

COMPARAÇÃO DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA DE HIDROCARBONETO POR MEIO DE SIMULAÇÃO DE FLUXO EM RESERVATÓRIOS ARENÍTICOS

Bronizeski, E.¹, Gomes, R. P. M¹; Oliveira, D.S.¹

¹ Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

RESUMO: Os projetos de exploração de hidrocarbonetos estão cada vez mais direcionados ao aumento dos fatores de recuperação visando ampliar as receitas de produção e maximizar o lucro. É importante que se extraia o máximo possível do óleo recuperável e, havendo a necessidade, são utilizados métodos de recuperação secundária. Diversas técnicas são empregadas para a recuperação secundária de hidrocarbonetos, por exemplo, os métodos de injeção utilizando a água, gases, e alternando-se a injeção de água e CO₂ (*Water Alternating Gas-WAG*), além destes destacam-se os métodos que envolvem a combustão *in-situ* e a injeção de polímeros. Tais métodos são utilizados para aumentar a eficiência de varredura da água no reservatório, ou ainda para diminuir a viscosidade do óleo. Vale lembrar que cada um dos métodos mencionados apresentam um custo de aplicação e diferentes graus de eficiência em relação aos tipos de rochas reservatórios. Deste modo, este projeto tem o intuito de apresentar os resultados da simulação de fluxo realizada para reservatórios arenosos portadores de óleo e verificar a aplicabilidade e economicidade das técnicas de recuperação secundária de injeção, considerando suas características de porosidade e permeabilidade. E, considerando que durante a perfuração existe a possibilidade de produção de CO₂ através do poço, o modelo aqui estabelecido para analisar a injeção de gás para a recuperação secundária utilizará esse gás obtido durante a perfuração para reinjeção no mesmo poço. Para tanto, foi elaborado um modelo de simulação para testar a eficiência da recuperação de óleo por injeção de água, injeção contínua de CO₂ e injeção alternada de água e CO₂ (WAG). O cenário proposto foi composto por dois, três e quatro poços, injetores e produtores, considerando o fluxo de hidrocarbonetos sempre em direção ao poço produtor. O modelo de simulação foi baseado em um reservatório arenítico (padrão) e utilizou os softwares da *Computer Modelling Group (CMG)* para a simulação de fluxo. O trabalho procurou analisar a eficiência (maior fator de recuperação e lucro) dos métodos de injeção de água e CO₂ e realizou uma comparação dos resultados obtidos. A partir das análises das simulações, a técnica WAG apresentou-se como a melhor opção dentre os cenários propostos, expressando os melhores resultados de recuperação quando comparados à injeção de CO₂ e à injeção de água.