



**Análise da garantia de escoamento de petróleo em águas profundas em relação à deposição de parafina**  
*Analysis of oil flow assurance in deepwater for paraffin deposition*

Sarah Ferreira Matos<sup>1</sup>, Leandra Altoé<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Estudante de graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

<sup>2</sup>Professora do Departamento de Engenharias e Tecnologia, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

\*Autora para correspondência, E-mail: [leandra.altoe@ufes.br](mailto:leandra.altoe@ufes.br)

Received: 24 September 2019 / Accepted: 21 January 2019 / Published online: 28 January 2020

**Resumo:** A produção em campos *offshore*, em especial de águas profundas e ultra profundas de campos do pré-sal, possui desafios característicos à garantia de escoamento. Entre eles, pode-se destacar a deposição de parafina ao longo das extensas tubulações de produção, em função das profundas lâminas d'água e do consequente perfil de temperatura ao longo do escoamento. As parafinas são componentes de alto peso molecular do petróleo e tendem a se precipitar e se depositar nas superfícies sólidas das paredes das tubulações, quando a temperatura do óleo é reduzida à temperatura inicial de aparecimento de cristais. Ao se acumularem, os depósitos de parafina levam à redução da área aberta ao fluxo nas linhas de escoamento, prejudicam a vazão de produção, e podem bloquear as tubulações. Este trabalho apresenta uma análise quanto à garantia de escoamento de óleo em águas profundas, em que se pôde verificar, por meio de simulação computacional, o perfil de temperatura e as condições favoráveis à cristalização e deposição de parafina ao longo das linhas de produção. A simulação foi feita considerando dados de produção do poço Lula Oeste, do Campo de Lula, presente na Bacia de Santos. Por meio do estudo realizado foi possível concluir que a produção de petróleo nas condições de águas profundas e ultra profundas se mostra complexa e desafiadora, o que torna fundamental para a operação a gestão de métodos e estratégias de prevenção e remoção de depósitos de parafina, de forma a garantir o escoamento de óleo nas tubulações.

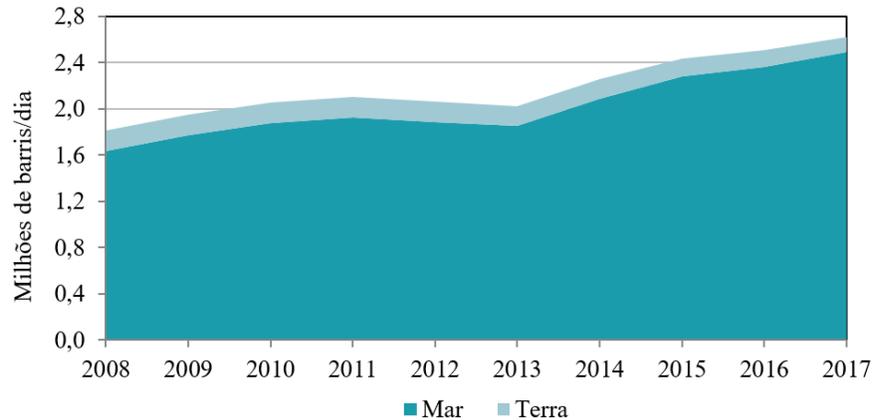
Palavras chave: deposição de parafina, petróleo, garantia de escoamento, águas profundas, simulação computacional.

**Abstract:** Production in offshore fields, especially deep and ultra deepwater from pre-salt fields, has characteristic challenges to flow assurance. Among them, emphasizes the paraffin deposition along the extensive production lines, due to the water depth and the consequent temperature profile along the flow. Paraffins are high molecular weight components of oil and tend to precipitate and deposit on solid pipe wall surfaces, when the oil temperature is reduced to the wax appearance temperature. Paraffin deposits can result in a reduction in the open flow area in the production lines, production flow reduction, and also block pipes. This paper presents an analysis regarding the oil flow assurance in deepwater for paraffin deposition, in which it was possible to verify, by numerical simulation, the temperature profile and the favorable conditions for crystallization and deposition of these components along the production lines. The simulation was made considering production data from Lula Oeste well, from Lula field, Santos Basin. Through the study, it was concluded that the oil production in deep and ultra deepwater conditions demonstrates to be complex and challenging, which makes the management of paraffin deposit prevention and removal methods and strategies essential for the operation, in order to the oil flow assurance in the pipes.

Keywords: paraffin deposition, oil, flow assurance, deep water, numerical simulation.

## 1. Introdução

A exploração de campos *offshore* de petróleo no Brasil tem alcançado patamares cada vez mais expressivos, em comparação aos campos *onshore*, conforme apresentado na Figura. 1. A produção em mar correspondeu a 95,2% do total produzido no Brasil no ano de 2017, com destaque para o pré-sal, com média de 1,3 milhão de barris/dia, o que foi equivalente acerca de 50% da produção nacional, chegando a 469,9 milhões de barris em 2017, o que representou um crescimento de 26% em relação ao ano anterior (ANP, 2018a).



Nota: Inclui condensado

Figura 1. Evolução da produção de petróleo por localização entre os anos de 2008-2017. Fonte: ANP (2018a).

A produção no ambiente *offshore* apresenta desafios característicos ao escoamento neste tipo de meio, em especial nos campos do pré-sal e campos de águas profundas e ultraprofundas, com uso de longos *flowlines* (linhas de escoamento assentadas no fundo do mar) e *risers* (dutos tubulares ascendentes suspensos) (Minami *et al.*, 1999). Dessa forma, uma das maiores preocupações das companhias operadoras é a garantia de escoamento, em que se tem condições severas de baixas temperaturas do ambiente do leito marinho, um cenário propício à deposição de parafina, que impõe limitações na configuração das tubulações e equipamentos no meio submarino.

O petróleo é uma mistura complexa formada predominantemente por hidrocarbonetos saturados, compostos aromáticos, resinas e asfaltenos (Souza, 2014). Em condições de reservatório, os hidrocarbonetos parafínicos se encontram em solução no petróleo bruto. No entanto, com o óleo sendo escoado para a superfície, há a queda da temperatura do fluido, devido à diferença de temperatura em relação ao meio externo. Além disso, com a redução da pressão, tem-se a diminuição da quantidade de gás em solução, o que, por consequência, diminui a solubilidade das moléculas de parafina de alto peso molecular no óleo. A redução da temperatura, também como resultado da rápida expansão do gás associado, favorece a deposição de parafina (Aum, 2012; Porto e Lima, 2017; Haindade *et al.*, 2016). A Figura 2 apresenta um perfil térmico para um poço de produção típico do pré-sal e ilustra as perdas de calor devido à expansão do gás nos trechos *tubing* (coluna de produção), *flowline*, e *riser*.

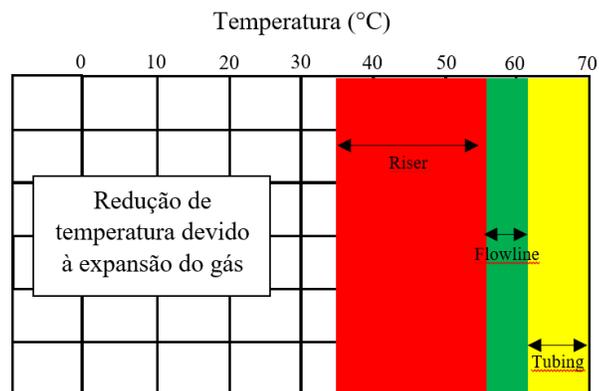
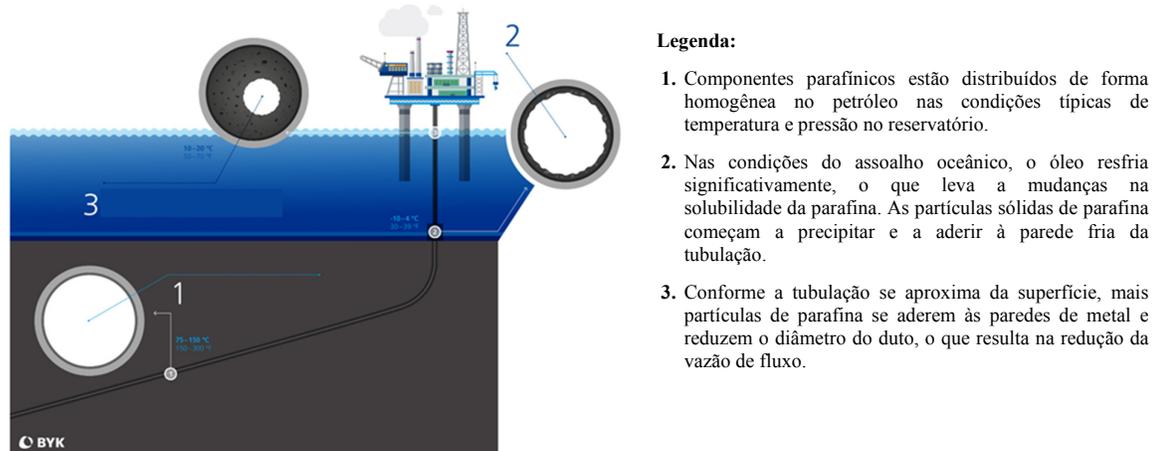


Figura 2. Perfil de temperatura para um poço característico do pré-sal. Fonte: Fraga *et al.* (2014) adaptado.

O início da deposição de parafina ocorre quando a temperatura do petróleo é reduzida à Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais (TIAC), também chamada de limite de solubilidade (Al-Yaari, 2011). A solubilidade dos componentes parafínicos no petróleo é uma função decrescente da temperatura. Na TIAC, esses componentes (alcanos com número de carbono superior a 20) precipitam e depositam nas paredes das linhas de produção.

A deposição de parafina é um dos maiores desafios para a garantia de fluxo na produção de óleo e gás, com a conseqüente redução na vazão de produção, aumento de energia necessária ao fluxo e falhas em equipamentos. O acúmulo da parafina depositada pode causar problemas nos sistemas de produção, o que inclui o bloqueio das tubulações (Figura 3), a acumulação de sólidos e o aumento no tempo e nos custos com manutenções (Chichak *et al.*, 2019; Rocha *et al.*, 2015).



