

1

Introdução

No Brasil, o futuro da produção de petróleo aponta para as reservas do pré-sal localizadas no mar a grandes distâncias da costa em águas ultra profundas, com lâminas d'água em torno de 2000 e 3000 metros, conforme ilustrado na Fig. 1.1. Devido a esta característica de produção de óleo e gás, a indústria do petróleo tem se deparado com um grande desafio de garantia de escoamento destes fluidos. Baixas temperaturas no fundo do mar, em torno de 4°C e longos comprimentos de linhas são os principais fatores que causam graves problemas e que compõem este desafio.



Figura 1.1. Produção de Petróleo em Águas Profundas

A produção de petróleo proveniente destes reservatórios é feita por linhas rígidas ou flexíveis, com níveis de isolamento térmico limitado, permitindo a troca de calor dos fluidos em escoamento no interior dos dutos com o ambiente mais frio. À medida que o petróleo é produzido, há um decréscimo da temperatura

média do escoamento, podendo dar início à cristalização de componentes parafínicos de maior peso molecular, formando uma fase sólida e depositando-se na parede das linhas, antes mesmo da chegada do fluido às unidades estacionárias de produção (UEP). A temperatura onde se inicia esta cristalização é conhecida como ponto de névoa ou Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC).

O depósito de parafina sem tratamento leva à redução da área de fluxo, podendo, na pior das hipóteses, bloquear a linha de produção (Fig. 1.2). Para lidar com o problema de deposição, é importante saber onde a parafina irá se formar, qual a quantidade será depositada, o quão rápido a parafina se formará e como a deposição poderá ser prevenida. Para fazer isso, são utilizados modelos de deposição de parafinas, que preveem o perfil de deposição ao longo da linha e do tempo permitindo identificar possíveis problemas que possam prejudicar o escoamento, assim como auxiliar na definição da solução para o problema.

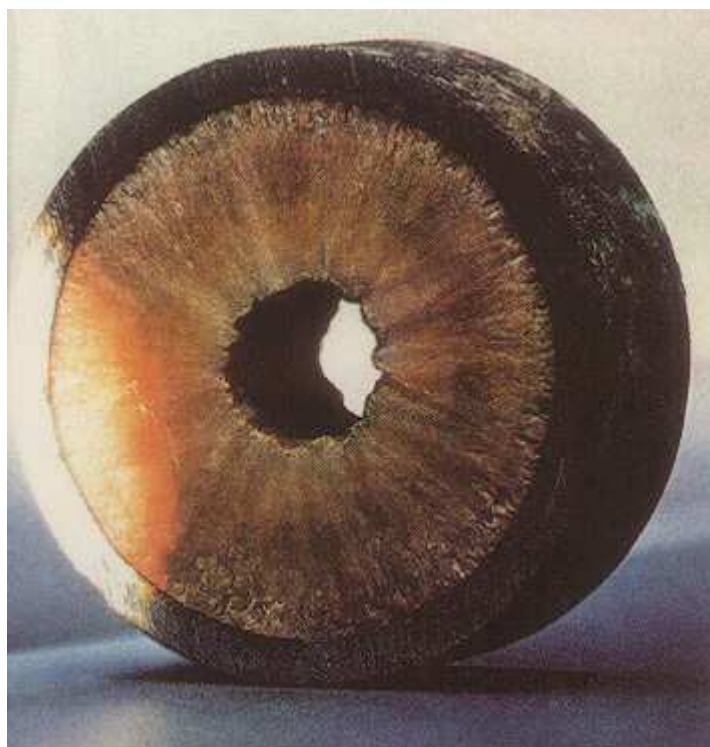


Figura 1.2. Linha de produção parcialmente bloqueada.

Para garantir o escoamento diferentes medidas podem ser tomadas durante a etapa de projeto da linha, especificando maior isolamento, o que pode levar a um custo muito elevado devido à extensão das mesmas. Durante a etapa de produção, pode-se utilizar um dispositivo chamado *pig* para limpar as tubulações. A Fig. 1.3

ilustra diferentes tipos de *pigs* para limpeza de tubulações. A definição da frequência de limpeza da tubulação é muito importante, uma vez que a produção deve ser interrompida, levando a prejuízos financeiros com a redução da produção.

Adicionalmente, em uma linha de produção, um depósito de parafina subestimado aumenta o risco potencial de aprisionamento de *pig* durante uma operação de passagem de *pig*, denominado “*pigagem*”. Por outro lado, um depósito superestimado resulta em uma frequência de *pigs* muito alta e, portanto, desnecessários custos operacionais. Uma maior confiabilidade nas previsões de depósito de parafina leva a programas de limpeza mais adequados. Do ponto de vista econômico, previsões corretas podem reduzir a frequência de *pigagem* e, consequentemente, os custos operacionais.



