

1

Introdução

O meio de transporte de fluidos mais usual é através de tubulações, uma vez que os dutos se destacam pelo baixo custo e pela segurança operacional. Na indústria do petróleo os dutos são responsáveis pela distribuição de óleos e seus derivados, assim como carregamento e descarregamento em navios petroleiros.

A Figura 1 ilustra um arranjo típico de um campo de exploração de petróleo, onde o transporte da produção tem papel muito importante no processo, onde se pode ver um grande número de dutos conectando as cabeças dos poços às plataformas.

Atualmente, tem havido um aumento da extração e produção de petróleo em águas profundas, sendo que as operações de produção *offshore* estão se expandindo para profundidades cada vez maiores, tornando os custos associados mais altos e fazendo-se imprescindíveis estudos detalhados de viabilização e otimização dos equipamentos e processos relacionados. No Brasil, cerca de 85% da produção de óleo bruto advém de campos de petróleo *offshore*, situados em sua maioria na Bacia de Campos.

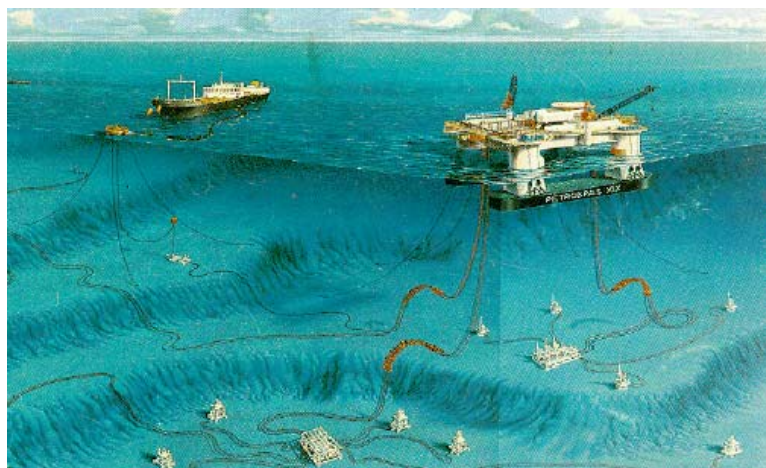


Figura 1.1 – Arranjo típico. Dutos conectam as cabeças dos poços às plataformas

As produções são realizadas em profundidades cada vez maiores, e o produto quente deve ser levado à plataforma, através de tubulações (Fig. 1.1). O petróleo flui do reservatório à tipicamente 60 °C para as linhas de produção, as

quais o transportam à plataforma. Em elevadas profundidades, a temperatura do oceano é da ordem de 5 °C. Enquanto o petróleo flui, este perde calor para a água circundante. Se determinada temperatura e pressão críticas forem alcançadas, diversos problemas podem ocorrer. De um modo geral, as tubulações são isoladas visando manter o fluido acima da temperatura crítica para a condição de escoamento em regime permanente, em uma condição típica de produção. No entanto, quando o escoamento na linha é interrompido, seja por motivos de manutenção dos equipamentos ou por algum outro motivo, o fluido fica parado no interior da linha e tende a resfriar-se até atingir a temperatura ambiente externa. Um dos grandes problemas encontrados atualmente na produção de petróleo *offshore* é o resfriamento do produto, podendo levar a obstrução dos dutos responsáveis pelo transporte do mesmo.

A garantia do escoamento de hidrocarbonetos é um ponto chave no desenvolvimento da tecnologia de águas profundas, onde a formação de hidratos deve ser evitada. Hidratos são compostos cristalinos de água contendo alguns hidrocarbonetos leves, CO₂ e H₂S sob condições de elevadas pressões e baixas temperaturas, condições que prevalecem em operações em águas profundas (Ahmadi et al, 2004; Biancardi et al, 2006). A Fig. 1.2 ilustra um diagrama de fase e sob que circunstâncias os hidratos são formados. Nas condições à esquerda da curva os hidratos são formados, enquanto que a operação à direita da curva esta livre da formação de hidratos.

