Alteração da molhabilidade em reservatórios carbonáticos e os reflexos nas saturações e na permeabilidade efetiva ao óleo.

Michel F. Pinto*[1](PG); Carlos N. Khalil[2] (PQ).; Regina S.V. Nascimento[1](PQ).

[1] *Instituto de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro.*
[2] *Petrobras, CENPES/PDGP/TEE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP: 21941-901.*
**michelp@petrobras.com.br*

Palavras Chave: *Reservatórios, petróleo, carbonatos, molhabilidade, permeabilidade*.

Introdução

A molhabilidade tem grande influência na distribuição e no fluxo dos fluidos (água/ óleo) presentes nos poros dos reservatórios de petróleo. Observa-se que, em reservatórios molháveis ao óleo (MO) ocorre uma redução da permeabilidade efetiva ao óleo, assim como maiores valores de saturação de óleo residual (SOR), quando comparado com reservatórios preferencialmente molháveis à água.

O caráter lipofílico ou hidrofílico em um reservatório é reflexo da composição da rocha (arenito ou carbonatos), do pH do reservatório, da presença de heteroátomos na composição do petróleo como oxigênio, enxofre e nitrogênio (asfaltenos, resinas e tiofenos) e assim como da composição da água da formação[1].

O trabalho apresenta um agente modificador de molhabilidade (AMM), com capacidade de aumentar a hidrofilicidade da superfície de rochas carbonáticas. Foi comparado com tensoativos já consagrados[2] como modificadores de molhabilidade, em ensaios de partição água/ óleo, embebição espontânea, ângulo de contato e ensaios de fluxo em meio poroso em afloramento de calcita.

Resultados e Discussão

No ensaio de partição, o produto AMM e o brometo de cetil trimetil amônio (CTAB) arrastaram" cerca de 95% do carbonato para fase aquosa, revelando que ocorreu a inversão da molhabilidade do carbonato, a principio todo na fase óleo, para a fase aquosa. O dodecil sulfato de sódio (SDS), apesar de precipitar 85% do carbonato, não tornou hidrofílico o carbonato, pois coalesceu e "arrastou" consigo a fase orgânica.

Observa-se na fig 1, o aumento do ângulo de contato (θ) entre a fase óleo e o carbonato, revelando a redução na afinidade da superfície do carbonato pelo óleo quando o sistema esta imerso em solução do produto AMM (1% p/p) (fig 1B).

Nos ensaios de fluxo em meio poroso (Gráfico 1), foram comparados 3 plugues similares de calcita, onde 2 plugues (M11 e M12) não tiveram contato com o AMM e o no plugue M13, feito reciclo de 4 volumes porosos (VP's) de solução com o produto AMM.

Observou-se aumento da saturação de água irredutível (Swi) de 15% em média. Alem disso, ocasionou também um aumento considerável da permeabilidade relativa ao óleo (Kro), chegando a 85 % da permeabilidade absoluta ao gás.

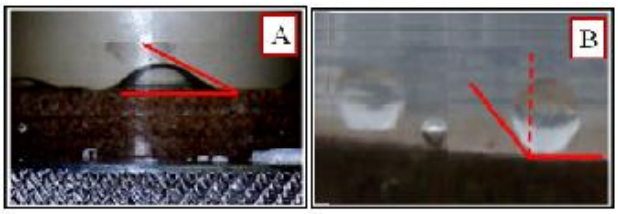

Figura 1. Superfície do carbonato e gota de óleo (decano); A) imerso em agua do mar, B) imerso em solução 1% p/p do produto.

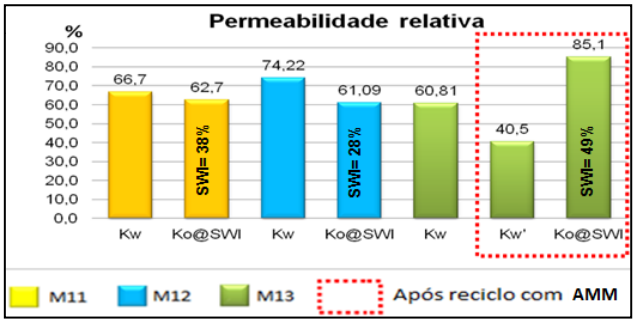

Gráfico 1: Permeabilidade relativa e SWI.

Conclusões

Os ensaios realizados sinalizaram positivamente quanto à capacidade do AMM tornar preferencialmente hidrofílico o carbonato e o aumento do Kro, comprova a correlação entre a molhabilidade e o comportamento de fluxo no meio poroso. Logo, AMM podem ser aplicados nos arredores do poço produtor, estimulando o escoamento nesta região.

Agradecimentos

Gerência de Tecnologia de Reservatórios, Elevação e Escoamento (Cenpes) e UFRJ- IQ.

[1] Anderson, W. G.: "Wettability literature survey - Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability". Out. 1986a.

[2] Austad, T.; Milter, J.; "Spontaneous imbibition of water into low permeable chalk at different wettabilities using surfactants"; SPE 37236. c1997.