Figura 1.3. Diferentes Tipos de *Pigs* para Limpeza de Linhas.

Uma correta previsão das taxas de deposição de parafina e sua distribuição nas linhas de produção são de grande valor para a indústria, principalmente para as fases de concepção do projeto do campo e também na programação de intervenção no duto, para assegurar a vazão de óleo na taxa desejada.

A previsão da taxa de deposição de parafina é um fenômeno muito complexo, não sendo os mecanismos responsáveis pela deposição ainda claramente identificados (Azevedo e Teixeira, 2003). Existe ainda uma

difícil adicional na previsão deste fenômeno, associado à presença de mais de uma fase no escoamento. Petróleo normalmente é encontrado na fase líquida nos reservatórios devido às altas pressões (100 – 500 bar) e temperaturas (70 – 200 °C), e a medida que o petróleo é produzido, a pressão tende a cair devido a presença de atrito e à redução da coluna hidrostática. A temperatura também cai devido a troca de calor com o leito marinho. Uma consequência dessas variações na pressão e temperatura é a liberação do gás dissolvido no petróleo, dando origem a um escoamento bifásico. Adicionalmente, pode existir a presença de água escoando junto com o óleo. Dependendo das velocidades superficiais de cada fase e da inclinação da tubulação, as fases podem se arranjar na tubulação de diferentes formas. A Figura 1.4 ilustra para escoamentos em tubulações horizontais e verticais diferentes padrões de escoamento que podem ser encontrados (bolhas, anular, caótico, golfadas, estratificado).

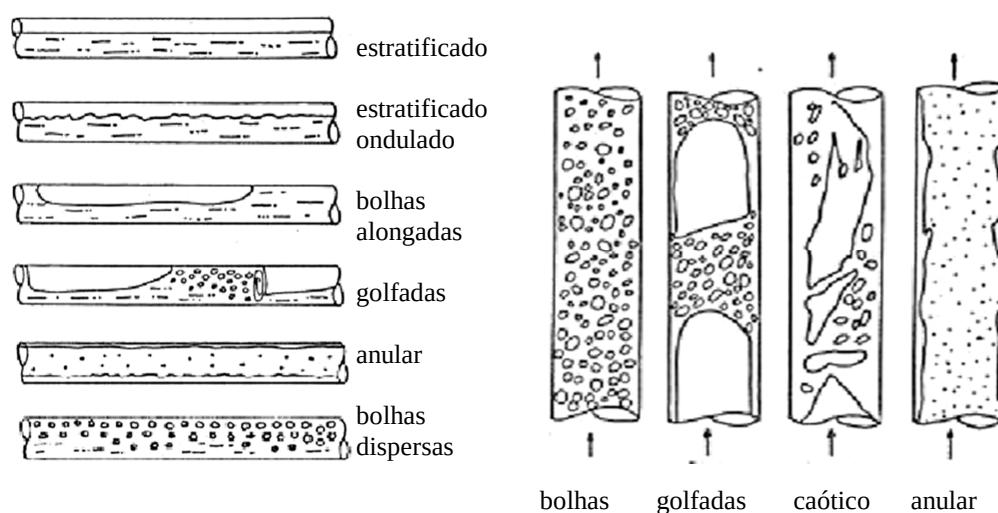


Figura 1.4: Esquema gráfico representativo dos padrões de escoamento

Nos estudos de deposição de parafina, a maioria dos trabalhos disponíveis na literatura considera o escoamento monofásico e utiliza o mecanismo de Difusão Molecular para prever a espessura do depósito (Brown et al, 1993; Fusi, 2003, Hoffmann e Amundsen, 2010). No entanto, diversos trabalhos vêm mostrando que a concordância entre previsões numéricas e dados experimentais só é obtida no regime permanente (Romero et al, 2006, Minchola et al, 2007, 2008; Veiga et al, 2012). Poucos trabalhos podem ser encontrados investigando o fenômeno da deposição de parafina considerando escoamento multifásico (Matzain et al, 2002; Fadairo et al, 2010; Cruz et al, 2011) sob regime de fluxo

transiente.

O fenômeno de deposição pode influenciar significativamente a viabilidade econômica de um campo, pois os custos operacionais e de ações corretivas, além da redução da produção, podem tornar o projeto insustentável. Portanto, a compreensão e uma modelagem precisa de deposição de parafina tornam-se necessários para que os projetos tenham um alto grau de confiabilidade, sendo objeto deste trabalho.

1.1

Revisão Bibliográfica

Nesta seção é apresentada uma revisão bibliográfica relacionada com a previsão e compreensão do fenômeno de deposição de parafina em tubulações de produção de petróleo.

