

1 Introdução

A produção de petróleo no Brasil, caracterizada pela exploração de reservatórios submarinos, foi inicializada em 1968 no Campo de Guaricema, em Sergipe. A produção *off-shore*, contudo, assumiu sua relevância a partir da década de 70, quando se iniciou a produção dos reservatórios da Bacia de Campos. Desde então, os limites de lâmina d'água para a exploração de petróleo foram progressivamente estendidos.

A descoberta, em 2007, de reservatórios de grande conteúdo de óleo recuperável abaixo da camada salina em ambientes de alta lâmina d'água (até 3000 m) consolidou a produção nacional de óleo como sendo virtualmente *off-shore*. Uma vez que a perspectiva de produção passou para estes reservatórios em lâminas d'águas mais profundas, problemas relacionados à deposição de parafina tendem a ser mais frequente.

1.1 Parafina: Definições e Propriedades

A parafina pode ser compreendida como hidrocarbonetos saturados de cadeia normal ou ramificada (alcanos) que estão presentes nas misturas que compõem o petróleo. Juntamente a estas cadeias encontram-se em um mesmo reservatório, asfaltenos, aromáticos e outros hidrocarbonetos. A parafina, entretanto, se deposita nas paredes dos tubos por onde escoar quando a temperatura do óleo que compõe cai abaixo de uma dada temperatura crítica. Sem tanto rigor, a noção de depósito de parafina é empregada genericamente para o acúmulo constituído de parafinas, naftênicos, aromáticos, resina, areia, água, sais e sulfeto (Rocha et al. 1998).

A solubilidade dos alcanos no óleo é uma função da temperatura, de tal forma que, ao ser resfriado abaixo da Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais (TIAC, ou em inglês WAT – *Wax Appearance Temperature*), o óleo precipita suas frações de hidrocarboneto mais pesadas. Cadeias mais longas – de maior peso molecular – possuem temperaturas de cristalização maiores (Wardhaug & Borgh, 1991), o que significa que serão as primeiras a saírem de

solução quando o óleo for esfriado. Uma vez fora de solução, as partículas tendem a se aglutinar e aderir às paredes das tubulações. A TIAC não é um valor absoluto, mas um parâmetro que varia de óleo para óleo a depender de sua composição. Além da TIAC, outra propriedade relevante do óleo é a temperatura na qual a parafina retorna a ser solúvel, em inglês, *Wax Disappearance Temperature* (WDT). A WDT não possui mesmo valor que a TIAC, sendo ligeiramente superior, conforme demonstrou Baht & Mehrotra (2004).

A cristalização da parafina implica na formação de um gel de morfologia complexa. Este gel é constituído das cadeias maiores de hidrocarboneto que saíram de solução e estão, portanto, na fase sólida, mas também de óleo na fase líquida. Isto ocorre porque os cristais de parafina possuem afinidade e se aglutinam, formando uma rede cristalina. O processo de construção desta rede ocorre de forma que um cristal ao se associar com o outro, preserve o óleo que havia entre eles. Desta forma, o depósito de parafina pode ser compreendido como um meio poroso cuja matriz é a parafina na fase sólida e o óleo ocupa seus poros (Singh et al. 2001).

Posto que o depósito é um meio poroso formado por parafina e óleo, haverá ainda fenômenos de cristalização resultante da saída de solução de cadeias pesadas do óleo que está nos poros do meio. Os fenômenos de difusão e contra-difusão (saída dos componentes mais leves para fora do depósito) proporcionam, portanto, o envelhecimento do gel, que é compreendido como o aumento do percentual de frações pesadas de hidrocarboneto contidas no depósito (Singh et al. 2001). Tais frações serão aquelas cujas cadeias contenham mais carbonos que um dado número – o número de carbono crítico (NCC). Singh et al. (2001) observam que mesmo ao término do crescimento, o depósito continua envelhecendo com o passar do tempo. O envelhecimento do depósito é um aspecto relevante do fenômeno, pois altera as propriedades mecânicas da parafina aderida à parede da tubulação, o que vai se refletir na maior ou menor facilidade para removê-la.