**Legenda:**

1. Componentes parafínicos estão distribuídos de forma homogênea no petróleo nas condições típicas de temperatura e pressão no reservatório.
2. Nas condições do assoalho oceânico, o óleo esfria significativamente, o que leva a mudanças na solubilidade da parafina. As partículas sólidas de parafina começam a precipitar e a aderir à parede fria da tubulação.
3. Conforme a tubulação se aproxima da superfície, mais partículas de parafina se aderem às paredes de metal e reduzem o diâmetro do duto, o que resulta na redução da vazão de fluxo.

Figura 3. Deposição de parafina em tubulações submarinas. Fonte: BYK (2019) adaptado.

Como estratégia para o controle de deposição de parafina, tem-se o isolamento da tubulação, juntamente com um programa adequado de *pigging* (operação que envolve a passagem de *pig* na tubulação, um equipamento para remoção de depósitos indesejáveis, entre outras funções). Em áreas mais críticas, a inibição química pode ser aplicada para minimizar a deposição. A efetividade do controle de parafina depende da composição do óleo, do inibidor químico, da concentração do inibidor e das condições de produção (Beltrão *et al.*, 2009).

Nesse contexto, objetivou-se com este trabalho analisar a garantia de escoamento de petróleo em águas profundas, avaliando-se o perfil de temperatura por meio de simulação computacional, de forma a verificar potenciais condições de temperatura favoráveis à cristalização e deposição de parafina ao longo das linhas de produção.

## 2. Referencial teórico

### 2.1 Parafina

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos leves e pesados, podendo conter parafinas, compostos aromáticos, naftênicos, asfaltenos e resinas, sendo que os compostos leves agem como solventes para os mais pesados. As parafinas são componentes do petróleo constituídas de alcanos, de fórmula molecular  $C_nH_{2n+2}$ , onde  $n$  é o número de átomos de carbono presentes na molécula, cujo tamanho pode exceder a 100 átomos de carbono com estrutura tanto linear quanto ramificada (Saraceno, 2007).

As parafinas de alto peso molecular, em condições padrão, são caracterizadas por se apresentarem em fase sólida, sendo a solubilidade das parafinas no óleo uma função decrescente da temperatura. Já nas condições de pressão e temperatura dos reservatórios de petróleo, com temperaturas entre 70 e 150 °C e altas pressões, superiores a 2.000 psi, as parafinas encontram-se na fase líquida, dissolvidas no óleo (hidrocarbonetos mais leves) e o fluido comporta-se como Newtoniano (Soares, 2017). Fluido Newtoniano é aquele cuja viscosidade depende da temperatura e independe da taxa de cisalhamento (Saraceno, 2007).

Constituídas de cadeias alifáticas saturadas com número de carbonos superior a 17, as parafinas podem ser divididas em três grupos: n-parafinas (cadeias lineares sem ramificação); isoparafinas (cadeias

ramificadas); e cicloparafinas (cadeias cíclicas com ou sem ramificações). A Figura 4 apresenta alguns exemplos de diferentes moléculas de parafina (Pimentel, 2012).

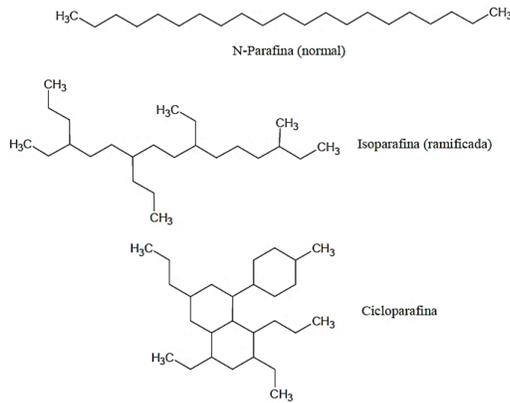


Figura 4. Exemplos de moléculas de parafina. Fonte: Pimentel (2012).

## 2.2 Deposição de parafina

Depósitos de parafina se formam na parede interna das tubulações e em zonas de baixa velocidade, próximas às entradas e saídas de *chokes* (válvulas de controle de fluxo) ou restrições similares no percurso de escoamento (Carnahan, 1989).

Quando a temperatura do óleo é reduzida à Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais ou atinge valores inferiores, partículas sólidas de parafina começam a se precipitar. Essas partículas tendem a se unir e posteriormente se depositar nas paredes da tubulação (Margarone *et al.*, 2010; Souza, 2014). A TIAC abrange valores tipicamente entre 35 °C e 54,4 °C (Coberly, 1942 citado por White *et al.*, 2018), depende da composição do óleo e pode ser significativamente afetada por pequenas quantidades de moléculas parafínicas de alto peso molecular. A seriedade da deposição, assim como a localização da deposição, é função da quantidade de parafina originalmente presente no óleo, da temperatura e da pressão no local (Haindade *et al.*, 2016).

Na Figura 5 é apresentada a variação da temperatura de solidificação de parafinas normais *versus* distribuição de pesos moleculares, expresso em termos de valores de número de átomos de carbono para uma amostra de óleo cru do *West Texas (San Andres)*.

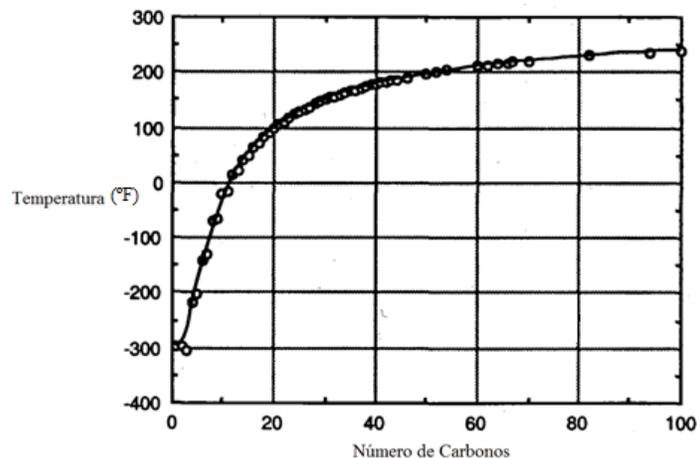


Figura 5. Temperaturas de solidificação *versus* número de carbonos para hidrocarbonetos parafínicos normais. Fonte: Carnahan (1989) adaptado.

Saraceno (2007) descreve a deposição da parafina como um fenômeno induzido pelos limites de solubilidade:

*“A TIAC ou WAT (Wax Appearance Temperature) representa a temperatura na qual os primeiros cristais de parafinas são formados. Sua importância está no fato de que quando o petróleo é resfriado e atinge a sua TIAC, cristais de parafina começam a precipitar na solução, devido ao*

*limite de solubilidade ter sido alcançado. Essa fase sólida é composta, principalmente, pelos componentes de maior peso molecular. As moléculas de parafinas de alto peso molecular precipitam na solução, cristalizam e formam um gel. Esse processo é chamado de gelificação.”*

Com as variações de temperatura e pressão ao longo do transporte de óleo nas tubulações, os parâmetros termodinâmicos que mudam a solubilidade dos alcanos são alteradas, resultando na precipitação de parafina nas paredes internas dos dutos (Santos *et al.*, 2017). O gel resultante da precipitação e cristalização é composto por uma fase sólida (cristais de parafina) imersa numa fase líquida (óleo) (Soares, 2017).

Pimentel (2012) afirma que os mecanismos de deposição das parafinas ainda não são plenamente conhecidos, sendo alvos de pesquisas. Segundo este autor, os principais mecanismos propostos para explicar o fenômeno são os seguintes: (a) difusão molecular; (b) dispersão por cisalhamento, difusão browniana; e (d) deposição gravitacional.

No mecanismo de difusão molecular, o gradiente de temperatura produz um gradiente de concentração. À medida que o óleo escoar nas linhas submarinas e a temperatura da parede interna da tubulação é resfriada, tem-se um gradiente de temperatura radial, do centro mais quente para a parede mais fria. Quando essa temperatura chega à TIAC, a parafina dissolvida na porção do fluido mais próxima da superfície interna da tubulação cristaliza e precipita, criando um gradiente de concentração de parafina na fase líquida. A região mais fria, junto à parede interna do duto apresentará uma concentração menor de parafina. Esse gradiente induz um fluxo de sólido para a parede do duto, por difusão molecular, sendo considerado o principal mecanismo no processo de transporte da parafina (Soares, 2017; Pimentel, 2012; Moran 2007; Gomes, 2009; Jung *et al.*, 2014).

Segundo Moran (2007), a dispersão por cisalhamento é um mecanismo de deposição que se baseia no transporte lateral de partículas sólidas em suspensão. No escoamento laminar, a viscosidade produz um perfil de velocidade em que a velocidade máxima ocorre no centro do duto, em que o cisalhamento é nulo, e tem-se uma velocidade nula nas paredes do duto, em que a tensão de cisalhamento é máxima. Nas regiões intermediárias, essas partículas adquirem uma velocidade angular, devido a esse gradiente de velocidade entre as camadas. As colisões resultantes podem levar às partículas sólidas em direção à parede, sendo que não é requerido um fluxo de calor entre a tubulação e o ambiente externo na teoria desse mecanismo (Bordalo e Oliveira, 2007). Bordalo e Oliveira (2007) e Moran (2007), com base em outros estudos, como os de Azevedo e Teixeira (2003) e Brown *et al.* (1993), consideram que o mecanismo de dispersão por cisalhamento pode não ser relevante na deposição de parafina.

Burger *et al.* (1981) explica o mecanismo de difusão browniana com base no transporte lateral das partículas de parafina, devido a um gradiente de concentração de partículas sólidas. Segundo o autor, cristais pequenos e sólidos de parafina, quando em suspensão no óleo, serão continuamente bombardeados por moléculas de óleo agitadas termicamente. Essas colisões irão resultar em pequenos movimentos aleatórios dessas partículas em suspensão. Se houver um gradiente de concentração nessas partículas, o movimento browniano levará ao fluxo de fluido, similar à difusão.

