

1 Introdução

A contínua e crescente demanda de energia mantém o petróleo como uma importante fonte da matriz energética mundial para as próximas décadas. A diminuição dos indícios de jazidas de petróleo de baixo custo em terra mudou a tendência de exploração para o mar. A produção *offshore* de alto custo em águas cada vez mais profundas é um fato que se manifesta em diversas zonas produtoras, especialmente no Brasil.

Para realizar a produção *offshore* diversos desafios precisam ser vencidos, tanto na etapa de projeto como na produção. É preciso garantir o escoamento ao longo das tubulações, pois qualquer parada de produção acarreta custos elevados. O foco deste trabalho está relacionado com a garantia do escoamento.

A Fig. 1.1 ilustra uma instalação de produção *offshore* com dados típicos da Bacia de Campos, litoral norte do Estado do Rio de Janeiro. O petróleo flui do reservatório a aproximadamente 60°C para as linhas de produção, as quais o transportam até a plataforma. Em profundidades maiores que 1.000m, a temperatura da água do oceano é da ordem de 5°C. Desta forma, enquanto o petróleo flui, o mesmo perde calor para o ambiente marinho externo. Ao longo do trajeto do reservatório até a plataforma, a pressão também cai. O petróleo normalmente é constituído de hidrocarbonetos, que nas condições do reservatório, encontram-se em equilíbrio termodinâmico. Com a queda de pressão e temperatura, as condições de equilíbrio são perturbadas e mudanças de fase podem ocorrer. Por exemplo, gás dissolvido no óleo pode sair de solução, dando origem a um escoamento bifásico, que pode ocorrer em diversos padrões, muitas vezes de difícil previsão. Outro exemplo de problema que pode ocorrer, quando uma fase aquosa está presente, é a formação de hidratos, os quais podem bloquear a seção transversal do duto. Parafina é a fração de petróleo que precipita quando o mesmo é resfriado. A deposição de parafinas nas paredes internas de linhas de transporte é um dos grandes problemas enfrentados pela indústria do petróleo, sobretudo na produção em águas profundas (Marques et al., 1997), sendo o foco deste trabalho.

Os hidrocarbonetos precipitam-se ao longo da linha pois a solubilidade da parafina no óleo diminui com a redução de sua temperatura, abaixo de um valor

característico. Estes depósitos são constituídos principalmente por grupos parafínicos de alto peso molecular, os quais possuem altas temperaturas de cristalização, podendo assim precipitar mesmo em baixas concentrações no petróleo. A temperatura na qual os primeiros cristais se formam é chamada de Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais (TIAC).

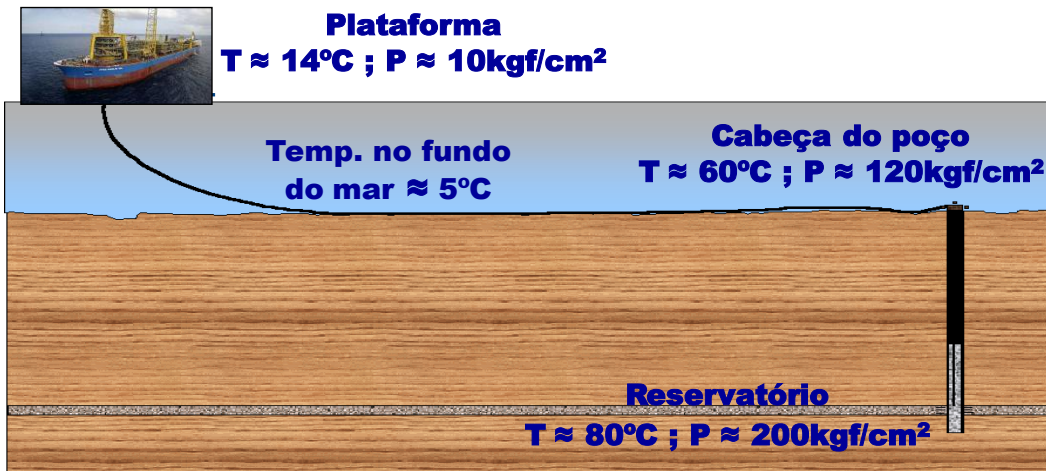


Figura 1.1: Ilustração esquemática de uma instalação de produção *offshore* com dados típicos da Bacia de Campos.