1.2

Deposição de Parafinas em Linhas de Produção

A presença de depósitos de parafina nos sistemas de elevação em lâmina d'águas mais profundas pode causar o bloqueio completo ou parcial dos meios de escoamento. Tal evento se torna mais propício para poços construídos a profundidades superiores a 1000 m, onde a temperatura do solo marinho

é aproximadamente 4°C. Nestas circunstâncias, o resfriamento do óleo contido na linha altera o equilíbrio termodinâmico da composição, levando às espécies mais pesadas a saírem de solução, depositando nas paredes dos dutos onde escoam.

O Golfo do México é uma região cujos reservatórios estão localizados em condições bem similares às descritas acima. Conforme ilustrado na Fig. 1.1, nesta região foram documentados 112 bloqueios de linhas de produção sendo 90 deles por depósitos de parafina (Ayers & Rebello, 2015). Somente no ano de 2014 foram contabilizados 13 bloqueios de linhas por depósitos de parafina no Golfo do México. A frequência com que depósitos vêm ocorrendo se reflete no posicionamento das operadoras, que estão mais propícias a desenvolver modos de intervir nas linhas de produção para remoção de obstruções que em ferramentas de reparos aos danos ocasionados às linhas.

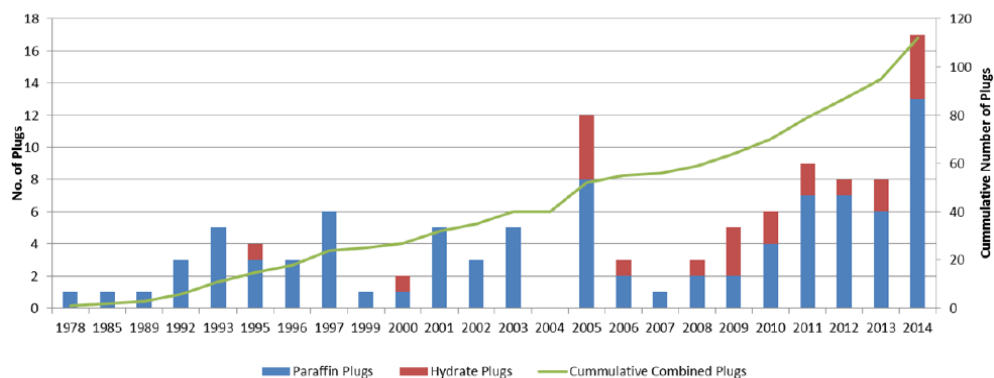


Figura 1.1: Evolução dos eventos de obstrução de linhas por deposição de parafinas e formação de hidratos no Golfo do México (fonte: Ayers & Rebello, 2015).

Assim como no Golfo do México, a possibilidade de paradas de produção por deposição de parafinas é um risco também para o cenário brasileiro. Foi considerando este risco que a Petrobrás, principal operadora dos reservatórios brasileiros, elencou o fenômeno de deposição de parafina como uma disciplina estratégica a ser compreendida para a produção de poços perfurados em lâminas d'água de 3000 m (Morais, 2013).

1.3 Deposição de Parafinas em Testes de Formação a Poços Revestidos

Pouco citada na literatura, a deposição de parafinas ocorre também na construção de poços marítimos, especificamente em operações de teste de formação, onde o depósito adere diretamente à parede da coluna de produção. O fenômeno se torna ainda mais crítico quando se considera que a interrupção do

fluxo de óleo é uma etapa programada da operação, favorecendo o esfriamento do óleo e o incremento do depósito.

Testes de formação são operações conduzidas ao término da construção de um poço, onde uma coluna de produção provisória é instalada no poço com intuito de mensurar grandezas intrínsecas ao reservatório e ao óleo nele contido. Através desta coluna o reservatório produz pela primeira vez durante um curto período de tempo e é do óleo que escoar por esta coluna que é feita a caracterização do fluido daquele poço (amostras durante a perfilagem também são retiradas, porém possuem menor representatividade). A metodologia para investigar o reservatório preconiza uma sequência de produções e interrupções do fluxo que – se realizada em um poço marítimo de alta lâmina d'água – torna-se um ambiente favorável à deposição de parafinas na coluna de produção. O crescimento do depósito na coluna de teste tem desdobramentos indesejáveis como o aumento localizado da perda de carga reduzindo o potencial de produção e a dificuldade de se intervir por dentro da coluna em operações de *wireline* ou *slickline*. A obstrução, contudo, tem seu efeito mais complexo nos casos de desconexão da coluna.