No mecanismo de deposição gravitacional, os cristais precipitados no escoamento são mais densos que o líquido ao redor. Essa diferença de massa específica poderia gerar a precipitação desses cristais na parte inferior das paredes internas da tubulação (Cabanillas, 2006). Esse mecanismo é desconsiderado normalmente, pois sua detecção requer, entre outros fatores, 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 sofrer o efeito da gravidade, considerando que há uma diferença significativa de densidade entre a parafina e o fluido em que as partículas estão imersas (Bordalo e Oliveira, 2007).

As partículas de parafina precipitadas influenciam as características reológicas dos fluidos, o que pode levar a problemas de bombeio. Além disso, essas partículas também tem o potencial de depositar nas paredes das tubulações e em equipamentos de superfície, restringindo o fluxo e diminuindo a vazão de produção, além de outros problemas como emulsões de parafinas estabilizadas, o que pode dificultar a separação óleo-água; e a formação de depósitos de parafina em tanques de armazenamento, reduzindo a capacidade de armazenagem e resultando em um óleo fora de especificação (Chichak *et al.*, 2019).

Conforme o depósito de parafina se torna mais espesso e rígido, medidas de controle insuficientes podem resultar em uma significativa perda de produção devido à obstrução das linhas. Além disso, há a perda devido às paradas necessárias para limpeza das linhas, com o frequente uso de *pigging*, por exemplo, somando muitos custos adicionais. A correta análise e previsão da deposição de parafina é fundamental para definir o projeto dos oleodutos, determinar a viabilidade das operações e mitigar adequadamente os problemas da deposição de parafina (Rittirong *et al.*, 2017).

### 2.3 Prevenção e remoção de parafina

A literatura apresenta vários métodos e tecnologias utilizados na indústria para prevenir e remover depósitos de parafina nas linhas de produção. Entre eles estão o método de remoção mecânica, com o uso de *pig*, métodos térmicos e métodos químicos.

O método de remoção mecânica com o uso de *pig* permite que a parafina seja removida da parede da tubulação enquanto o poço está em produção. O *pig* é um equipamento de limpeza inserido na tubulação, com o propósito de remover a acumulação de parafina. A Figura 6 mostra a operação de um *pig* de limpeza em uma *flowline* submarino. Entre as vantagens deste método estão os baixos custos e simplicidade de operação, além do menor tempo necessário de sonda parada, se comparado a alguns outros métodos; e entre as desvantagens está a possibilidade de que a parafina removida circule no anular nos poços e, ainda, o *pig* pode ficar preso na tubulação, sendo necessária a substituição de um trecho da *flowline* (White *et al.*, 2018; Nwankwo *et al.*, 2018).

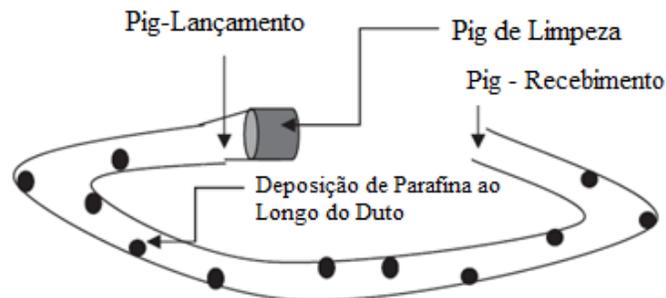


Figura 6. Uso de *pig*. Fonte: White *et al.* (2018) adaptado.

Os métodos térmicos englobam sistemas de isolamento e de aquecimento nas linhas, de forma a manter o escoamento acima da Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais, sendo que este último requer uma fonte de energia elétrica, o que pode aumentar os custos para prevenir e remover depósitos de parafina nas linhas de produção de petróleo.

Os métodos químicos, por sua vez, incluem surfactantes/dispersantes e inibidores. Os surfactantes/dispersantes envolvem as moléculas de parafina, prevenindo a formação de depósitos ou aglomerados, de forma a reduzir sua tendência de aderir à parede da tubulação. Os inibidores químicos são polímeros que retardam o início da precipitação de parafina e alteram a morfologia das partículas parafínicas precipitadas, reduzindo a extensão dos depósitos. Esses polímeros se associam aos componentes parafínicos do óleo, o que resulta no retardo da cristalização de parafina. De forma geral, os inibidores são dissolvidos em solventes para facilitar sua injeção (Chikak *et al.*, 2019; Nwankwo *et al.*, 2018).

### 2.4 A produção no pré-sal da Bacia de Santos

A produção *offshore* de petróleo no Brasil começou a ganhar espaço na indústria nas últimas duas décadas, mas seu potencial alcançou um novo nível com a descoberta do extenso Campo de Lula, em 2006, na Bacia de Santos, seguido por blocos adjacentes: Sapinhoá, Iracema e Lapa. Já a primeira produção no pré-sal foi realizada em 2008, no Campo de Baleia Franca, na Bacia de Santos (Andrade *et al.*, 2015).

A produção no pré-sal, mais especificamente na Bacia de Santos, representa um cenário de muitos desafios. Com águas ultraprofundas (lâminas d'água superiores a 2.000 metros), reservatórios carbonáticos profundos (profundidades superiores à 5.000 metros), abrangendo grandes áreas, com alta razão gás-óleo (RGO). Como exemplo, destaca-se o Campo de Lula, que apresenta uma RGO superior a 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, presença de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), altas pressões e baixas temperaturas, abaixo de uma espessa camada de sal (mais de 2.000 metros de sal), e localizado a mais de 200 km da costa (Beltrão *et al.*, 2009).

Adicionado a esses fatores, tem-se o escoamento em linhas em águas profundas, com alto gradiente de temperatura entre o óleo e o meio externo, com o rápido resfriamento no interior dos dutos. Consequentemente, parafinas com diferentes pontos de fusão cristalizam, formando uma estrutura porosa com cavidades preenchidas por óleo e água (Carvalho, 2002).

Segundo Fraga *et al.* (2014), a deposição de parafina é o parâmetro mais crítico para a garantia de escoamento no pré-sal, pois, além de apresentar óleo parafínico com valores altos para a TIAC, outros fatores levam a essa complexidade. Um desses fatores é a alta condutividade térmica da camada de sal, de forma que as temperaturas nos reservatórios do pré-sal são inferiores, em relação ao cenário com um gradiente de temperatura normal, favorecendo que a temperatura do fluido em produção alcance a TIAC ao longo do escoamento em águas profundas. Outro fator são os altos valores de RGO encontrado em campos do pré-sal, que tem por consequência a presença de grandes volumes de gás não associado no *riser* e a redução da temperatura nesta tubulação, devido à expansão do gás.

## 2.5 Campo de Lula

O Campo de Lula foi descoberto em 2006, com início da produção em 2010, originado do Bloco BMS-11, adquirido no ano de 2000, na segunda rodada de licitações sob o regime de concessão (ANP, 2018b). O campo está situado na porção central da Bacia de Santos, a 230 km da costa do município do Rio de Janeiro, conforme apresentado na Figura 7, com lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m de profundidade e tem o óleo como principal fluido produzido.

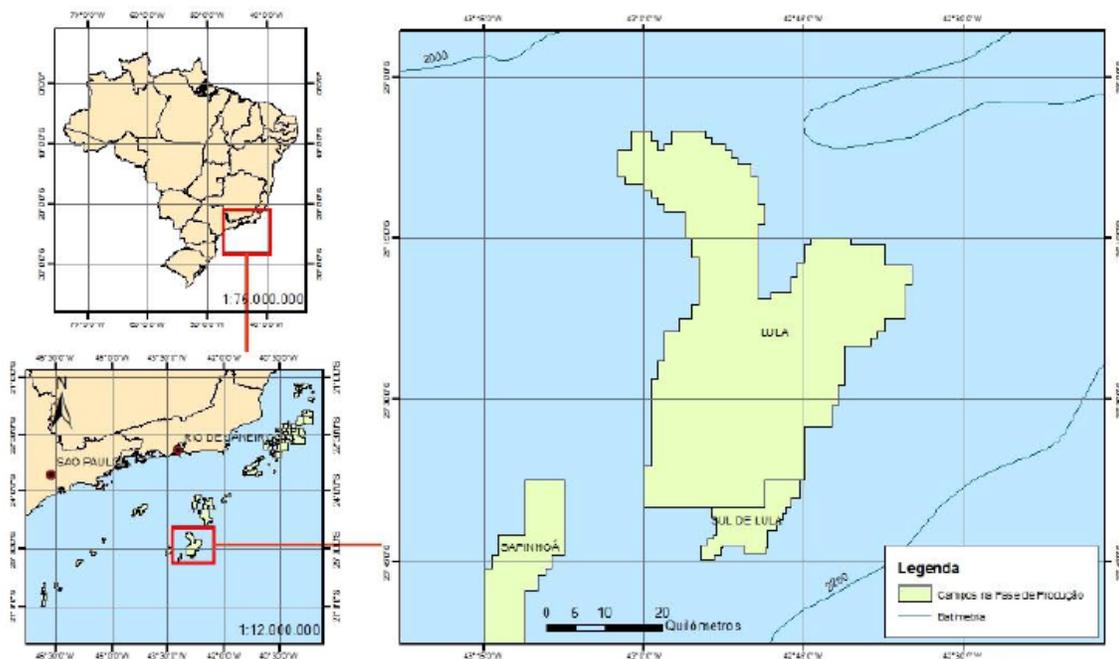


Figura 7. Mapa de localização do Campo de Lula. Fonte: ANP (2018).

Os reservatórios do Campo de Lula são formados por rochas carbonáticas (microbiolitos e coquinas) da formação Barra Velha; com idade aptiana, situados entre 4.700 a 6.000 m abaixo do nível do mar e encontram-se sotopostos por espessa camada de sal de até 2.000 m. Os carbonatos foram depositados em ambiente transicional, entre continental e marinho raso, constituídos por calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais, com características de alta variação lateral e vertical nas suas propriedades permo-porosas (ANP, 2018b).