Depósitos de parafina dentro de linhas de transporte resultam em aumento da potência de bombeamento requerida, redução da vazão e consequente perda de produção, ou mesmo o bloqueio total do escoamento, gerando a necessidade de procedimentos preventivos periódicos de limpeza, de forma a prevenir a necessidade de eventual substituição de seções da tubulação. As Figs. 1.2 e 1.3 mostram fotografias de uma linha quase totalmente bloqueada e de depósitos de parafina removidos de dutos por procedimentos de limpeza.

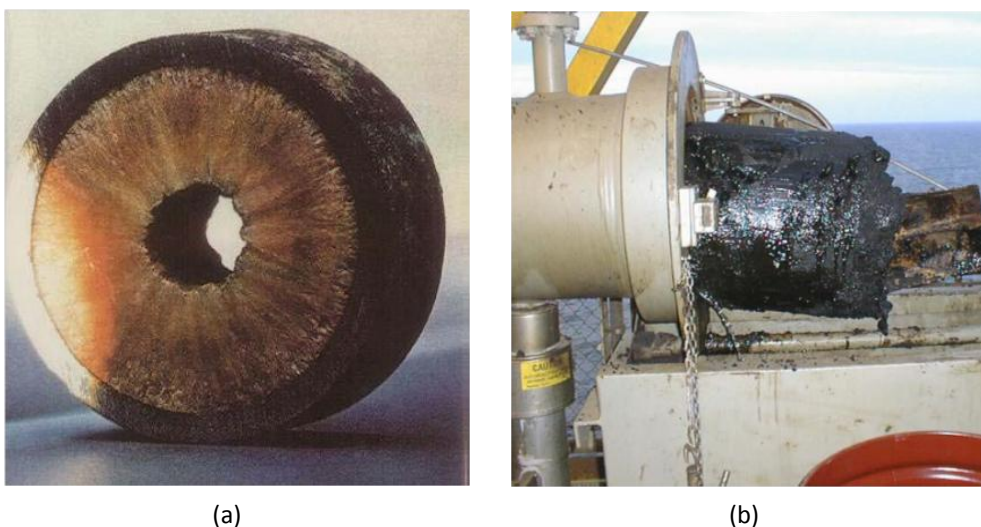


Figura 1.2: Amostras de (a) linha quase totalmente bloqueada por depósito de parafina; (b) depósito sendo removido em procedimento de limpeza (fonte: NTNU, 2011).



Figura 1.3: Depósitos retirados após procedimento de limpeza (fonte: CEN-PES/Petrobras).

Para enfrentar o problema da deposição de parafina, a indústria dispõe de métodos preditivos, preventivos e corretivos. A predição emprega ferramentas de simulação laboratorial e numérica. Exemplos de métodos preventivos são aquecimento das linhas, tanto elétrico (Halvorsen et al., 2000) quanto via circulação de um fluido aquecido no espaço anular de linhas multicamadas (Fleyfel et al., 2004), utilização de inibidores químicos (Soni et al., 2008) e aplicação de campos magnéticos (Rocha et al., 1998). Métodos corretivos podem ser divididos em remoção mecânica (Wang et al., 2001) e remoção química (Coopetróleo, 2000). A Fig.1.4 apresenta um esquema de remoção mecânica de depósito com a utilização de dispositivos chamados *pigs* (Azevedo et al., 1995). Como exemplo de remoção química, pode-se citar o método SGN (Sistema de Geração de Nitrogênio), o qual foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas da Petrobras para derreter depósitos de parafina por ação termoquímica (Coopetróleo, 2000). O custo destes métodos sobe consideravelmente com o aumento da espessura da lâmina d'água, influenciando na rentabilidade de um campo de produção *offshore* (Weispfennig, 2001). Os gastos com remediações de bloqueios podem chegar a um milhão de dólares por milha em águas de 400m de profundidade, por exemplo, de acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S. Department of Energy, 2000). Segundo Huang et al. (2011), estima-se que os custos por parada da produção e substituição de tubulações sejam de aproximadamente 30 milhões de dólares por caso.