A coluna de teste pode ser dividida em dois segmentos: a *major string*, segmento de coluna que vai do reservatório até o leito marinho e a *landing string*, que vai do leito marinho até a sonda (é importante frisar que nesta etapa do desenvolvimento do campo não há equipamentos de produção e o óleo ainda não é conduzido através de dutos submarinos). Eventos diversos, como queda do sistema de geração de energia ou mudança de condições meteorológicas podem fazer com que a sonda tenha que sair de cima da cabeça de poço, interrompendo, portanto, a continuidade mecânica entre a *major string* e a *landing string*. Quando isso ocorre, é imprescindível que haja uma válvula de segurança abaixo do ponto que une as duas para evitar que a produção que antes seguia pela coluna para tanques instalados na sonda se disperse pelo fundo do mar. A esta válvula chama-se de 'árvore submarina de teste'.

Quando ocorre a desconexão da coluna, portanto, a árvore submarina de teste se fecha e o óleo para de escoar. O fluido que está imediatamente abaixo da válvula submarina passa então a resfriar e as espécies mais pesadas passam a sair de solução e a depositar naquela região, conforme pode ser visto na Fig. 1.2. A reconexão da *major string* com a *landing string* só pode ocorrer, contudo, com o bombeio de fluido da intervenção da *landing string* para a *major string*. A presença do depósito pode inviabilizar o bombeio e, conseqüentemente, a reconexão.



Figura 1.2: Foto de parafina depositada em árvore submarina de teste. (Petrobras).

1.4 Modelagem do Fenômeno de Deposição

Determinar a espessura e a ocorrência do depósito nestas circunstâncias, não é, contudo, uma atividade viável com os aplicativos disponíveis para os engenheiros especialistas na área. Aplicativos são executados com parâmetros de entrada empíricos, cujos valores são adaptados de campo para campo em retro-análise. Poços construídos em campanhas exploratórias, por exemplo, não dispõem de tais parâmetros. Desta forma, faz-se imperativo o uso de uma teoria que não dependa de insumos desta natureza.

Uma vez que as frações pesadas de óleo saiam de solução, o seu comportamento é modelado conforme fenômenos que influenciam a trajetória delas. Os mecanismos de transporte propostos podem incluir difusão molecular, difusão browniana, dispersão por cisalhamento e efeitos gravitacionais (Burger et al. 1981) além de difusão térmica (Firoozabadi *et. al.*, 2000). No próximo capítulo uma revisão bibliográfica referente ao fenômeno de deposição é apresentada. Nota-se, contudo, que os fenômenos associados com a deposição não são consensualmente aceitos entre os autores, e a predominância de um em detrimento do outro ainda é motivo de desencontro entre os artigos publicados no assunto.

Em 2008, Banki et al. partindo do pressuposto que o depósito de parafina forma um meio contínuo com uma permeabilidade associada, onde o óleo esco

através de seus poros, analisaram o fenômeno utilizando um modelo de *Entalpia-Porosidade*. Tal modelo independe de parâmetros que normalmente são informados em outras formulações, como a TIAC – o que o torna um candidato para um modelo para previsão de deposição de parafina com aplicação mais ampla.

O Grupo de Engenharia de Fluidos juntamente com o Grupo de Dinâmica dos Fluidos Computacional do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio vem investindo esforços para a compreensão dos mecanismos de deposição de parafina. Experimentos controlados em geometrias simples são realizados e diferentes modelos de deposição são avaliados numericamente, ao confrontar os resultados das previsões com as medidas experimentais.

O modelo *Entalpia-Porosidade* proposto por Banki et al. (2008) foi reproduzido por Souza (2014), que comparou os resultados de suas previsões com dados experimentais para escoamentos no regime laminar.

Como a modelagem do fenômeno de deposição de parafina ainda é uma questão em aberto, o presente trabalho visa contribuir para aumentar a compreensão do fenômeno.

