

ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE HIDRATOS NO ESCOAMENTO DE GÁS EM UMA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL (UPGN)

Camilla Bezerra Martins Pinto¹

Sâmya Karolyne Costa Souto²

Fabricia Medeiros Santandrea³

Vanessa Limeira Azevedo Gomes⁴

Heleno Pontes Bezerra Neto⁵

Engenharia de Petróleo



cadernos de
graduação

ciências exatas e tecnológicas

ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

Os hidratos de gás são compostos cristalinos formados pela combinação física de moléculas de água e pequenas moléculas que compõem hidrocarbonetos líquidos. Eles são facilmente formados quando o gás do hidrocarboneto contém água a alta pressão e temperatura relativamente baixa, produzidos tanto em terra como em mar. Os hidratos podem formar depósitos que reduzem o diâmetro da tubulação que envia o gás para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), além disso, dentro da própria UPGN também pode ocorrer à formação de hidratos. Com o objetivo de estudar a formação de hidratos na Unidade de Processamento, utilizou-se dados operacionais da UPGN e, com auxílio do *software Hydrate Plus*, verificou-se as condições da formação de hidratos e dessa forma, calculou-se a injeção dos inibidores Metanol, Etanol, Monoetilenoglicol (MEG), Dietilenoglicol (DEG) e Trietilenoglicol (TEG), assim como os seus custos. Para o caso analisado, verificou-se que a uma temperatura de 15,79°C há a formação de hidratos e, dentre os inibidores estudados, o uso do DEG se mostrou o mais adequado e com o menor custo.

PALAVRAS-CHAVE

Gás Natural. Hidratos. Inibidores. UPGN. *Hydrate Plus*.

ABSTRACT

Gas hydrates are crystalline compounds formed by the physical combination of water molecules and small molecules that make up liquid hydrocarbons. They are easily formed when hydrocarbon gas contains water at high pressure and relatively low temperature, produced both on land and at sea. Hydrates can form deposits that reduce the diameter of the pipe that sends the gas to the Natural Gas Processing Units (UPGN), in addition, within the UPGN itself, hydrates can also form. With the objective of studying the formation of hydrates in the Processing Unit, operational data from the UPGN are used and, with the aid of the Hydrate Plus software, the conditions of the formation of hydrates are verified and in this way, the injection of the inhibitors is calculated. Methanol, Ethanol, Monoethylene Glycol (MEG), Diethylene Glycol (DEG) and Triethylene Glycol (TEG), as well as their costs. For the case analyzed, it is verified that at a temperature of 15.79°C there is the formation of hydrates and, among the inhibitors studied, the use of DEG proves to be the most appropriate and with the lowest cost.

KEYWORDS

Natural gas; hydrates; inhibitors; UPGN; Hydrate Plus.

1 INTRODUÇÃO

Gás natural é o gás rico em hidrocarbonetos (metano, etano, propano, entre outros), que é um combustível fóssil gasoso encontrado em campos de petróleo, campos de gás natural e reservas de carvão. Este gás pode ser originado de um ou mais dos três processos seguintes: termogênicos, biogênicos e/ou abiogênicos (FARAMAWY; ZAKI; SAKR, 2016).

Em seu estado puro, o gás natural é incolor e inodoro. É um gás combustível com elevado poder energético, sendo considerado ecologicamente limpo quando comparado com outros combustíveis fósseis como carvão e petróleo bruto (ELER, 2017). O gás natural é normalmente transportado por tubulações. Este transporte exige muitos cuidados, como manutenção e controle do processo, para evitar vazamentos decorrentes dos processos de corrosão nas tubulações, formação de hidrato, dentre outros problemas (FARAMAWY; ZAKI; SAKR, 2016).