A precipitação de cristais sólidos gera ainda outras dificuldades operacionais. A cristalização aumenta a viscosidade do petróleo, alterando seu comportamento de fluido Newtoniano para não-Newtoniano, o que leva à necessidade de energia adicional para o bombeamento. Por razões operacionais, eventual-

mente ocorrem paradas do escoamento. Neste caso, a gelificação do petróleo torna-se um problema para o reinício da produção (Sierra et al., 2010).

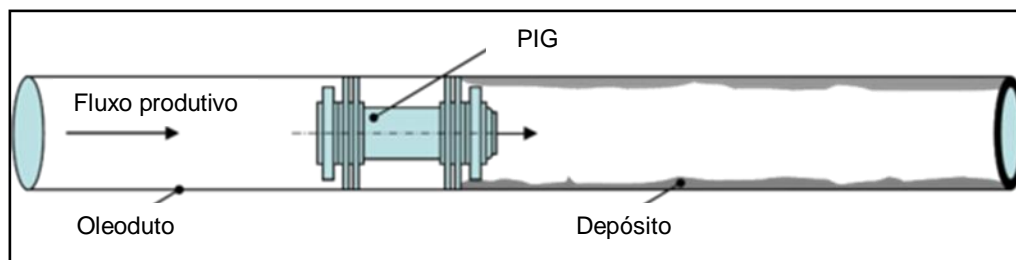


Figura 1.4: Passagem de PIG para a remoção mecânica de depósito de parafina.

A capacidade de realizar boas previsões das distribuições espacial e temporal de depósitos de parafina no interior de dutos é de grande importância. Em estágios iniciais do desenvolvimento de um novo campo de petróleo, o conhecimento da probabilidade de ocorrência de deposição de parafina e as características dos depósitos formados são fundamentais, influenciando o custo da futura instalação. As empresas operadoras utilizam modelos numéricos nos projetos de novas linhas para definir corretamente as especificações das tubulações, como o seu adequado isolamento, o que, apesar de requerer maiores investimentos iniciais, minimiza despesas com a manutenção por bloqueio parcial ou total. As ferramentas de simulação também são empregadas para prever as taxas de deposição e a distribuição espacial dos depósitos, permitindo estabelecer a frequência adequada das intervenções de remoção durante a produção. Boas previsões dependem do bom entendimento dos mecanismos associados ao fenômeno da deposição de parafina.

O processo de deposição de parafina, no entanto, é complexo, envolvendo várias disciplinas e diversas incertezas relacionadas às propriedades da mistura óleo-gás-água escoando em padrão multifásico. Pesquisas sobre o assunto vêm sendo realizadas nos últimos anos. Todavia, a importância relativa dos possíveis mecanismos de transporte de parafina, como a difusão molecular, a difusão por gradiente térmico (conhecida como difusão de Soret ou efeito Soret), a difusão Browniana e a dispersão por cisalhamento, ainda não é bem conhecida. Uma análise da literatura realizada por Azevedo & Teixeira (2003) revela que existem contradições entre os autores sobre a relevância de cada mecanismo de deposição, principalmente com relação ao transporte lateral de cristais sólidos, como a difusão Browniana e a dispersão por cisalhamento.

Devido a estas complexidades, os modelos numéricos de deposição empregados utilizam constantes empíricas e fatores de correção associados aos

dados de espessuras de depósito disponíveis. Apesar de gerarem resultados razoáveis para os casos particulares para os quais foram construídos, esta prática limita a aplicabilidade dos modelos para outros campos de produção com características distintas.

