

ANÁLISE DE GARANTIA DE ESCOAMENTO EM SISTEMAS SUBMARINOS

Thalita Mongarde Daer

Philip Stape

Juliana Souza Baioco

Carl Horst Albrecht

Breno Pinheiro Jacob

thalitadaer@lamcso.coppe.ufrj.br

philipstape@lamcso.coppe.ufrj.br

jsbaioco@lamcso.coppe.ufrj.br

carl@lamcso.coppe.ufrj.br

breno@lamcso.coppe.ufrj.br

*LAMCSO – Laboratório de Métodos Computacionais e Sistemas Offshore, COPPE/UFRJ – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
Avenida Pedro Calmon, S/N, CEP 21941-596, Cidade Universitária - Ilha do Fundão
Rio de Janeiro - RJ - Brasil.*

Djalene Maria Rocha

djalene@petrobras.com.br

PETROBRAS Research and Development Center – CENPES

*Avenida Horácio Macedo, 950, CEP 21941-915, Cidade Universitária - Ilha do Fundão
Rio de Janeiro - RJ - Brasil.*

Abstract. The discovery of offshore fields at great distances from the coast and high water depths made oil and gas production a challenge to the industry. Some of these challenges are due to the possibility of solids depositions along the subsea pipes, the high cost of exploration and difficult accessibility. Therefore, flow assurance studies become important to find mitigation strategies and early identification of possible complications on the production subsea system. However, this analysis demands knowledge of the pressure and temperature variation along the pipelines (thermo hydraulic profile of the lines). In order to predict the possible occurrence of flow assurance problems, more specifically the formation of hydrates and wax, this paper suggests defining and evaluating the thermo hydraulic profile from the wellhead to the primary processing plant on the surface and associate it to the possible appearance of flow problems. Taking as input the physical properties of the fluids and the system's geometry and applying heat transfer equations in subsea pipelines. Afterwards, integrating the pressure and temperature gradient equations in short increments of the pipe to calculate the thermo hydraulic profile. Finally, pipeline insulation designs will be studied in order to prevent the flow assurance problems, evaluating from the available methods (pipe-in-pipe system, buried pipelines and insulation layers) which is the most suitable for the studied scenario.

Keywords: Escoamento Multifásico, Garantia de Escoamento, Transferência de Calor, Isolamento de Dutos

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação e Objetivo

Na indústria de petróleo e gás, com a produção em águas cada vez mais profundas e com a descoberta de campos a grandes distâncias da costa, aumentaram-se a busca por novas tecnologias e conhecimentos que minimizassem os riscos causados pela deposição de sólidos ao longo do escoamento da produção, o alto custo na exploração e a difícil acessibilidade.

Diante desse cenário, surge o conceito de garantia de escoamento (*Flow Assurance*), com o propósito de encontrar novas técnicas e concepções para a identificação precoce de possíveis complicações e a manipulação de estratégias de mitigação.

Uma vez que a produção é estabelecida, os fluidos do reservatório estão submetidos a uma variação extrema de pressão e temperatura ao longo do escoamento, podendo acarretar a deposição de sólidos nos dutos submarinos, principalmente parafina e hidratos.

Assim, o objetivo desse trabalho é avaliar o perfil termohidráulico ao longo do escoamento a fim de encontrar um envelope de operação “ideal”, que garante o fluxo contínuo da produção ao longo dos dutos submarinos.

1.2 Garantia de Escoamento

O fluxo simultâneo de hidrocarboneto líquido, gás e água ao longo dos dutos vem despertando grande interesse no desenvolvimento de simuladores de fluxo. O estudo do escoamento multifásico se torna pertinente a partir do momento em que podem existir diferentes regimes de escoamento ao longo dos dutos, diferentes velocidades das fases que estão presentes no escoamento, e variações significativas de temperatura e pressão, causando problemas de garantia de escoamento, como a precipitação de parafinas ou formação de hidratos.

O termo garantia de escoamento foi criado na década de 1980 por técnicos da Petrobras durante o PROCAP (Programa de Capacitação em Águas Profundas), o qual designa técnicas e métodos que visam a garantir o escoamento da produção de forma contínua (Oliveira et. Al. [10]).

Nos últimos anos, com o aumento da produção em cenários de águas profundas e ultraprofundas, onde as condições ambientais são desfavoráveis ao escoamento, provocando um aumento das intervenções das linhas, o conceito Garesc teve um grande estímulo.

A partir da caracterização do fluido, o qual está sendo produzido, e da modelagem termohidráulica e termodinâmica, são ajustadas diretrizes para o dimensionamento do sistema submarino, que visa à garantia de uma produção contínua. Tal dimensionamento envolve o projeto de linhas e instalações de produção, isolamento térmico das linhas, uso de recursos de energia de aquecimento, equipamentos de remoção e coleta de sólidos, dentre outros.