Os hidratos de gás são compostos cristalinos formados pela combinação física de moléculas de água e pequenas moléculas que compõem hidrocarbonetos líquidos, tais como metano, etano, propano, nitrogênio, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio. Eles são facilmente formados quando o gás do hidrocarboneto contém água a alta pressão e temperatura relativamente baixas, podendo ser formado tanto em terra como em mar. Como as atividades de desenvolvimento de campos em águas profundas têm crescido, os hidratos tornaram-se um dos principais problemas

na indústria *offshore*. Tais problemas ocorrem com mais frequência durante os processos de perfuração e produção (BAI; BAI, 2015).

Na indústria *onshore*, apesar dos hidratos não ocorrerem na mesma frequência mencionada anteriormente, pode haver a formação em linhas de escoamento de gás causando consequências ligadas aos equipamentos e a própria produção.

Segundo Bai e Bai (2015), quatro componentes são necessários para formar hidratos: água, gases de hidrocarbonetos leves, baixas temperaturas e alta pressão. Se qualquer um destes componentes estiver ausente, os hidratos gasosos não serão formados. Problemas de hidratos podem ocorrer durante a produção normal, mas, nesse caso, as condições de transientes são mais vulneráveis.

De acordo com Yang e outros autores (2014), a injeção de inibidor é provavelmente a opção mais popular para evitar problemas de hidrato de gás. No entanto, as taxas de injeção do inibidor são normalmente projetadas com base nas piores condições de operação (pressão máxima e temperatura mínima) com margem de segurança significativa (por exemplo, 3°C a 5 °C).

Dentro desse contexto, o objetivo deste trabalho é analisar a formação de hidratos em linhas de escoamento de gás com base em uma Unidade modular de Processamento de Gás Natural (UPGN), cujo processo termodinâmico para produção e especificação do gás industrial e do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) ocorre por turboexpansão. Além disso, por meio do uso da simulação computacional com o *software Hydrate Plus* (HYDRATE PLUS, 2022) se estima as condições de formação de hidratos, testa-se a ação dos inibidores e propõe-se a minimização dos custos de injeção dos inibidores nas linhas de escoamento de uma UPGN a partir da indicação da quantidade a ser injetada.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 GÁS NATURAL

De acordo com Mokhatab e Poe (2014), o gás natural é uma mistura complexa de constituintes de hidrocarbonetos e não hidrocarbonetos existentes na forma gasosa sob condições atmosféricas. Mesmo dois poços, produzindo do mesmo reservatório poderiam gerar gases de composição diferente quando o reservatório está exaurido. Ainda de acordo com Mokhatab e Poe (2014), embora o gás natural seja primariamente formado de metano (CH_4), ele também pode incluir quantidades significativas de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) e pentano (C_5H_{12}), bem como vestígios de hexano (C_6H_{14}) e hidrocarbonetos mais pesados.

2.2 HIDRATOS DE GÁS

De acordo com Almeida (2015), o hidrato tem aspecto semelhante ao gelo, tanto no visual, como em aderência, força mecânica e densidade. Sua cor é esbranqui-

çada, possui uma forte aderência com metais, apresenta maior resistência mecânica que o gelo. A densidade de ambos é muito semelhante, estando entre a densidade da água e a da maioria dos óleos mais leves.

A diferença entre eles ocorre basicamente na solubilidade dos gases e na condutividade térmica. Enquanto no gelo os gases são liberados por pequenos canais, no hidrato os gases são aprisionados na estrutura cristalina. E por causa desses gases aprisionados, sua condutividade térmica é quatro vezes menor que a do gelo (CARVALHO, 2010).