Segundo dados da ANP (2019), o Campo de Lula é o maior produtor no país, com produção média realizada de 909 Mbb/d de petróleo e 38 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural no mês de março de 2019, correspondendo a mais de 34% da produção total no país no mesmo período. A Figura 8 apresenta o histórico de produção no Campo de Lula.

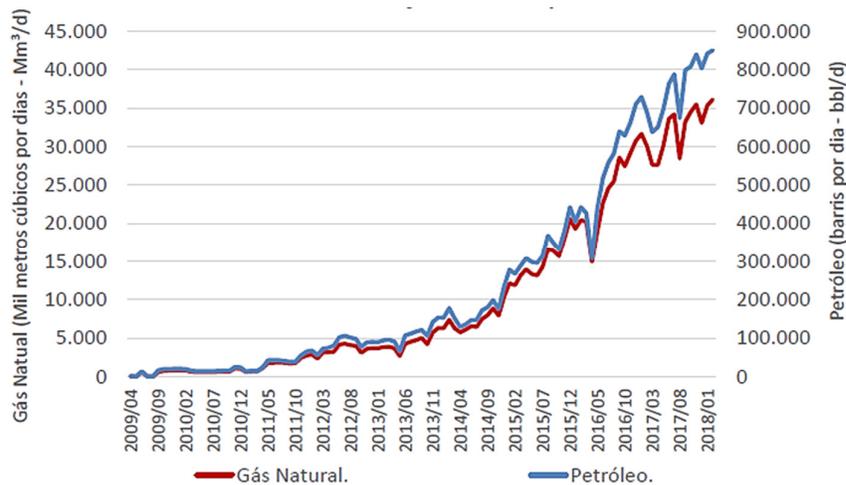


Figura 8. Histórico de produção do Campo de Lula. Fonte: ANP (2018).

## 2.6 Sistema de produção antecipada

O Sistema de Produção Antecipada (SPA) é um dos objetos de análise do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), visando subsidiar o processo de licenciamento ambiental da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos. A elaboração do EIA/RIMA tem por base o Termo de Referência (CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 002/13) emitido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA, 2013).

A finalidade do SPA, assim como do Teste de Longa Duração (TLD), é reduzir as incertezas quanto a viabilidade técnica da produção, considerando o escoamento e dinâmica dos reservatórios, a avaliação da capacidade de produção dos poços, além de obter dados quanto ao comportamento da pressão de fundo nos poços e as vazões de produção. O SPA é uma atividade similar ao TLD, porém ocorre em reservatórios com comercialidade já declarada (IBAMA, 2013). Além disso, o SPA tem como finalidade:

- Avaliar o desempenho de produção em um tempo considerável;
- Verificar a modelagem geológica e de fluxo, para embasar revisões de comportamento nos projetos de curvas de produção;
- Analisar o escoamento do óleo através de linhas submarinas, calibrando as correlações;
- Identificar a existência de mecanismos de danos à formação (incrustações de carbonato de cálcio -  $\text{CaCO}_3$ , parafinas, entre outros); e
- Coletar informações quanto aos teores de contaminantes (principalmente de ácido sulfídrico -  $\text{H}_2\text{S}$ ), do índice de produtividade (IP) dos poços, das curvas de permeabilidade relativa e dos volumes nos locais de análise.

## 2.7 Índice de Produtividade

O índice de produtividade do poço (IP) é um importante parâmetro para quantificar a produção de um reservatório, sendo dependente de fatores como a configuração do reservatório, o tipo de completção do poço e as propriedades do fluido, conforme apresentado por Yang *et al.* (2015). Segundo Thomas (2001), o IP, que define a capacidade de fluxo do poço, é calculado pela Eq. (1):

$$\text{IP} = q / (P_e - P_{wf}), \quad (1)$$

onde  $q$  é a vazão de produção do poço,  $P_e$  é pressão do reservatório e  $P_{wf}$  é a pressão de fluxo de fundo de poço.

### 3. Metodologia

#### 3.1 Especificação do problema

O escoamento em análise neste trabalho se trata de um SPA realizado no poço Lula Oeste (3-RJS-677A). A configuração do poço em questão é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1. Configuração do poço Lula Oeste (3-RJS677A).

Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Diâmetro do poço (pol)	Diâmetro de revestimento (pol)	Intervalo		Tipo de Produção
Leste	Norte			Inicial (m)	Final (m)	
709.479	7.183.516	36	30	2177	2238	Surgência natural ou gás- lift contínuo
		26	20	2238	3322	
		14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3322	5035	
		8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	7	5035	5498	

Fonte: IBAMA (2013) adaptado.

A profundidade vertical do poço Lula Oeste é de 3.359 metros, com uma lâmina d'água do de 2.139 m (ANP, 2019), ou seja, uma profundidade vertical de 5.498 m abaixo do nível do mar. Neste trabalho, será considerado um esquema de completação simplificado do poço, analisando a produção por surgência natural e com gás-lift contínuo.

A produção média de óleo do poço no SPA é de 1.750,00 m<sup>3</sup>/d (11.007 bpd). A espessura porosa com óleo a ser adotada será de 335 m, em rochas com porosidade média de 11%, conforme indicado pela avaliação de perfis de testes de poços, apresentado no EIA (IBAMA, 2013).

Segundo Lima (2013), os reservatórios do pré-sal, compostos de microbiolito, são muito heterogêneos e apresentam permeabilidades de até 40 mD. Dessa forma, será considerada uma permeabilidade média de 40 mD para o reservatório. Neto (2017), em seu estudo sobre análise da recuperação de óleo de um reservatório com características do pé-sal brasileiro, adota a compressibilidade da formação de  $11 \times 10^{-8}$  1/psi. Com base nos modelos de poços do PIPESIM (*software* empregado neste trabalho), de profundidades medidas semelhantes à do poço Lula Oeste, e nos dados de profundidade de reservatório do Campo de Lula (situados entre 4.700 a 6.000 m abaixo do nível do mar), foi adotada a profundidade de 3.191 m (5.330 m abaixo no nível do mar) para o reservatório. Dessa forma, estes valores serão utilizados no presente trabalho como uma aproximação para o Campo de Lula.

Segundo Fraga (2014), o gradiente de pressão em campos do pré-sal é de 0.1 kgf/cm<sup>2</sup> por metro (1,42 psi por metro) e a temperatura na profundidade do reservatório está entre 60° e 70 °C, sendo adotada a temperatura de 70 °C neste estudo de caso. O gradiente de pressão hidrostática utilizado será de 1,42 psi por metro, conforme utilizado por Benthier (2014). Considerando a profundidade do reservatório de 5.498 m abaixo do nível do mar e os gradientes de pressão no pré-sal, a pressão no nível do reservatório definida para este trabalho é de 549,8 kgf/cm<sup>2</sup>, ou 7820 psig, aproximadamente.

O escoamento da produção do SPA do poço Lula Oeste é feito por meio de linhas submarinas até o navio FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) Cidade de São Vicente, Unidade Estacionária de Produção (UEP), localizada em alto mar, com lâmina d'água de 2.160 m. A planta de processo deste FPSO possui capacidade para processar 30.000 bpd de petróleo e 1 milhão m<sup>3</sup>/dia de gás natural (IBAMA, 2013).

A linha de produção liga o poço de Lula Oeste à UEP, com *riser* de 2.900 m, composto por um trecho de 513 m no *seafloor* (trecho de *riser* horizontal), um trecho de 2.359,3 m suspenso no mar e um último trecho de 27,7 m em superfície; e uma *flowline* de 3.750 m, ambos com diâmetro de 6 polegadas, constante ao longo de toda a extensão da tubulação. Um trecho de 27,7 m do *riser* está suspenso fora da água (IBAMA, 2013). Para a espessura e rugosidade da parede da tubulação serão utilizados os dados fornecidos como padrão pelo PIPESIM (2018) de 0,5 in (12,7 mm) e 0,001 in (0,0254 mm), respectivamente.

Para este trabalho, será considerada uma aproximação da configuração catenária simples para o *riser*. Segundo Nariño (2014), o *riser* em catenária simples é muito utilizado para ambientes de produção em águas profundas. Para essa configuração, o *riser* é estendido livremente da plataforma, em que está ligado até o *seafloor*, conforme apresentado na Figura 9. TDP (*Touch Down Point*) é o ponto em que o *riser* toca

o leito marinho, anterior à conexão entre o *riser* e a *flowline* (conexão *riser - flow*). Tal configuração aproximada será nomeada por “Trecho Catenária”, ao longo deste trabalho.

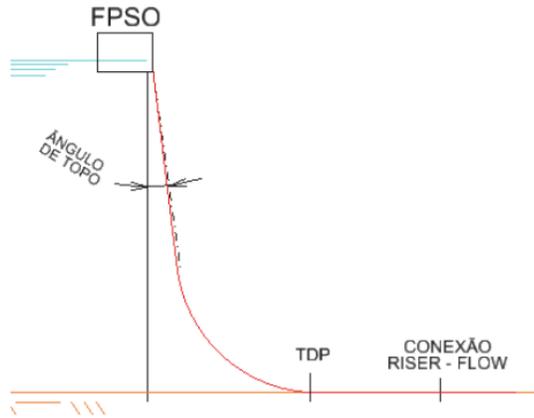


Figura 9. Exemplo de configuração do *riser* em catenária livre. Fonte: IBAMA (2013) adaptado.

A composição percentual molar de componentes do óleo da área de Lula Oeste é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2. Composição percentual molar de componentes do óleo da área de Lula Oeste.

