um poço produtor. Os 2 poços são completados ao longo de toda a espessura da formação de interesse. As equações que expressam o modelo da espuma são detalhadas e discretizadas juntamente com as equações que regem o fluxo de fluidos. Comparações de desempenho variado a concentração da espuma são apresentados para 3 tipos de óleos denominados de leve, intermediário e pesado. Os resultados mostram que existe uma correlação direta entre a concentração da espuma no fluido deslocante e o fator de recuperação de óleo. Destaca-se ainda que uma concentração crítica  $c^*$  de espuma é evidenciada com influência direta na eficiência do processo.

© 2013 CIMNE (Universitat Politècnica de Catalunya). Publicado por Elsevier España, S.L.U. Todos os direitos reservados.

### Foam injection as a mechanism of mobility control in reservoir rocks

#### A B S T R A C T

One of the most important tasks in Petroleum Engineering is a reservoir characterization. A good knowledge of the properties of the reservoirs is essential for reliable production forecasts and the application of special methods of secondary recovery. A very useful tool for this purpose is the numerical simulation of oil reservoirs, which through the application of numerical methods allows for the solution of complex differential equations by nature. This paper deals with the computational modeling of foam injection in oil reservoirs using the Eclipse® software. The main objective of this research is to understand what the parameters that maximize the increase of the oil recovery factor retained in the pore space after using conventional methods are. Foam is injected from the surface into a reservoir of 8.400 feet deep containing oil viscosity which is dependent on the pressure, this oil is conducted to the surface through a production well. Both wells are completed over the entire thickness of the formation of interest. Equations that

#### Keywords:

Foam injection

Enhanced oil recovery

Porous medium

Mobility control

Eclipse®

\* Autor para correspondência.

Correios eletrônicos: [oldrichjoel@gmail.com](mailto:oldrichjoel@gmail.com) (O.J. Romero), [romulofeni@hotmail.com](mailto:romulofeni@hotmail.com) (R.F. Fejoli).

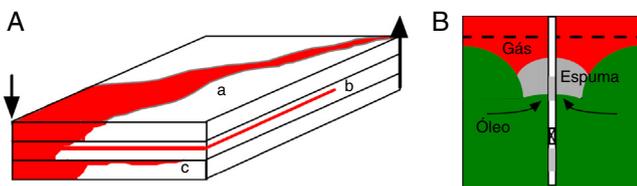
express the detailed model and the foam are discretized together with the governing equations of the fluid flow. Comparisons at different foam concentration are shown for light, intermediate and heavy oils. Results show that there is a direct correlation between the concentration of the displacing fluid foam and the oil recovery factor. Note also that a critical concentration  $c^*$  foam is evidenced with direct influence on the efficiency of the process.

© 2013 CIMNE (Universitat Politècnica de Catalunya). Published by Elsevier España, S.L.U. All rights reserved.

## 1. Introdução

No processo de produção do petróleo há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços produtores. Essas resistências são devidas ou associadas às forças viscosas ou capilares presentes no meio poroso que se reflete principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade. O uso de métodos especiais de recuperação (*Enhanced Oil Recovery* [EOR]) visa aumentar o fator de recuperação de óleo, ou seja, recuperar a maior fração possível do *Original Oil in Place* (OOIP) em relação àquela que seria recuperada somente através de métodos convencionais. O OOIP é o volume de óleo originalmente contido no reservatório, estimado durante o período de exploração. Os métodos especiais de recuperação são classificados na literatura como (i) químicos, que refere-se à injeção de soluções poliméricas [1,2], surfactantes, álcalis, Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) [3] e espumas [4]; (ii) térmicos, como a injeção de vapor cíclica e contínua, combustão in-situ; (iii) miscíveis, utilização de gás carbônico [9], nitrogênio e solventes orgânicos; e (vi) outros métodos como utilização de micro-organismos, *Toe-to-Heel Air Injection* (THAI), *Vapour Extraction* (VAPEX), *Steam-Assisted Gravity Drainage* (SAGD), etc. Por limitações de espaço será abordado apenas a injeção de espumas. Para detalhes sobre os outros métodos sugere-se consultar a literatura, por exemplo, Lake [5] e Rosa et al. [6].

