

Estudo Experimental do Escoamento Óleo-Água com Precipitação de Parafinas em Dutos Submarinos.

Sérgio N. Bordalo

Dept. de Engenharia de Petróleo – FEM, UNICAMP; Cx.P. 6052 – Cepetro; 13083-970 Campinas, SP
bordalo@dep.fem.unicamp.br

Rafael de Castro Oliveira

Dept. de Engenharia de Petróleo – FEM, UNICAMP; Cx.P. 6052 – Cepetro; 13083-970 Campinas, SP
rafael@dep.fem.unicamp.br

Resumo. A deposição de parafinas em dutos submarinos é um sério problema para a produção *offshore* de petróleo. Governadas pelas condições de equilíbrio de fases líquido-sólido, as parafinas precipitam-se de soluções oleosas quando há redução de temperatura. Com o tempo, a parafina sólida deposita-se nas paredes internas dos dutos obstruindo o fluxo e promovendo o aumento de perda de carga nas linhas de produção. Em consequência, ocorre diminuição da vazão dos fluidos e entupimento da seção do duto de produção, entre outros problemas. No presente trabalho, este fenômeno foi estudado simulando-se a produção de petróleo no mar, onde ocorre um resfriamento ao longo do escoamento interno nos dutos de produção, devido à elevada diferença de temperatura entre o fluido surgente do reservatório petrolífero e a água no fundo do mar. Para este fim, foi construído um aparato experimental que consiste em uma tubulação horizontal de 25,4 mm (1 in) de diâmetro e cerca de 13 m de comprimento, mergulhada em um banho de água gelada. Medidas de gradiente de pressão e de temperatura são efetuadas ao longo da tubulação, de modo a estudar o efeito do escoamento bifásico óleo-água em relação ao monofásico de óleo na deposição de parafina e no aumento do gradiente de pressão.

Palavras chave: 1. Deposição de Parafinas, 2. Gradiente de Pressão em Dutos, 3. Produção de Petróleo Offshore, 4. Escoamento Bifásico Óleo-Água.

1. Introdução

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, dentre os quais encontram-se os alcanos, cuja fórmula geral é C_nH_{2n+2} , que compreendem cadeias lineares, ramificadas e cíclicas com ligações covalentes simples. As parafinas são alcanos de cadeia linear, que possuem desde poucas unidades de átomos de carbono até uma centena deles.

As parafinas de grande peso molecular apresentam-se na fase sólida sob as condições padrão de pressão e temperatura. Entretanto, em reservatórios petrolíferos, tipicamente, as parafinas estão inicialmente solubilizadas na fase líquida do óleo em estado de equilíbrio. No entanto, quando a temperatura do óleo cai abaixo de um determinado valor, aqui denominado temperatura de precipitação de parafina (TPP), a solubilidade das parafinas no óleo decresce, ocorrendo a sua precipitação. As partículas sólidas tendem a aglutinar-se, e, através de processos físico-químicos, se depositam nas superfícies sólidas vizinhas.

Quando o óleo esco internamente em uma tubulação imersa em um meio externo de baixa temperatura, o resfriamento do óleo pode induzir à precipitação e deposição de parafinas. Esse é um problema recorrente na indústria petrolífera, principalmente em produção marítima, onde o óleo saindo quente do reservatório encontra temperaturas baixíssimas no fundo do mar - por volta de 4 °C - causando a formação de parafinas sólidas. Essas partículas se aglutinam e obstruem as linhas de produção submarinas, ocasionando perdas energéticas e reduzindo significativamente a vazão de fluido através das linhas. A Figura 1 mostra uma tubulação com incrustação de parafina, de um campo de produção na bacia de Campos (Brasil).



Figura 1. Incrustação de parafina (Azevedo e Teixeira, 2003).

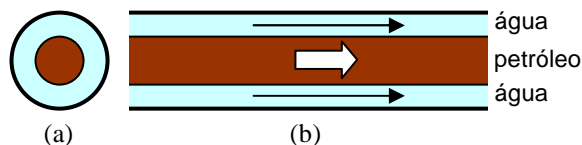


Figura 2. Escoamento bifásico anular óleo-água; vistas: (a) seção; (b) lateral.

A acumulação de parafinas nas linhas de produção causa grandes prejuízos à indústria petrolífera em todo o mundo, principalmente na produção marítima, que no Brasil corresponde a aproximadamente 85% da produção de petróleo. Este problema ocorre nas diversas etapas de manipulação de óleo, durante a produção, o transporte e o refino. No Brasil, a Petrobras, reconhecida internacionalmente como detentora de tecnologia em exploração e produção em águas profundas e ultra-profundas, se depara freqüentemente com problemas relativos à formação e deposição de parafinas em suas linhas submarinas.

Na produção de petróleo, seja no mar ou em terra, é comum a produção simultânea de água advinda da jazida subterrânea de petróleo (reservatório petrolífero). Existem vários regimes de escoamento bifásico água-óleo relatados na literatura, e o regime anular, em especial, tem sido estudado na indústria petrolífera para minimizar as perdas de carga ao longo das tubulações de escoamento de óleo e, conseqüentemente, maximizar a produção. Tal escoamento consiste na formação de um anel delgado de água nas paredes internas do duto, enquanto que o óleo escoo na parte central, diminuindo-se assim, as perdas com atrito viscoso, uma vez que não há contato entre o óleo e a superfície interna da tubulação (Figura 2). Se, durante a produção, a pressão de saturação do gás no óleo for atingida, o gás, inicialmente em solução na fase óleo, será liberado, produzido um sistema trifásico, juntamente com o óleo e a água.

O propósito deste trabalho é estudar, comparativamente, o escoamento de água e óleo, fluindo separadamente e juntos, bem como a influência do padrão bifásico anular água-óleo sobre a perda de carga, para diversas condições de vazão; principalmente em situações com formação de parafina sólida na tubulação induzida por um resfriamento. Pouco se sabe sobre o fenômeno da precipitação e deposição das parafinas em regimes de fluxo com mais de uma fase escoando. Quantificar o efeito da deposição nas paredes dos dutos é de grande importância para minimizar os riscos na produção e no deslocamento de óleo sob um regime multifásico.

2. Revisão Bibliográfica

É grande o número de pesquisadores que estudaram qualitativa e quantitativamente a deposição de parafinas em dutos. Serão mencionados aqui aqueles trabalhos que forneceram uma base teórica e operacional para a elaboração do presente estudo. Estes trabalhos muito contribuíram para a compreensão do fenômeno, antecipa-se, contudo, que o processo não está ainda totalmente esclarecido, conforme admitem os próprios pesquisadores. Observa-se que os trabalhos anteriores concentraram-se, naturalmente, no escoamento monofásico de óleo com formação da fase sólida parafínica, na medida em que se buscava compreender e modelar a física básica do processo. O presente trabalho, original por sua vez, pretende explorar as características do escoamento bifásico água-óleo com formação de parafina sólida, por dois motivos; primeiramente, porque a produção de água ocorre regularmente associada à produção de óleo, e, em segundo lugar, para verificar se a hipótese de barreira deposicional aquosa é justificada. Estas questões não foram encontradas na literatura.