1.5 Objetivo

Em operações de produção de petróleo, o escoamento tipicamente ocorre no regime turbulento. O objetivo do presente trabalho consiste, portanto, em analisar o escoamento neste regime de fluxo.

Para alcançar este objetivo, um modelo de turbulência foi incorporado ao código numérico desenvolvido por Souza (2014) para solução das equações de conservação baseadas no modelo entalpia-porosidade. A implementação foi realizada visando contemplar a descrição das equações de conservação na geometria de uma montagem experimental (Veiga, 2017), de tal forma que o mesmo possa ser validado através de ensaios com parâmetros análogos ao do programa numérico.

Na próxima seção, o aparato experimental utilizado por Veiga (2017) para analisar experimentalmente o fenômeno da deposição é descrito. Visando a validar a metodologia desenvolvida neste trabalho, o modelo foi implementado de forma a permitir a futura comparação do modelo com dados experimentais. Análise paramétrica do número de Reynolds também foi realizada, visando a indicar tendências para o comportamento do depósito.

1.6 Descrição da Montagem e do Procedimento Experimental

A seção de testes anular, representada na Fig. 1.3, foi construída por Veiga (2017) visando a minimizar a perda de calor para o ambiente externo pelas janelas de visualização de acrílico. O componente principal da seção de testes anular é apresentado esquematicamente na Fig. 1.4. O escoamento com deposição de parafina ocorre na região anular formada por um tubo de cobre de 1,05 m de comprimento posicionado no centro de um tubo de acrílico transparente de 3 mm de espessura. O tubo de cobre e o tubo de acrílico possuem 9,525 mm e 20 mm de raio externo, respectivamente, de maneira que o espaço anular possui aproximadamente 7,5 mm de raio. No interior do tubo de cobre circula água proveniente de banhos termostáticos com temperatura controlada.

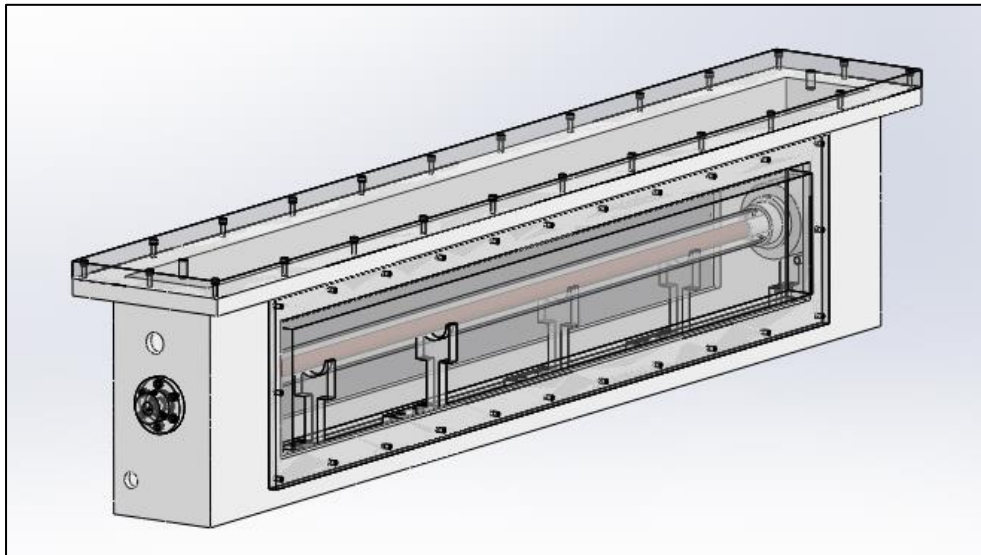


Figura 1.3: Desenho da montagem anular para deposição de parafina (Veiga, 2017).



Figura 1.4: Componente principal da seção de testes anular (Veiga, 2017).

Uma bomba é utilizada para bombear o fluido de trabalho de um tanque de armazenamento de aço para a região anular fazendo-o circular pelo dispositivo experimental em loop fechado. A solução quente de parafina adentra na região anular depois de passar por um distribuidor de polipropileno. Este distribuidor foi projetado a fim de uniformizar a entrada de fluido na seção. O circuito de água

de aquecimento e resfriamento do tubo interno de cobre é composto por 2 banhos termostáticos, nos quais é utilizada água purificada.

