

## **ANÁLISE DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO ATRAVÉS DO MÉTODO SADG E CONVENCIONAL**

Letícia Capistrano Favero<sup>1</sup>, Lindaura Maria Steffens<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo – CESFI- bolsista PROIP/UDESC.

<sup>2</sup> Orientadora, Departamento de Engenharia de Petróleo – CESFI- lindaura.steffens@udesc.br.

Palavras-chave: SAGD, produção de óleo pesado, injeção de água.

Os métodos de recuperação tratam de como uma acumulação de hidrocarbonetos é produzida e dependem de características do reservatório. Quando a produção não é suficiente, ou seja, a energia natural do reservatório não é capaz de elevar o fluido, deve-se então utilizar métodos de recuperação secundários ou terciários, que se referem a uma repressurização da jazida, ou seja, uma energia artificial é introduzida na mesma por meio de poços de injeção que suplementa a energia perdida e melhora a eficiência do deslocamento do petróleo. No método secundário, ou também chamado de convencional, o fluido injetado pode ser a água ou o gás.

O método terciário é utilizado quando os anteriores não foram suficientes, pois também busca alterar as propriedades dos fluidos e a interação entre eles e a rocha, reduzindo a resistência ao fluxo do petróleo no meio poroso. E pode ser dividido em: térmico, químico, microbiológico utilizando microrganismos e por método de deslocamento miscível e imiscível que utiliza a injeção de gás.

Os métodos térmicos de recuperação são dados como mais eficientes na produção de óleo pesado em campos do que aqueles com técnicas convencionais. Para óleos pesados o que mais aumenta a recuperação, sendo economicamente viável, é a injeção de vapor. Neste caso, a drenagem gravitacional assistida por vapor (*Steam Assisted Gravity Drainage – SAGD*) é a técnica que se destaca. Esse processo caracteriza-se por utilizar dois poços horizontais: um produtor, localizado próximo à base do reservatório e um injetor, situado próximo do topo. O objetivo deste método é a criação de uma câmara de vapor, que promove uma melhor varredura dos fluidos do campo, devido à diminuição da sua viscosidade. A energia injetada em forma de calor também expande a rocha que expulsa o óleo presente em seus poros, e ainda ocasiona a destilação de frações mais leves dentro da jazida.

No estudo realizado, um modelo geológico é analisado através de simulações numéricas por meio de um *software* comercial CMG, aplicando a técnica SAGD, para que haja uma produção elevada de óleo pesado, num período de 30 anos.

Na simulação, primeiramente, é apresentado à modelagem do óleo, caracterizado como óleo pesado de densidade  $995,98 \text{ kg/m}^3$  (10,57° API) e o modelo numérico, sendo que os fenômenos de transporte dos fluidos e de transferência de calor e massa são representados em um modelo de porosidade simples, no qual o meio poroso e a célula são tratados como unidades distintas de simulação. O mecanismo de aquecimento da célula será por meio de condução e convecção pelo escoamento do vapor através do meio poroso. Inserisse também os parâmetros necessários para

formulação desse modelo, tais como as dimensões dos modelos físicos, que apresenta 820 metros de comprimento e largura e 100 metros de profundidade, e a posição dos poços, além das propriedades dos materiais e dos fluidos e as condições iniciais e operacionais empregadas nos procedimentos utilizados. Dados reais do Campo de Namorado foram utilizados nesta simulação.

Em seguida, simula-se no mesmo modelo o método convencional de recuperação utilizando injeção de água. Os resultados obtidos são comparados para que se possam perceber as diferenças entre as quantidades injetadas e produzidas dos fluidos.

A análise econômica é um fator bastante importante, pois ele especifica todos os critérios analisados financeiramente para tomada de decisões no desenvolvimento e execução de um projeto. Esta apresenta valores referentes aos investimentos ou custos iniciais, operacionais de produção e injeção, de manutenção, de depreciação, de impostos a serem pagos, *royalties*, contribuição social e outros para que se obtenha o valor do presente líquido (VPL). A partir da análise econômica das duas técnicas de recuperação de hidrocarbonetos, pode-se então, estimar aquela que apresenta o melhor de VPL, o qual é o objetivo específico desse estudo. Para efetuar estas análises utiliza-se o programa Excel. Os dados referentes aos valores produzidos de petróleo foram extraídos do simulador de reservatório.

Através do método SAGD, a produção acumulada de óleo foi de 713.530 m<sup>3</sup>, de água foi de 3,52 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> e a de gás foi equivalente a 5,98 x 10<sup>7</sup> m<sup>3</sup>. O valor de água injetado foi de 3,43 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>. A distribuição da temperatura é analisada, e tratando-se de um método térmico há o aquecimento do reservatório, devido à injeção de vapor estar a uma temperatura de 360,77° C, e sendo muito superior à do reservatório que se encontrava a 15° C. A saturação de óleo também é analisada, e observou-se que o modelo que era saturado passa a perder sua saturação no decorrer do tempo devido à produção contínua de óleo e gás. Isso porque o espaço poroso que continha óleo é preenchido por vapor, e com isso, a pressão é mantida constante. Na análise econômica, o valor presente líquido encontrado por meio dos valores produzidos e injetados foi de 24,4 milhões de reais.

Com o método secundário, a produção acumulada de óleo foi de 212.803 m<sup>3</sup>, de água foi de 4,12 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> e a de gás foi equivalente a 7,77 x 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>. O valor de água injetado foi de 6,44 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>. Na análise econômica, o VPL encontrado foi de 84,7 milhões de reais.

Por meio das comparações, pode-se concluir que o método convencional apresenta uma menor produção de óleo, uma vez que, o método térmico aquece o reservatório e o fluido, e conseqüentemente, diminui a resistência ao fluxo do petróleo no meio poroso, representando 335% da produção de óleo. É notável também que quanto maior for à temperatura do fluido injetado, mais eficiente se tornará essa produção, apenas confirmando o que foi estudado pelo Butler em 1997.

Na análise econômica, observa-se também, que o VPL de ambos os métodos representam projetos viáveis e trazem retorno financeiro, pois além de serem positivos são altos. Porém, por meio de uma análise quantitativa, o método térmico não seria a melhor opção, por representar 29% do VPL deste modelo. A diferença deste valor é referente aos valores de produção e injeção obtidos e quanto ao custo da injeção de água no método SAGD, por necessitar de equipamentos para aquecimento constante ao longo da produção.