



ANÁLISE DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PESADO COM INJEÇÃO DE FLUIDOS ALTERNATIVOS E VAPOR COM DIFERENTES FLUIDOS E SOLVENTES.

Normann Paulo Dantas da Silva¹, Marcos Allyson Felipe Rodrigues², Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão³, Paulo Henrique Alves de Azevedo⁴.
Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

RESUMO

Atualmente, o petróleo é uma das principais fontes de economia e energia do planeta, movimentando bilhões por ano. Por este motivo, o aprimoramento dos métodos atuais e a busca por novas tecnologias para a extração sempre se fazem necessárias. Com isso, para recuperar maiores volumes de hidrocarbonetos, a indústria petrolífera cada vez mais percebe a necessidade de utilizar métodos de recuperação avançada. No Brasil, delimitando-se ao Nordeste, geralmente há ocorrência de reservatórios contendo óleos pesados. Geralmente, as baixas recuperações advindas de processos de injeção de fluidos podem ter três aspectos principais, como: geologia da formação, elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. A injeção de vapor é o principal método de recuperação de óleos pesados, pois melhora o escoamento através da redução da viscosidade do óleo, aumentando a produção de óleo e, consequentemente, o fator de recuperação. O objetivo deste trabalho consistiu em uma revisão da literatura para apresentar métodos alternativos ao vapor com potencial aplicação nos reservatórios de óleo pesado do nordeste brasileiro.

Palavras-chave: Injeção de vapor; óleo pesado, redução da viscosidade; tensões interfaciais.

INTRODUÇÃO

O petróleo é uma das principais fontes de energia do planeta, ocupando, no Brasil, o primeiro lugar da matriz energética. Assim, tecnologias que envolvam o desenvolvimento e a aplicação de técnicas capazes de aumentar a rentabilidade de campos petrolíferos são importantes e necessitam de estudos mais aprofundados. Por isso, através de simulação numérica de reservatórios, pode-se fazer um estudo mais detalhado e ainda fornecer resultados mais convincentes. Em nível regional, o Rio Grande do Norte tem grandes reservas de petróleo pesado. Apesar de uma parte significativa dessas reservas já ter sido explorada (campos maduros), há sempre novas tecnologias e métodos de recuperação suplementar sendo estudados, testados e implantados com o intuito de maximizar a quantidade de óleo recuperado do reservatório (Silva², 2013).

Este trabalho propõe um estudo bibliográfico com o intuito de apresentar métodos de recuperação suplementar que utilizem, além do vapor, alguns fluidos alternativos, como o CO₂, N₂, H₂O ou um solvente.

METODOLOGIA

Esse trabalho consistiu em uma revisão bibliográfica, onde foram analisadas alternativas para aumentar a produção de óleo, em detrimento da tradicional injeção contínua de vapor. Foram analisados fluidos alternativos como nitrogênio (N₂), metano (CH₄), água (H₂O) e dióxido de carbono (CO₂) e combinações: vapor e solvente, vapor e água e vapor e CO₂. Nos métodos que utilizavam solvente, as simulações numéricas foram realizadas no módulo STARS (*Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator*) do programa da CMG (*Computer Modelling Group*).

De acordo com Galvão (2008) o STARS foi desenvolvido com o objetivo de simular recuperações térmicas de óleo, tais como: aquecimento eletromagnético, combustão *in-situ*, injeção de gás, THAI (*Toe-to-Heel Air Injection*), injeção de água quente, injeção de vapor e solvente, VAPEX (*Vapor Extraction*), SAGD (*Steam-Assisted Gravity Drainage*), ES-SAGD (*Expanding Solvent - SAGD*), além de processos geomecânicos ou que envolvem aditivos químicos.

Para o primeiro trabalho com vapor e solvente, as simulações foram realizadas no módulo STARS versão 2007.11. Foram utilizados 3 solventes e porcentagens diferentes de solvente e vapor, mas o que obteve melhor resultados foi o heptano (C₇H₁₆), com uma razão volumétrica 15% solvente e 85% vapor. O segundo trabalho analisado, que também contemplou a combinação vapor-solvente, utilizou o simulador STARS versão 2012.1. O solvente usado foi o hexano (C₆H₁₄). Para o terceiro trabalho analisado com solvente, as simulações foram realizadas no módulo STARS, versão 2014. O solvente utilizado foi o heptano (C₇H₁₆).