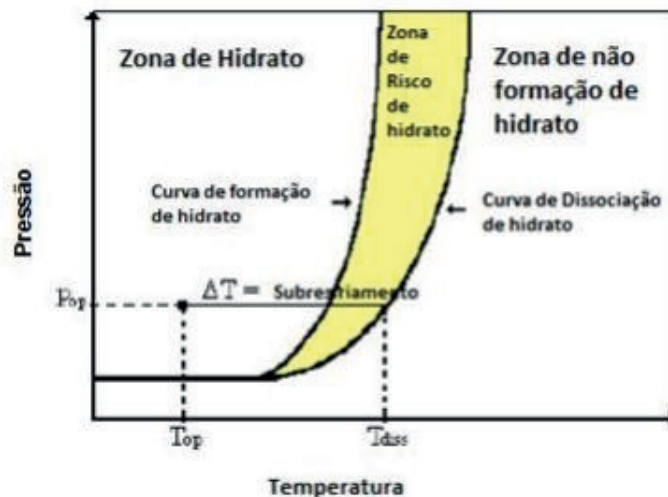
Os hidratos de componentes de gás natural e outros compostos similares são classificados pelo arranjo das moléculas de água no cristal e, portanto, pela estrutura do cristal. As moléculas de água se alinham, devido à ligação do hidrogênio, em estruturas tridimensionais semelhantes a esferas, geralmente chamadas de gaiola. Uma segunda molécula reside dentro da gaiola e estabiliza toda a estrutura (CARROLL, 2003).

Existem três tipos de hidratos que podem ser diferenciados quanto a sua estrutura, sendo eles: Tipo I, Tipo II e Tipo H. No entanto, segundo Peytavy, Glénat e Bourg (2007) é improvável que a estrutura H exista nos sistemas de produção de petróleo e gás. Consequentemente, espera-se que apenas as estruturas I e II se formem com gases naturais em condições de produção.

2.3 CINÉTICA DE FORMAÇÃO DOS HIDRATOS

Os inibidores são substâncias que atuam no processo diminuindo a velocidade de uma reação. Assim, o principal objetivo da adição de inibidores de hidrato é deslocar a curva de zona de risco do hidrato para a esquerda, que pode ser observada na Figura 1, aumentando a zona de não formação de hidrato e consequentemente reduzindo o intervalo de formação de hidrato (ALMEIDA, 2015).

Figura 1 – Representação da curva da zona de risco de hidrato



Fonte: Almeida (2015).

Para ilustrar a cinética de formação de hidratos, considere um sistema contendo água e gás, dentro de um envelope de hidrato, mas com temperatura de subresfriamento em torno de cinco graus Celsius. É observado que após um longo tempo, existe apenas gás e hidrato. Repetindo-se a situação, mas com a temperatura de cerca de dez graus, a formação de hidrato ocorre em um tempo menor. O subresfriamento é a força motriz para a mudança de fase. Quanto maior o seu valor, mais rapidamente é formado o hidrato e menor, portanto, o tempo de indução (CARVALHO, 2010). O tempo de indução depende também da resistência do sistema à mudança de fase, do estado líquido para o sólido, chamado de metaestabilidade. A metaestabilidade ocorre quando a mistura se encontra dentro do envelope de hidrato, mas ainda não se tem a formação dos primeiros cristais (ALMEIDA, 2015).

Para efeito do cálculo da Temperatura de Formação de Hidrato (TFH), a correlação empregada, neste trabalho, foi à correlação de Safamirzaei (2015). A Equação (1) proposta pelo autor abrange densidades relativa de gases entre 0,55 até 1. Para pressões de até 62 MPa, o desvio relativo de erro do método é de 0,43%, fator positivo por ser uma forma simples para prever a temperatura de formação dos primeiros cristais.

$$f_i^c = f_i \times \prod_{j=1}^j PFD_{ij} = f_i \times PFD_{i1} \times PFD_{i2} \times \dots \times PFD_{ij} \quad \text{Equação (1)}$$

sendo T_f a temperatura de formação de hidratos em Kelvin (K), ρ_g a densidade do gás, P a Pressão em kPa, A , B e C os coeficientes que equivalem, respectivamente, aos valores de 194,681789, 0,044232 e 0,189829.