Componentes	Composição Percentual Molar (% molar)
CO <sub>2</sub>	16,34
NO <sub>2</sub>	0,50
C <sub>1</sub>	49,38
C <sub>2</sub>	6,60
C <sub>3</sub>	4,67
iC <sub>4</sub>	0,84
nC <sub>4</sub>	1,81
iC <sub>5</sub>	0,56
nC <sub>5</sub>	0,84
C <sub>6</sub>	1,05
C <sub>7</sub>	1,13
C <sub>8</sub>	1,54
C <sub>9</sub>	1,32
C <sub>10</sub>	1,10
C <sub>11</sub>	0,92
C <sub>12</sub>	0,83
C <sub>13</sub>	0,83
C <sub>14</sub>	0,71
C <sub>15</sub>	0,64
C <sub>16</sub>	0,50
C <sub>17</sub>	0,41
C <sub>18</sub>	0,45
C <sub>19</sub>	0,40
C <sub>20+</sub>	6,61
Peso Molecular C <sub>20+</sub>	417
Densidade C <sub>20+</sub>	0,9339
Razão Gás Óleo	375,72
Grau API	30,33

Fonte: IBAMA (2013) adaptado.

A condutividade térmica do *riser* será considerada igual a  $4 \text{ Wm}^{-1} \text{ K}^{-1}$  e a condutividade térmica da *flowline* igual a  $2 \text{ Wm}^{-1} \text{ K}^{-1}$  (IBAMA, 2013). Para as trocas de calor, serão considerados os seguintes dados fornecidos pelo *software* PIPESIM (2018) como padrão: condutividade térmica do óleo igual à  $0,08 \text{ Wm}^{-1} \text{ K}^{-1}$  e coeficiente de transferência de calor em ambiente submarino de  $1,135653 \text{ J/(s } ^\circ\text{C m}^2)$ .

Para a temperatura na entrada do *riser* será considerado o valor aproximado de 3,99 °C, com base no gradiente de temperatura do mar em relação à profundidade, fornecido pelo PIPESIM (2018) para o ambiente *offshore* do Brasil, que adota 4,17 °C para a profundidade de 1.524 m e 3,94 °C para a profundidade de 3.048 m. Para a temperatura na superfície será adotado o valor padrão do PIPESIM (2018) de 15,56 °C.

### 3.2 Modelagem numérica

Para a análise do escoamento deste estudo de caso será utilizado o *software* PIPESIM, versão 2018.1, o qual se trata de um simulador de escoamento multifásico em regime permanente. O PIPESIM inclui um conjunto de correlações empíricas e modelos mecanicistas padrões na indústria do petróleo, permitindo a simulação do escoamento multifásico, da transferência de calor e avaliação do comportamento do fluido. O guia do usuário do *software* possui indicações das correlações mais apropriadas para cada tipo de escoamento (PIPESIM, 2018).

Para a definição das propriedades do fluido serão utilizadas alguns dados e correlações sugeridas e definidas como padrão no PIPESIM (2018), sendo utilizada a configuração *Black Oil* (classe de petróleo que considera óleo de °API entre 15 e 40). Para a viscosidade do óleo “vivo” será considerada a correlação de Chew e Connally (1959), que utiliza dados de 457 sistemas de óleo para seu desenvolvimento e considera a pressão no ponto de bolha de 132 a 5.645 psia e temperaturas entre 22,22 e 144,44 °C (72 e 292 °F). Para a viscosidade do óleo “morto” será adotada a correlação de Beggs e Robinson (1975), que considera uma viscosidade de 1,2485 cp para a temperatura de 200 °C.

No *software* PIPESIM (2018), as correlações de escoamento multifásico usadas para a modelagem das perdas de carga e *hold up* (escorregamento) são divididas em duas categorias: verticais e horizontais. Por padrão do programa computacional, a correlação vertical é usada nos casos em que a tubulação possui um ângulo de inclinação maior que 45° a partir do zero axial. Para ângulos menores que 45°, a correlação horizontal é utilizada.

#### 3.2.1 Escoamento horizontal e vertical multifásico

Para a modelagem do escoamento horizontal e vertical multifásico, o *software* PIPESIM indica, entre outras, a correlação de Beggs e Brill revisada (Payne et al., 1979), a qual será adotada no presente trabalho. A correlação de Beggs e Brill (1973) original é usada para perdas de pressão de *holdup* de líquido. Essa correlação foi desenvolvida como um estudo de fluxo de duas fases em poços horizontais e inclinados. A correlação é baseada em um mapa de regime de fluxo. O sistema de testes incluiu dois poços acrílicos, com 27,43 m de comprimento, com elevação variável no meio, com o propósito de modelar o fluxo inclinado, para cima e para baixo, com ângulos de até 90°. Na correlação de Beggs and Brill revisada, alguns aprimoramentos foram realizados, adicionando-se um regime de fluxo extra, o *froth flow* (regime de espuma), que assume o fluxo como *no-slip holdup* (sem escorregamento); e a alteração do fator de atrito a partir do modelo de tubo liso padrão, para utilizar um fator de atrito monofásico baseado na velocidade média do fluido (PIPESIM, 2018).

#### 3.2.2 Transferência de calor

Para a modelagem da transferência de calor, o *software* PIPESIM considera a Primeira Lei da Termodinâmica para o balanço de transferência de calor em cada segmento de tubulação. A Primeira Lei da Termodinâmica é a formulação matemática do princípio da conservação de energia aplicada para processos que ocorrem em sistemas fechados (com massa constante) (PIPESIM, 2018).

A transferência de calor em regime permanente entre o fluido no interior da tubulação (*flowline e riser*) e o ambiente externo, ao redor, ocorre devido a diferença entre a temperatura do fluido  $T_b$  e a temperatura ambiente  $T_a$  (PIPESIM, 2018). No caso em estudo, no escoamento em linhas submarinas, a temperatura ambiente se refere a temperatura no oceano.

A transferência de calor pode ser expressa pela Eq. (2):

$$Q = UA (T_b - T_a), \quad (2)$$

em que:  $Q$  é a calor transferido,  $U$  é o coeficiente de transferência de calor,  $A$  é a área em que se tem a perda de calor (para tubulações, é baseada no diâmetro externo),  $T_b$  é a temperatura do fluido e  $T_a$  a temperatura do ambiente externo à tubulação.

### 3.2.3 Gás-lift

No sistema de gás-lift contínuo, há a injeção contínua de gás na coluna de produção. O dimensionamento do sistema de gás-lift contínuo é realizado por meio de simuladores desenvolvidos especificamente para este fim, determinando-se a profundidade das válvulas, pressões e volumes de gás a serem injetados. Esse dimensionamento tem por base premissas como: quanto mais profundo o ponto de injeção, menor o volume de gás a ser injetado por dia, sendo esta profundidade determinada por fatores como a pressão de injeção de gás disponível, ou seja, quanto maior a pressão disponível, mais profundo poderá ser o assentamento da válvula (Thomas, 2001).

Conforme apresentado na Tabela 1, no projeto de configuração do poço Lula Oeste (3-RJS677A), constam as possibilidades de produção por surgência natural ou por uso do método de elevação artificial gás-lift. Para fins de estudo e para análise do efeito da injeção de gás-lift sobre a temperatura e pressão no sistema, com uma análise hipotética, foram feitas aproximações, com base no modelo “*Gas Lift Injection Well*” (Poço de injeção de gás-lift) fornecido pelo *software* PIPESIM, para a simulação de gás-lift no poço Lula Oeste. Dessa forma, foi estimada a profundidade de assentamento da válvula em 2.350 m, logo acima do *packer*, que está a 2.361 m de profundidade medida.

## 4. Resultados e discussão

Na Figura 10 é apresentada uma representação da configuração submarina do escoamento de produção do poço Lula Oeste até o FPSO Cidade São Vicente, obtida por meio do *software* PIPESIM. Pode-se observar o trecho de *flowline* na cor azul e o trecho *riser*, subdividido em horizontal e catenária, na cor verde.

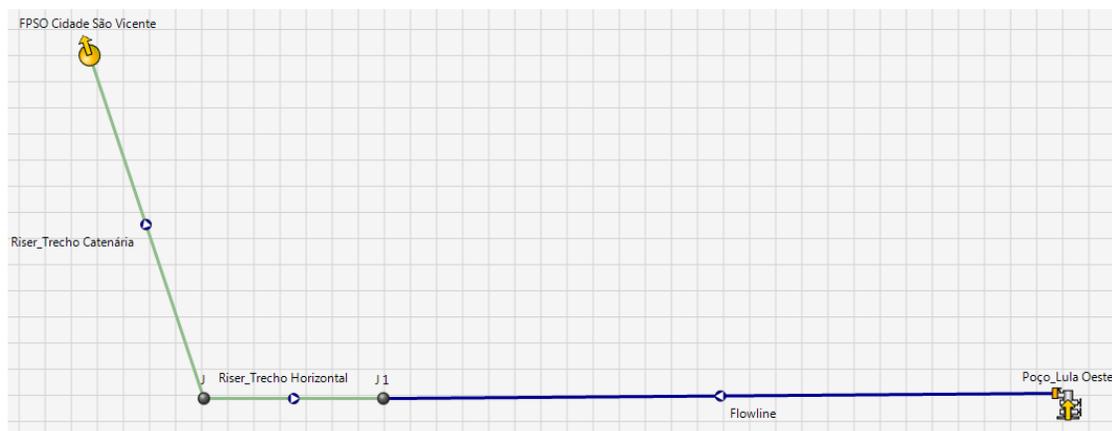


Figura 10. Representação da configuração submarina do estudo de caso. Imagem fora de escala.

Na Figura 11 é mostrado o esquema de completação do poço Lula Oeste definido no simulador PIPESIM, especificando-se profundidades e principais componentes.

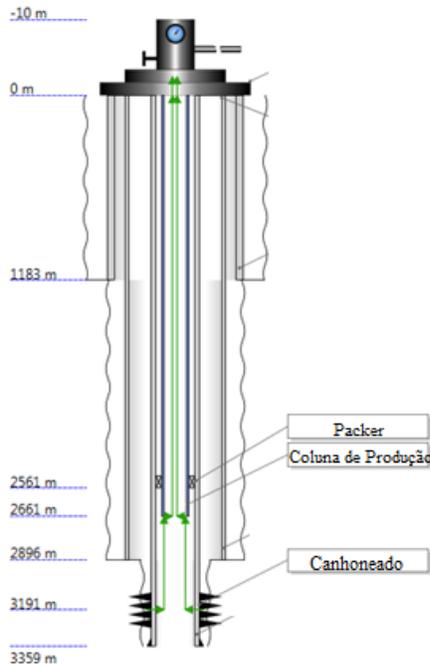


Figura 11. Esquema de completção simplificado no PIPESIM – Poço Lula Oeste.