1.2.1 Parafinas

Com a progressiva queda de temperatura em dutos submarinos, o fluxo pode atingir temperaturas abaixo da TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais), provocando a precipitação de compostos parafínicos, que acabam por prejudicar o escoamento e mudar propriedades reológicas dos fluidos, que passam a ter um comportamento não newtoniano.

As parafinas são hidrocarbonetos saturados, pertencentes à classe dos alcanos, podendo ser lineares (n-parafinas), ramificados (isoparafinas), ou cíclicos.

A formação de cristais de parafina ocasiona a deposição gradativa da cera na parede dos dutos, aumentando a resistência ao fluxo devido à diminuição da área da seção transversal do duto. Além disso, com o aumento da viscosidade do fluido, causada pela fase sólida dispersa durante o escoamento, ocorre um aumento da perda de carga.

Na prática, a queda de pressão no escoamento ocorre no mesmo sentido da redução da temperatura. Portanto, o uso do valor da TIAC do petróleo morto constitui uma alternativa mais conservadora para a

fase conceitual do projeto. Outros modelos laboratoriais para a determinação da TIAC são: reologia, microscopia ótica com luz polarizada, calorimetria, filtração, microbalança de cristal de quartzo, ressonância magnética de prótons, etc.

1.2.2 Hidratos

Devido à expressiva produção de petróleo e gás em águas profundas e ultraprofundas nos últimos tempos, a ocorrência de hidratos como problema de garantia de escoamento se tornou frequente. As condições de elevada pressão e baixas temperaturas no fundo do mar, além da presença de água livre no escoamento, favorecem a formação de hidratos de gás.

O hidrato de gás é resultado da interação entre moléculas de água e componentes leves do gás natural (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$, CO_2 , H_2S e N_2). São constituídos de aproximadamente 90% de água e 10% de gás natural. Não são considerados compostos químicos, pois não há ligação química entre as moléculas de água e do gás ocluído.

A estabilidade da estrutura do hidrato de gás é inversamente proporcional ao peso molecular do gás natural contido na estrutura, ou seja, moléculas de gás leves (CH_4 , C_2H_6 , CO_2 e H_2S) apresentam elevada estabilidade.

Existem várias formas de prever a formação de hidratos, seja por métodos gráficos empíricos ou correlações, os quais foram aprimorados ao longo do tempo a fim de se obter uma maior precisão e minimizar os erros encontrados. Dentre os métodos propostos, temos o método gráfico de Katz [9], o qual permite prever para um determinado gás natural a temperatura de formação de hidratos de gás (TFH) a uma determinada pressão, conhecida a densidade do gás natural em relação ao ar (Fig. 1).

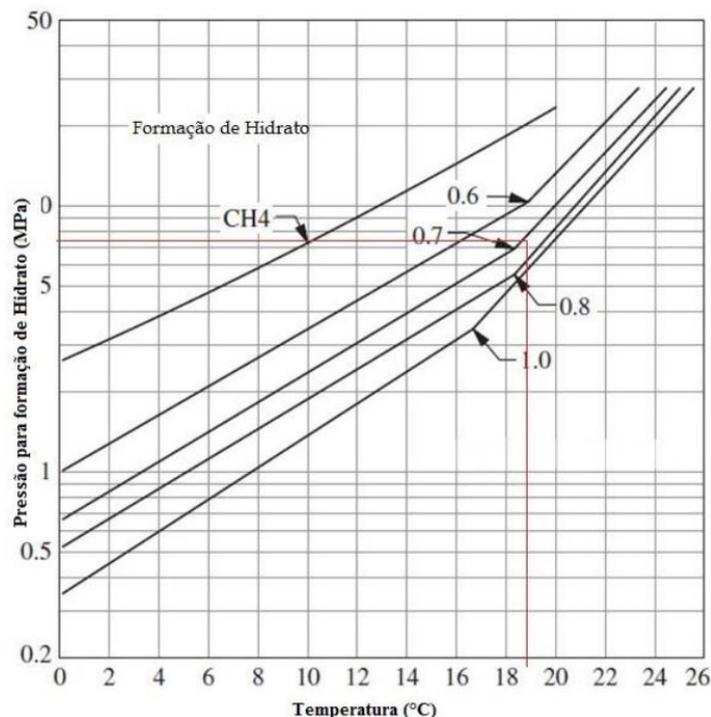


Figura 1. Determinação da TFH por meio do Gráfico de Katz

Através da análise desse gráfico, e descoberto o perfil termohidráulico do fluido que está sendo escoado no duto, é possível traçar um envelope de operação com o propósito de evitar a possível formação de hidrato.

2 Transferência de Calor

O fenômeno de transferência de calor em sistemas de produção submarina ocorre a partir do momento em que o fluido quente do reservatório entra no poço e, imediatamente, começa a perder calor para o meio externo ao longo do escoamento.