2.4 UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL (UPGN)

O objetivo das unidades de processamento de gás natural é recuperar, na forma líquida, o GLP e a gasolina natural e especificar o gás natural seco para os seus diversos usos. Em uma UPGN, a etapa mais importante é a diminuição da temperatura do gás natural, para permitir a liquefação dos hidrocarbonetos mais pesados do que o etano. Os tipos de processos empregados diferem entre si quanto à rota termodinâmica adotada. São eles: Expansão *Joule-Thomson*, refrigeração simples, absorção refrigerada e turboexpansão (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2014).

A seção de separação de líquidos, condensado e sólidos, tem o intuito de separar o líquido e condensado que ainda se forme no gás na referida temperatura de operação e filtrar as partículas sólidas em suspensão na corrente do gás natural. Na seção de desidratação, o gás natural passa por leito de peneira molecular para que a água em solução com o gás seja adsorvida e posteriormente descartada, objetivando reduzir o teor de água para concentração abaixo de 1 ppm e evitar a formação de hidrato nos equipamentos que trabalham com temperaturas negativas.

Na etapa de condensação de hidrocarbonetos, o gás já desidratado tem sua temperatura reduzida para aproximadamente -32°C , por meio de troca térmica com a corrente de gás industrial frio e corrente de produtos líquidos intermediários do processo, também com temperatura bastante negativa. Nessa etapa, já se forma al-

guma quantidade de hidrocarbonetos líquidos. O gás que ainda não condensou, por exemplo, componentes que compõem o propano, segue para expansão em turbina (turboexpansor), onde atinge temperatura na ordem de -75°C , condensando os hidrocarbonetos. As correntes de líquido, desta etapa, são conduzidas para a etapa de destilação. O gás não condensado segue para a etapa de absorção.

Para a UPGN analisada neste trabalho, percebe-se a formação de hidratos em períodos em que a peneira molecular perde sua eficiência. Al-Khamis e Al-Harbi (2007) apresentam alguns fatores que podem duplicar o tempo de vida útil da peneira molecular. No entanto, não foram encontrados trabalhos que tratam do uso de inibidores durante a perda de eficiência da peneira molecular. Desta forma, o estudo sobre a utilização de inibidores foi proposto, determinando-se a taxa de injeção a ser utilizada.

3 METODOLOGIA

Para analisar a formação de hidratos de gás natural, fez-se uma revisão teórica e utilizou-se os dados fornecidos por uma UPGN. Os parâmetros utilizados para este estudo foram: composição de gás, temperatura de formação de hidratos, vazão de gás, pressão e diferentes inibidores (Metanol, Etanol, Monoetilenoglicol – MEG, Dietilenoglicol – DEG e Trietilenoglicol – TEG).

Essas informações foram inseridas no *software Hydrate Plus* para prever as condições de formação de hidratos, com o cálculo da temperatura de formação de hidratos (TFH). Para cada inibidor estudado, quantificou-se, ainda, sua concentração e sua taxa de injeção.

Por fim, com base nestes cálculos e consultando o preço dos inibidores, o custo da utilização dos inibidores escolhidos foi quantificado.

3.1 DADOS OPERACIONAIS DA UPGN

Utilizam-se dados e informações de uma Unidade de Processamento de Gás Natural, cujo processo termodinâmico para produção e especificação dos gases industrial e GLP ocorre por turboexpansão. Os dados de entrada obtidos da UPGN foram necessários para simular as condições em que ela operou, a fim de verificar a formação ou não de hidratos por meio do *software Hydrate Plus*. A composição do gás natural está descrita na Tabela 1.

Tabela 1 – Composição do gás de entrada na UPGN

Componente	Descrição do Componente	%Mol
CO ₂	Gás Carbônico	0,92
N ₂	Nitrogênio	1,39
C ₁	Metano	90,27
C ₂	Etano	5,53

Componente	Descrição do Componente	%Mol
C3	Propano	1,16
iC4	Iso-butano	0,17
nC4	Normal-butano	0,26

Fonte: Autores (2022).

As condições de operação da UPGN estão descritas na Tabela 2.