Na Figura 12 é apresentada a pressão no fundo do poço Lula Oeste ( $P_{wf}$ ) em função da vazão de produção ( $m^3/d$ ). Para a vazão de  $1.750 m^3/d$ , a  $P_{wf}$  obtida é de  $7.538,17$  psig. O índice de produtividade do poço obtido neste caso, por meio da Eq. (2), é dado por  $IP = q / (P_e - P_{wf}) = 1.750 (m^3/d) / (7.820$  psig  $- 7.538,17$  psig) =  $0,99 m^3/d/psig$ , ou  $6,21$  STB/d/psig.

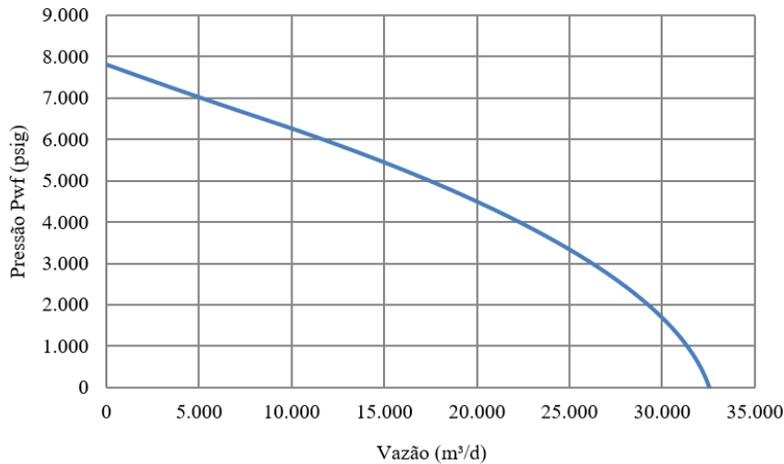


Figura 12. Pressão no fundo do poço vs Vazão – Poço Lula Oeste.

#### 4.1 Definição da TIAC

Na literatura podem ser encontrados estudos e modelagens matemáticas para o cálculo da Temperatura de Aparecimento de Parafina (TIAC), também chamada de *Wax Appearance Temperature*. No entanto, para este presente trabalho, será utilizada uma aproximação, por meio da relação apresentada na Figura 5, com o óleo cru do *West Texas (San Andres)*.

Considerando os componentes parafínicos do óleo em estudo do Campo de Lula e o gráfico apresentado na Figura 5, a TIAC a ser adotada é de  $37,78$  °C. Com a TIAC definida, pode-se analisar o perfil de temperatura ao longo do escoamento nas linhas de produção, de forma a verificar a existência de condições de temperatura favoráveis à cristalização e precipitação de parafina.

## 4.2 Análise dos perfis de temperatura e pressão

### 4.2.1 Produção por surgência natural

A Figura 13 apresenta o perfil de pressão e temperatura em função da elevação no poço Lula Oeste para as condições iniciais, com vazão de 1.750 m<sup>3</sup>/d de óleo, com a pressão na cabeça do poço de 3.676,13 psig e temperatura do sistema de 53 °C na cabeça do poço, uma temperatura acima da TIAC definida.

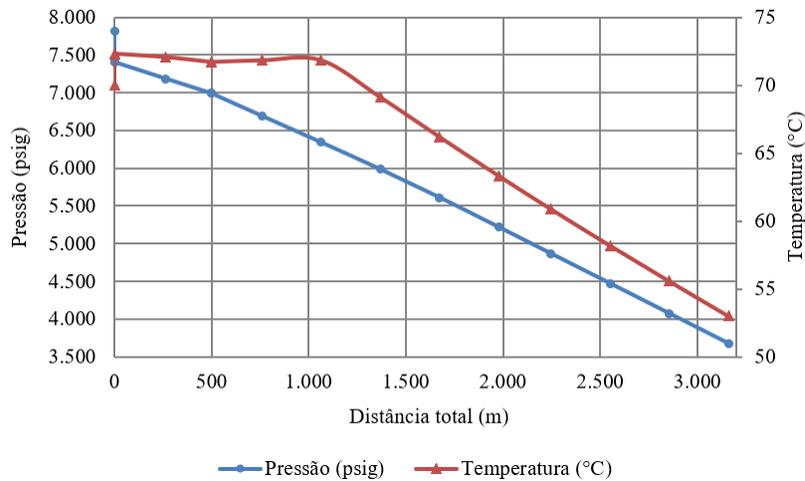


Figura 13. Perfil de pressão e temperatura, em função da distância total – Poço Lula Oeste.

A Figura 14 apresenta o perfil de temperatura em todo o sistema de escoamento, desde a cabeça do poço até a Unidade Estacionária de Produção, para as mesmas condições iniciais. A pressão no fim do trecho de *riser* suspenso, ao chegar ao FPSO, é de 1.837,54 psig e a temperatura é de 14,22 °C. Verifica-se que a TIAC de 37,78 °C é atingida no trecho de *riser* horizontal na distância de 4.026 m. Nos demais trechos do escoamento até o FPSO, a temperatura permanece abaixo da TIAC, e, portanto, há condições de temperatura favoráveis à cristalização e deposição de parafina, com base na aproximação da TIAC utilizada.

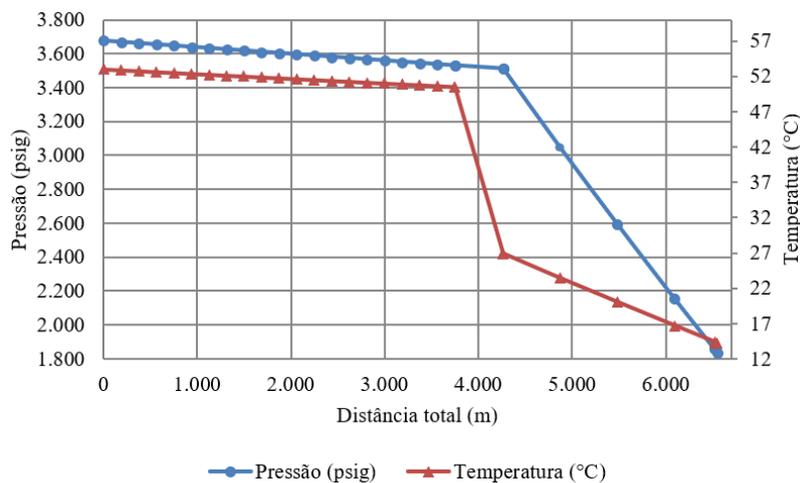


Figura 14. Perfil de pressão e temperatura, em função da distância total. Poço Lula Oeste até a UEP.

Ferreira *et al.* (2011), em um dos seus estudos, apresenta uma análise da garantia de escoamento em linhas *offshore* para águas rasas (lâmina d'água de 150 m), com pressão de reservatório de 4.850 psi e temperatura de 110 °C, óleo de baixo °API (18° API), e TAIC de 19 °C, por meio de simulação computacional. Nos resultados deste estudo, apesar do óleo em análise apresentar baixa TIAC, e com reservatório de temperatura superior ao do caso analisado no presente trabalho, não foram encontradas condições de temperatura favoráveis à deposição de parafina. Dessa forma, verifica-se a alta complexidade associada aos projetos de escoamento de linhas *offshore* em águas profundas e ultra

profundas, mesmo com óleo de alto °API e com altas pressões de reservatório, em se tratando dos desafios à garantia de escoamento.

#### 4.2.2 Produção com gás-lift

Na Figura 15 é apresentado o esquema de completação com a válvula de gás-lift para o estudo de caso analisado neste trabalho, obtido na interface do simulador, especificando-se profundidades e principais componentes.

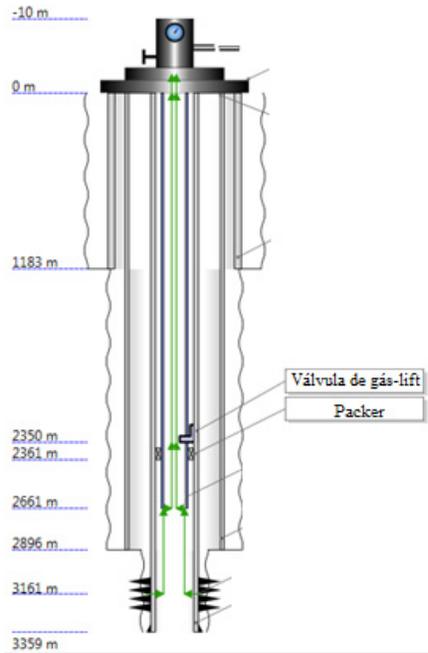


Figura 15. Poço Lula Oeste com injeção de gás-lift.

Na Figura 16 é mostrado o perfil de temperatura ao longo do escoamento com injeção de 50.000 a 250.000 m<sup>3</sup>/d de gás pelo sistema de gás-lift.

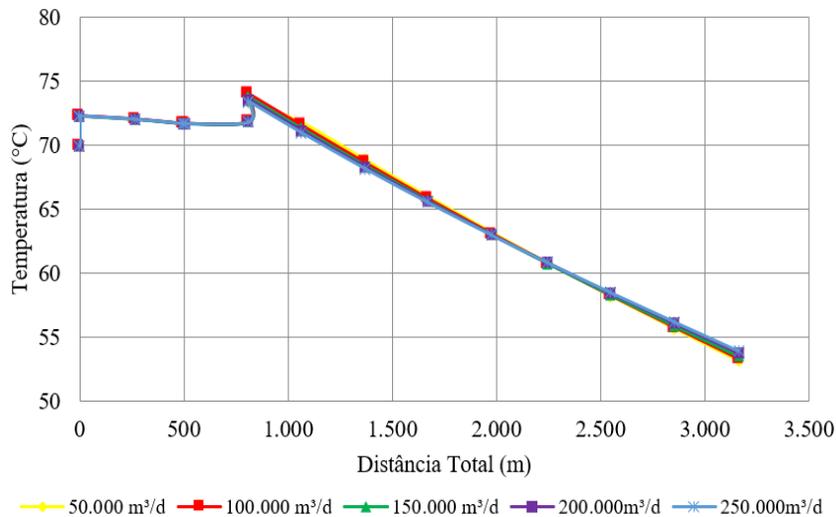


Figura 16. Perfil de temperatura em função da distância total (gás-lift). Poço Lula Oeste.