Na tese de Rodrigues (2012), foram testados vários fluidos alternativos ao vapor, porém os que obtiveram os melhores resultados foram o CO₂ e a água. Nesse trabalho, foi utilizada a ferramenta *WinProp* da CMG para a modelagem composicional dos fluidos do reservatório. Os dados podem ser exportados para o STARS, onde são realizadas as simulações de fluxo desses fluidos e dos fluidos porventura injetados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste tópico, serão apresentados os resultados analisados nesta revisão bibliográfica. Todos os trabalhos apresentaram resultados significativos, com potenciais reduções de custo e aumento da rentabilidade.

Em Galvão (2008) mostra que o aumento da recuperação de óleo e a antecipação da produção obtidos pelos métodos que utilizam solvente como aditivo ao vapor podem apresentar um efeito positivo na economicidade do projeto. A antecipação da produção, em particular, pode levar a uma redução no tempo de injeção de fluidos. Sob o aspecto ambiental, haveria um menor consumo de energia e de água para a geração de vapor, reduzindo, assim, a emissão de gases causadores do efeito estufa. Vale salientar que as maiores vazões de óleo apresentadas por esses modelos podem gerar um retorno financeiro mais rápido, o que seria ideal para a rentabilidade e para viabilidade do projeto.

No trabalho Rodrigues (2012) foram testados fluidos alternativos na recuperação primária como nitrogênio (N_2), metano (CH_4), água (H_2O) e dióxido de carbono (CO_2) onde no fator de recuperação versus tempo o que obteve o melhor resultado foi CO_2 . Isso se deu pela solubilidade do CO_2 no óleo, ocasionando seu inchamento. Também há mais um fato interessante para ressaltar, que é a redução da viscosidade do óleo, o que facilitou o seu fluxo no reservatório.

Na aplicação dos fluidos alternados ao vapor, a água no decorrer do tempo apresentou as melhores recuperações de óleo, pois há aspectos superiores em relação ao CO_2 , como a recuperação de calor retido nas rochas, pois em detrimento do gás dito, a água é menos onerosa e tem uma capacidade de calor maior. A alteração de vapor de água pode mostrar várias vantagens como prolongar a saúde econômica do projeto que utiliza injeção de vapor, restaurar a zona de vapor com água em seu estado liquefeito e redistribuir o calor no reservatório, assim permitindo a produção de óleo adicional de zonas geralmente ignoradas pelo vapor injetado.

CONCLUSÃO

Para esta análise, pode-se concluir que, para a injeção de vapor e solvente, houve uma resposta satisfatória, já que, combinando-se os dois métodos, sendo eles térmico e miscível, obtém-se a diminuição da viscosidade e das tensões interfaciais, promovendo, assim, um aumento significativo na recuperação do óleo. Porém, elevadas concentrações de solvente não, necessariamente, irão gerar aumentos viáveis nos fatores de recuperação, pois há uma concentração limite. Em relação à análise de outros fluidos alternativos, CO₂ e água obteve recuperações primárias melhores, mas em longo prazo e aspectos gerais conclui-se que água após injeção de vapor foi o modelo que apresentou maior VPL (*Valor Presente Líquido*) entre todos os fluidos alternativos estudados e teve melhores resultados para recuperação secundária especialmente em relação às características relacionadas aos reservatórios de óleo pesado.

REFERÊNCIAS

CAVALCANTE, Raryson Alexandre. Estudo da injeção de vapor e solvente aplicado a um reservatório de óleo pesado. Anais II CONEPETRO... Campina Grande: Realize Editora, 2016. Disponível em: <<https://www.editorarealize.com.br/index.php/artigo/visualizar/26936>>. Acesso em: 12/09/2023 11:55

GALVÃO, Edney Rafael Viana Pinheiro. Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatório avançada em reservatórios de óleo pesado. 2008. 124 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado. 2012. 231 f. Tese (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

SILVA, Danielle Alves Ribeiro da. Análise energética da injeção de vapor e solvente em reservatórios com características semelhantes ao do nordeste brasileiro. 2016. 140f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.