

1

Introducao

1.1

Motivação

A redução das reservas e da produção de poços de petróleo explorados em terra (*onshore*) na década de 70 levou as empresas e os países produtores deste mineral a desejarem começar a exploração na plataforma continental (*offshore*). Na realidade, a exploração offshore começou do século XIX, quando o campo Summerlands foi explorado, em 1890 na Califórnia (USA). As inúmeras incertezas de potencialidade dos reservatórios, assim como a falta de tecnologia na exploração postergaram a primeira declaração comercial até o ano 1947, em um campo localizado no Golfo de México com lâmina d'água (*LA*) de 4,6m (10). Com o surgimento da indústria *offshore* no mundo, veio o crescimento tecnológico afim de viabilizar economicamente a exploração de petróleo, além de possibilitar a exploração em águas cada vez mais profundas, incrementando as reservas existentes. Com impulso tecnológico da indústria, o incremento gradual da profundidade de exploração atingiu os 144m de lâmina d'água nos anos 70.

O desenvolvimento da indústria *offshore* de petróleo a partir deste ponto progrediu paralelamente no Golfo de México (USA) e no Brasil. Este último, declarou seu primeiro poço comercial no mar em 1974 com uma profundidade de 120m na Bacia de Campos (25), depois disso, na ponta da produtividade e originalidade, descobriram os poços de *Bonita*, *Enchova*, *Piranúa*, *Marimbá*, *Albacora*, e *Barracuda*, todos seguindo a linha no incremento da profundidade. Em 1985 a descoberta de *Marlim* com lâmina d'água entre 760m e 1900m atingiu a máxima profundidade de exploração da época com 3167m de perfuração total. Em sequência, poços com *LA* na faixa dos 2000m foram explorados, atualmente o poço *Tupi*, na camada Pré-Sal, atingiu os 2500m de lâmina d'água com uma perfuração total de 7000m (27). Paralelamente, a Shell seguiu o mesmo processo, nos anos 80 atingiu os 480m de *LA*, depois o poço *Auger* com 880m de lâmina d'água nos anos 90; seguidamente, ainda nos anos 90 atingiu os 1160m com o poço *Ursa* no Golfo de México. Atualmente, a Shell

no Brasil chegou aos 1780m de LA no campo de *Conchas* e no Golfo de México alcançou 2383m de LA. A Fig. 1.1 exemplifica a tendência na profundidade de lâmina d'água na exploração e produção de petróleo no mundo através da história. A linha verde mostra o histórico da perfuração, o qual alcançou seu ponto máximo com 3051m no Golfo de México; a profundidade máxima das árvores de natal atingiram os 2748m, como mostra a linha vermelha, e por último, a instalação de estruturas flutuantes alcançou 2414m de lâmina d'água segundo mostra a linha azul.

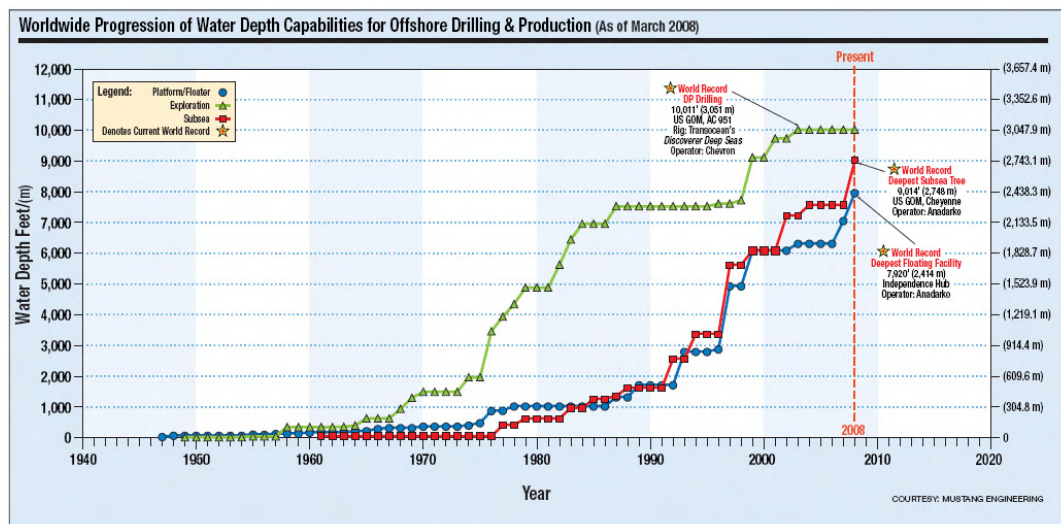


Figura 1.1: Incremento da Exploração e Exploração de Poços de Petróleo em Águas Profundas e Ultraprofundas (fonte:Offshore Magazine).

Com o aumento da profundidade, surgem os avanços tecnológicos na exploração marítima, abarcando todos os aspectos do desenvolvimento do campo, desde o estudo geológico, passando pela perfuração, a delimitação do reservatório até as plataformas e navios de produção. O poço *offshore* é perfurado de forma geral com os mesmos conceitos da perfuração em terra. Contudo, é possível localizar o BOP (*Blowout Preventer*) no leito marinho ou na plataforma dependendo da profundidade de lâmina d' água, condições do mar, relevo do fundo do mar, finalidade do poço, disponibilidade de apoio logístico e principalmente relação custo-benefício. Uma vez perfurado, a árvore de natal pode ficar no fundo do mar, também chamada completação molhada, ou na plataforma (completação seca), para profundidades que permitam o funcionamento de plataformas fixas.