2.1. Escoamento Monofásico em Dutos com Precipitação de Parafinas

Um aparato experimental para medir a deposição de parafinas foi desenvolvido no trabalho de Mendes *et al.* (1997), para validar os modelos teóricos previstos na literatura. Uma análise matemática foi realizada cujo resultado inclui a função $\delta(x,t)$ – a espessura da camada de parafina depositada, em função do tempo e da posição ao longo do duto. Esse trabalho mostrou a viabilidade do estudo do fenômeno em escala de laboratório, inspirando a construção do aparato empregado no presente trabalho, apesar das diferentes características próprias do presente estudo. Os resultados experimentais e numéricos de Mendes *et al.* apresentam certa concordância qualitativa, entretanto, quantitativamente há diferenças notáveis. Apesar dessas diferenças, o comportamento do modelo teórico e do escoamento observado parecem apontar para um mecanismo de deposição com sua incipiência provocada pela aderência dos primeiros cristais de parafinas em pontos da superfície, a partir dos quais procede-se a aglutinação de massa sólida adicional. Trabalhos de simulação numérica mais recentes, como de Velasquez *et al.* (2005), contemplam um tratamento matemático mais complexo, entretanto, ainda não reproduzem fielmente o perfil da camada depositada de parafina. Outro resultado observado é a variação do gradiente de pressão com o tempo, uma vez que a contínua deposição de parafina obstrui o duto, reduzindo a seção de fluxo, provocando uma dissipação de energia mecânica progressivamente maior, até o completo tamponamento da seção.

Brown *et al.* (1993) desenvolveram um estudo experimental e um modelo computacional para prever as taxas de deposição de parafinas, os efeitos de longa permanência de depósitos na tubulação, e o potencial de deposição de parafinas no início da operação (*start-up*) de uma tubulação submarina. O estudo foi realizado em um aparato semelhante ao de Mendes *et al.*, porém em escala de campo, com dutos de aço liso de 301 mm (12”) de diâmetro e 47 km de extensão. Medidas realizadas por técnicas viscosimétricas com a ajuda de um microscópio revelaram uma TPP próxima de 28 °C para o óleo empregado. Verificou-se que, para um duto limpo, a taxa de deposição é alta no início, devido à alta diferença de temperatura entre o óleo e o ambiente externo, levando ao crescimento rápido do depósito. O depósito formado fornece, então, um isolamento térmico, que altera dinamicamente as condições do balanço térmico.

2.2. Mecanismos Físico-químicos de Deposição

Burger *et al.* (1981) elaboraram um estudo de deposição de parafinas em uma tubulação no Alasca, apresentando um estudo teórico mais detalhado a respeito dos mecanismos físicos de precipitação e de deposição de parafinas, que serão mencionados adiante. Foram realizados, também, experimentos com a técnica de centrifugação para determinar a solubilidade de cera (parafina sólida) em óleo (líquido), a distribuição aproximada dos tamanhos das partículas precipitadas, e a taxa de deposição por gravidade.

Quando o escoamento de óleo em uma tubulação é turbulento, espera-se que os vórtices formados causem uma eficaz mistura e movimentação do material precipitado, facilitando o transporte lateral dos resíduos sólidos. Esta forte tendência de deposição poderia ser suavizada pela subcamada laminar delgada que existe ao longo das paredes do duto. Mesmo que o escoamento seja totalmente laminar, existiriam outros mecanismos promovendo a movimentação do material precipitado ao encontro da parede interna do duto. Três mecanismos têm sido identificados para a contribuição desse movimento lateral; são eles: difusão molecular, difusão browniana e dispersão cisalhante (Azevedo e Teixeira, 2003); a fixação por gravidade também é apontada como influente, principalmente por Burger *et al.* (1981).

Difusão Molecular. Este mecanismo tem sido apontado como principal responsável pela deposição de parafinas em dutos por diversos autores, entre eles Brown *et al.* (1993), Burger *et al.* (1981) e Leiroz e Azevedo (2004). Considerando-se um óleo quente escoando dentro de um duto mergulhado em um fluido gelado, o fluxo de calor radial estará associado a um gradiente de temperatura radial, e o óleo na camada em contato com a parede estará mais frio do que o óleo no núcleo do duto. Quando o óleo em contato com a parede atingir uma temperatura abaixo da TPP, ocorrerá a precipitação de hidrocarbonetos de maior peso molecular, formando uma fase sólida dispersa em suspensão. Haverá, portanto, um desequilíbrio na concentração de material na fase líquida, entre a região central e periférica. Este gradiente de concentração promoverá uma difusão de moléculas, transportando mais parafinas “pesadas” para a parede do duto. Quando este material alcançar a zona fria, ele se precipitará da solução líquida e será incorporado ao depósito formado pelas partículas anteriormente precipitadas que aderiram à parede. A tendência, portanto, é de uma contínua aglutinação de parafinas na superfície interna do duto, constantemente alimentada pelo transporte convectivo de massa no escoamento longitudinal, gerando o crescimento da camada de depósito. Uma equação de transporte na forma da Lei de Fick de difusão foi proposta para modelar o fluxo de massa em direção às paredes (Burger *et al.*, 1981), em função da concentração de parafina na solução.

Difusão Browniana. Este mecanismo é semelhante ao de difusão molecular, com a seguinte diferença: o deslocamento das partículas não seria promovido pelo gradiente de temperatura radial no tubo, mas sim pela contínua colisão mútua entre as partículas sólidas em suspensão, que, ocasionalmente, poderiam formar um gradiente de população destas partículas próximo às paredes do duto, fazendo com que elas se movimentassem em direção a parede similarmente ao que ocorre na difusão molecular. Uma equação para o transporte de massa por difusão browniana em direção às paredes do duto, numa forma matemática, imitando a Lei de Fick, em função da concentração de parafina fora da solução líquida, foi empregada por Burger *et al.* (1981). É importante notar que este mecanismo não tem sido considerado como relevante para a deposição de parafina em dutos. Esta desconsideração foi contestado por Leiroz e Azevedo (2004), que realizaram experimentos em uma cavidade contendo óleo em repouso, submetido a um gradiente de temperatura entre as paredes opostas (Figura 3). Os autores obtiveram uma solução numérica considerando apenas o efeito da difusão molecular como mecanismo de deposição. Visto que este modelo subestimou a espessura dos depósitos observados nos experimentos, propuseram que outros mecanismos de deposição poderiam estar atuando, principalmente o de difusão Browniana.

Dispersão Cisalhante. Em um escoamento laminar, a viscosidade produz um perfil de velocidade apresentando uma velocidade máxima no centro do duto (onde a tensão cisalhante é nula) e uma velocidade nula nas paredes do tubo (onde a tensão cisalhante é máxima). Nas regiões intermediárias, as partículas sólidas em suspensão ganham uma velocidade angular, devido ao gradiente de velocidade entre as camadas. Quando existem muitas partículas colidindo, pode resultar em um deslocamento lateral destas de encontro às paredes. Note-se que nesta teoria não é preciso um fluxo de calor entre o duto e o ambiente para que ocorra este mecanismo de deposição. Resultados experimentais de trabalhos analisados por Leiroz e Azevedo (2004), no entanto, não mostram deposição sob condições de fluxo de calor zero, levando a crer que este mecanismo é pouco responsável pela deposição de parafinas, podendo ser relevante apenas como mecanismo de remoção de depósitos. Além disso, nos testes desenvolvidos por Brown *et al.* (1993) com fluxo de calor, a deposição devido à dispersão cisalhante não foi reportada.