Assim que a temperatura da parede do duto atinge a TIAC, inicia-se a deposição de uma camada de moléculas de parafina que pode crescer ao longo do tempo, causando a redução da seção transversal e aumentando a perda de carga e redução da vazão. Isto é especialmente problemático para dutos em águas profundas onde, mesmo em climas relativamente quentes, a temperatura da água é da ordem de 4° C (Azevedo e Teixeira, 2003).

A presença de depósito de parafina nas paredes das tubulações tem sido objeto de estudos por pesquisadores desde a década de 30 (Reistle, 1928, 1932; Bilderback & McDougall, 1963; Hunt, 1962; Haq, 1978; Burger et al. 1981), até os dias de hoje, como por exemplo Leiroz e Azevedo (2005), Banki et al. (2008), Hoffmann e Amundsen (2010) e Sarica e Panacharoensawad (2012).

Devido à relevância do problema, esforços têm sido empregados no desenvolvimento de modelos para prever o início da precipitação e da deposição da parafina ao longo da parede dos dutos. No entanto, uma modelagem precisa de deposição em oleodutos pode ser uma tarefa complexa e difícil, porque, enquanto a precipitação é uma função de variáveis termodinâmicas, como pressão, composição e temperatura, a deposição é também dependente das condições hidrodinâmicas de escoamento, da transferência de calor e de massa, e das interações sólido-sólido e superfície-sólido (Hammami et al., 2003). Só recentemente modelos têm sido desenvolvidos incorporando metodologias mais adequadas para transferência de calor e massa (Huang et al., 2011).

Diferentes modelos matemáticos têm sido propostos com diferentes complexidades para a representação de óleos parafínicos. Para modelar completamente o fluxo destes óleos, os mecanismos que regulam a deposição e remoção de parafina sólida devem ser incorporados no modelo. No entanto, surge a questão de quais mecanismos são realmente relevantes.

Dentre os diversos possíveis mecanismos de deposição, pode-se citar a deposição por Difusão Molecular, Difusão Browniana, Efeito Soret, Mecanismo de Dispersão por Cisalhamento. De acordo com Burger et al. (1981), o mecanismo de Difusão Molecular é o mecanismo de deposição dominante. Porém, Azevedo e Teixeira (2003) fizeram uma revisão crítica dos mecanismos de deposição de parafina, e ressaltaram que embora a maioria dos trabalhos relacionados com a deposição considera o processo de difusão molecular como o principal mecanismo de deposição, há controvérsia sobre o assunto uma vez que a concordância entre dados obtidos com a previsão numérica e dados experimentais só é alcançada no regime laminar. Uma vez que a lei de Fick é para regime laminar, e, tipicamente, o escoamento é turbulento, em geral, a previsão utilizando a lei de Fick subestima o depósito de parafina e ajustes dos modelos por constantes empíricas são frequentemente utilizados.

Vários autores propuseram modelos computacionais para prever o fluxo de deposição de óleo e parafina em dutos dentre eles Farina e Fasano, 1997 e Fusi e Farina, 2004. Além disso, programas comerciais têm sido desenvolvidos para descrever estes processos (OLGA, 2012, Bagatin et al., 2008).

Azevedo e Teixeira (2003) ressaltam que evidências experimentais sugerem que a deposição gravitacional não desempenha papel na deposição de parafina. Solaimany Nazar et al. (2005) e Corra et al. (2007) avaliaram o fenômeno incorporando mecanismos de remoção que envolvem forças de cisalhamento (descamação e remoção). Merino-Garcia et al. (2007) descrevem diversos outros mecanismos de deposição como Termoforese, efeito Saffman e Turbophoresis. Minchola et al. (2008) investigaram numericamente a deposição de parafina em um canal utilizando modelos de difusão molecular e Browniana, para um escoamento monofásico, e mostraram que as previsões só concordam com os dados experimentais no regime permanente. Estes estudos mostram que ainda não está claro qual mecanismo é o principal responsável pela deposição e qual a porcentagem de contribuição de cada um.

Recentemente, Sarica e Pannacharoensawad (2012) apresentaram uma revisão da literatura com relação à deposição de parafina voltada para condições de escoamento multifásico. Entretanto, até para escoamento monofásico, ainda existe grande controvérsia sobre que mecanismos de deposição são realmente relevantes.