Tabela 2 – Condições de operação da UPGN

Dados Operacionais	Valores
Riqueza do gás natural	1,89
Massa molecular	17,969
Fator de compressibilidade (z)	0,99766
Densidade relativa (1 atm e 20°C)	0,622
Massa específica (1 atm e 20°C)	0,749
Poder calorífico superior	39247,3
Poder calorífico inferior	35449,9
Viscosidade dinâmica	0,010707
Coefficiente adiabático (γ)	1,27829
Pressão de entrada (kgf/cm ²)	78
Temperatura de entrada (°C)	45
Temperatura de saída (°C)	40
Taxa de fluxo de gás (m ³ /dia)	1.000.000

Fonte: Autores (2022).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com o uso do simulador *Hydrate Plus*, os resultados obtidos para análise das condições de formação de hidratos nas linhas de escoamento da UPGN, por meio do ponto de orvalho do gás são apresentados. Além disso, a ação dos inibidores e a minimização dos custos de injeção deles foram analisados.

4.1 TEMPERATURA DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS (TFH) Na UPGN

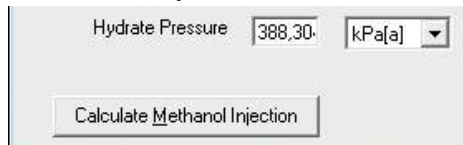
De posse dos dados da composição e da densidade do gás, realiza-se o cálculo da temperatura de formação de hidratos utilizando a pressão fornecida pelo operador 78 Kgf/cm² (7.649,19 kPa). Após o cálculo, conforme Equação (1), percebe-se que existe a possibilidade de formar hidrato a uma temperatura de 15,79°C. Essa temperatura

é importante para determinar a necessidade de se modificar as variáveis como pressão e/ou temperatura ou até mesmo a quantidade de inibidor.

4.2 ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS

Inicialmente, os dados operacionais da UPGN (TABELA 1) foram inseridos no *software*, assim como os valores das composições do gás (TABELA 2), densidade do gás e a temperatura de formação de hidratos, 15,79°C, encontrada anteriormente. Inseridos os valores, o *software* calcula e fornece a pressão de formação de hidratos, no valor de 388,30 kPa, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Valor da pressão de formação de hidratos obtida no Hydrate Plus



Fonte: Autores (2022).

Posteriormente, quando foram inseridos os valores 40°C como a temperatura de saída do gás, 45°C como a temperatura de entrada do gás e 1.000.000 m³/d como a taxa de fluxo do gás, o *Hydrate Plus* indicou que, nessas condições, não havia formação de hidratos. Isso pode ser explicado pelo fato de a TFH está fora do intervalo limitado pelas temperaturas de entrada e saída do gás. Porém, para esses mesmos dados de processo há formação de hidrato, em particular, quando a peneira molecular perde sua eficiência.

Dessa forma, neste artigo o processamento foi dividido em três etapas: 1 - desidratação e condensação (com temperatura de entrada de 45°C e temperatura de saída de -32°C); 2 - passagem pelo turbo expansor (com temperatura de entrada de -32°C e temperatura de saída de -75°C); e 3 - destilação e etapas finais (com temperatura de entrada de -75°C e temperatura de saída de 40°C).

Como a composição do gás é um parâmetro de entrada do programa e modifica-se após cada uma das etapas, as simulações das etapas 2 e 3 se tornaram inviáveis. Deste modo, realizou-se o estudo da formação de hidratos durante os processos de desidratação e condensação (denominada de etapa 1).

Nessas condições, constata-se a formação de hidratos, uma vez que a temperatura de formação de hidratos (15,79°C) está contida no intervalo de temperatura da fase (temperatura de entrada de 45°C e temperatura de saída de -32°C) e assim, verificou-se a ação dos inibidores.

4.2.1 Curva de Formação de Hidratos

Para construção da curva de formação de hidratos, faz-se necessário determinar novos pontos de pressão e temperatura, com variação de uma margem de 5°C, segundo a Tabela 3.