Fixação por Gravidade. Este mecanismo é normalmente negligenciado, pois, para sua determinação, é preciso, entre outras coisas, que o fluido esteja em repouso, que o diâmetro da tubulação não seja muito grande, e que as partículas em suspensão sejam grandes o suficiente para sofrerem o efeito da gravidade, considerando que haja significativa diferença de densidade em relação ao fluido no qual elas estão imersas. Leiroz e Azevedo (2004) citam experimentos de deposição em laboratório, onde o mesmo tipo de óleo foi submetido a escoamento em dutos verticais e horizontais, sob a mesma vazão e condições de transferência de calor. Os resultados revelaram que, praticamente, não houve diferença na quantidade de parafina depositada para as duas configurações, mostrando que a fixação por gravidade não parece ser um significativo mecanismo de deposição. Em experimentos realizados com centrifugação, induzindo uma gravidade artificial elevada por um longo período (Burger *et al.*, 1981), o óleo foi submetido a diferentes

temperaturas. A taxa de deposição por gravidade aumentou com a diminuição da temperatura (provavelmente devido à maior precipitação de parafina), até que foi atingido um ponto máximo, a partir do qual a taxa começou a diminuir provavelmente devido ao aumento da viscosidade do fluido à temperaturas mais baixas, que dificultou o movimento do material em suspensão.

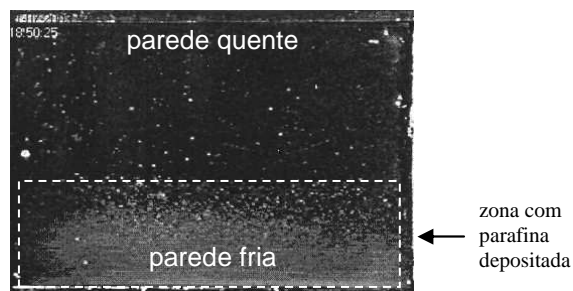


Figura 3. Deposição de parafina (adaptado de Leiroz e Azevedo, 2004).

2.3. Escoamento Multifásico em Dutos sem Precipitação de Parafinas

Os escoamentos multifásicos em tubulações, envolvendo líquido e gás ou líquido e líquido, conformam-se sob variadas configurações geométricas, apresentando interfaces cujas definições dependem das condições reinantes, e possuindo estabilidade condicional. Os diferentes padrões de fluxo observados dependem de vários fatores, entre os quais estão as vazões das fases, a velocidade relativa entre elas, a pressão, o diâmetro e a inclinação do duto, a rugosidade das paredes internas, a molhabilidade dos fluidos nas paredes do duto, a tensão superficial e as viscosidades e densidades dos fluidos. A inclinação do duto é um fator que pode modificar bastante o padrão de fluxo, tanto que existem algumas diferenças marcantes entre os escoamentos horizontais e verticais. As vazões das fases são determinantes no estabelecimento dos padrões, para um mesmo par de fluidos num certa geometria. As razões de viscosidade e densidade entre as fases também são muito importante. No caso de líquido e gás, as diferenças de viscosidade e densidade são tão grandes que quase não se nota o efeito das suas variações; porém, no caso de líquido e líquido, estas variações podem ter uma influência significativa. Há uma consolidada literatura para escoamentos de líquido e gás, entretanto estas referências não se aplicam diretamente ao interesse do presente trabalho.

Experimentos com sistemas bifásicos líquido-líquido existem em diversas áreas das ciências, entretanto, na exploração de petróleo, pode-se dizer que o interesse é recente. Uma motivação para pesquisas neste assunto é a questão dos “óleos pesados” (um tópico muito extenso e rico, para o qual não há espaço suficiente neste artigo), e, em particular, uma das metodologias – *core flow* – propostas para lidar com o transporte destes óleos que são muito viscosos. Bannwart *et al.* (2001) estudaram os regimes de fluxo líquido-líquido em uma tubulação horizontal de 25,4 mm (1 in) de diâmetro, escoando água e um óleo pesado com viscosidade de 500 mPas e densidade de 925 kg/m³. Os tipos gerais de regimes de fluxo observados no trabalho são exibidos em perfil na Figura 4, e descritos, resumidamente, a seguir:

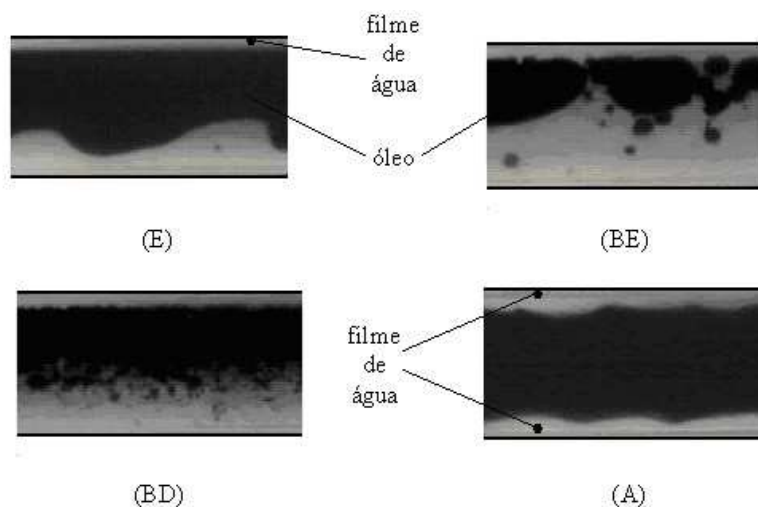


Figura 4. Padrões de escoamento horizontal (Bannwart *et al.*, 2001).

Estratificado. Nesta configuração, a fase menos densa (óleo) tende a permanecer na parte de cima da seção do duto e a mais densa (água) na parte de baixo (segregação gravitacional); observa-se a presença de um filme delgado formado pela fase mais densa (água), lubrificando a parte de cima da tubulação (Figura 3.E).

Bolhas estratificadas. Neste padrão, bolhas de óleo se aglutinam na parte de cima do tubo, formando bolsões intermediados por pequenas bolhas dispersas (Figura 2.BE).

Bolhas dispersas. Observa-se uma dispersão de bolhas de óleo no interior da fase contínua (água). Este padrão ocorre para baixas vazões da fase dispersa (Figura 2.BD).

Anular (ou *core flow*). Nesta geometria, um filme delgado do líquido mais denso (água) escoar nas paredes do tubo, formando uma camada anular, e a fase menos densa (óleo) escoar pela parte central do tubo. Este regime ocorre para altas vazões da fase menos densa (Figura 2.A).

Nos dois casos de fases contínuas (E e A), a interface água-óleo pode ser ondulada, em função do movimento relativo das fases.

A utilização de escoamento anular óleo-água para produção de óleos pesados de alta viscosidade e para o seu transporte foi objeto de destaque, porque este escoamento minimiza as perdas de carga nas linhas de fluxo, uma vez que o óleo muito viscoso não entra em contato com as paredes da tubulação, aumentando consideravelmente a vazão de produção de óleos pesados (Obregón Vara, 2001). Estudos da estabilidade hidrodinâmica do padrão anular foram realizadas (Vanegas Prada, 1998), e demonstrando-se que apenas o escoamento anular onde o líquido lubrificante (em contato com a parede) é o menos viscoso, permanece estável – no presente caso, a água. Em um escoamento bifásico de fases separadas, a fase de maior viscosidade tende a escoar no centro do tubo, enquanto que a menos viscosa tende a escoar pelo espaço anular junto à parede, encapsulando a fase mais viscosa. As teorias sobre estabilidade do fluxo anular foram baseadas no escoamento anular perfeito, devido à facilidade de análise. Essa configuração, onde a interface líquido-líquido é livre de ondulações, só pode ser obtida quando as densidades dos líquidos foram idênticas. O que se observa na prática, entretanto, é o escoamento anular ondulado, quando os fluidos não possuem a mesma densidade. O padrão óleo-água estratificado é bastante afetado pela gravidade; teoricamente, somente o óleo deveria encostar na parte superior da parede do duto, porém, quando a diferença de densidade entre os fluidos não for tão grande, o efeito de molhabilidade preferencial da parede por água ainda possibilita a lubrificação completa da periferia do núcleo de óleo (Obregón Vara, 2001). É claro que o padrão anular não é perfeitamente axisimétrico, pois o empuxo hidrostático desloca o óleo para cima (fora de centro). Na prática, dependendo das condições, o filme pode manter-se integralmente ou parcialmente na direção longitudinal, ou não existir. Por isso, o regime estratificado é uma forma de lubrificar, parcialmente, o escoamento de óleo, onde uma parte da seção está em contato com a água (Figura 5).