Alguns trabalhos podem ser encontrados considerando os óleos parafínicos como fluidos não-newtonianos. A maioria destes trabalhos considera o fluido como um fluido de Bingham. Fasano et al. (2004) consideraram diferentes modelos para prever o escoamento de óleos parafínicos em um *loop* experimental. Torres e Turner (2005) utilizaram um método linear para modelar o óleo como um fluido de Bingham. Benallal et al. (2008) utilizaram um modelo baseado na lei de Fick para prever a deposição de parafina em oleodutos. Foram definidos vários parâmetros para ajustar os resultados numéricos com dados experimentais. Neste estudo foi demonstrado que a taxa de deposição seria uma função das características do escoamento e de parâmetros reológicos do fluido. Os autores concluíram que o depósito formado é poroso e dependente da diferença da temperatura do fluido e da parede da tubulação. O escoamento em um canal foi investigado com diferentes modelos não newtonianos por Minchola et al. (2010). Através de comparação com dados obtidos com uma experiência bem controlada em laboratório, concluíram que o modelo de Bingham representa bem o escoamento de óleos parafínicos e pode ser considerado em um modelo de deposição.

Apenas alguns trabalhos são encontrados investigando o problema nas condições de fluxo multifásico. Matzain et al (2002) realizaram um estudo experimental em laboratório para determinar o depósito de parafina para diferentes velocidades superficiais de um fluxo de óleo e gás. O desempenho do modelo de difusão para prever a deposição de parafina foi avaliada por Cruz et al, (2011) comparando os resultados das predições com as medições de Matzain et al. (2002) e com os resultados obtidos com o código comercial OLGA para vários padrões de fluxo. Fadairo et al. (2010) modelaram os fenômenos de deposição durante a produção de óleo considerando o escoamento bifásico. Huang et al. (2010) analisaram a deposição em um escoamento estratificado água/óleo em um canal.

Venkatesan (2003) relataram que a extrapolação direta do modelo laminar

de Singh et al. (2000) para as condições de turbulência superestima a espessura do depósito. Segundo Venkatesan, a razão para este problema da extrapolação direta é o uso inadequado de analogias de transferência de calor e massa na previsão do depósito (Venkatesan & Fogler, 2004). A analogia para transferência de calor e de massa é válida apenas quando os campos de temperatura e de concentração são independentes. Como a transferência de calor e massa ocorre simultaneamente na camada limite, o perfil de concentração de parafina é fortemente influenciado pelo perfil de temperatura. A fim de considerar esta dependência Venkatesan & Fogler (2004) propuseram um método de solubilidade para calcular a taxa de transferência de massa convectiva sob a condição de dependência entre a transferência de calor e massa. Este problema tem sido corrigido em modelos mais recentes de deposição, tais como o utilizado no *Michigan Predictor Wax* desenvolvido por Hyun Su Lee (2008). Os modelos apresentaram resultados satisfatórios quando comparados com dados experimentais e de campo, assim como o modelo de Huang et al. (2011), que introduziu o efeito da cinética da precipitação da parafina no óleo.

Em função da qualidade dos resultados obtidos nestes estudos, o presente trabalho apresenta uma proposta de modelo convectivo que avalia o transporte de massa da parafina para a parede do duto.

1.2 Objetivo

O objetivo da pesquisa apresentada nesta dissertação é desenvolver uma metodologia para prever o fenômeno de deposição de parafina ao longo de tubulações. Como tipicamente o escoamento é multifásico e turbulento e o modelo de Difusão Molecular não tem se mostrado adequado, um modelo alternativo para prever o mecanismo de deposição é considerado. De acordo com a revisão bibliográfica apresentada, um modelo convectivo para avaliar o transporte de massa da parafina dissolvida na solução para a parede parece promissor e foi selecionado para ser investigado no presente trabalho.

Especificamente, o objetivo do trabalho é desenvolver um modelo computacional utilizando um mecanismo de convecção de massa para prever a deposição de parafina na presença de escoamento turbulento bifásico em dutos submarinos. O modelo convectivo é avaliado comparando as previsões obtidas

com resultados do modelo de Difusão Molecular e dados experimentais.

Para atingir este objetivo, o modelo de deposição convectivo foi implementado no programa TRANSFLUX (Stuckenbruck, 1994), o qual prevê escoamento multifásico unidimensional, em diferentes padrões.

1.3

Organização do Manuscrito

O Modelo Matemático utilizado para prever o escoamento e o fenômeno da deposição é apresentado no Capítulo 2, enquanto o Modelo Numérico para solução do problema é descrito no Capítulo 3. No Capítulo 4 é apresentada uma avaliação de desempenho entre as previsões obtidas com o Modelo de Difusão e o Modelo Convectivo, através de comparação com dados experimentais de laboratório. A seguir, no Capítulo 5, um caso real de campo é investigado. Finalmente as conclusões do trabalho e sugestões de trabalhos futuros encontram-se descritas no Capítulo 6.