

1 *Introdução*

Durante a produção do petróleo existente nos reservatórios, é possível recuperar, na prática, apenas uma fração. Devido à complexidade dos reservatórios e algumas limitações dos mecanismos de recuperação do petróleo, aliados a fatores econômicos, a maior parte deste permanece dentro da jazida. Entretanto, é inegável que o Brasil pode ir além, investindo em novas tecnologias e na ampliação dos métodos de recuperação, visto que 1% a mais no fator de recuperação do Brasil gera potencialmente US\$ 18 bilhões em novos investimentos e US\$ 11 bilhões em royalties, resultando num aumento de 2,2 bilhões de barris de óleo equivalente (PETERSOHN, 2018).

Existem vários métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR), como os métodos químicos, métodos térmicos, métodos miscíveis, entre outros. Entre os métodos EOR, o método miscível com CO_2 tem ganhado destaque, devido à possibilidade de sequestro, diminuindo o teor dos gases de efeito estufa na atmosfera. Embora o CO_2 apresente uma versatilidade frente a uma ampla gama de reservatórios, sendo aplicável a óleos leves e médios leves ($> 30^\circ$ API) em reservatórios rasos e em baixas temperaturas, quando se trata de óleos pesados, os métodos térmicos ganham destaque e são os mais utilizados.

Atualmente, grande parte da produção mundial de petróleo provém de campos maduros. Além disso, a taxa de substituição das reservas produzidas por novas descobertas tem diminuído constantemente nas últimas décadas. Portanto, o aumento dos fatores de recuperação (FR) de campos maduros sob produção primária e secundária será crítica para atender à crescente demanda de energia nos próximos anos (VLADMIR; MANRIQUE, 2010). As reservas totais de petróleo bruto conhecidas são de aproximadamente 9-11 trilhões de barris (bbls) no mundo, entre os quais mais de 2/3 são de petróleo pesado e betume. O desenvolvimento efetivo desses recursos terão uma influência importante no suprimento mundial de energia (DONGA et al., 2019), que mostra a grande importância dos métodos térmicos para recuperação avançada (SILVASHI M., 2017).

Métodos EOR térmicos têm sido amplamente empregados para melhorar a recuperação de óleo pesado e são frequentemente usados de forma eficaz nesses reservatórios. Esses métodos visam aumentar a energia interna do petróleo bruto por injeção de calor (por exemplo, injeção de vapor quente) ou geração de calor (por exemplo, combustão de petróleo) dentro do reservatório para reduzir a viscosidade (μ_o) do óleo pesado e aumentar sua mobilidade (k_o/μ_o) (SILVASHI M., 2017). A temperatura de injeção de água, por exemplo, pode desempenhar um importante papel na recuperação geral de petróleo, especialmente em rochas de arenito em que a permeabilidade relativa é uma função da temperatura e da saturação.

Considerando a sensibilidade do petróleo à temperatura, os métodos térmicos vêm sendo utilizados desde meados do século XX, mais precisamente, em 1966 com um pequeno projeto piloto nas operações de Trintopec, no campo de Palo Seco em Trindade e Tobago. Esse projeto se mostrou eficiente com 55% da produção nas terras de Trintopec com o uso da injeção de vapor. Os resultados foram tão encorajadores que estimularam um crescimento sem precedentes neste mecanismo de recuperação (KHAN et al., 1992). Até agora, ainda é o principal método de exploração de petróleo pesado em todo o mundo (DONGA et al., 2019).

Várias tecnologias existentes, como injeção de água quente, injeção de vapor, vaporização cíclica (CSS) e processos de combustão “in situ”, foram aplicadas com sucesso em alguns países, como por exemplo, na Venezuela e na Califórnia, onde detém mais de 90% do óleo pesado e do betume do mundo. Porém, tecnologias mais sofisticadas foram necessárias para desenvolver economicamente os complexos e variados campos de petróleo. Por exemplo, em um projeto de injeção de água quente, a água quente é injetada no reservatório por meio de alguns poços de injeção para mover as quantidades de óleo aprisionadas em direção aos poços de produção. O desempenho deste processo depende fortemente do volume varrido do reservatório pelo fluido injetado. A heterogeneidade do reservatório, a densidade do óleo e da água injetada em linha com os cenários de injeção e produção podem afetar substancialmente a eficiência de varredura do projeto EOR (SILVASHI M., 2017).

Mais recentemente, os avanços feitos nas tecnologias de perfuração direcional e medição durante a perfuração (MWD) facilitaram o desenvolvimento de novas tecnologias, como drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD), expansão de SAGD de solvente (ES-SAGD) e extração de vapor de solvente (VAPEX), que melhoraram significativamente o contato com o reservatório do poço, as eficiências de varredura, as taxas de óleo produzido e reduziram os custos de produção (NARS, 2005).

Nesse sentido, o objetivo do trabalho é apresentar o método térmico de EOR, o histórico de seu desenvolvimento, tecnologias e processos variados de recuperação térmica, bem como suas formulações matemáticas para o processo de injeção de água quente (...).