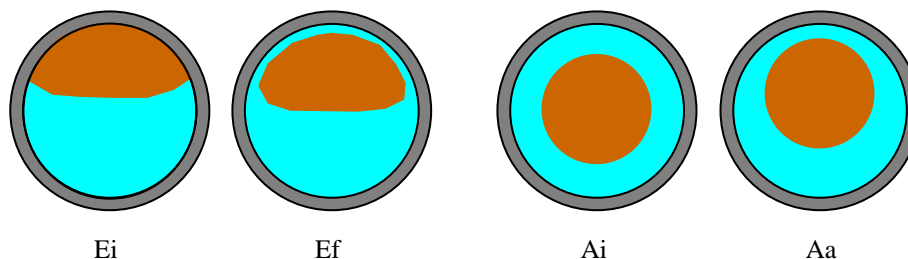


Figura 5. Concepções dos padrões idealizados e reais: Ei e Ef – estratificado ideal e com filme; Ai e Aa – anular ideal e assimétrico (óleo – marron, água – azul claro).

2.4. Determinação da Temperatura de Precipitação de Parafina (TPP)

Existem várias técnicas experimentais para a determinação das TPP's (Giordani, 1993 e Santos, 1994): 1. Viscosimetria; 2. Calorimetria de Varredura Diferencial (*Differential Scanning Calorimetry*, ou DSC); 3. Microscopia de Luz Polarizada; 4. Ressonância Nuclear Magnética. Não há espaço para para discorrer sobre todos estes métodos, e não sendo o foco principal deste trabalho, é suficiente dizer que a técnica de viscosimetria foi escolhida dentre as tres primeiras, as quais estavam operacionalmente disponíveis. A viscosimetria agrega um benefício extra para um estudo de dinâmica de escoamentos, a caracterização da reologia do fluido.

Para certas faixas de temperatura, o logaritmo da viscosidade de uma mistura de petróleo é uma função linear do inverso da temperatura, e o comportamento reológico do óleo é Newtoniano. A temperaturas mais baixas, há um desvio nesta relação, causado pela precipitação de material sólido. O desvio observado no gráfico da viscosidade contra a temperatura é usado para definir a TPP (Giordani, 1993). A relação μ vs. T pode ser expressa por uma equação exponencial de Arrhenius – $\mu = A \cdot e^{B/T}$ (onde A e B são parâmetros do modelo relacionados à propriedades moleculares, mas que, aqui, serão tratados apenas como coeficientes empíricos). A Figura 6 explica graficamente o procedimento e mostra uma foto do reômetro de pratos paralelos empregado no presente estudo. Este aparelho, acoplado a um computador, controla a rotação e mede o torque necessário para manter o prato girando contra a tensão

viscosa despertada na amostra de fluido que suporta o prato em rotação. Um banho de recirculação permite manter a amostra sob temperatura controlada, numa faixa de 5 °C a 70 °C.

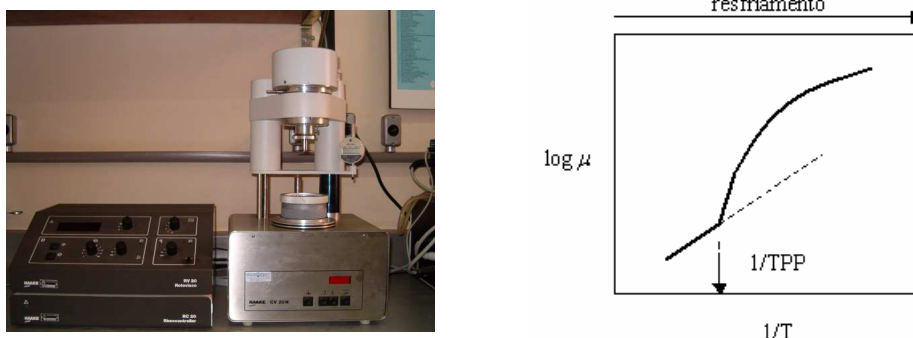


Figura 6. Foto do equipamento de viscosimetria e esquema explicativo da determinação da TPP.

O conhecimento da TPP é crucial no projeto do aparato experimental, além de ser um parâmetro de verificação e controle do experimento, o qual envolve o resfriamento do óleo ao longo de um duto. No presente trabalho, é imprescindível obter a TPP, uma vez que a pesquisa contemplou fluidos com diferentes concentrações de parafinas. Além desta variável, a viscosidade obtida nos ensaios é importante para a análise do gradiente de pressão. Observa-se uma forte influência da suspensão sólida de parafina no líquido sobre a viscosidade da mistura bifásica líquido-sólido. Para concentrações altas de parafina, este efeito é extremo, e notável sem o recurso de aparatos, bastando a visualização da escoabilidade da amostra. O acréscimo de viscosidade é, ainda, incrementado pela contínua queda de temperatura a jusante do óleo resfriado na linha submarina. A combinação destes efeitos resulta em um aumento do gradiente de pressão, que deve ser levado em consideração. Portanto, a incrustação de parafina nas paredes do duto não é a única causa de deficiência na movimentação da produção de petróleo, embora, em certo ponto, torne-se a mais dramática.

2.5. Transmissão de Calor em Escoamentos

O crescimento na exploração de petróleo em águas profundas e ultra-profundas no Brasil, tem levado à necessidade de se conhecer melhor a transmissão de calor nas linhas submarinas de produção e transporte de óleo, em decorrência da elevada diferença térmica existente entre o óleo quente oriundo da jazida subterrânea de hidrocarbonetos, e o fundo do mar - com temperaturas baixas da ordem de 4 °C. Compreende-se, pelo exposto na seção anterior, que a ocorrência de precipitação de parafinas aumenta a necessidade de modelos de convecção forçada em misturas bifásicas. Embora este não seja o tema do presente trabalho, foi importante conhecer algumas pesquisas neste assunto, visto que a operação do aparato seria restrita por esta fenomenologia. Uma referência bastante abrangente é o trabalho de Alves *et al.* (1992), que desenvolveram uma equação geral e unificada para prever as temperaturas dos fluidos, a qual pode ser aplicada para tubulações de escoamento ou em poços injetores e produtores, sob fluxo monofásico ou bifásico, para qualquer inclinação em relação a horizontal. A equação geral é resultado da unificação dos modelos de Ramey e de Coulter & Bardon – desenvolvidos nos anos de 1962 e 1979, respectivamente, sendo utilizada em algoritmos computacionais para cálculos de temperatura, gradiente de pressão, fração volumétrica dos fluidos, espessura da camada de parafina depositada etc.

Os modelos apresentados na literatura são relativamente complexos, em função dos desafios que se propõem a abordar, e alguns simuladores não estão facilmente disponíveis; portanto, no presente trabalho, foi elaborado um modelo de transmissão de calor extremamente simples para prever a temperatura do fluido a montante do ponto de precipitação de parafina, considerando-se o escoamento monofásico de óleo, e levando-se em conta várias simplificações (Oliveira, 2005; Holman, 1983; Kreith, 2002), mostrando-se satisfatório para avaliar a capacidade do aparato de causar um resfriamento eficiente no óleo, ao longo dos 13 m de comprimento da tubulação, provocando a precipitação de parafina, e servindo, também, de referência para comparação para o caso bifásico.