Para os poços com completação molhada, as plataformas e a cabeça do poço não ficam no mesmo eixo vertical, o que acarreta a instalação de tubulações rígidas ou flexíveis desde a árvore de natal até a plataforma. Assim, o óleo sai do reservatório com pressão e temperatura relativamente altas, como ilustrado na figura 1.2. Essa figura representa um exemplo das

condições de reservatório com 80°C e 200kgf/cm^2 de pressão. Ao atingir a cabeça do poço o óleo sofre um resfriamento e a temperatura diminui para 60°C e com uma pressão de 120kgf/cm^2 . No trecho entre a cabeça do poço e a plataforma, o óleo segue resfriando-se, chegando à plataforma com uma temperatura aproximada de 14°C e 10kgf/cm^2 de pressão (31). Esse resfriamento deve-se ao fato da transferência de calor que ocorre na parede da tubulação, do óleo para água do mar, que se encontra sempre em uma temperatura menor do que o óleo, isto devido à diminuição da temperatura da água com a profundidade. Ao mesmo tempo, sua densidade vai aumentando até atingir o valor máximo. No Brasil, isto geralmente acontece nos 2000m de profundidade, a partir desta profundidade a temperatura da água mantém-se constante em 4°C . Este resfriamento ocorre tanto na linha de produção quanto nos oleodutos submarinos feitos para transportar o óleo para um terminal em terra.

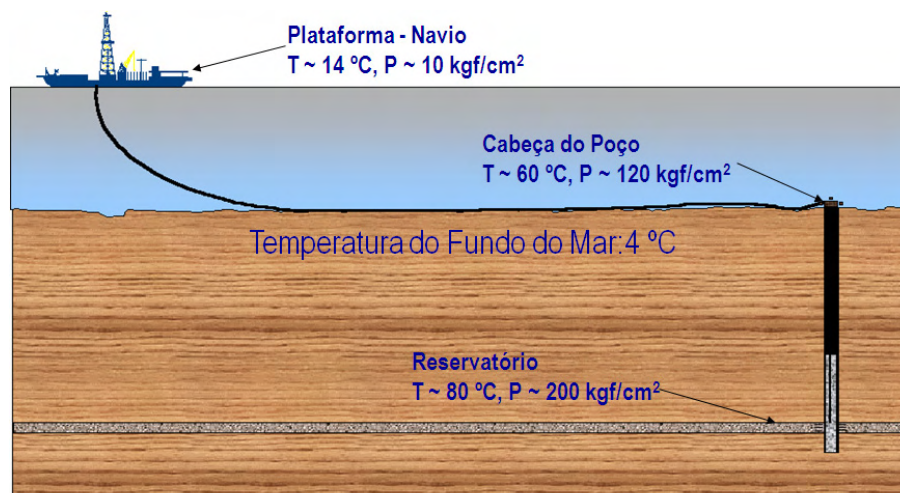


Figura 1.2: Instalação de Produção Típica-Poço Satélite.

O resfriamento tem influência nas características do escoamento do óleo, particularmente se o óleo produzido pelo poço é da classe parafínica (11). Nesta classe estão os óleos leves, com alto ponto de fluidez, com grau API de 31,1 e baixa densidade, mas particularmente sensíveis à temperatura (34). Com temperaturas abaixo da temperatura de aparecimento de parafinas (*WAT*), as moléculas de parafina cristalizam-se levando a sua gelificação. O processo de formação do gel parafínico começa com a deposição de parafina nos dutos que transportam óleo (12, 19, 37). A seguinte sequência ocorre na tubulação:

- Solidificação.
- Migração para as paredes do tubo.

- Deposição nas paredes do tubo.
- Depósito cada vez mais espesso.
- Bloqueio parcial ou total.

Em particular, o bloqueio total da tubulação é a motivação para a realização do presente trabalho. Quando a tubulação está completamente bloqueada pelo óleo gelificado, a saída mais viável para o reinício do escoamento é o aumento da pressão de bombeamento afim de quebrar a estrutura do gel e continuar com o funcionamento da linha normalmente. Outras ações são feitas para evitar este tipo de problema, como a instalação de isolamentos térmicos, depressores do ponto de fluidez, modificadores de cristal, inibidores e boa frequência de *pigagem*. Já a remoção de bloqueios parciais ou totais se faz com o sistema de geração de nitrogênio (*SGN*) e com o aquecimento elétrico da linha, sendo estas últimas operações muito custosas.

Cheng-Boger e Nguyen (12) afirmam que as tubulações que transportam óleos parafínicos podem sofrer fechamentos ou paradas na produção regularmente devido a paradas operacionais ou ocasionais por emergência, tais como falhas na potência, terremotos ou danos na linha. Nestos casos, como já foi dito anteriormente, o óleo quente na linha pode sofrer um resfriamento estático abaixo do ponto de fluidez (*PP*), levando à formação de fortes redes de cristais parafínicos no óleo.

1.2

Revisão bibliográfica

Muitas das pesquisas anteriores foram dirigidas sobre métodos para escoar o óleo abaixo do ponto de fluidez. Na década de 70, Ford (20) trabalhou com duas classes de óleos, um com ponto de fluidez de $23,8^{\circ}\text{C}$ da Líbia e outro com $12,7^{\circ}\text{C}$ da Nigéria. Neste trabalho a principal preocupação foi a pressão de reinício de escoamento.

Uhde e Kopp (35) discutiram sobre vários métodos de transporte de óleos parafínicos. Estes envolvem (1) emulsões, (2) diluição com óleos leves, (3) pré-aquecimento do fluido com aumento da temperatura da linha, (4) pré-aquecimento e isolamento, (5) tratamento de resfriamento e aquecimento, (6) injeção de água e (7) cristais de parafina modificados.