O conhecimento do perfil térmico do fluido desde o poço, passando pela *flowline* e pelo *riser*, até chegar no separador é fundamental, não apenas para determinar as propriedades físicas do fluido necessárias no cálculo do gradiente de pressão, como também para a predição de problemas de garantia de escoamento guiados pela temperatura (parafina, hidratos, etc).

Existem 3 diferentes processos de transferência de calor: condução, convecção e radiação. Porém, em sistema de produção de petróleo e gás submarino iremos abordar apenas a combinação da condução e da convecção.

Fazendo uma analogia entre resistência térmica e resistência elétrica (Incropera et. Al. [8]), considerando o fluxo térmico unidimensional em regime estacionário, ou seja, há variação de temperatura apenas na direção radial e sem uma fonte interna de energia, podemos assumir uma taxa de transferência de calor constante, e todos os mecanismos de troca de calor podem ser combinados em um coeficiente global de transferência de calor, U .

Assim, a quantidade de calor transportada através de um duto guiada Lei de Fourier pode ser representada pela Eq. 1 da seguinte forma em função de U :

$$q = 2\pi r_o L U (T_f - T_{amb}). \quad (1)$$

Sendo:

q – taxa de transferência de calor na direção radial (W);

r_o – raio externo do duto (m);

L – comprimento do duto (m);

U – coeficiente global de transferência de calor ($W/m^2.K$);

T_f – temperatura do fluido (K);

T_{amb} – temperatura do ambiente (K).

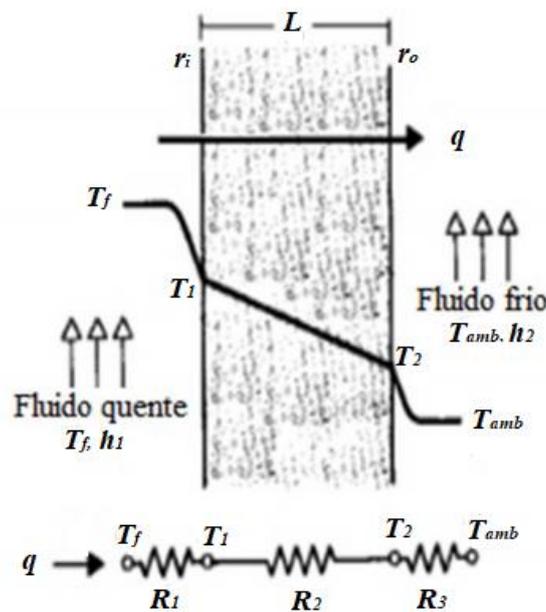


Figura 2. Transferência de calor em dutos

Onde:

r_i – raio interno do duto (m);

R_1, R_2, R_3 – resistências convectiva, condutiva e convectiva, respectivamente (m.K/W).

Como visto na Fig. 2, o processo de transferência de calor é semelhante a um circuito elétrico em série. Dessa forma, considera-se que as resistências estão em série (Eq. 2):

$$R_{eq} = \sum_{i=1}^n R_i. \quad (2)$$

Assumindo que:

$$R_{eq} = \frac{1}{r_o U}. \quad (3)$$

Podemos escrever a Eq. 1 em função da resistência térmica equivalente (Eq. 3), obtendo a Eq. 4:

$$q = 2\pi L \frac{(T_f - T_{amb})}{R_{eq}}. \quad (4)$$

Para usar a Eq. 4 é necessário estimar U para cada trecho do escoamento (poço, *flowline*, *riser*). Discretizando cada trecho em função dos mecanismos de troca de calor presentes (convecção, convecção natural e condução) podemos encontrar a temperatura final de cada elemento discretizado e, assim, traçar o perfil térmico do trecho em questão.

Depois de calculado o U , encontramos a taxa mássica de transferência de massa de acordo com a Eq. 5:

$$\dot{m} = \rho_o q_o. \quad (5)$$

Então, definimos o coeficiente A como:

$$A = \frac{\dot{m} c_{p_o}}{\pi d_{p_o} U}. \quad (6)$$

Empregando a lei de conservação de energia e sabendo que o escoamento se encontra em estado estacionário, a equação diferencial do gradiente de entalpia pode ser expressa da seguinte forma:

$$\frac{dh}{dL} = - \frac{Q\pi d}{\rho v A_p} - \frac{v dv}{dL} - g \sin \theta. \quad (7)$$

A Eq. 7 comprova que a entalpia ao longo do duto varia em função da transferência de calor com o meio externo (1º termo da equação), da variação da energia cinética (2º termo da equação), e da variação da energia potencial (3º termo da equação).

Por fim, o perfil térmico pode ser encontrado combinando a Eq.7 com a equação de gradiente de pressão dada pela Eq.8:

$$\frac{dp}{dL} = - \frac{f \rho v^2}{2d} - \rho g \sin \theta. \quad (8)$$

Porém, trata-se de uma complexa solução numérica. Alternativamente, Alves et. Al. [1] apresentaram um modelo aplicável tanto para poços quanto para dutos. A equação unificada foi derivada de um balanço de massa, *momentum* e energia. A equação ainda se desenvolve na equação de Ramey [11] para gás ideal e líquidos incompressíveis, e na de Coulter e Bandon [4] para escoamento horizontal.