Com o método de elevação por gás-lift, verifica-se o pequeno aumento da temperatura na cabeça do poço, cerca de 1,8%, passando a ser 53,98 °C para o caso de maior vazão de injeção (250.000 m<sup>3</sup>/d), ainda acima da TIAC adotada.

A Figura 17 apresenta o perfil de pressão ao longo do escoamento com injeção de 50.000 a 250.000 m<sup>3</sup>/d de gás pelo sistema de gás-lift.

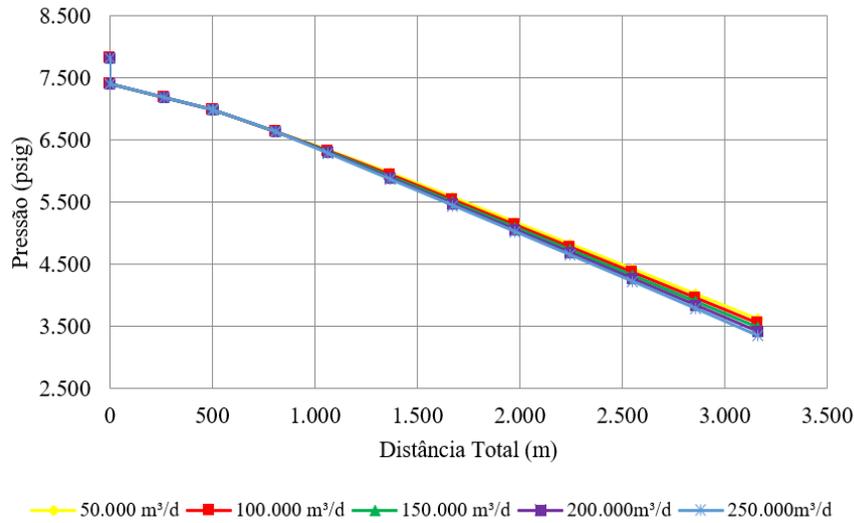


Figura 17. Perfil de pressão em função da distância total (gás-lift). Poço Lula.

Ao contrário do perfil de temperatura, com a injeção de gás pelo sistema de gás-lift, houve a redução da pressão na cabeça do poço, chegando a 3.345,65 psig com a vazão de injeção de gás de 250.000 m<sup>3</sup>/d, uma pressão aproximadamente 9% inferior à pressão na cabeça do poço por surgência natural.

Na Figura 18 é representado o perfil de temperatura e pressão, ao longo de todo escoamento, desde a cabeça do poço até o FPSO, para o caso de maior vazão de injeção de gás por gás-lift (250.000 m<sup>3</sup>/d). Observa-se que, de forma semelhante ao caso de produção por surgência natural, a TIAC de 37,78°C é alcançada no trecho de *riser* horizontal na distância de 4.038,33 m. A pressão no trecho final do *riser* suspenso é de 1.559,72 psig, aproximadamente 15% inferior à pressão no final do *riser* suspenso, no caso para produção por surgência natural.

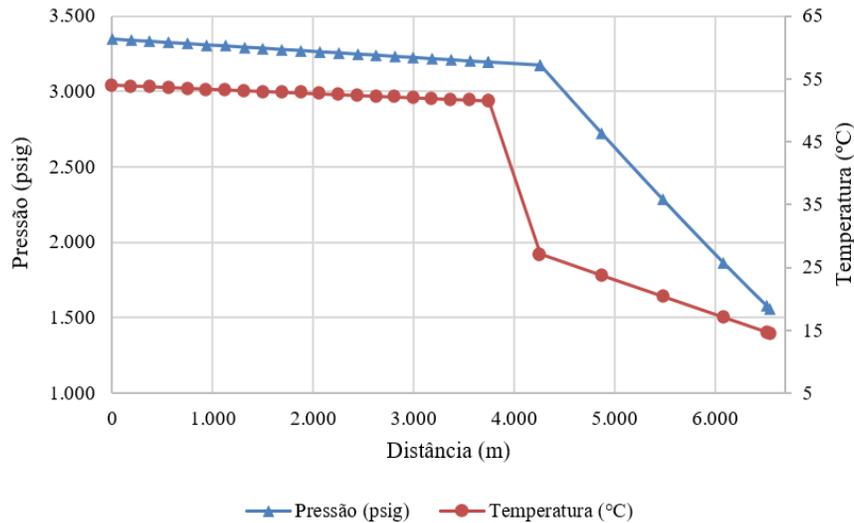


Figura 18. Perfil de temperatura, em função da distância total (gás-lift). Poço Lula Oeste - FPSO.

Bagci (2017), com base em um estudo de *benchmarking*, verificou que o método de gás-lift não se mostrou benéfico para os casos de sua análise, que tinham por característica a alta pressão inicial do reservatório (13.000 psi), 0% *water cut* (corte de água), ou seja, quando não há a produção de água; associado a alto ou médio índice de produtividade (PI); e grandes profundidades de assentamento da válvula de gás-lift. Em seu trabalho, Bagci (2017) considerou dados de poços com um baixo IP (*low PI*) dado por 1,3 STB/d/psi, médio IP (*mean PI*) dado por 5,77 STB/d/psi e alto IP (*high PI*) dado por 11,85

STB/d/psi. A Figura 19 apresenta a vazão incremental de óleo (*Inc. Oil Rate*) em STB/d, em relação à profundidade de injeção de gás-lift (ft).

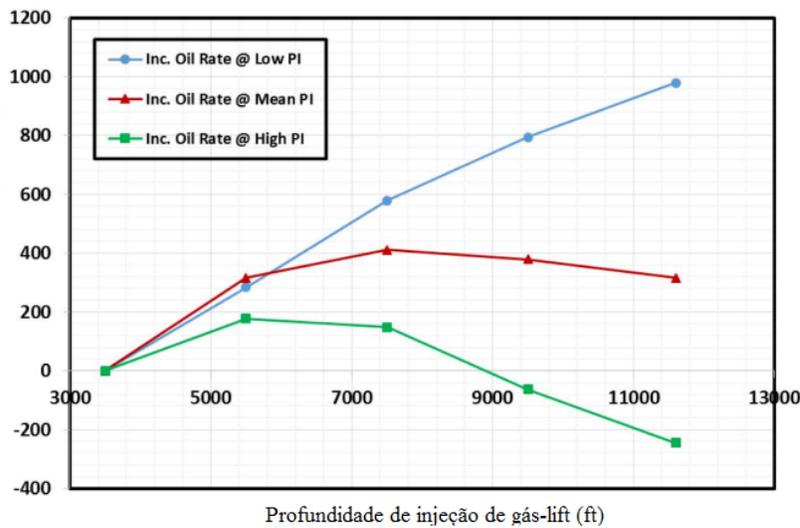


Figura 19. Vazão de óleo incremental x profundidade de injeção de gás-lift. Fonte: Bagci (2017) adaptado.

Observam-se valores negativos de vazão incremental, para profundidades de assentamento da válvula de gás-lift superiores a 2.743 m e a redução na produção incremental, tanto para médio e alto IP, às profundidades a partir de 2.200 m, aproximadamente. Segundo Bagci (2017), tal resultado é devido a maior perda de carga por fricção, por consequência do acréscimo de gás ao sistema.

Os fluidos analisados no trabalho de Bagci (2017), e as características do reservatório não são idênticos às do poço de Lula Oeste, no entanto, a nível de estudo pode ser feita uma comparação. Verifica-se que, de forma semelhante, em função do alto valor de RGO no poço Lula Oeste, de não haver produção de água no poço (0% *watercut*), do IP do poço sendo considerado como médio para a condição de surgência natural e da profundidade de assentamento da válvula de gás-lift acima de 2.300 m, com o acréscimo de gás ao sistema, a utilização do método de elevação com injeção de gás-lift levou ao aumento da perda de carga por fricção no sistema.

## 5. Conclusão

Por meio do estudo realizado foi possível concluir que, mesmo sob uma visão simplificada, a produção de petróleo nas condições de águas profundas e ultraprofundas, como no Campo de Lula, se mostra complexa e desafiadora, sendo fundamental para a operação a gestão de métodos e estratégias de prevenção e remoção de depósitos de parafina, de forma a garantir o escoamento. Foi possível observar no estudo de caso analisado, para a produção por surgência natural, que o perfil de temperatura alcança a TIAC no trecho horizontal do *riser*, o que poderia significar potencial perda de carga e, para o caso em que métodos de remoção e prevenção não fossem aplicados, a obstrução parcial ou total da tubulação. Além disso, para o exemplo estudado, no poço de Lula Oeste, o método de elevação artificial gás-lift não se mostrou favorável ao escoamento da produção devido às perdas de carga associadas ao acréscimo de gás no sistema.

Um dos fatores determinantes para os resultados obtidos neste trabalho foi o modelo de fluido utilizado. A versão e licença disponível do *software* para a simulação não permitiu a análise de fluido composicional, não sendo possível assim considerar o efeito da deposição de parafina e acumulação de depósitos ao longo do escoamento, como a redução do diâmetro aberto ao fluxo nas *flowlines* e a consequente redução na vazão de produção. Outro fator determinante foi a aproximação da Temperatura de Aparecimento de Parafina, assim como demais aproximações feitas para a execução deste trabalho, que implicam diretamente no resultado. O difícil acesso a dados reais impõe que muitas aproximações sejam feitas, atribuindo incertezas aos resultados, quando comparados às situações verídicas vivenciadas no dia a dia de operações na indústria.