No estudo feito por Perkins e Turner (26), eles analisaram alguns dos fatores que afetavam o comportamento do óleo parafínico. Eles calcularam a pressão de reinício sendo $\tau = \frac{D*\Delta p}{4L}$, sendo D o diâmetro e L o comprimento do tubo; mas estudos descreviam esta equação como simples demais, devido ao fato de ter outros fatores influenciando o comportamento do reinício. Eles

estudaram o histórico térmico, o histórico de cisalhamento, o envelhecimento e a composição do óleo. Descobriram que a temperatura cíclica leva a incrementos na tensão limite de escoamento e também que a energia gerada por maiores cisalhamentos tem maior influência na amostra do que os históricos de temperatura. Sobre o envelhecimento da amostra eles acharam que o gel comporta-se como um fluido tixotrópico. Finalmente, com a mistura de óleos observaram que a composição da amostra muda seu comportamento. s

Ramsden (29) descreve que a tensão de cisalhamento de óleos do Mar do Norte com fechamento na tubulação pode ser estudada adequadamente no laboratório com modelos de tubulações em escala. O comprimento do tubo de aço inoxidável foi de 15m com diâmetro de 6mm. A tubulação é resfriada estaticamente por 10h, tempo no qual atinge a temperatura de situações reais. Neste ponto, é aplicada uma pressão pequena que vai incrementando com o tempo, até que o óleo começa a escoar no tubo. A sua análise indicou que muitos fatores podem influenciar a realização e na obtenção de resultados coerentes com a realidade, sendo um deles, ou talvez, o mais importante o tratamento da amostra de óleo. Em baixas temperaturas, o óleo, já sendo um fluido não newtoniano, tem um comportamento dependente da estrutura e da quantidade de partículas fora da solução. Sendo que o tamanho, a forma dos cristais e as forças de atração dependem, dentre outros fatores, de taxas anteriores de resfriamento, da temperatura e do histórico de cisalhamento. Além de testes no laboratório, realizou testes em uma tubulação em escala real, com 93Km de comprimento e 300mm de diâmetro. Notou que a pressão aplicada na linha bloqueada gradualmente diminui e aumenta apresentando picos no perfil ao chegar aos espaços vazios gerados pelo resfriamento não uniforme na tubulação do óleo. Este fenômeno pode ser observado na figura 1.3. Porém, a pressão é corrigida pela pressão hidrostática gerada pelas ondulações do terreno, que em alguns casos é suportada pela tensão de cisalhamento do óleo.

Sendo a amostra resfriada estaticamente até a temperatura do teste, a tensão limite de escoamento obtida foi de $5N/m^2$; no outro ensaio, feito com a mesma amostra de fluido mas com uma temperatura de cisalhamento de $20^{\circ}C$ e posteriormente o resfriamento estático até $14^{\circ}C$ o resultado foi $1N/m^2$. Ele também encontrou nos testes feitos em escala real que o início de escoamento tem sido possível através de uma tensão de cisalhamento menor do que o limite de escoamento estático na maioria dos casos. Assim, concluiu que os resultados reais não são tão distantes dos ensaios no laboratório. Desta forma, pode-se prever com certa precisão a pressão necessária para iniciar o escoamento na linha.

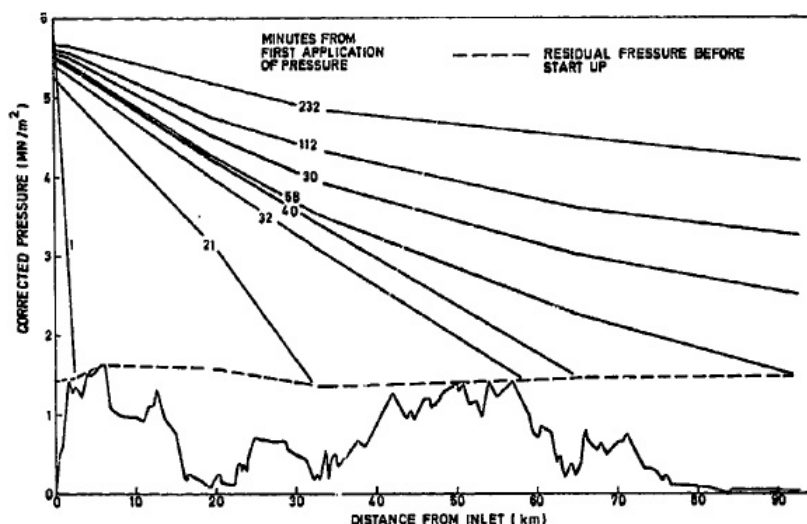


Figura 1.3: Perfil de Pressões Durante o Bloqueio da Linha (29)

A fim de conhecer as propriedades do óleo parafínico, Wardhaugh e Boger (37) apresentaram medições feitas em viscosímetros cone-placa e em viscosímetro de cilindros concêntricos, além da técnica de vane. No seu estudo, eles afirmaram que o viscosímetro cone-placa apresenta o benefício de permitir a aplicação de uma taxa de cisalhamento constante o que faz deste equipamento o apropriado para o estudo de propriedades de fluidos tempo-dependentes. Neste ensaio, encontraram que a amostra de fluido sofre uma contração pelo resfriamento e que esta contração pode ser calculada, obtendo desta forma um teste confiável. Nos testes feitos no viscosímetro de cilindros concêntricos, detectaram que o excesso de amostra localizada no fundo do cilindro pode levar a erros no ensaio. Da tensão de cisalhamento e das propriedades tempo dependentes do fluxo afirmaram que pequenas mudanças na temperatura do óleo levam a dramáticos incrementos na tensão de cisalhamento. Além disso, detectaram que a sensibilidade da tensão de cisalhamento com pequenas flutuações da temperatura e a rápida quebra da estrutura poderiam influenciar na pobre reprodutibilidade neste tipo de ensaio. Por último, encontraram que a operação de um duto transportando óleo parafínico contém três zonas, a região onde o fluido é ainda newtoniano, a zona que tem dependência temporal, além de apresentar o fluido não newtoniano, e a terceira, onde a estrutura do óleo independe do tempo mas conserva um comportamento não newtoniano.