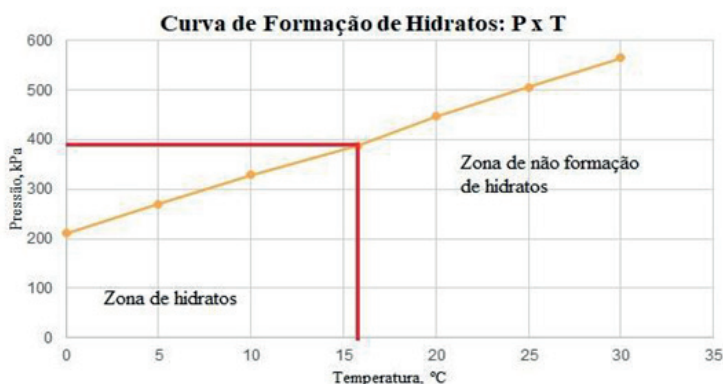
Tabela 3 – TFH *versus* pressão de hidratos

TFH (°C)	P (KPa)
0	211,17
5	270,21
10	329,25
15,79	388,30
20	447,34
25	506,39
30	565,43

Fonte: Autores (2022).

A partir da análise dos pontos verificados anteriormente, foi plotado um gráfico de Pressão de Hidratos *versus* Temperatura de Formação de Hidratos, representado pela Figura 3. Assim, pressupõe-se que, a partir dos dados obtidos da UPGN que foram simulados e calculados, ou seja, da composição do gás, TFH e pressão de formação, para as condições nas seções de desidratação e condensação, as temperaturas no intervalo entre 0°C a 15,79°C são zonas propícias para formação de hidratos.

Figura 3 – Curva de formação de hidratos, P x T



Fonte: Autores (2022).

4.3 AÇÃO DOS INIBIDORES

Após constatar a formação de hidratos nas condições apresentadas anteriormente, faz-se necessário aplicar técnicas para controlar a formação de hidratos para que problemas futuros como, por exemplo, a redução do diâmetro da tubulação que envia o gás para as UPGN e danos a equipamentos sejam evitados. Dentre as técnicas, já citadas nesse artigo, tem-se a adição de inibidores, que é a mais aplicada e, portanto, será a utilizada. A quantidade de inibidor que deverá ser inserida foi simulada por meio do *Hydrate Plus*.

Para avaliar a ação dos inibidores na etapa 1, o *Hydrate Plus* calcula e fornece a porcentagem em peso do inibidor em água líquida (denominado neste artigo como

PPIAL), porcentagem em peso de inibidor em condensado (denominado neste artigo como PPIC) e peso do inibidor no vapor (denominado neste artigo como PIV). Analisam-se e comparam-se os valores de Metanol, Etanol, MEG, DEG e TEG (TABELA 4).

Tabela 4 – Concentração de inibidor

	Metanol	Etanol	MEG	DEG	TEG
PPIAL (%)	75,849	75,849	58,312	33,416	25,834
PPIC (%)	100,0	100,0	10,0	10,0	10,0
PIV (kg/10³m³)	1,413	0,942	0,001	0,0	0,0

Fonte: Autores (2022).

Observa-se, na Tabela 4, que as porcentagens em peso usados dos inibidores metanol e etanol em água líquida são de 75,849%, enquanto os demais inibidores possuem a porcentagem mais baixa, sendo o TEG o menor deles. Analisando-se o PPIC, verifica-se que o metanol e etanol possuem valores de 100% enquanto os glicóis apresentam valores de 10%.

Com o *Hydrate Plus*, obteve-se, também, a taxa total de inibidor em água e gás. Observa-se que em água a taxa do metanol é 97,4% e a do etanol é de 98,3%, enquanto a taxa dos glicóis é de 100%.