2.6. Gradiente de Pressão em Escoamentos

O objetivo da análise da perda de carga no duto é obter os gradientes de pressão para os fluxos monofásicos de óleo e água que serão realizados na seção de testes. Com estes resultados, é possível avaliar a influência do escoamento bifásico e da presença de parafina no óleo, por comparação com os valores medidos no aparato de testes. A metodologia empregada (Oliveira, 2005) é tradicional, e seus elementos encontram-se em textos de coletâneas de uso comum; sem julgamento de preferência, pode-se recomendar Fox e McDonald (2001) e Brill e Beggs (1984), dentre tantos outros, como referências.

3. Garantia de Escoamento

O combate contra a obstrução das linhas de produção por parafinas tem várias frentes; uma opção é a limpeza periódica das linhas por *pigs* ou *SGN*, entretanto isso envolve uma operação interventiva, e requer, além dos seus custos próprios, a suspensão da produção, acarretando perda de receita. Alternativamente, poder-se-ia tentar evitar a precipitação, que obedece às condições de equilíbrio químico das fases líquido e sólido. Na prática, isso significaria manter condições favoráveis de solubilidade, por exemplo, garantindo que a temperatura do fluido permanecesse acima da TPP. Para tanto, a linha deveria ser aquecida artificialmente, ou um isolante térmico bastante eficiente deveria ser empregado. Outra possibilidade seria pesquisar aditivos para alterar as condições de equilíbrio da mistura de hidrocarbonetos; em contrapartida, esta solução representaria um alto consumo de um produto especial, talvez caro. Por fim, para evitar ou diminuir a manutenção e limpeza, e admitindo a precipitação natural, restaria evitar ou minimizar a deposição, e, de alguma forma, promover o transporte da fase sólida em suspensão. Neste caso, seria preciso apenas lidar com a queda de pressão causada pela alta viscosidade da mistura, o que não é um problema tão difícil, contornável com bombas de maior potência – uma solução preferível à obstrução parcial ou total da linha.

O fenômeno de precipitação e deposição de parafinas no escoamento resfriado em dutos envolve uma rica diversidade de aspectos físicos e químicos, e uma pesquisa completa será muito extensa antes de esgotar o tema. No presente trabalho, o foco foi limitado à determinação do papel da fase água na formação de uma camada de depósitos parafínicos nas paredes internas da tubulação. Revendo a literatura mencionada nas seções anteriores, notam-se evidências indicando que a fase água poderia influenciar significativamente a deposição da fase sólida. Os mecanismos de deposição atuam no sentido de levar a fase sólida dispersa em direção às paredes, onde, então, a aglutinação pode proceder à formação de depósitos. Portanto, uma barreira aquosa contrapondo-se a estes mecanismos impediria a deposição. Conforme visto, padrões bifásicos líquido-líquido podem ser obtidos, nos quais não há contacto entre a fase óleo e a parede do duto, permanecendo a fase água como uma camada separadora. A difusão molecular (movimento transversal microscópico) seria afetada pois as parafinas não são solúveis na água; a difusão browniana, a dispersão cizalhante e a segregação gravitacional (movimentos transversais macroscópicos) encontrariam na interface óleo-água uma barreira mecânica; e, ainda, estando a camada de água em movimento longitudinal, a tendência seria o carregamento das partículas sólidas para jusante do escoamento. Em termos leigos, o fluxo de água estaria “lavando” continuamente a parede. Como benefício adicional, no escoamento bifásico, a perda de carga seria mitigada pelo anel ou filme de água, o qual, envolvendo o óleo mais viscoso, produziria tensões viscosas menores na parede em comparação com o escoamento monofásico de óleo, da mesma maneira que o *core-flow* age em óleos pesados. De forma menos técnica, diz-se que a água “lubrifica” o escoamento do óleo. Esta hipótese de barreira deposicional hidrodinâmica, aventada por Bordalo, motivou o presente trabalho, e a construção de um aparato para o estudo da precipitação de frações pesadas em fluxo, representando a situação das linhas submarinas.

Uma barreira líquida poderia ser gerada por outro fluido, entretanto, água é normalmente disponível e barata, bem como as máquinas de fluxo para sua circulação. A contrapartida operacional e econômica seria o processamento (armazenamento, bombeamento e tratamento) de grandes volumes de água, que é uma questão incômoda na produção marítima, devido à restrição de espaço nas plataformas. Ao mesmo tempo, convém lembrar que a presença de água já ocorre naturalmente, visto que vários reservatórios apresentam produção de água e óleo, e a fração de água tende a aumentar com o tempo.

4. Aparato Experimental

A bateria de testes foi idealizada para cobrir as possíveis combinações: monofásicas – óleo puro, água pura, óleo parafínico; bifásicas – água com óleo, água com óleo parafínico (Figura 7). O óleo parafínico foi gerado a partir de dois componentes, um óleo lubrificante Lubrax, tipo SAE 20W50, e uma parafina sólida comercial, liquefeita por aquecimento (ponto de fusão 61,4 °C). As propriedades destas substâncias são detalhadas por Oliveira (2005).

O aparato experimental (Figura 8) consiste em uma tubulação horizontal de diâmetro interno de 25,4 mm (1 in) e comprimento total de 13,5 m, imersa em um banho isotérmico de água e gelo; algumas seções são de duto transparente. Tres equipamentos importantes foram especialmente projetados para o experimento – o bocal injetor, o vaso separador, e o tanque misturador. O injetor, na entrada do duto de testes, fornece o escoamento bifásico água-óleo com variadas proporções de vazão. Na saída, o vaso separador horizontal com chicanas separa as duas correntes fluidas por segregação gravitacional, permitindo o reaproveitamento ou o descarte controlado, conforme as normas locais de emissão de efluentes. No tanque misturador, anterior ao injetor, é gerado o óleo parafínico, cuja composição é diferente para cada ensaio. Outros periféricos são o aquecedor de óleo, os termopares e o indicador digital de temperatura, os manômetros diferenciais de pressão e seus indicadores, o rotâmetro para água (a água é oriunda da instalação pressurizada do laboratório), a bomba de óleo de parafuso (deslocamento constante) com vazão calibrada previamente aos ensaios, o inversor de frequência para controlar a rotação da bomba de óleo, e válvulas de controle de fluxo para água e óleo.

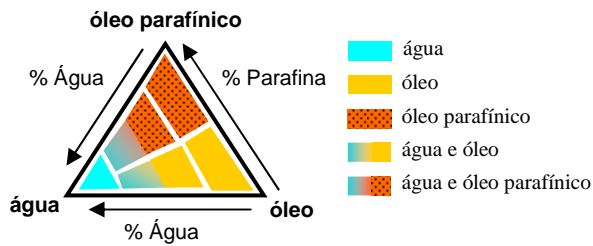


Figura 7. Triângulo de Caracterização dos Casos Estudados

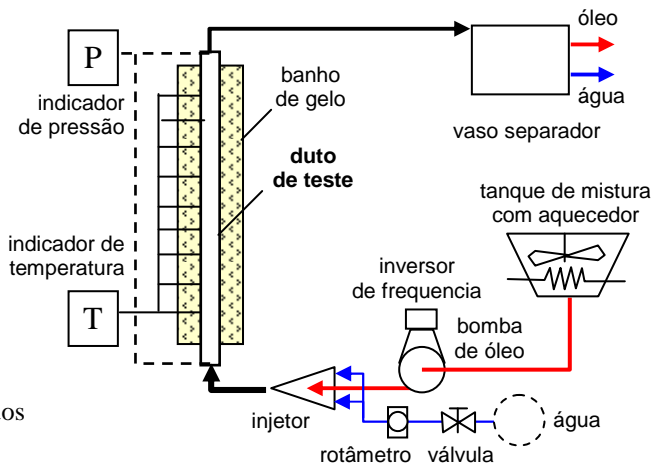


Figura 8. Esquema do Aparato Experimental

A análise viscosimétrica foi efetuada para concentrações mássicas de 0,5%, 1%, 2%, 3%, 4% e 5% de parafina em óleo. Os testes de escoamento foram feitos com concentrações de 0,5%, 1% e 2%. O ensaios foram divididos em dois grupos; grupo A – testes sem resfriamento, medidas de queda de pressão, e grupo B – testes com resfriamento, medidas de temperatura e de queda de pressão. No grupo A, foram executadas corridas com: A.1 – água, A.2.1 – água + óleo puro, A.2.2 – água + óleo parafínico, A.3 – óleo puro, A.4 óleo parafínico. No grupo B, as corridas executadas foram: B.1 – água, B.2.1 – água + óleo puro, B.2.2 – água + óleo parafínico, B.3 – óleo puro, B.4 – óleo parafínico.