Ronningsen (30), estudou o comportamento da tensão limite de escoamento de óleos parafínicos através da comparação de dados obtidos em reômetros e os obtidos na montagem experimental de um tubo de aço com 14,7m de comprimento e 6mm de diâmetro. Ele (30) encontrou que com maiores taxas de resfriamento a quebra do gel toma menos tempo do que óleos resfri-

ados com taxas baixas de resfriamento. Além disso, concluiu que os efeitos de deslizamento na parede do tubo não afetam o reinício do escoamento em óleos que possuam uma tensão limite de escoamento (τ_0) menor do que $25Pa$, estes resultados foram obtidos através de testes com reômetros rotacionais. Neste trabalho apresento uma concordância nos resultados experimentais e os dados com obtidos através de reômetros rotacionais entre $\pm 15\%$ e $\pm 20\%$.

Seguindo esta linha de pesquisa, Wardhaugh e Boger (39) estudaram quatro classes de óleos parafínicos a fim de entender o comportamento das propriedades do fluxo. Assim, desenvolveram técnicas experimentais para obter bons níveis de confiabilidade nas medições em viscosímetros, por exemplo o pré-aquecimento da amostra para eliminar o histórico térmico e de cisalhamento. Como foi visto no estudo anterior (37), o óleo atravessa as 3 zonas mencionadas. É na terceira zona onde os ensaios têm que ser realizados, já que, é nesta onde o fluido atinge um equilíbrio térmico e de tensões obtendo resultados mais reais e confiáveis. Eles encontraram que a manipulação da amostra afeta diretamente os dados finais dos ensaios. Além disso, eles observaram que as propriedades do escoamento também são dependentes da história de cisalhamento da amostra. Mostraram também que nos estudos feitos por Ford, Ells e Russell (1965), neste trabalho eles aceitavam que a viscosidade mudava com mudanças nos históricos térmicos e de cisalhamento das amostras. Assim, escolheram o teste de taxa de cisalhamento igual a $8V/D$, resultando em um valor de viscosidade que foi usado na equação de Hagen-Poiseuille $\frac{\Delta P}{L} = \mu \frac{8V*4}{D*D}$. Concluíram também que o método mais apropriado para calcular a pressão de bombeio é do Doggemetznet modificado, o qual leva em conta o fator de atrito e a transição desde o regime laminar ao turbulento.

No mesmo ano, Wardhaugh e Boger (38), fizeram medições para obter a tensão limite de escoamento do óleo parafínico. O estudo examina a natureza do processo de escoamento para óleos parafínicos usando quatro diferentes técnicas experimentais, viscosímetro cone-placa, técnica de vane, tensão constante e ensaio oscilatório. Eles concluíram que o óleo parafínico resfriado estaticamente possui um comportamento complexo que não pode ser descrito pelos modelos existentes de viscosidade nem pela descrição e modelagem de materiais tixotrópicos. Também observaram que o óleo apresenta três distintas características do processo de escoamento, chamadas de comportamento sólido (*hookeana*), deformação lenta (*creep*) e falha repentina da amostra que se assemelha à fratura frágil ou dúctil dos sólidos. Além disso, o trabalho mostrou que o comportamento do escoamento de óleos parafínicos não apresentou um padrão reológico usual para a tensão de cisalhamento de materiais. Finalmente, afirmaram que a técnica de vane e o viscosímetro cone-placa fornecem valor

aproximado com a medição da tensão limite de escoamento e que particularmente os ensaios com o viscosímetro cone-placa é a melhor técnica para obter dados de tensão de fratura do que a técnica de vane, pelas correções que têm que ser feitas nesta técnica.

Arienka e Ikoku (1) desenvolveram um método para calcular a pressão de reinício depois de uma parada longa no fluxo de óleo parafínico gelificado. Os autores deram outro enfoque ao considerar o fluido não como um plástico de Bingham, mas com o modelo de *Power law*, apresentando altas possibilidades de interação como a reologia dos óleos parafínicos que muda totalmente com variações na temperatura. Assim, eles (1) consideraram a pressão de reinício como sendo como $\Delta P = \frac{4\tau L}{D}$, sendo a D e L o diâmetro e comprimento do tubo e o τ representa a tensão limite de escoamento do fluido, a qual foi implementada na *Pipeline Niger Delta*. A partir deste ponto, construíram um método para calcular o diâmetro ideal dos dutos considerando as temperaturas ao longo do tubo. Finalmente, eles conseguiram uma diminuição do diâmetro do duto em comparação com os métodos convencionais, além disso, concluíram que o reinício do escoamento pode ser controlado com a vazão de fluxo no reinício do escoamento.