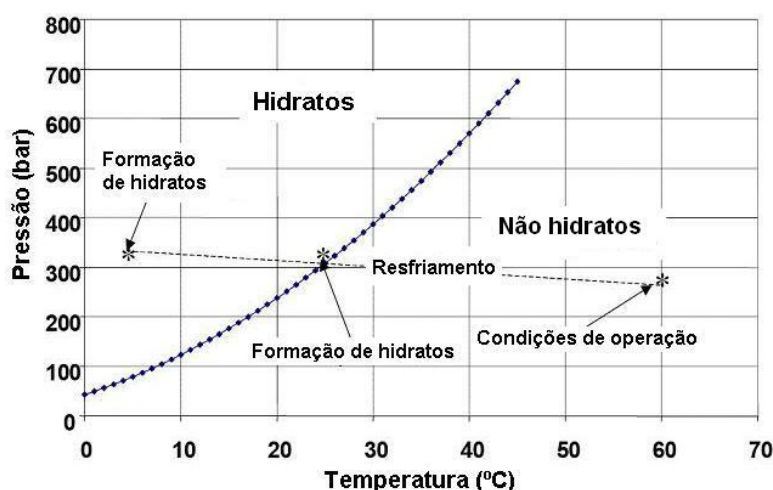


Figura 1.2 – Diagrama de fase e condições de formação de hidratos

Observa-se na Fig. 1.2 que a temperatura onde ocorre a formação do hidrato depende da pressão. Adicionalmente, quanto maior a pressão maior a temperatura

de formação de hidrato, o que torna o problema mais crítico, pois devido às altas profundidades e distâncias a percorrer, o óleo encontra-se pressurizado. Nestas instalações, o gás contendo hidrocarbonetos, juntamente com a água produzida, podem resfriar até a temperatura do mar e inevitavelmente as linhas operarão perto ou dentro do envelope de formação de hidratos (Forsdyke, 1997). O acúmulo de material depositado pode levar ao aumento da potência de bombeamento, redução da vazão ou até mesmo ao bloqueio total da linha com perda da produção e do equipamento de produção instalado, tal como se pode ver nas Fig. 1.3a, que ilustra o hidrato no interior da linha e na Fig. 1.3b, que ilustra o hidrato formado sendo retirado com um *pig*.

Visando manter a temperatura do hidrocarboneto acima da temperatura de formação de hidrato na pressão de operação, muitas vezes utiliza-se isolamento em excesso, o que causa um custo adicional enorme, devido às grandes extensões envolvidas. Para minimizar o problema, a despressurização da linha é utilizada, pois reduzindo a pressão, reduz-se também a temperatura de formação de hidrato.



(a) Hidrato no interior da linha



(b) Pig com hidratos

Figura 1.3 – Retirada de hidrato de tubulações

Além do problema de formação de hidratos, outro problema operacional crítico enfrentado na indústria do petróleo é a deposição de parafinas no interior dos dutos de produção e transporte (Azevedo e Teixeira, 2003; Todi e Deo, 2006). A solubilidade da parafina no petróleo é uma função decrescente da temperatura. Enquanto o petróleo flui, ele perde calor para a água circundante. Se certa temperatura crítica for alcançada, a parafina pode se precipitar da solução e se depositar ao longo das paredes internas do duto, como mostrado na Fig. 1.4. Os depósitos podem ser formados por asfaltenos e resinas, embora a fração maior seja

de hidrocarbonetos parafínicos. Com a deposição da parafina, ocorre um aumento da perda de carga, sendo necessário um aumento na potência de bombeamento. No limite, o depósito pode até bloquear o escoamento da produção do petróleo.



Figura 1.4 – Parafina no interior do duto

A diminuição da temperatura também leva a um aumento da viscosidade, podendo elevar a potência necessária para bombear o fluido a níveis proibitivos (ABB, 2005).

Outro problema que pode surgir com o resfriamento do óleo, é que a pressão no interior do duto também diminui, podendo ocorrer a abertura de coluna.