5. Resultados

A compilação completa de todos os resultados e comparações do comportamento dos diferentes sistemas de fluxo estudados, monofásicos e bifásicos, estão detalhados na dissertação de Oliveira (2005). No artigo presente, a atenção será focalizada na comparação da deposição de parafinas observada nos casos B.4 – óleo parafínico e B.2.2 – água + óleo parafínico.

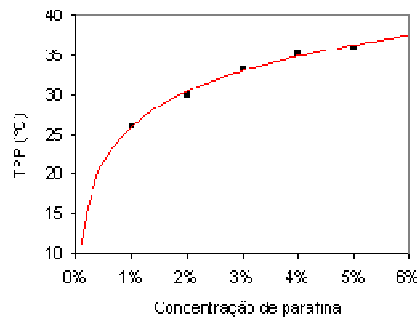


Figura 9. Temperatura de Precipitação de Parafina contra Concentração de Parafina no Óleo

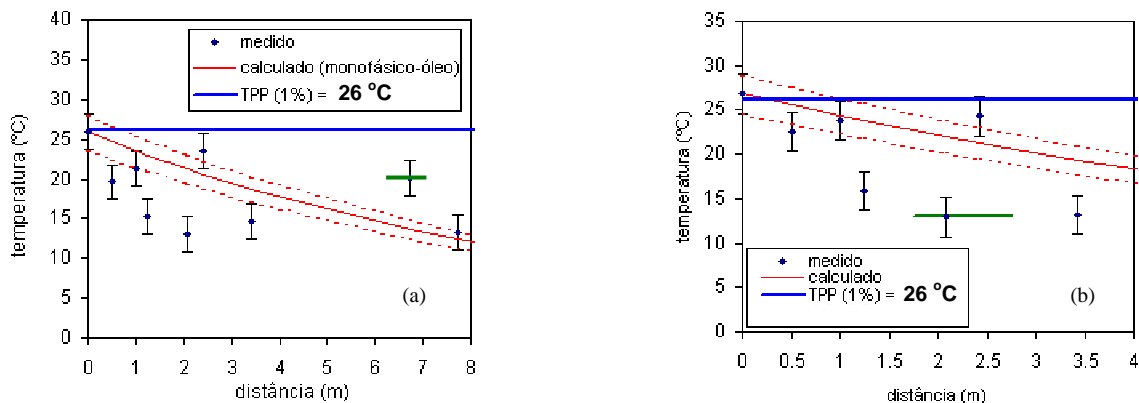


Figura 10. Resfriamento: (a) água + óleo(1%) ; (b) óleo(1%)

A Figura 9 mostra a correlação obtida para a TPP do óleo parafínico fabricado para os ensaios; consistentemente, a TPP aumenta com a concentração de parafina no óleo. A Figura 10 apresenta as medidas de temperaturas ao longo do duto resfriado pelo banho (o qual se manteve entre 0 °C e 4 °C); as linhas vermelhas representam uma faixa de estimativa para o óleo puro monofásico, para fins de comparação. Nota-se que temperaturas inferiores à TPP foram alcançadas. Nos casos testados, o padrão de fluxo foi estratificado ou estratificado com filme, dependendo da vazão de água injetada. Esta observação é importante para a interpretação dos resultados.

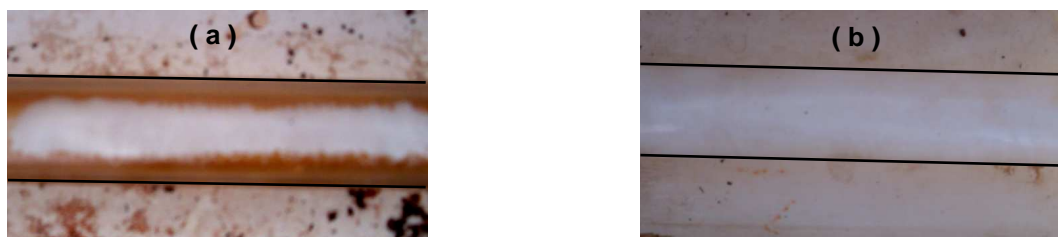


Figura 11. Depósitos de Parafinas: (a) água + óleo(1%) ; (b) óleo(1%)

As fotos na Figura 11 correspondem aos trechos do duto indicados pela linha verde na Figura 10, respectivamente. Observa-se que no caso (a), escoamento bifásico água-óleo parafínico, uma fina camada de depósito (branco, na foto) formou-se apenas na parte superior do duto, e o restante da periferia não apresentou incrustações; no caso (b), escoamento monofásico de óleo parafínico, toda a periferia está recoberta por parafina. A Figura 12 ilustra o modelo físico proposto com base neste resultado.

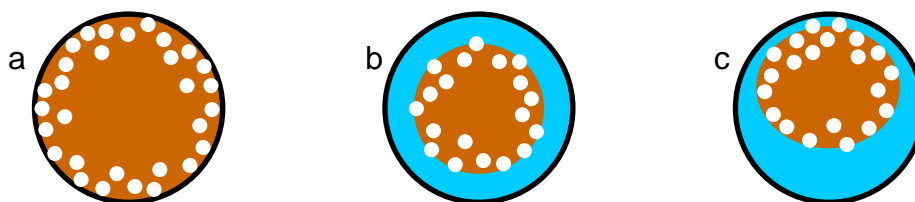


Figura 12. Concepção da Deposição das Partículas Sólidas: em meio monofásico – (a) óleo parafínico; em padrão bifásico água-óleo – (b) anular; (c) estratificado.

No caso do escoamento monofásico (Figura 12.a), os mecanismos discutidos na literatura apontam para uma difusão radial das partículas suspensas em direção às paredes, onde elas se depositam formando uma camada de incrustação em toda a periferia. Isso foi verificado nos testes (Figura 11.b). No caso do escoamento bifásico água-óleo, há indícios plausíveis, no presente trabalho, de que a fase água impediu a aproximação da parafina na parede (comparando-se as fotos da Figura 11). Admitindo-se esta conclusão, no padrão anular (Figura 12.b), o anel de água envolvendo o óleo completamente, evitaria o contacto da parafina por toda a periferia do duto, consequentemente, o depósito não se formaria (as partículas não poderiam se agarrar na parede, para formar as sementes para a aglutinação). Portanto, no padrão estratificado (Figura 12.c), a parte inferior da seção estaria protegida, porém, na parte superior há potencial para deposição, o que resultaria numa camada longitudinal, de largura delimitada, conforme ilustra a foto na Figura 11.a. Entretanto, acredita-se que este efeito é abrandado pelo filme de água que se forma, no padrão estratificado, na parte superior do duto, entre o óleo e a parede. Este filme ajudaria a arrastar as partículas, além de evitar o contacto delas com a parede. Mas, a eficácia do filme é limitada, não impedindo totalmente a formação de um pouco de depósito. De fato, a interface do filme (bem como do anel de água) apresenta ondulações que o tornam irregular ao longo do comprimento do duto, e variando no tempo. Ocasionalmente, o filme, por ser muito fino, pode apresentar descontinuidade. Este modelo proposto ajusta-se às observações do presente estudo.