O trabalho de Carniani e Merlini (9) considera a deposição da parafina em tubulações, além da tensão de cisalhamento no reinício de uma tubulação depois de uma parada longa. Compararam resultados obtidos com reômetros (*controlled stress*) com um modelo de tubulação feito em escala. Eles encontraram que os valores do modelo a escala laboratório eram significativamente menores do que os valores obtidos no reômetro (*reômetro: 5.1Pa, no modelo: 2.4 Pa*). Neste caso, a tensão de cisalhamento do óleo é relativamente baixa, mas a velocidade de escoamento era relativamente alta e a diferença entre os resultados é reduzida em relação aos óleos mais densos. Concluíram então que os dados do reômetro poderiam ser considerados como os valores máximos permitidos de tensão de cisalhamento, e os valores reais são os obtidos com o modelo. Assim, foi a demonstração que a margem de segurança para o reinício era suficiente, e que não era necessário colocar isolamento térmico na tubulação.

Chang e Boger (11) analisaram o processo de escoamento de óleo parafínico resfriado estaticamente. Fizeram medições com três métodos diferentes, o controle de tensão (*controlled stress*), o ensaio de recuperação e o teste de oscilação, usando um reômetro de controle de tensão para fazer os ensaios. Seus resultados mostraram que o escoamento em óleo parafínico acontece com uma resposta inicial elástica, seguida de um deslizamento viscoelástico e uma fratura final. No modelo definiram uma tensão limite elástica de escoamento,

uma tensão estática de escoamento e uma tensão dinâmica de escoamento, a fim de descrever o processo de escoamento como se pode observar na figura 1.4. Além das definições, encontraram que nos ensaios de deslizamento e oscilação, a tensão limite elástica de escoamento não depende da escala do tempo. Nos testes feitos com os três métodos mostrou que a tensão estática de escoamento depende da escala do tempo utilizada. Finalmente, com o teste de controle de tensão analisaram que a tensão dinâmica de escoamento também depende fortemente da escala do tempo. Por último, eles obtiveram uma boa reprodutibilidade nos ensaios devido ao fato do bom controle nos históricos térmicos e de cisalhamento da amostra.

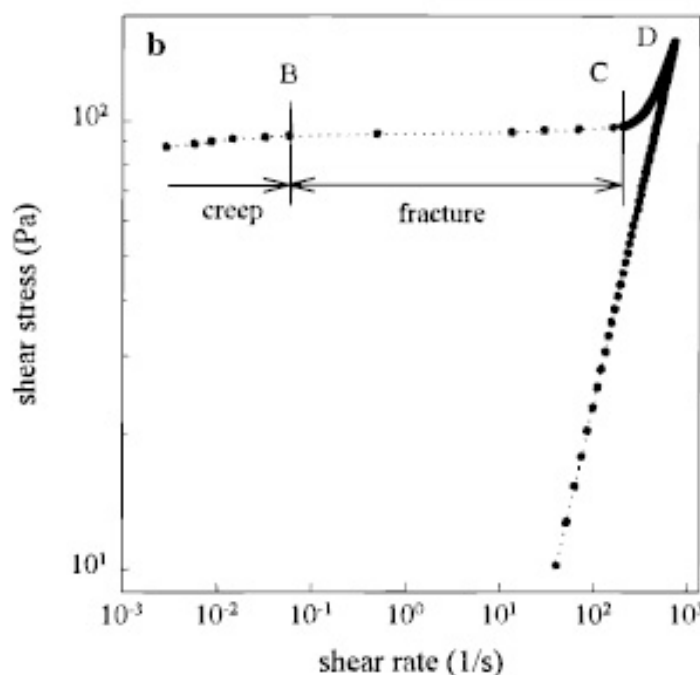


Figura 1.4: Processo de Escoamento de óleo Parafínico.(11)

Chang, Nguyen e Ronningsen (14) desenvolveram um modelo computacional a fim de simular o reinício do escoamento, assim como o tempo para limpar totalmente a tubulação depois de um bloqueio. Encontraram que o tempo para a limpeza do gel na tubulação depende, dentre outros fatores, da pressão de reinício, da taxa de fluxo da mudança da viscosidade com a taxa de cisalhamento, da compressibilidade do óleo e dos efeitos térmicos devido à transferência de calor no início do fluxo. A análise se fez baseado nos três períodos de tensões descritos no parágrafo anterior, que explicam o processo de escoamento na tubulação. O modelo permitiu a predição da taxa de fluxo em função do tempo e o tempo necessário para limpar completamente a tubulação. Porém, a exatidão do modelo depende completamente do conhecimento das propriedades reológicas do fluido, em particular, requer exatidão

na tensão da tensão limite de escoamento do fluido, a aproximação de quebra tixotrópica reversível do óleo em função da tensão de cisalhamento e o histórico de cisalhamento. O fluido foi considerado com comportamento de um plástico de Bingham. Além disso, foi considerado como sendo isotérmico e incompressível. Contudo, o modelo pode ser ampliado para ser usado com outro modelo reológico, além de considerações de troca de calor, compressibilidade do fluido, entre outras.

Continuando com seu trabalho, Chang, Boger e Nguyen (13) estudaram a influência do histórico térmico, da taxa de resfriamento usando reômetro de controle de tensões e com o microscópio. Deste estudo concluíram que a taxa de resfriamento e a temperatura têm uma forte influência no comportamento do fluido, como se pode observar na figura 1.5. Assim, com a diminuição da temperatura, a amostra de óleo muda de estado líquido para o gel viscoelástico terminando com uma estrutura sólida. Além disso, encontraram que com menores taxas de resfriamento, menor é a formação de cristais de parafina, ou seja, para menores tempo de resfriamento é menor a força da estrutura do gel, cristais de parafina maiores e com maior aglomeração. Da mesma forma, eles encontraram que é necessário três tensões de escoamento para descrever o processo de escoamento de um óleo parafínico quando a temperatura é menor do que a temperatura do ponto de fluidez. Finalmente, observaram que tendo o fluido no estado de gel, a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento pode ser descrita pelo modelo de Casson, enquanto que com o fluido em estado sólido essa relação pode se descrever com a equação de Bingham.