O método que é aplicável para qualquer inclinação e fluxo (monofásico ou multifásico), demonstra que uma mudança de entalpia pode ser calculada em função da variação da pressão e da temperatura:

$$dh = C_p(dT) - C_p \eta(dp). \quad (9)$$

Onde C_p é $\frac{dh}{dT}$ e η é o coeficiente de Joule Thomson (JT), uma medida termodinâmica de resfriamento ou aquecimento do fluido como resultado da compressão ou expansão do mesmo.

Substituindo a Eq. 9 na Eq.8, podemos encontrar o gradiente de temperatura por meio da Eq. 10:

$$C_p \frac{dT}{dL} - C_p \eta \frac{dp}{dL} = - \frac{Q\pi d}{\rho v A_p} - \frac{v dv}{dL} - g \sin \theta. \quad (10)$$

Sabendo que $\dot{m} = \rho v A_p$, $Q = U(T_f - T_{amb})$, e definindo A de acordo com a Eq. 6, rearranjando a Eq. 10 obtemos:

$$\frac{dT_f}{dL} = \pm \frac{(T_f - T_{amb})}{A} - \frac{g \sin \theta}{c_p} + \eta \frac{dp}{dL} - \frac{v dv}{c_p dL}. \quad (11)$$

Visto que a T_{amb} varia linearmente com profundidade, assim:

$$T_{amb} = T_{ei} - g_G L \sin \theta. \quad (12)$$

Onde T_{ei} é a temperatura do reservatório, e g_G é o gradiente geotérmico.

Por fim, assumindo valores constantes para U , C_p , η , g_G , θ , v , $\frac{dv}{dL}$, e $\frac{dp}{dL}$, a equação final para a predição da temperatura em cada volume de controle assume a seguinte forma:

$$T_f = (T_{ei} - g_G L \sin \theta) + (T_{fi} - T_{ei}) e^{-\frac{L}{A}} + A \left(1 - e^{-\frac{L}{A}}\right) \left(g_G \sin \theta - \frac{g \sin \theta}{c_p} + \eta \frac{dp}{dL} - \frac{v dv}{c_p dL}\right). \quad (13)$$

Porém, para diferentes tipos de escoamento, a Eq. 13 pode assumir diferentes formas. Podem ser feitas algumas simplificações, e alguns termos podem ser negligenciados dependendo do tipo do fluido que está sendo escoado, gás, líquido ou multifásico.

2.1 Transferência de Calor em Poços

Em poços produtores de óleo e gás a transferência de calor entre o fluido interno que está sendo escoado para o meio externo inclui processos de convecção natural, convecção e condução.

A predição do perfil térmico de poços está intimamente ligada à profundidade e ao tempo de produção dos poços. O coeficiente global de transferência de calor em poços incorpora os efeitos da resistência térmica devido à:

- Convecção forçada provocada pelo escoamento do fluido dentro da coluna de produção - $(R_{conv})_f$;
- Condução através da parede da coluna de produção - $(R_{cond})_t$;
- Convecção natural devido à presença de um fluido estagnado no anular - $(R_{conv})_{an}$;
- Condução através da parede do casing - $(R_{cond})_c$;
- Condução devido à cimentação do poço - $(R_{cond})_{cem}$;
- Condução transiente em torno do reservatório - $(R_{cond})_e$.

Combinando todos esses mecanismos de transferência de calor, o coeficiente global de transferência de calor para poços pode ser dado por:

$$U = \frac{1}{r_o} \left(\frac{1}{\sum_{i=1}^n R_i} \right) = \frac{1}{r_o} \left(\frac{1}{(R_{conv})_f + (R_{cond})_t + (R_{conv})_{an} + (R_{cond})_c + (R_{cond})_{cem} + (R_{cond})_e} \right). \quad (14)$$

Onde:

$$(R_{conv})_f = \frac{1}{r_{ti} h_f}. \quad (15)$$

$$(R_{cond})_t = \frac{\ln(r_{to}/r_{ti})}{k_t}. \quad (16)$$

$$(R_{conv})_{an} = \frac{1}{r_{ci}h_{an}}. \quad (17)$$

$$(R_{cond})_c = \frac{\ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c}. \quad (18)$$

$$(R_{cond})_{cem} = \frac{\ln(r_w/r_{co})}{k_{cem}}. \quad (19)$$

$$(R_{cond})_e = \frac{f(t)}{k_e}. \quad (20)$$

A resistência térmica provocada pela condução transiente em torno do reservatório, definida pela Eq. 20, é em função do tempo, $f(t)$. Hasan e Kabir [7] propuseram a seguinte expressão para $f(t)$, a qual depende do tempo transiente adimensional:

$$t_{Dw} = \frac{k_e t}{\rho_e c_{pe} r_w^2}. \quad (21)$$

Se $t_{Dw} \leq 1,5$ a função $f(t)$ adota a seguinte forma:

$$f(t) = 1.1281\sqrt{t_{Dw}}(1 - 0.3\sqrt{t_{Dw}}). \quad (22)$$

Caso contrário, para $t_{Dw} > 1,5$, $f(t)$ é dada por:

$$f(t) = [0.4063 + 0.5 \ln(t_{Dw})] \left[1 + \frac{0.6}{t_{Dw}}\right]. \quad (23)$$