Neste ensaio, a vazão de óleo vale $Q_o = 124$ L/h (aprox. 3 m³/d), e a vazão de água é $Q_w = 50$ L/h (aprox. $1,2$ m³/d) – $Q_w = 0,4 Q_o$, ou seja, a vazão de água corresponde a 30% da vazão total. Para referência, as velocidades superficiais do óleo e da água (Q/A) são, respectivamente, $v_{so} = 6,8$ cm/s e $v_{sw} = 2,7$ cm/s; os números de Froude ($v_s/\sqrt{(gd)}$) são $Fr_o = 0,136$ e $Fr_w = 0,054$, e os números de Reynolds ($\rho v_s d/\mu$) são $Re_o = 4$ a 15 (devido à variação da viscosidade com a temperatura durante o resfriamento) e $Re_w = 680$ – sendo estes adimensionais baseados na velocidade superficial.

A análise do gradiente de pressão (decorrente, neste caso, da tensão viscosa) fornece maior compreensão deste escoamento. A Figura 13.a mostra a evolução com o tempo da queda total de pressão no duto resfriado; os símbolos azuis representam o óleo parafínico, e o aumento da perda de carga deve-se à precipitação e deposição da parafina (o ensaio foi limitado a 45 min). Em condições reais de campo, acredita-se que o aumento da perda de carga seria

contínuo, até se atingir condições operacionais inviáveis para a produção do petróleo. Os símbolos rosas representam o escoamento bifásico água-óleo, explicitando o benefício da presença da água de duas formas. A primeira é a redução da magnitude da queda de pressão, devido ao efeito “lubrificante” discutido na Seção 2.3. Este efeito foi comprovado no escoamento sem resfriamento, nem precipitação de parafinas, cujo resultado é mostrado na Figura 13.b. A temperatura foi mantida acima da TPP, 26 °C, do óleo com 1% de parafina em solução; a média do escoamento esteve em torno de 49 °C, e a viscosidade média foi de 60 mPa.s (60 cP). A linha vermelha é o resultado do modelo teórico, enquanto os pontos azuis são os dados obtidos para a queda de pressão no escoamento monofásico de óleo. Os pontos rosa e laranja representam o escoamento bifásico com $Q_w = 20$ L/h e 50 L/h, respectivamente. Nota-se a redução na perda de carga com a injeção de água, para vazões de óleo de 124 L/h a 337 L/h (frequência da bomba na faixa de 3 Hz a 10 Hz). A segunda forma de atuação da água é reduzir a taxa de crescimento do gradiente de pressão, e, em alguns casos, estabilizá-lo, como ilustrado na Figura 13.a. Este resultado é compatível com o modelo apresentado, no qual a água impede a fixação da parafina nas paredes, logo, não ocorre o aumento contínuo de depósitos no duto, e as partículas sólidas constantemente formadas são transportadas para fora da tubulação, mantendo-se um regime permanente, ao contrário do escoamento monofásico.

A Figura 13.c mostra uma comparação entre a queda de pressão no escoamento monofásico e bifásico, aos 30 min do ensaio, para $Q_o = 124$ L/h (bomba a 3 Hz) e $Q_w = 50$ L/h. A água atenuou a perda de carga no escoamento do óleo parafínico resfriado, com precipitação de parafina, para as composições de parafina em solução testadas – de 0 a 2%. Concentrações mais altas não foram ensaiadas devido às limitações do aparato e sua instrumentação. Provavelmente, com base nas tendências observadas, concentrações maiores de parafinas produziram maiores taxas de aumento da perda de carga, e gradientes de pressão muito elevados.

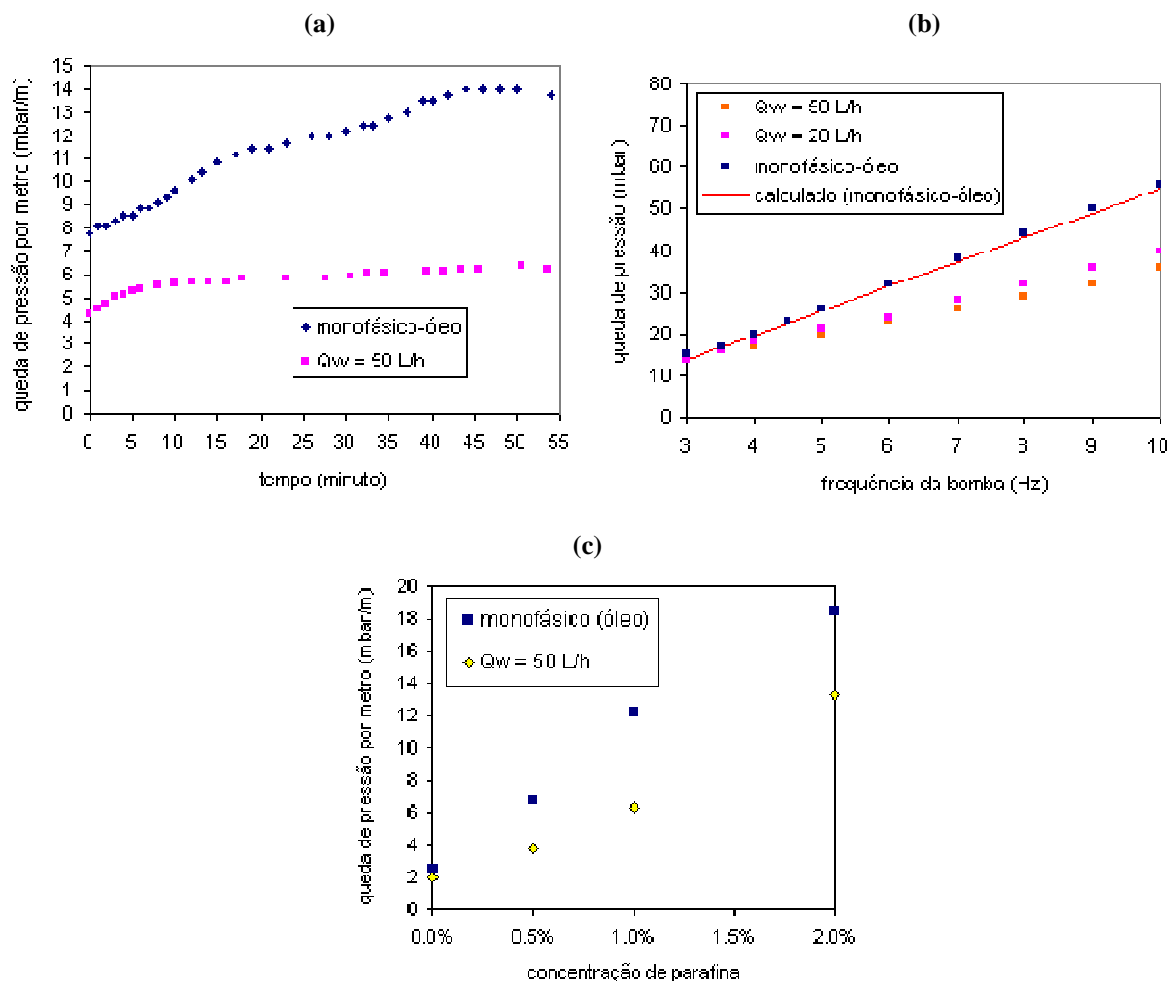


Figura 13. Análise da Queda de Pressão: (a) variação no tempo, com resfriamento; (b) variação com a vazão de óleo, sem resfriamento; (c) variação com a concentração de parafina, com resfriamento.