Thuc, Bich, Son, Hoe e Vygovskoy (32) fizeram um estudo com o objetivo de conhecer o comportamento do óleo produzindo em um campo da Vietsovpetro. Eles estudaram as propriedades reológicas do fluido e analisaram seu comportamento com diversas técnicas químicas para tratar o óleo. O óleo estudado tinha temperaturas de formação de parafina entre 23°C e 33°C , sendo um óleo que muda seu comportamento com pequenas mudanças na temperatura. Os ponto de fluidez das amostras foram obtidas usando o procedimento da *ASTM D97*. Para definir a tendência de deposição de parafina na tubulação foi usada a técnica *Dynamic Coaxial Cold Finger*. Os testes mostraram que a taxa de deposição aumenta rapidamente ao atingir 56°C . Um modelo a escala laboratório de uma tubulação foi usada para obter a pressão de reinício calculada como sendo $\Delta P = \frac{4L\tau}{D}$, sendo a D e L, o diâmetro e comprimento do tubo e o τ a tensão limite de escoamento do fluido. Eles concluíram que o bombeamento do óleo pode ser melhorado com aditivos, beneficiadores de fluxo ou modificadores de cristais de parafina, sem

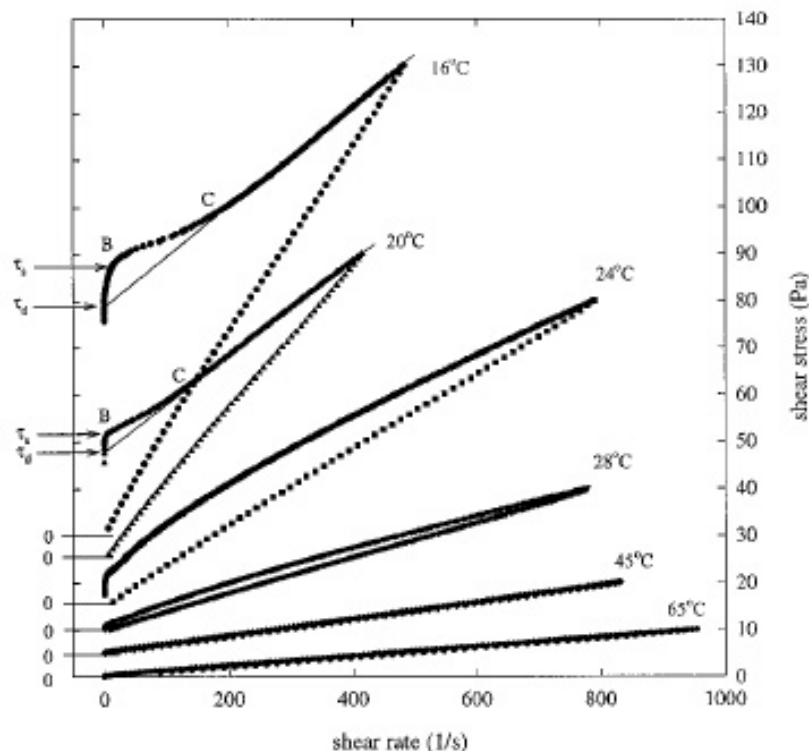


Figura 1.5: Efeito da Temperatura sobre o óleo Parafínico (13).

o uso de isolamento térmico. Os testes feitos no modelo a escala laboratório permitiram conhecer que a tensão de cisalhamento não superava 11Pa para longas distâncias.

Davidson, Nguyen, Chang e Ronningsen (15) desenvolveram um simulador para o reinício de escoamento de uma tubulação contendo óleo parafínico. Consideraram o deslocamento do óleo por outro fluido; o modelo considera a compressibilidade, o comportamento tixotrópico e as variações reométricas do óleo ao longo da tubulação além da tensão de cisalhamento. Eles encontraram que depois de aplicar a pressão, o escoamento começa um tempo depois devido à compressão do fluido associado ao escoamento ao longo do plug de óleo, além da tempo dependência que apresenta a quebra da estrutura do gel. O tempo de atraso é função da pressão aplicada, das propriedades do fluido e do comprimento do plug de óleo. As simulações também mostraram que a compressibilidade do óleo resulta em um incremento na taxa final de fluxo e diminuição do tempo de limpeza. Embora o modelo tenha sido planejado para ser usado com o modelo de Bingham, pode-se usar a simulação com outro modelo, além da possibilidade de incluir outros fatores, como muitos plug separados por gás.

Alboudwarej e Kempton (2) analisaram a importância da qualidade da informação com respeito à caracterização do fluido. O trabalho experimental incluiu a determinação da temperatura de aparecimento de cristais (*TIAC*

ou WAT) e estudos reológicos a fim de obter o ponto de fluidez, a força da estrutura e medições da viscosidade dependentes do cisalhamento com óleos vivos e mortos. Eles encontraram que a WAT é fortemente dependente da história da temperatura e das técnicas usadas para a análise. Portanto, é importante ter certeza da eliminação do histórico térmico a fim de obter bons resultados e boa reprodutibilidade.