Para situações em que apenas uma diferença de temperatura induz a um movimento circular do fluido, é chamada convecção natural, como ocorre no anular devido ao fluido estagnado. Todavia, quando existe uma força externa impondo movimento ao fluido, chamamos de convecção forçada (Incropera et. Al. [8]).

No cálculo da resistência térmica para convecção é necessário conhecer o coeficiente de transferência térmica de calor por convecção, h .

Dropkin e Somerscales [5] apresentaram uma correlação empírica para o cálculo do coeficiente de transferência térmica de calor por convecção natural que ocorre no anular, h_{an} , e que posteriormente foi adaptada para a geometria dos poços por Hasan e Kabir [7]:

$$h_{an} = \frac{0.049(N_{Gr}N_{Pr})^{1/3}N_{Pr}^{0.074}k_{an}}{r_{to}\ln\left(\frac{r_{ci}}{r_{to}}\right)}. \quad (24)$$

Onde:

$$N_{Gr} = \frac{(r_{ci}-r_{to})^3 \bar{\rho}_{an}^2 \beta g (T_{to}-T_{ci})}{\bar{\mu}_{an}^2}. \quad (25)$$

Em que β é o coeficiente de expansão térmica que define a variação do volume provocada pela variação de temperatura mantendo a pressão constante:

$$\beta = \frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T}\right)_p \quad (26)$$

2.2 Transferência de Calor em *Flowlines*

Após o fluido atingir o leito marinho, a transferência de calor ainda ocorre entre o fluido interno quente e o meio externo, que nesse cenário pode ser a água do mar, o ar ou a terra, no caso em que a *flowline* está completamente ou parcialmente enterrada.

A principal diferença entre a transferência de calor em poços e em *flowlines* são as fronteiras em que ocorre a troca térmica. Em sistemas submarinos, as *flowlines* estão circundadas pela água do mar, mais fria do que a que terra, logo, a perda de calor para o meio é maior do que em poços. Com isso, geralmente as *flowlines* possuem uma camada de isolante de baixa condutividade para minimizar a perda de calor e prevenir a possível formação de problemas de garantia de escoamento, como a formação de hidratos e parafinas.

Para o cálculo do coeficiente global de transferência de calor para *flowlines*, deve-se levar em conta as inúmeras camadas que existem em volta do fluido circundante, cada uma criando uma resistência à transferência de calor. As resistências, em direção radial, são ocasionadas pela:

- Convecção forçada provocada pelo escoamento do fluido dentro da *flowline* - $(R_{conv})_f$;
- Condução por meio da deposição de sólidos na parede interna da *flowline* - $(R_{cond})_{deps}$;
- Condução através da parede da *flowline* - $(R_{cond})_p$;
- Condução devido à presença de uma camada de material isolante - $(R_{cond})_{ins}$;
- Condução originada caso a *flowline* esteja enterrada - $(R_{cond})_{soil}$.
- Condução proveniente do meio externo (água do ar ou ar) - $(R_{cond})_{amb}$.

Finalmente, podemos obter o coeficiente global de transferência de calor para *flowline* através da Eq. 27:

$$U = \frac{1}{r_{to}} \left(\frac{1}{\sum_{i=1}^n R_i} \right) = \frac{1}{r_{po}} \left(\frac{1}{(R_{conv})_f + (R_{cond})_{deps} + (R_{cond})_p + (R_{cond})_{ins} + (R_{cond})_{soil} + (R_{cond})_{amb}} \right) \quad (27)$$

Onde:

$$(R_{conv})_f = \frac{1}{r_{pi} h_f} \quad (28)$$

$$(R_{cond})_{deps} = \frac{\ln(r_{pi}/r_{di})}{k_{deps}} \quad (29)$$

$$(R_{cond})_p = \frac{\ln(r_{po}/r_{pi})}{k_p} \quad (30)$$

$$(R_{cond})_{ins} = \frac{\ln(r_{ins}/r_{po})}{k_{ins}} \quad (31)$$

$$(R_{cond})_{soil} = \frac{\ln[(B + \sqrt{B^2 - r_{ins}^2})/r_{ins}]}{k_{soil}} \quad (32)$$

$$(R_{conv})_{amb} = \frac{1}{r_{ins} h_{amb}} \quad (33)$$

2.3 Transferência de Calor em *Riser*

Por fim, o fluido até chegar à planta de processamento na plataforma passa pelo *riser*. O *riser* conecta a *flowline* ou as instalações localizadas no leito marinho à plataforma assim, constitui-se de um longo trecho de dutos suspensos livremente, totalmente preso, ou afixado em lugares específicos por boias ou correntes, ou ainda fechado em um tubo (API 17J [2]).

