

Recuperação terciária de petróleo parafínico, em areia e argila, por influencia da injeção de glicerina bruta do biodiesel de mamona.

Odete Gonçalves^{1*} (IC), Alexandre Kamei Guimarães¹ (TC), Sarah Maria Borges¹ (IC), Cristina M. Quintella¹ (PQ). (cristina@ufba.br)

Instituto de Química, Universidade Federal da Bahia, Campus Universidade de Ondina, Rua: Barão de Geremúabo s/n, 40170-290 Salvador BA.

Palavras Chave: Petróleo, argila, Glicerina Bruta.

Introdução

A produção de petróleo parafínico apresenta alto valor comercial, porém, a precipitação de cristais de parafinas em reservatórios e dutos petrolíferos se constitui num problema para a sua extração e elevação na Bacia do Recôncavo Baiano.

Paralelamente, o Brasil vive um momento em que os co-produtos do biodiesel devem apresentar valor comercial para viabilizar sua produção. Testes preliminares mostram que a Glicerina Bruta (GB) tem potencial de recuperação de petróleo parafínico duas vezes superior aos métodos tradicionais².

Neste trabalho foi utilizada pela primeira vez a rocha reservatório argilosa ao invés de apenas arenítica, visando estudar-se a recuperação de petróleo parafínico.

Resultados e Discussão

Para simular a rocha reservatório, foram compactadas uma mistura de 70%pp de areia com granulometria de 15 a 25 mesh e 30%pp de argila. A porosidade final ficou entre 34% e 36%.

O experimento foi conduzido temperatura e pressão visando simular 1000m de profundidade.

Inicialmente, a rocha foi molhada com a injeção de água de formação artificial (solução aquosa de NaCl a 100.000 ppm).

Depois foi injetado 150mL de petróleo parafínico, para parafinar, simulando o acúmulo na rocha reservatório.

Em seguida, foi realizada a recuperação primária por injeção de solução aquosa de NaCl a 100.000 ppm, até que não fosse produzido mais petróleo.

Finalmente, foi realizada a recuperação terciária com 205 mL de GB (correspondente a 50% do volume poroso).

Após a corrida, a célula micro-reservatório foi aberta e se observou que existiam formações lenticulares onde o petróleo (cor escura na Figura 1) não tinha sido varrido. Isto foi atribuído à grande as moléculas das unidades lamelares da argila e as moléculas de água.

A Tabela 1 mostra o fator de recuperação (material produzido, seja petróleo ou emulsão, dividido pelo material existente na rocha reservatório).

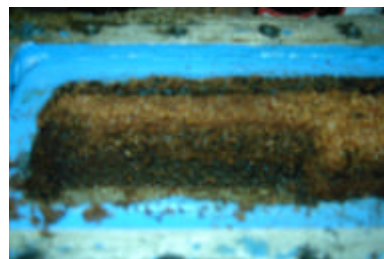


Figura 1 – Formações lenticulares de depósitos de petróleo não varrido (regiões escuras) entre formação arenítica varrida (regiões claras).

Tabela 1 – Fatores de recuperação em função do método de recuperação.

Método de recuperação	Fator de Recuperação (%)
Recuperação secundária por injeção de água	50
Recuperação terciária por injeção de GB	11
Recuperação por associação de métodos	61

A recuperação foi mais baixa do que quando a rocha reservatório não continha argila. Isso já é usual nas aplicações em campos de petróleo. No caso, a GB teve cerca de duas vezes o fator de produção para rochas argilosas quando comparado a métodos tradicionais de recuperação. Isto pode ser entendido considerando que as regiões onde existe argila são consideradas “mortas isoladas” onde o petróleo praticamente não é varrido em qualquer um dos métodos de recuperação químicos.

Conclusões

O fator de recuperação com GBN, em comparação com outros métodos químicos, se manteve praticamente o dobro, apesar de existirem regiões onde a interação água argila foi tão forte que não foi possível varrer o petróleo.

Agradecimentos

FINEP, CNPq, Petrobras

¹Borges, SM; e col., *Boletim Técnico da Produção de Petróleo*, Petrobrás, 2007.

²Borges, SM; e col., I Premio Petrobrás de Tecnologia de 2005.