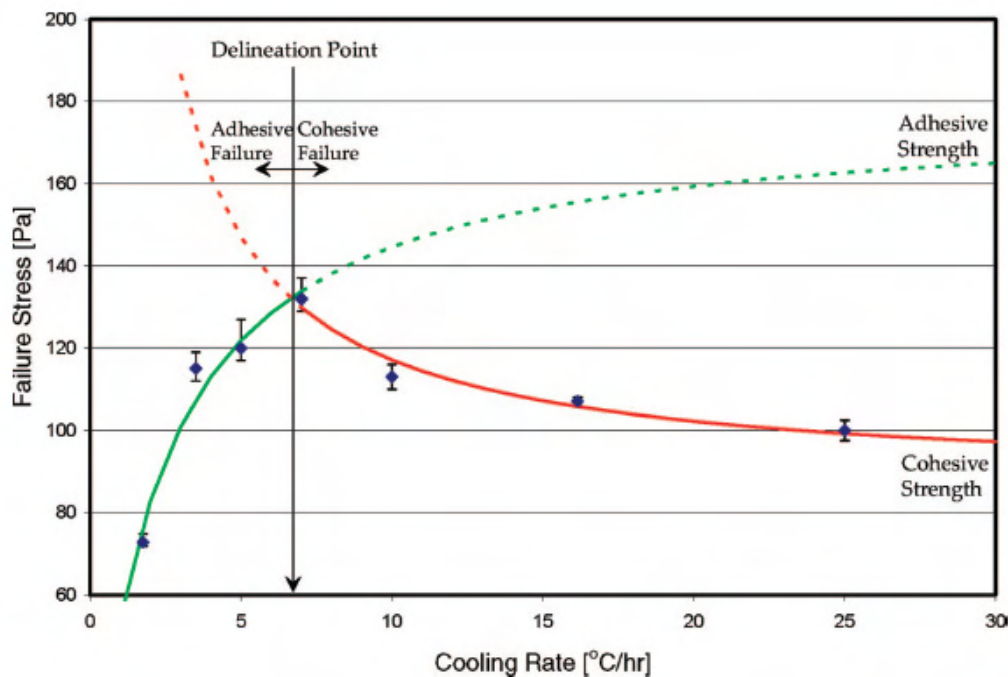


Figura 1.6: Mecanismos de Falhas na Quebra do Gel Parafínico (24).

Lee e Thomason (24) pesquisaram sobre os mecanismos de quebra da estrutura do gel de óleos parafínicos com diferentes temperaturas e taxas de resfriamento usando um modelo a escala laboratório de uma tubulação e com o reômetro de tensão controlada (*controlled stress rheometer*). No modelo a escala laboratório, se empregou uma taxa de resfriamento de $3, 5^{\circ}\text{C}/h$, para reproduzir o que ocorre em tubulações reais. Encontraram que a aplicação de uma carga hidrostática durante o período de bloqueamento leva a uma diminuição do 50% da pressão requerida para o reinício de fluxo. Essa diminuição acontece pela formação de vazios na estrutura do gel, a qual ocorre sem a aplicação da carga adicional ou hidrostática o que possibilita a quebra com uma pressão menor. Eles analisaram que com baixas taxas de resfriamento as moléculas de parafina tem mais tempo para formar maiores cristais na estrutura do gel aumentando sua força estrutural. De igual forma, encontraram que o reinício de escoamento com óleos parafínicos gelificados pode acontecer com dois mecanismos de falha, um deles na estrutura do gel parafínico (*falha coesiva*) e uma quebra na interface do gel com a parede do tubo (*falha adesiva*). O escoamento

adesivo ocorre quando a tensão aplicada excede a resistência do material, mantidas pelas interligações de cristais de parafina. Eles concluíram que incrementando o tempo de resfriamento as falhas coesivas, diminuem e aumentam as falhas adesivas como se pode observar na figura 1.6. Também encontraram que a equação $\delta P = \frac{4L}{D}\tau_y$ é válida para falhas adesivas e foi usada para encontrar a queda de pressão na tubulação durante o reinício, com o valor de tensão do reômetro; obtendo uma boa concordância dos dados da bancada experimental *vs.* os dados obtidos através do reômetro observados na figura 1.7.

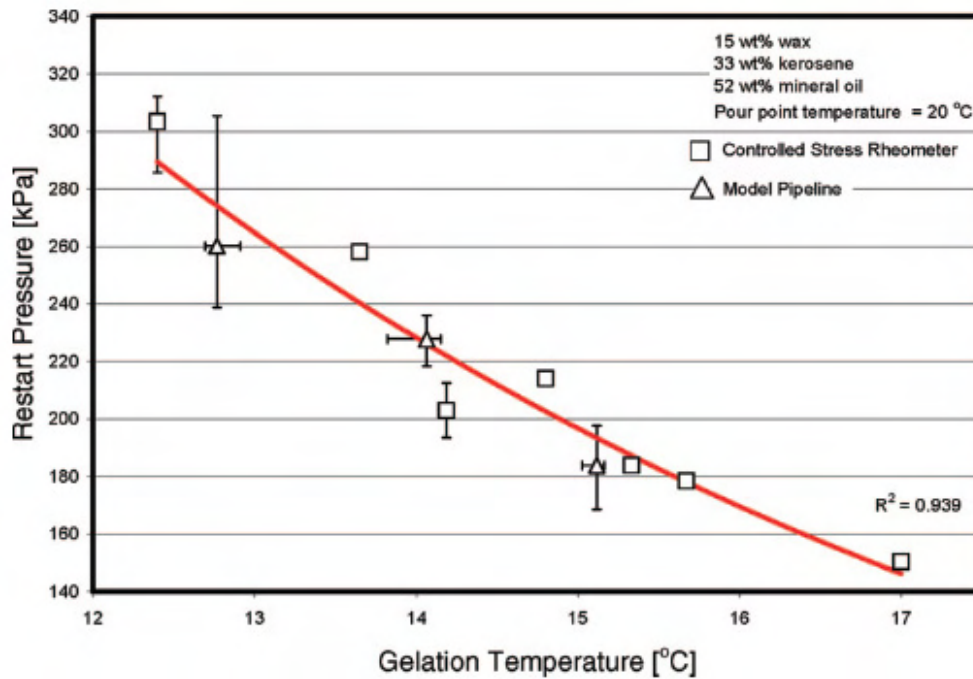


Figura 1.7: Pressão de Reinício obtida com o Modelo de Tubulação e o Reômetro de Tensão Controlada (24).