Para uma análise mais aprofundada, e como proposta para trabalhos futuros, sugere-se realizar a modelagem matemática para obtenção da TIAC e considerar a simulação computacional com a utilização

de métodos de prevenção e mitigação de deposição de parafina, além de uma análise de viabilidade econômica associada. Outros métodos de elevação artificial, como o BCSS, também podem ser simulados e analisados.

## Agradecimentos

As autoras agradecem o apoio da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para a realização deste trabalho.

## Referências bibliográficas

- Al-Yaari, M. *Paraffin wax deposition: mitigation and removal techniques*. Society of Petroleum Engineers. SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium, Dhahran, Arábia Saudita, 14 a 16 de março de 2011. DOI:10.2118/155412-MS.
- Andrade, A. M. T.; Vaz, C. E. M.; Ribeiro, J.; Lopreato, L. G. R.; Nascimento, R. F. S. *Offshore productions units for pre-salt projects*. Offshore Technology Conference - OTC-25691-MS, Houston, Estados Unidos, 4 a 7 de maio de 2015. DOI: 10.4043/25691-MS.
- ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. *Anuário estatístico*. Rio de Janeiro, 2018a.
- ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. *Sumário externo Campo de Lula*. Rio de Janeiro, 2018b.
- ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. *Boletim mensal de produção*. Rio de Janeiro, 2019.
- ANP - Agência Nacional de Petróleo. *Acervo de dados ANP*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>. Acesso em: 26 de julho de 2019.
- Aum, Y. K. P. G. Modelagem e simulação da deposição de parafina em escoamento turbulento. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, RN, 2012.
- Azevedo, L. F. A.; Teixeira, A. M. *A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms*. Journal of Petroleum Science and Technology, n. 3 e 4, v. 21, pp. 393-408, 2003. DOI: 10.1081/LFT-120018528.
- Bagci, S. *Gas lift production benchmarking using IPR risked inflow modeling: case study*. Society of Petroleum Engineers. SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, Oklahoma City, Estados Unidos, 27 a 31 de março de 2007. DOI: 10.2118/185098-MS.
- Beggs, H. D.; Brill, J. P. *Study of two-phase flow in inclined pipes*. Journal of Petroleum Technology, AIME. P. 607-617. 1973.
- Beggs, H. D.; Robinson, J. R. *Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems*. Society of Petroleum Engineers (1975, September 1). DOI:10.2118/5434-PA.
- Beltrão, R. L. C.; Sombra C. L.; Laje, A. C. V. M.; Netto, J. R. F.; Henriques, C. C. D. *SS: pre-salt Santos basin - challenges and new technologies for the development of the pre-salt cluster, Santos basin, Brazil*. Offshore Technology Conference, Houston, Estados Unidos, 4 a 7 de maio de 2009. DOI: 10.4043/19880-MS.
- Benther, A. D. Análise do comportamento das curvas de pressão requerida na produção de poços de petróleo. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação de Engenharia Civil. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- Bordalo, S. N.; Oliveira, R. C. *Experimental study of oil/water flow with paraffin precipitation in subsea pipelines*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Anaheim, Califórnia, Estados Unidos, 11 a 14 de novembro de 2007. DOI: 10.2118/110810-MS.
- Brown, T. S.; Nielsen, V. G.; Erickson, D. D. *Measurement and prediction of the kinetics of paraffin deposition*. 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineer, Houston, Estados Unidos, 3 a 6 de outubro de 1993. DOI: 10.2118/26548-MS.

- Burger, E. D.; Perkins, T. K.; Striegler, J. H. *Studies of wax deposition in the trans alaska pipeline*. Society of Petroleum Engineers, v. 33, pp. 1075-1086, 1981. DOI: 10.2118/8788-PA.
- BYK. *Paraffin Solutions*. Disponível: <https://www.byk.com/en/additives/applications/oil-gas-industry/upstream-solutions/paraffin-solutions.html>. Acesso: 30 de agosto de 2019.
- Cabanillas, J. L. P. Deposição de parafina em escoamento laminar na presença de cristais em suspensão. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação de Engenharia Mecânica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2006.
- Carnahan, N. F. *Paraffin deposition in petroleum production*. Journal of Petroleum Technology, v. 41, pp. 1024-1106, 1989. DOI: 10.2118/19895-PA.
- Carvalho, R. B. *Fotografando no escuro*. Ciência Hoje, v. 31, n. 186, p.82, 2002.
- Chew, J.-N.; & Connally, C. A. *A viscosity correlation for gas-saturated crude oils*. Society of Petroleum Engineers (1959, January 1).
- Chichak, K.; Khandekar, C.; Christofel, B.; Doane, J.; Vandish, A. *Novel low-temperature stable paraffin inhibitors for subsea application*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 6 a 9 de maio de 2019. DOI: 10.4043/29254-MS, 2019.
- Fraga, C. T.; Lara, A. Q.; Pinto, A. C.; Moreira Branco, C. C. *Challenges and solutions to develop Brazilian pre-salt deepwater fields*. 21st World Petroleum Congress, Moscou, Rússia, 15 a 19 de junho de 2014.
- Ferreira, C. D. A.; Cardoso, L. F. Estudo de garantia de escoamento em um campo de óleo pesado em lâmina d'água rasa. Projeto de Graduação. Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2011.
- Gomes, E. A. S. Estudo da cristalização de parafinas em sistemas solventes/tensoativos/água. Tese de Doutorado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, RN, 2009.
- Haindade, Z. M. W.; Mundhe, P. A. *A novel approach to estimate severity of paraffin deposition inside production tubing for vertical rift performance matching in well models*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 5 de maio de 2016. DOI: 10.4043/26766-MS.
- IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. Licenciamento. Atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da bacia de Santos - Etapa 2. Caracterização da Atividade II.2.1 Pág. 145/328 EIA PBS4HR09. 2013.
- Jung, S. Y.; Lee, D. G.; Lim, J. S. *A simulation study of wax deposition in subsea oil production system*. The Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference, Busan, Coreia do Sul, 15 a 20 de junho de 2014.
- Lima, N. M. Métodos de recuperação em reservatórios carbonáticos. Monografia. Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense. Niterói, RJ, 2013.
- Margarone, M.; Borghi, G.; Corra, S.; *One dimensional modelling and experimental validation of gelled waxy oil restart*. North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 14 a 17 de fevereiro de 2010. DOI: 10.2118/128480-MS.
- Minami, K.; Kurban A. P. A.; Khalil, C.N.; Kuchpil, C. *Ensuring flow and production in deepwater environments*. OTC Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 3 de 6 de maio de 1999.
- Moran, L. R. M. Simulação numérica da deposição de parafina em dutos de petróleo. Avaliação dos Mecanismos de Difusão Molecular e Difusão Browniana. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- Nariño, G. A. R. Otimização de risers em catenária com amortecedores hidrodinâmicos. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2014.

- Neto, V. R. R. Análise da recuperação de óleo de um reservatório com características do pré-sal brasileiro com injeção de água e CO<sub>2</sub>. Monografia. Curso de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, RN, 2017.
- Nwankwo, K. O.; Chikwekwem, C. J.; Nwankwo, P. C. *Simultaneous flow assurance and production optimization using chemical paraffin inhibition method*. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, 6 a 8 de agosto de 2018. DOI: 10.2118/193515-MS.
- Payne, G. A.; Palmer, C. M.; Brill, J. P.; & Beggs, H. D. *Evaluation of inclined-pipe, two-phase liquid holdup and pressure-loss correlation using experimental data*. Society of Petroleum Engineers (1979, September 1). DOI: 10.2118/6874-PA.
- Pimentel, D. M. Estudo experimental da deposição de parafina sobre superfícies revestidas. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2012.
- PIPESIM - *PIPESIM User Guide*, version 2018.1. Copyright Schlumberger. Rio de Janeiro, RJ, 2018.
- Porto, T. R. N.; Lima, A. G. B. Escoamento transiente de óleo parafínico em dutos de seção circular: modelagem e simulação. *Holos*, v. 1, pp. 155-173, 2017. DOI: 10.15628/holos.201752.
- Rittirong, A.; Panacharoensawad, E.; Sarica, C. *Experimental study of paraffin deposition under two-phase gas/oil slug flow in horizontal pipes*. SPE Production & Operations, v. 32, pp. 99-117, 2017. DOI: 10.2118/184386-PA.
- Rocha, T. S.; Costa, G. M. N.; Embiruçu, M. *Modeling wax appearance temperature*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Equador, 18 a 20 de novembro de 2015. DOI: 10.2118/177120-MS.
- Santos, C. M.; Regnier, P.; Pepe, I.; Alfonzo, J.; Silva, L.; Vidal, V.; Júnior, J. *A mechatronic platform for measurement and study of ultrasonic wave fields*. SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Salvador, BA, 15 a 16 de março de 2017. DOI: 10.2118/184923-MS.
- Saraceno, A. S. P. Estudo do fenômeno de parafinação a partir de um óleo cru. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Metalurgia e de Materiais. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- Soares, L. L. O. Determinação do início de deposição de parafina em dutos de produção e transporte de petróleo utilizando sensor multipontos de temperatura (SMpT). Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial. Universidade Federal da Bahia. Salvador, BA, 2017.
- Souza, L. B. Deposição de parafina em linhas de petróleo: estudo numérico e experimental. Tese de Doutorado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- Thomas, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo, Editora Interciência, 2º edição, Rio de Janeiro, 2001, 271p.
- White, M.; Pierce, K.; Acharya, T. *A review of wax-formation/mitigation technologies in the petroleum industry*. SPE Production & Operations, v. 33, pp. 476-485, 2018. DOI: 10.2118/189447-PA.
- Yang, R.; Zhang, J.; Yang, L.; Jiang, R. *A New Model for Predicting Productivity Index Pending Water Breakthrough in Oil Field*. Society of Petroleum Engineers. 2015. DOI: 10.2118/177563-MS.