A partir da resistência convectiva e condutiva encontrada no *riser*, é possível determinar o coeficiente global de transferência de calor para *riser* pela Eq. 34:

$$U = \frac{1}{r_{ro}} \left(\frac{1}{(R_{conv})_f + (R_{cond})_r + (R_{cond})_{amb}} \right). \quad (34)$$

Sendo:

$$(R_{conv})_f = \frac{1}{r_{ti} h_f}. \quad (35)$$

$$(R_{cond})_r = \frac{\ln(r_{to}/r_{ti})}{k_t}. \quad (36)$$

$$(R_{cond})_{sea} = \frac{1}{r_r h_{sea}}. \quad (37)$$

Onde $(R_{conv})_f$ é a resistência convectiva do fluido interno, $(R_{cond})_r$ a resistência provocada pela parede do *riser*, e $(R_{cond})_{amb}$ a resistência do meio externo, que devido ao trecho que o *riser* percorre pode ser o mar ou o ar, assim teremos diferentes formas para definir a $(R_{cond})_{amb}$.

Quando o *riser* está suspenso na água, $(R_{cond})_{amb}$ adotará $(R_{cond})_{sea}$:

$$(R_{cond})_{sea} = \frac{1}{r_r h_{sea}}. \quad (38)$$

Caso o trecho do *riser* estiver em contato com o ar, teremos que $(R_{cond})_{amb} = (R_{cond})_{ar}$:

$$(R_{cond})_{ar} = \frac{1}{r_r h_{ar}}. \quad (39)$$

Para estimar o coeficiente de transferência térmica de calor por convecção do mar, h_{sea} , e do ar, h_{ar} , Gebhart [6] determinou que a seguinte correlação para o número adimensional de Nusselt nesses casos:

$$Nu_{Nu} = 0.35 + 0.56(N_{Re}^{0.52})(N_{Pr}^{0.3}) \quad (40)$$

Em que N_{Re} e N_{Pr} são os números adimensionais Número de Reynolds e Número de Prandtl, respectivamente.

3 Modelagem do Problema

O escoamento de hidrocarbonetos em sistemas de produção *offshore* está sujeito à formação de hidratos e parafinas na parede interna do duto, ocasionando riscos ao fluxo contínuo da produção. Desta forma, uma modelagem do problema deve ser feita a fim de analisar a possível ocorrência de tais problemas de garantia de escoamento.

Iremos utilizar a linguagem de programação *Fortran* para realizar os cálculos das propriedades termodinâmicas, físicas e de transferência de calor bem como o cálculo do gradiente de pressão referente ao modelo de Beggs e Brill [3].

Para estudar o comportamento do perfil termohidráulico e das curvas de formação de hidratos e parafinas, foram empregadas as seguintes variáveis de entrada, explicitadas na Tabela 1:

VARIÁVEIS	VALORES
$C_{p_{liq}}$ - Capacidade térmica do líquido	1.89 KJ/kg.K
$C_{p_{gás}}$ - Capacidade térmica do gás	1.004 KJ/kg.K
$C_{p_{anu}}$ - Capacidade térmica do fluido do anular	2.31 KJ/kg.K
$C_{p_{res}}$ - Capacidade térmica da formação do reservatório	1.256 KJ/kg.K
T_{ei} - Temperatura do reservatório	333.15 K
ρ_{anu} - Densidade do fluido do anular	2.305 lbm/ft ³
ρ_{res} - Densidade da formação do reservatório	156.32 lbm/ft ³
$\rho_{gás}$ - Densidade relativa do gás	0.65
β - Coeficiente de expansão térmica	0.004824 1/K
t - Tempo de produção do poço	6048000 s
μ_{anu} - Viscosidade do gás do anular	1000 cp
k_{liq} - Condutividade térmica do líquido	0.138 W/m.K
$k_{gás}$ - Condutividade térmica do gás	0.035 W/m.K
k_{an} - Condutividade térmica do fluido do anular	0.865 W/m.K
k_t - Condutividade térmica da parede da coluna de produção	25 W/m.K
k_c - Condutividade térmica do casing	25 W/m.K
k_{cem} - Condutividade térmica da cimentação do poço	0.779 W/m.K
k_e - Condutividade térmica da formação do reservatório	2.42 W/m.K
k_p - Condutividade térmica da parede da <i>flowline</i>	5.048 W/m.K
k_{soil} - Condutividade térmica do solo	0.216 W/m.K
k_{ins} - Condutividade térmica do isolante da <i>flowline</i>	0.0216 W/m.K
k_{soil} - Condutividade térmica do depósito de parafinas/hidratos	0.865 W/m.K
r_{ci} - Raio interno do casing	0.079 m
r_{co} - Raio externo do casing	0.088 m
r_{ti} - Raio interno da coluna de produção	0.026 m
r_{to} - Raio externo da coluna de produção	0.056 m
r_w - Raio total do poço	0.1078 m
B - Profundidade de enterramento da <i>flowline</i>	1 m
r_{ins} - Raio externo da <i>flowline</i> com presença de isolante	0.2 m

Tabela 1. Variáveis de entrada

Para essa análise, utilizamos dados padrão encontrados no manual do simulador de escoamento multifásico PIPESIM® (Schlumberger [12]), com valores adequados para a maioria dos estudos de caso.