As espumas atuam principalmente na melhora da eficiência de varrido, tanto por viscosificação da água de injeção como pelo bloqueio físico de canais de alta permeabilidade (consultar [7,8]). Portanto, a espuma força o fluido injetado a percorrer as áreas não varridas. A espuma tem sido amplamente utilizada em processos de recuperação melhorada de óleo na indústria do petróleo ao longo de décadas [10,11]. Existem 2 mecanismos principais em que a utilização da espuma no processo de recuperação de óleo torna-se importante. A primeira, que é objeto de estudo neste trabalho, é a que permite controlar a mobilidade de gás injetado (fig. 1A). Isto é, nas aplicações de injeção de gás ou nas técnicas de injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gas* [WAG]), os efeitos conjugados da alta mobilidade do gás aliado com sua baixa densidade o conduzem a fluir pelas zonas de maior permeabilidade criando caminhos preferenciais, assim como pelo topo do reservatório devido à segregação gravitacional, em ambas as situações o



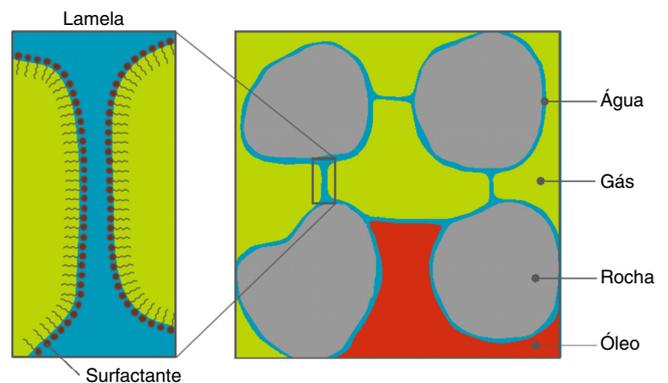
**Figura 1.** Utilização da espuma: A) controle da mobilidade do gás quando existem caminhos preferenciais (a) e (b), e segregação gravitacional (c); B) controle do coning de gás [12].

gás ultrapassa o banco de óleo que deveria ser deslocado. A espuma tem sido utilizada nestas situações para controlar a mobilidade do gás melhorando, assim, a eficiência do varrido por meio do aumento da viscosidade efetiva e da diminuição da permeabilidade relativa do gás. Uma segunda aplicação da espuma é no controle do *coning* de gás, que ocorre quando o contato gás/óleo atinge o poço produtor e por consequência o gás, que é mais móvel, começa a ser produzido ao invés do óleo. Espuma é injetada para ser depositada no topo da formação produtora, no poço produtor, reduzindo com isso o influxo de gás, como ilustrado na figura 1B [12].

Como visto, a espuma tem uma função importante na produção de petróleo. É resultado de uma mistura gás/líquido, sendo a fase líquida contínua e a que molha a rocha, enquanto que a fase gasosa está organizada de forma descontínua em bolhas de gás unidas por meio de filmes de líquido denominadas de lamelas, segundo representado na figura 2 [13].

A espuma é gerada adicionando um surfactante na fase aquosa e passando o gás através da mistura líquido/surfactante para gerar uma dispersão estável de bolhas de gás no líquido. A espuma pode ser transportada com um fluxo de gás para dentro do reservatório, sendo o efeito benéfico a redução da mobilidade do gás. A espuma também reduz a tensão superficial entre óleo e água, sendo que este efeito não é significativo. A redução da mobilidade do gás depende tipicamente de vários fatores, como pressão e taxa de cisalhamento que refere-se à velocidade de injeção do gás [14,15]. O surfactante é adicionado para auxiliar na geração e proporcionar uma estabilidade adequada da espuma nas condições do reservatório. Adicionalmente é desejável que o surfactante tenha baixa perda por adsorção e decomposição para a rocha, que permita aumentar a eficiência de varrido e seja comercialmente disponível e barato [11].

Existem diversos tipos de espuma. Aquela que possui textura grosseira com grandes bolhas como a mostrada na figura 3a,c é referida como uma espuma fraca, pois desenvolve uma baixa redução na mobilidade do gás. Agora, uma espuma com textura fina formada por pequenas bolhas (fig. 3b) já é referida como uma espuma forte, pois reduz drasticamente a mobilidade do gás [16].



**Figura 2.** A espuma com o detalhe da lamela (modificado de [13]).

Download English Version:

<https://daneshyari.com/en/article/1702526>

Download Persian Version:

<https://daneshyari.com/article/1702526>

[Daneshyari.com](https://daneshyari.com)