Quando se inicia o escoamento de água fria no interior do tubo de cobre, o depósito de parafina se forma no entorno do tubo de cobre. A Fig. 1.5 mostra um depósito virtual de 1,5 mm de espessura na região anular da seção. O tubo externo de acrílico permite a visualização e a medição óptica das espessuras de depósito ao longo do comprimento do tubo de cobre.

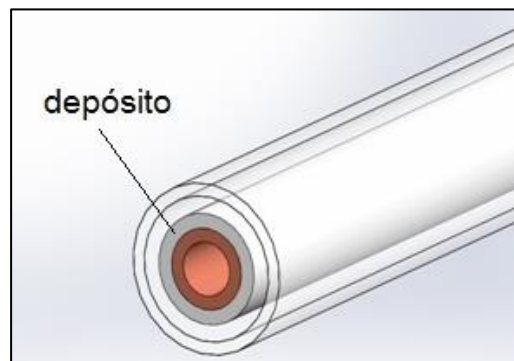


Figura 1.5: Depósito virtual de 1,5 mm de espessura na seção anular (Veiga, 2017).

Um experimento típico de deposição inicia-se com o derretimento e aquecimento da solução no tanque cilíndrico, a uma temperatura acima de sua TIAC. Nesta condição, toda a parafina encontra-se dissolvida no óleo solvente.

Ao mesmo tempo em que a placa de aquecimento do tanque cilíndrico é acionada, os banhos termostáticos são ligados para estabilizarem em suas temperaturas de trabalho. Também é ligado em aproximadamente 20 V o variador de tensão que alimenta fitas de aquecimento, responsáveis por manter as mangueiras do circuito de óleo aquecidas. A água do banho quente é então bombeada para dentro do tubo de cobre para derreter a solução que se encontra no entorno do tubo de cobre da seção anular. Quando o fluido já se encontra visivelmente derretido, a bomba é acionada.

Assim que a condição de regime permanente inicial é alcançada (isto é, a solução encontra-se escoando na vazão desejada à temperatura quente, monitorada pelo sistema de aquisição de dados de temperatura), a experiência se inicia pela operação de um conjunto de válvulas que desvia a água quente e permite a passagem da água fria no tubo de cobre da seção de testes. É importante notar, entretanto, que a estabilização da temperatura fria no tubo de cobre leva aproximadamente 15 minutos.

1.7 Organização do Trabalho

Este trabalho é dividido em 5 capítulos e 3 apêndices: capítulo 2 – Revisão Bibliográfica, capítulo 3 – Modelagem Matemática, capítulo 4 – Implementação Numérica, capítulo 5 – Resultados e capítulo 6 – Conclusões.

O capítulo 2 revisa os principais pontos a respeito do fenômeno de deposição de parafina, incluindo o modelo Entalpia-Porosidade e sua posterior implementação com descrição da abordagem numérica e experimental. Apresenta sucintamente a descrição do fenômeno turbulento baseada na média de Reynolds e os resultados experimentais mais significativos para este tipo de regime de escoamento.

O capítulo 3 deduz as equações do modelo Entalpia-Porosidade para um escoamento turbulento utilizando o formalismo da média de Reynolds. O capítulo 4, por sua vez, apresenta a abordagem numérica considerada para resolver as equações obtidas no capítulo 3.

O capítulo 5 apresenta a análise do escoamento na presença da deposição de parafina. Diferentes números de Reynolds no regime turbulento são avaliados. As conclusões e perspectivas para evolução da teoria são apresentadas no capítulo 6.

Além destes capítulos, fazem parte desta dissertação quatro apêndices; o primeiro (A1) resume as propriedades dos constituintes dos fluidos considerados para simular o experimento. O segundo (A2) apresenta o estudo desenvolvido para se determinar o tamanho ótimo da malha para simular o experimento. O terceiro (A3) demonstra a validação do escoamento em coordenadas cilíndricas em regime laminar e turbulento. O quarto (A4) apresenta a demonstração das equações de conservação do modelo entalpia-porosidade para regime turbulento.