Estudos realizados indicam que o depósito de parafina consiste de um gel de parafina cristalizada com óleo preenchendo os espaços entre os cristais. Desta forma, o depósito comporta-se como um meio poroso que endurece com o tempo, isto é, a fração de óleo presente, ou porosidade, diminui com o tempo. Este processo é conhecido na literatura como envelhecimento do depósito. Porém, a maioria dos modelos de deposição de parafina encontrados na literatura considera o conteúdo de parafina no depósito como sendo constante, utilizando um valor de porosidade determinado experimentalmente para um óleo específico. Esta prática não conduz a resultados satisfatórios, uma vez que as previsões do modelo são sensíveis ao valor assumido para a porosidade do depósito. Além disso, a capacidade de previsão da composição dos depósitos formados é também de grande importância para planejar adequadamente as operações de sua remoção.

1.1 Objetivos e Metodologia do Trabalho

O presente trabalho teve como objetivo principal contribuir para a melhoria da capacidade de previsão do fenômeno de deposição de parafina em dutos. O trabalho teve também como foco auxiliar no melhor entendimento dos mecanismos que induzem a deposição de parafina, a formação dos depósitos e seu envelhecimento. Para isso, foram realizados estudos numéricos e experimentais, dando continuidade à linha de pesquisa que vem sendo conduzida no Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Foram realizados experimentos em escala laboratorial de visualização de uma solução de parafina sob escoamento laminar e turbulento em um canal transparente com seção retangular. Os experimentos produziram medidas da variação temporal e espacial dos depósitos de parafina. Numericamente, foi desenvolvido um modelo chamado de entalpia-porosidade para a previsão do processo de deposição de parafina de um fluido multicomponente em escoamento laminar, que considera difusões molecular e difusão de Soret para estimar a quantidade de parafina transportada. Tanto a espessura quanto a composição do depósito são determinadas, como uma função do tempo e da posição, atra-

vés de um modelo termodinâmico acoplado às equações que descrevem o escoamento.

A estratégia de pesquisa adotada utilizou soluções de parafina com propriedades conhecidas, escoando sob condições de contorno controladas. Os dados experimentais foram comparados com os resultados numéricos obtidos simulando as condições de operação dos experimentos. O estudo combinado numérico-experimental auxilia na identificação da importância relativa dos diferentes mecanismos de transporte de parafina citados na literatura, visto que as simulações numéricas permitem testar individualmente a ação dos mecanismos investigados e modelados, o que experimentalmente seria impossível.

1.2 Organização do Trabalho

No Capítulo 2 são apresentados alguns fundamentos teóricos relevantes e uma descrição de mecanismos de transporte de parafina citados na literatura. Os principais modelos de deposição disponíveis na literatura são discutidos, tendo como foco os modelos termodinâmicos.

O Capítulo 3 descreve a seção de testes retangular e os experimentos que produziram medidas da variação espacial e temporal de depósitos de parafina para comparações com os resultados numéricos.

A modelagem matemática do modelo entalpia-porosidade desenvolvida para a previsão do processo de deposição de parafina de um fluido multicomponente em escoamento laminar é apresentada no Capítulo 4. Apresentam-se também neste capítulo os conceitos de equilíbrio de fases e fugacidade, alicerces do modelo desenvolvido, e as condições iniciais e de contorno do modelo matemático.

No Capítulo 5 são apresentados alguns aspectos numéricos do modelo implementado. Os cálculos do equilíbrio de fases sólido-líquido local e a solução das equações de conservação são descritos. Um fluxograma do procedimento de solução e os resultados dos testes de malha e de passo de tempo realizados também são apresentados.

Os resultados dos estudos experimentais e numéricos e as comparações entre estes resultados são mostrados e discutidos no Capítulo 6. Primeiramente, são apresentados os dados obtidos na seção de testes retangular a partir de experimentos conduzidos sob escoamentos laminar e turbulento. Em seguida, os resultados numéricos do modelo entalpia-porosidade são confrontados com os

dados experimentais deste trabalho. Dados experimentais e resultados numéricos de trabalhos anteriores também foram utilizados para comparações. Por último, são mostrados e analisados resultados numéricos alcançados com o modelo desenvolvido.

As conclusões do presente trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros são, finalmente, apresentadas no Capítulo 7.