

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE TPRs EM SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO¹

Franciani Goedert², Antonio Marinho³

¹ Vinculado ao projeto “Modelagem Integrada de Sistema de Produção de Petróleo

² Acadêmico (a) do Curso de Engenharia de Petróleo – CESFI – Bolsista PROBIC

³ Orientador, Departamento de Engenharia de Petróleo – CESFI – antonio.marinho@udesc.br

Com o aumento da demanda de petróleo e gás natural, a indústria petrolífera têm investido em metodologias e tecnologias capazes de aumentar a produção dos poços. Esse processo é multidisciplinar e envolve diferentes áreas como elevação e escoamento, garantia de escoamento e processamento primário. Essas áreas são responsáveis por deslocar o fluido desde o reservatório até a superfície de forma confiável, segura e lucrativa. Para isso, o auxílio de ferramentas que determina a pressão, temperatura e vazão do sistema é importante para um melhor dimensionamento e gerenciamento da produção de óleo e gás.

Para que os fluidos de petróleo escoem desde o reservatório até a Unidade Estacionária de Produção é necessário que a pressão de fluxo no fundo do poço supere a coluna hidrostática do fluido e as perdas por fricção para uma determinada vazão de produção. Esta análise é representada pela curva da pressão requerida (*Tubing Performance Relationship*), ou seja, a relação entre a pressão requerida em uma determinada posição do sistema e a vazão de produção. Através da curva de TPR pode-se analisar o dimensionamento do sistema de tubulação, a vazão de produção e prever o comportamento de métodos de elevação implementados no poço.

Visto a importância de determinar a pressão e vazão do fluido ao longo do sistema de produção de petróleo, este trabalho tem como objetivo implementar numericamente a curva de pressão requerida (TPR) e averiguar a influência da temperatura no sistema.

Para a implementação da TPR, ou seja, simular pressões requeridas do sistema de acordo com vazões de produção é necessário a construção da malha computacional de escoamento, o cálculo das propriedades PVT do fluido e modelagem termo-hidráulica.

A malha computacional consiste em discretizar a tubulação em que o fluido irá percorrer em diferenciais de comprimento denominado dL. Após definir o valor de dL, será criado dois procedimentos de cálculo, em que o primeiro procedimento varia de acordo com dL definido anteriormente e o segundo procedimento tem o objetivo calcular as pressões da curva de pressão requerida.

Uma vez a malha construída, realiza-se o cálculo das propriedades do fluido utilizando a modelagem *black-oil*. Dentre as propriedades PVT calcula-se para cada seção: massa específica, razão gás/óleo, fator volume de formação, compressibilidade, viscosidade entre outras. Após obter essas propriedades é possível calcular temperatura do fluido através da Equação da Energia Térmica. Para o cálculo da pressão do fluido utilizam-se as propriedades da mistura e a temperatura do fluido. Para a determinação da pressão do fluido em escoamento gás-líquido se

faz necessário usar um modelo que conte com os padrões de fluxo e considere o escorregamento entre as fases, assim optou-se pelo modelo de Beggs e Brill. Portanto, o cálculo do gradiente de pressão e, consequentemente, a pressão média da seção é realizada para cada dL ao longo da tubulação. Com a construção do vetor de pressão ao longo da tubulação determina-se a pressão no fundo do poço de petróleo.

Já o segundo procedimento de cálculo determina a pressão, porém variando a vazão de produção. O intervalo de vazão utilizado é definido através da vazão máxima de operação do poço e variando este valor por um diferencial de vazão até encontrar a vazão mínima deste intervalo. Como resultado obtém-se a vazão de operação para determinar a pressão de fundo equivalente. Por fim, é possível construir o gráfico da curva de pressão requerida, ou seja, uma análise de pressão versus vazão.

O sistema de produção *offshore* considerado no estudo de caso realizado é composto pelo poço, *flowline* (linha horizontal paralelo ao solo submarino) e *riser* (linha vertical que interliga a *flowline* a plataforma). Cada segmento de tubulação descrito possui comprimento de 5000 m, 1000 m e 1000 m, respectivamente, e diâmetro de 5 polegadas em todo o sistema.

A curva de pressão requerida é função das características do sistema de escoamento e dos fluidos produzidos, tais como diâmetro da tubulação, isolamento térmico e comprimento do sistema. A Figura 1 apresenta a curva de pressão requerida para valores distintos de diâmetros. Verifica-se que para diâmetros menores a pressão de fundo aumenta, ou seja, o fluido precisará de maior energia para escoar até a superfície. Pois, o tamanho do diâmetro da tubulação é inversamente proporcional a perda de carga por fricção, ou seja, quanto menor o diâmetro maior a perda de carga por fricção. Consequentemente aumenta a perda de carga total.

Já a Figura 2 representa o perfil termo-hidráulico dos fluidos de petróleo ao longo do escoamento. A partir da condição inicial de pressão e temperatura (PT) no fundo do poço, 311 bar e 353,15K, respectivamente, verifica-se um decréscimo de PT devido a energia desprendida pelo fluido à medida que ocorre a elevação no poço. Quanto à troca térmica dos fluidos com o ambiente externo, na *flowline* a água do mar está em condições de baixas temperaturas e consequentemente expõe o fluido a um maior gradiente térmico. No *riser*, ele volta a aquecer conforme o ambiente externo aquece, assim atingindo 20 bar e 304,3 K na UEP.

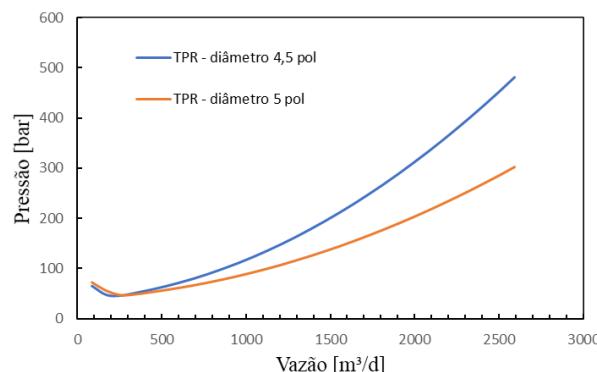


Figura 1. Curva da Pressão Requerida

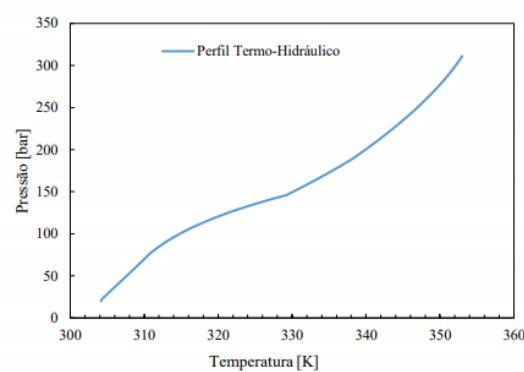


Figura 2. Perfil Termo-Hidráulico do Sistema

Palavras-chave: Escoamento Multifásico. Curva de Pressão Requerida. Perfil Térmico.