3.1 Resultados

Após definido U para cada trecho do duto, iremos encontrar o perfil térmico através da Eq. 13, tendo como condição de contorno T_{ei} igual a T_{fi} quando $L = 0$, o que mostra que a temperatura do fluido para o primeiro incremento do poço é igual à temperatura da formação. Assim, através de sucessivas iterações será encontrado o perfil térmico para o poço.

Subsequente, a temperatura final encontrada para o último incremento do poço será a T_{fi} para o primeiro incremento da *flowline*. O cálculo do perfil térmico no *riser* será feito de forma análoga, onde a temperatura final encontrada para o último incremento do *flowline* será a T_{fi} para o primeiro incremento do *riser*.

Deste modo, podemos traçar o perfil termohidráulico ao longo do escoamento, como pode ser visto na Fig. 3:

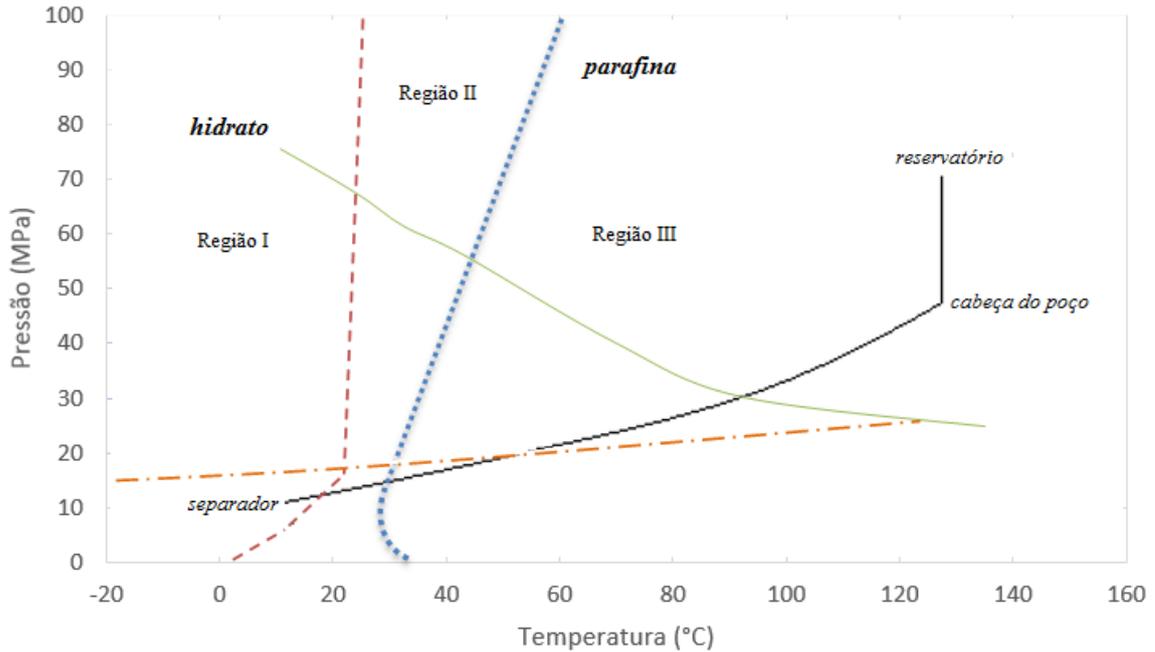


Figura 3. Envelope de operação de acordo com o perfil termohidráulico

Por meio da análise da Fig. 3 é possível observar um decaimento significativo da temperatura no trecho *flowline-riser*, o que provoca uma maior probabilidade de formação de sólidos. A linha contínua preta representa o perfil termohidráulico e, como pode ser visto, há ocorrência de formação de hidratos na Região I, em baixas temperaturas e altas pressões.

De acordo com o método gráfico de Katz pode-se constatar que, para o gás em questão, com densidade de 0.65, quando este atinge a uma pressão de 12 MPa, a temperatura de formação de hidratos (TFH) é de aproximadamente 18 °C.

Já a precipitação de parafinas está associada à Região I e II, onde verifica-se um trecho do perfil de temperatura abaixo da TIAC.

Visto o cenário retratado, podemos afirmar que a Região III é ideal para o escoamento contínuo do fluido, onde não há ocorrência de formação de sólidos no duto.