Quando ocorre uma interrupção no bombeamento de produtos, a vazão vai a zero e, portanto, o processo de transferência de calor no interior da tubulação passa a ser governado pela convecção natural. Para uma análise detalhada do resfriamento de linhas submarinas, deve-se considerar a transição da convecção forçada para natural. Esta análise depende diretamente das taxas de transferência de calor entre o fluido e a parede, as quais dependem do regime de escoamento, seja laminar ou turbulento.

De acordo com Barrera et al (2006), a energia armazenada na tubulação e nas camadas de isolamento pode afetar significativamente a taxa de resfriamento.

De um modo geral, as tubulações utilizadas para o transporte do petróleo e seus derivados são tubulações muito longas. A maioria dos *softwares* comerciais disponível utiliza formulações unidimensionais, que necessitam do coeficiente de transferência de calor, entre o fluido e a parede da tubulação, durante o transiente. Uma vez que estes dados não se encontram disponíveis, modelos aproximados de escoamento hidrodinamicamente e termicamente desenvolvido são utilizados para avaliar as taxas de transferência de calor.

De acordo com o exposto fica claro que uma análise do desempenho térmico de dutos submarinos de petróleo é fundamental para a garantia do escoamento, sendo crítica a determinação do tempo de resfriamento do fluido, seja este líquido ou gasoso, quando o escoamento é interrompido.

1.1

Objetivo

O presente trabalho possui como objetivo realizar uma análise numérica do resfriamento de uma linha submarina, após a interrupção do bombeio. Pretende-se determinar o tempo de resfriamento até atingir uma determinada temperatura crítica. Para avaliar o fenômeno, determina-se o fluxo de calor durante o resfriamento e a influência da energia armazenada nas camadas que formam a tubulação. Inicialmente, analisa-se o processo transiente de transferência de calor por convecção natural, utilizando uma formulação bi-dimensional. Posteriormente, o fenômeno da convecção forçada acoplada com a convecção natural é analisado. Para o caso da convecção mista é necessária a utilização de um modelo tri-dimensional.

A partir da análise realizada, pretende-se fornecer subsídios para o coeficiente de transferência de calor interno a ser utilizado em simulações unidimensionais em longas tubulações. Os resultados obtidos com as simulações são comparados com os resultados obtidos com um modelo 1-D.

1.2

Organização do Trabalho

O presente trabalho está organizado em sete capítulos, sendo o primeiro, Introdução, incluindo a motivação para o presente trabalho assim como o objetivo. A revisão bibliográfica é apresentada no Capítulo 2.

No terceiro Capítulo é apresentado o modelamento matemático. São apresentadas as geometrias utilizadas, as equações governantes, as hipóteses simplificadoras e as condições de contorno e iniciais.

Situações típicas de resfriamento são investigadas nos Capítulos 4 e 5. Estudos são realizados em uma linha submarina logo após o bloqueio do escoamento, utilizando os modelos especificados no Capítulo 3. Os estudos dos modelos 2-D e 3-D no regime transiente são importantes, pois permitem estimar o

tempo de resfriamento do óleo e determinar o tempo requerido para que o fluido na linha atinja uma temperatura crítica. Ao chegar a essa temperatura crítica, pode ocorrer a formação de hidratos ou deposição de parafinas no interior do duto.

A influência da capacidade térmica do duto com sua espessura de aço e uma camada de isolamento é avaliada na perda de calor e no tempo de resfriamento.

Duas situações foram investigadas no estudo. A primeira corresponde à análise de um escoamento de dois tipos de líquidos(óleos) no duto, um óleo leve e outro pesado, enquanto a segunda à um escoamento de gás. Em ambos os casos, foram considerados um duto horizontal de espessura constante.

Os resultados utilizando óleo, para o caso bi-dimensional são apresentados na Capítulo 4 enquanto que o Capítulo 5 se refere ao escoamento de gás. O Capítulo 6 apresenta os resultados para o resfriamento de gás pressurizado, utilizando um modelo tri-dimensional.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do trabalho juntamente com as recomendações e comentários finais.