5. Conclusão

O escoamento de óleo parafínico (com parafina em solução) resfriado ao longo de um duto imerso em um meio isotérmico foi estudado no presente trabalho, comparando-o com o escoamento bifásico água-óleo. Neste estudo, ocorreu o padrão de fluxo estratificado com filme, observando-se o efeito benéfico da água injetada, reduzindo a perda de carga e diminuindo o crescimento do gradiente de pressão, na presença de parafina precipitada. A camada de depósito na parede do duto foi efetivamente reduzida. Estes resultados são muito encorajadores, e motivam pesquisas mais extensas, pela sua relevância nas operações de movimentação de óleo em linhas petrolíferas, especialmente na produção marítima.

Limitações laboratoriais não permitiram uma simulação em escala perfeita relativamente aos parâmetros de campo, entretanto, em caráter exploratório, esta pesquisa apresenta resultados preliminares válidos para uma visão qualitativa do fenômeno em questão. Embora existam diferenças entre o laboratório e o campo, há também pontos em comum, como as temperaturas e a fração de água. Apesar do comportamento global ser afetado pela escala em laboratório, os fenômenos locais são menos sensíveis, principalmente se considerando o aspecto físico. Portanto, os comportamentos observados no laboratório servem de guia qualitativo para especulações sobre o sistema de campo

Agradecimentos

Agradecimentos são devidos à Capes e ao programa de Ciências e Engenharia de Petróleo pela bolsa de estudos e oportunidade concedidas a um dos autores; ao Cepetro/Unicamp pelo apoio na execução do trabalho; ao Departamento de Engenharia de Petróleo da FEM/Unicamp pela utilização das instalações.

Referências

- Alves, I.N.; Alhanati, F.J.S.; Shoham, O.A., 1992, "Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines", SPE Production Engineering, Paper # 20632, Richmond, Texas, November.
- Azevedo, L.F.A.; Teixeira, A.M., 2003, "A critical Review of the Modeling of Wax Deposition Mechanisms", Journal of Petroleum Science and Technology, n. 3 e 4, v. 21, p. 393-408.
- Bannwart, A.C.; Rodriguez, O.M.H.; Carvalho, C.H.M.; Wang, I. S.; Obrégon Vara, R. M., 2001, "Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow", 23rd Energy Sources Technology Conference and Exposition, Houston, February.
- Brill, J.P., Beggs, H.D., 1984, "Two-phase Flow in Pipes", Ed. University of Tulsa, 3rd print, Oklahoma, February.
- Brown, T.S.; Niesen, V.G.; Erickson, D.D., 1993, "Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition", 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineer, Houston, October.
- Burger, E.D.; Perkins T.K.; Striegler, J.H., 1981, "Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline", Journal of Petroleum Technology, p. 1075-1086, June.
- Fox, R.W.; McDonald, A.T., 2001, Introdução à Mecânica dos Fluidos, Ed. LTC, Rio de Janeiro.
- Giordani, D.S., 1993, "Estudo do Equilíbrio de Fases Sólido-Líquido em Sistemas Modelo de Hidrocarbonetos de Alto Peso Molecular", Diss. de Mestrado, Engenharia Química, FEQ, Unicamp, Campinas, pp. 134.
- Holman, J.P., 1983, Heat Transfer, Ed. McGraw-Hill.
- Kreith, F., 2002, Princípios da Transmissão de Calor, Ed. Edgar Blucher, 3^a edição, São Paulo.
- Leiroz, A.T., Azevedo, L.F.A., 2003, "Paraffin Deposition in a Stagnant Fluid Layer Inside a Cavity Subjected to a Temperature Gradient", 10th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT 2004. Rio de Janeiro, November.
- Mendes, P.R.S.; Braga, S.L.; Ribeiro, F.S., 1997, "Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils", International Journal of Heat and Mass Transfer, v.40, n 18, p. 4319-4328.
- Obregón Vara, R.M., 2001 "Hidrodinâmica do Escoamento Bifásico Óleo Pesado-Água em um Tubo Horizontal", Diss. de Mestrado, Ciências e Engenharia de Petróleo, or. Bannwart, A.C., DEP/FEM, Unicamp, Campinas.
- Oliveira, R.C., 2005, "Estudo Experimental do Escoamento Água-Óleo com Precipitação de Parafinas em Dutos Submarinos", Diss. de Mestrado, Ciências e Engenharia de Petróleo, or. Bordalo, S.N., DEP/FEM, Unicamp, Campinas.
- Santos, P.C.S., 1994, "Precipitação de Parafina em Misturas de Petróleo: Medidas Experimentais e Modelagem Termodinâmica", Diss. de Mestrado, Ciências e Engenharia de Petróleo, or. Mohamed, R.K, DEP/FEM, Unicamp, Campinas, 1994.
- Vanegas Prada, J.W., 1999, "Estudo Experimental do Escoamento Anular óleo-água (Core Flow) na Elevação de óleos Ultraviscosos", Diss. Mestrado, Ciências e Engenharia de Petróleo, or. Bannwart, A.C., DEP/FEM, Unicamp, Campinas.

Velasquez, M.I.R, 2005, “Avaliação do Mecanismo de Difusão Molecular para a Modelagem da Deposição de Parafina em Dutos de Petróleo”, Diss. de Mestrado, Engenharia Mecânica, or. Nieckele, A.O., co-or. Azevedo, L.F.A., DEM, PUC-Rio, Rio de Janeiro.

Experimental Study of Oil-Water Flow with Paraffin Precipitation in Submarine Pipelines.

Sérgio N. Bordalo

Dept. of Petroleum Engineering – FEM, UNICAMP; Cx.P. 6052 – Cepetro; 13083-970 Campinas, SP - Brazil
bordalo@dep.fem.unicamp.br

Rafael de Castro Oliveira

Dept. of Petroleum Engineering – FEM, UNICAMP; Cx.P. 6052 – Cepetro; 13083-970 Campinas, SP - Brazil
rafael@dep.fem.unicamp.br

Abstract

The deposition of paraffins in submarine pipelines poses a serious problem for the offshore petroleum production. Paraffins precipitate off oily solutions due to a temperature decrease according to the phase equilibrium conditions of the liquid-solid system. After some time, the continuous precipitation leads to deposits in the internal walls of the pipe, clogging the lines and promoting an increase in the head loss of the flow. Consequently, there is an increase in the pressure gradient required to maintain the flow, and the flow rate is reduced. A complete obstruction of the pipeline may occur. In the present work, this phenomenon was studied in a simulation of the subsea operational conditions, where the oil pipelines laying on the seabed are subjected to low temperatures, just a little above the freezing point of water. The pipeline behaves as a heat exchanger and the hot oil from the underground reservoir emerging from the well-head is effectively cooled down to the point where paraffin precipitation occurs somewhere along the line. An experimental apparatus was built for a 25.4 mm (1 in) diameter pipe-flow model with 13 m of length, submerged in a chilling bath of near frozen water. Streamwise pressure and temperature gradients were measured, in order to evaluate the differences in the behavior of paraffin deposition between one-phase oil flow and two-phase oil-water flow.

Keywords: 1. Paraffin Deposition, 2. Pressure Gradient in Pipelines, 3. Offshore Petroleum Production, 4. Two-phase Oil-Water Flow