De Souza Mendes (17) desenvolveu um modelo computacional para encontrar as condições necessárias para reiniciar o fluxo de um fluido gelificado dentro de um tubo. A análise considera um material viscoplástico sendo empurrado por um segundo material. Essa análise permite a variação dos parâmetros de entrada, das características geométricas do tubo e das características reológicas dos fluidos. Além disso, o trabalho permite calcular a tensão cisalhante na parede do duto e o comportamento da viscosidade ao longo do escoamento para os fluidos em cada instante de tempo. Ele considerou o escoamento incompressível, isotérmico, sem influência da aceleração da gravidade e unidimensional. A simulação leva em conta a função viscosidade proposta por Souza Mendes (2007). No estudo, foram analisados quatro casos, caracterizados por diferentes combinações de parâmetros reológicos que regem o problema. Ele encontrou que comportamentos radicalmente distintos ocorrem

dependendo das combinações de valores dos parâmetros e que estas diferenças estão ligadas à relação entre as viscosidades dos fluidos.

Ekweribe e Civan (19) analisaram o efeito da pressão e da temperatura sobre a estrutura do gel de óleo parafínico. Eles estudaram a influência da temperatura com o reômetro de controle de tensões (*controlled stress rheometer CSR*), e o efeito da pressão usando o modelo de uma tubulação em escala. Consideraram que o gel encolhe com rachaduras no meio do tubo (resfriamento rápido) ou até a parede do tubo (resfriamento lento). Este processo resulta em efeitos de compressibilidade durante o reinício de fluxo. Da mesma forma, consideram o óleo parafínico como fluido viscoplástico caracterizado por ser tempo-dependentes plástico de Bingham durante o reinício impondo uma pressão constante de bombeamento. Eles descrevem os modelos a escala como os mais usados para fazer medições pela geometria semelhante das linhas reais. Nestes testes, o gel é formado com condições controladas onde a tensão na parede é calculada com $\tau = \frac{\Delta PD}{4L}$, onde o ΔP é a pressão de quebra do gel, D e L representam o diâmetro e comprimento do tubo. Três cenários foram estudados no modelo, a fratura do gel com a taxa de injeção constante sem purga prévia do sistema, a fratura do gel com taxa de injeção constante antes da purga do sistema e a quebra da estrutura do gel com tensão de cisalhamento constante depois da purga do sistema. Eles encontraram que sem contra-pressão a força para quebrar o gel é maior do que a força de contra-pressão (*back pressure*) o que se deve à formação de espaços vazios no gel no momento da gelificação. Além disso, leva a ter menores níveis de repetitividade nos dados experimentais. Também observaram que com o incremento da contra pressão, a pressão necessária e o tempo para a fratura do gel diminui. Eles concluíram que com altas taxas de resfriamento (maiores do que $7^\circ\text{C}/h$) o módulo elástico (G') do gel incrementa indicando mais força na estrutura. Com elevadas contra pressões a temperatura de gelificação do gel aumenta enquanto as propriedades elásticas diminuem formando um gel mais fraco. A relação entre a contra pressão e a pressão de escoamento é descrita pelo modelo *Power Law* para os óleos parafínicos quando a purga é feita antes do reinício, enquanto, o tempo necessário para a quebra do gel diminui com uma função logarítmica da pressão de escoamento. Por isso, modelos desenvolvidos aplicados ao reinício com condições ambientais para sistemas submarinos poderiam levar a uma super estimação das pressões de escoamento, as quais, poderiam levar excessivos custos no projeto da tubulação e equipamentos na superfície.

O estudo feito por Vinay e Wachs (36) examina a possibilidade de que o fluxo pode ser restabelecido com uma pressão menor do que a pressão obtida pela equação $\Delta P = \frac{4L}{D}\tau$. Eles usaram um modelo numérico $1.5D$,

consideraram o fluido além de apresentar comportamento viscoplástico, contém características tixotrópicas. Eles concluíram que quando a queda de pressão não segue a equação de ΔP acima mencionada, o fluxo não começa se a compressibilidade ou a estrutura do gel são consideradas separadamente. De igual forma, concluíram que o reinício com pressões de reinício menores que a pressão teórica, deve-se aos efeitos tixotrópicos e de compressibilidade apresentados pelo óleo.

1.3

Objetivos

De acordo com a revisão bibliográfica apresentada no item anterior, o objetivo deste trabalho é desenvolver e construir uma bancada experimental que permita determinar a pressão necessária para o reinício do escoamento de um fluido viscoplástico (Carbopol) sendo deslocado por um fluido newtoniano.

Realizar duas validações da bancada experimental, a primeira delas deslocando fluido newtoniano (óleo lubrax), e comparando os dados obtidos experimentalmente com a equação de Hagen-Poiseuille. A segunda validação, se realizara deslocando fluido viscoplástico, com o objetivo de avaliar a existência de efeitos de deslizamento no escoamento. Neste caso os dados experimentais serão comparados com a equação de vazão do modelo de Herschel-Bulkley. De igual forma, obter um procedimento experimental com altos níveis de repetitividade e reprodutibilidade.