

ANÁLISE DA DISTÂNCIA VERTICAL ENTRE OS POÇOS E DA VAZÃO DE INJEÇÃO USANDO O PROCESSO DE RECUPERAÇÃO SAS

Davi Monteiro Santos de Barros lima¹, Jennys Lourdes Meneses Barillas²

Bolsista (Dsc I) PRH-PB-21, Davi_sbl@yahoo.com.br, ¹Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ²Departamento de Engenharia Elétrica – PPGEQ, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), ³Departamento de Engenharia Química – PPGEQ, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

RESUMO

MOTIVAÇÃO: No panorama energético mundial, a importância dos óleos pesados, está aumentando dia a dia. Isso ocorre porque o consumo de petróleo está aumentando e, consequentemente, as reservas de óleo leve estão diminuindo. As atividades exploratórias de produção offshore nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, no litoral brasileiro, têm levado à descoberta de volumes significativos de petróleos pesados, que constituem grande parte da reserva nacional e mundial a ser produzida e transportada. Para esse tipo de óleo, utiliza-se com método de recuperação, a injeção de vapor alternado com solvente (SAS). Este processo procura combinar as vantagens do SAGD e do VAPEX para minimizar o consumo de energia por unidade de óleo recuperada.

OBJETIVO: O objetivo principal deste trabalho é aplicar o processo SAS, através de simulações, analisando a influência dos parâmetros operacionais, em um modelo de reservatório homogêneo que contenha como características principais do reservatório as da região do Nordeste brasileiro.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: A aplicação de solventes nos métodos térmicos de recuperação de óleo tem sido reportada na literatura desde a década de 1970. O processo SAS vem sendo estudado para tentar minimizar a quantidade de energia utilizada no processo de injeção de vapor (SAGD).

RESULTADOS OBTIDOS: Neste trabalho foi analisada a distância vertical entre os poços (injetor e produtor) para diferentes vazões de injeção, sobre a produção acumulada de óleo. O solvente injetado foi o heptano a uma temperatura de 100.4 F° considerando uma pressão fixa de injeção de 325 psi. O modelo de fluido utilizado corresponde a um óleo com características semelhantes aos que são encontrados em alguns reservatórios do Nordeste brasileiro. A distância vertical entre os poços não teve uma influência significativa na produção acumulada de óleo. Para uma vazão de injeção de 200 m³std/dia, houve um acúmulo de óleo de aproximadamente 71.500 m³ std ao final de 16 anos de projeto.