Deste modo, a fim de aumentar o envelope de operação, mas ao mesmo tempo garantir o fluxo contínuo, devemos dimensionar o duto que percorre a Região I e II para evitar o resfriamento da linha. O dimensionamento se diz a respeito do isolamento das linhas, que pode ser feito através da escolha de um material isolante mais efetivo para o *riser* ou do aumento da espessura de isolante térmico nas *flowlines*.

CATEGORIA	MÍNIMO (°C)	MÁXIMO (°C)	ISOLAMENTO APROPRIADO
Temperatura baixa	-10	70	Poliuretano, Polipropileno, Espuma sintética a partir de epoxy e poliuretano
Temperatura média	70	120	Polipropileno, Espuma sintética de epoxy
Temperatura alta	120	200	Sistemas de polipropileno, Espumas fenólicas, PIP com espuma de poliuretano, materiais inorgânicos de isolamento

Tabela 2- Tipos de Isolamento Térmico

Em função do perfil térmico encontrado, e analisando a Tabela 2 com os tipos de isolamento térmico disponíveis, podemos optar pela escolha de um isolamento para baixas temperaturas, visto que, a Região I e II se encontra na faixa de $-10^{\circ}\text{C} - 70^{\circ}\text{C}$. Assim, o dimensionamento do duto nesse trecho em que há propensão à formação de sólidos pode se dar pelo uso de isolamento do tipo: Poliuretano, Polipropileno ou Espuma sintética a partir de epoxy e poliuretano.

Outro modo bastante efetivo para o isolamento de *flowlines* é o aumento de profundidade do duto enterrado (B), o que ocasionará uma maior resistência térmica e, conseqüentemente, uma menor troca térmica com o ambiente, evitando o resfriamento do fluido.

4 Conclusão

Este trabalho apresentou uma análise do perfil termohidráulico do trecho poço-*flowline-riser* para o escoamento de hidrocarbonetos associado a problemas de garantia de escoamento. O cálculo do gradiente de temperatura e pressão ao longo do escoamento mostrou-se bastante eficaz quando comparados à valores encontrados em situações realistas.

As correlações utilizadas para o cálculo dos perfis de temperatura e pressão apresentaram resultados satisfatórios, o que garante um correto dimensionamento dos dutos para evitar a produção de sólidos ao longo do escoamento. Entretanto, é necessário um estudo detalhado de custo, visto que para determinados cenários a escolha de um tipo de isolamento pode ser vantajosa, mas para outros não.

Assim, para trabalhos futuros propõem-se uma pesquisa aprofundada dos tipos de isolamento térmico de dutos existentes, e os benefícios de cada qual. A partir do levantamento feito, analisar o impacto sobre a produção e a formação de hidratos e parafinas ao longo da vida produtora do poço.

5 Referências

- [1] Alves, I. N., Alhanati, F. J. S., and Shoham, O. A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines. *SPE Prod Eng* 7 (4) 363-367. SPE-20632-PA, 1992.
- [2] API 17J. Specification for Unbonded Flexible Pipe. 3th edition, American Petroleum Institute, 2008.
- [3] Beggs, H. D.; Brill, J. P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, v. 255, p. 607-617, Maio 1973.
- [4] Coulter, D. M. and Bardon, M. F., Revised Equation Improves Flowing Gas Temperature Prediction. *Oil & Gas J* 26(February): 107, 1979.
- [5] Dropkin, D. and Somerscales, E., Heat Transfer by Natural Convection in Liquids Confined by Two Parallel Plates which are Inclined at Various Angles with Respect to the Horizontal. *ASME J Heat Trans*, Series C, 87 (1): 77-82, 1965.
- [6] Gebhart, B., Heat Transfer. Second edition, New York: McGraw-Hill, 1971.
- [7] Hasan, A. R. and Kabir C. S., Aspects of Wellbore Heat Transfer during Two-Phase Flow. *SPE Prod & Fac* 9 (3): 211-216. SPE-22948-PA, 1994.
- [8] Incropera, F.P., Bergan, T.L., Dewitt, D.P., Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa. 6ª ed., Editora LTC, Rio de Janeiro, Brasil, 2008.
- [9] Katz, D.L., Kornell, D., Kobayashi, R., Poettmann, F. H., Varry, J. A., Elenbaas, J.R., Weinaug, C. F., Handbook of Natural Gas Engineering. New York: McGraw-Hill, 1959.
- [10] Oliveira, M. C. K de, Gonçalves, M. A. L., Marques, L. C. C., Fundamentos de garantia de escoamento. 1ª ed., Interciência, Rio de Janeiro, 2018.
- [11] Ramey, H. Jr., Wellbore Heat Transmission. *J Pet Technol* 14 (4): 427-435. SPE-96-PA, 1962.
- [12] Schlumberger, A., Pipesim user manual. Well Design, Drilling and petroleum, 2009.