As taxas de injeção de cada inibidor são apresentadas na Tabela 5. Nota-se que, para as condições analisadas da UPGN, o inibidor com a maior taxa de injeção é o metanol, com valor de 18.393,365 galões/dia ou 69,6265 m³/dia. Já o inibidor com a menor taxa de injeção é o TEG, com valor de 1.402,837 galão/dia ou 5,3103 m³/dia.

Tabela 5 – Taxa de injeção dos inibidores

Inibidor	Taxa de Injeção (gal/dia)	Taxa de Injeção (m³/dia)
Metanol	18.393,365	69,6265
Etanol	18.288,781	69,2306
MEG	5.688,051	21,5316
DEG	2.035,610	7,7056
TEG	1.402,837	5,3103

Fonte: Autores (2022).

4.4 MINIMIZAÇÃO DE CUSTOS DOS INIBIDORES

Os inibidores termodinâmicos, álcoois e glicóis, foram avaliados por apresentarem vantagens como redução da temperatura de formação e por evitarem a formação de hidratos, em qualquer condição, a depender de quanto inibidor é usado. A escolha do inibidor deve levar em consideração fatores como custo, segurança,

propriedades físicas, entre outros. O inibidor escolhido deve ser aplicado na corrente gasosa antes que a temperatura de formação de hidrato seja atingida.

Nascimento (2016) afirma que, entre os álcoois, o metanol é o mais utilizado como inibidor por apresentar alta eficiência. Além disso, possui baixo custo por ter uma grande disponibilidade no mercado, mesmo que seja consumido em bastante quantidade. De acordo com Carvalho (2010), apesar do etanol ter uma facilidade de preço que o faz ser bastante utilizado, principalmente no Brasil, ele requer o uso de 50% a mais em peso em relação ao metanol para atingir a mesma remoção de hidratos que este último. Por essa razão, a quantidade necessária de etanol tem um aumento significativo e que acarreta um custo elevado quando comparado aos demais inibidores aqui citados. Segundo Almeida (2015), entre os glicóis, o MEG é o mais vantajoso já que é eficaz e de confiança, além de ser considerado mais eficiente que o metanol que não pode ser reutilizado.

Dessa forma, utilizou-se os preços dos inibidores disponíveis em Orbital (2022) e calculou-se os custos totais dos inibidores

por meio do produto dos preços dos inibidores e das suas respectivas taxas de injeção, em m^3 , conforme Tabela 6. Portanto, para as condições descritas sobre a UPGN, o DEG é o inibidor com maior eficiência, 100% para uma taxa de injeção de $7,7056 m^3/dia$ e com o menor custo, equivalente a R\$ 558.204,00 reais por dia, sendo o mais indicado a ser utilizado. No entanto, recomenda-se que seja feita a análise do impacto deste custo no orçamento total da Unidade de Processamento de Gás Natural.

Tabela 6 – Custo dos inibidores

Inibidor	Taxa de Injeção (m^3/dia)	Custo (R\$/ $10^{-3}m^3$)	Custo Total (103 R\$/dia)
Metanol	69,63	21,62	1505,40
Etanol	69,23	79,31	5490,63
MEG	21,53	49,28	1061,00
DEG	7,71	72,40	558,20
TEG	5,31	268,29	1424,62

Fonte: Autores (2022).

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho, a partir dos dados de uma UPGN: composição do gás, pressão e temperatura de entrada e saída do gás, taxa de fluxo e densidade do gás, realizou-se simulações e análises para verificar as condições de formação de hidratos.

Com base no cálculo da temperatura de formação de hidratos (TFH), para as fases de desidratação e condensação, obteve-se uma TFH de $15,79^{\circ}C$. Além disso, para as simulações do gráfico pressão em função da temperatura, novos pontos hipotéticos de TFH são admitidos com variação de $5^{\circ}C$ em relação a temperatura de

formação encontrada, pressupondo uma zona de formação de hidratos entre o intervalo de 0°C a 15,79°C.

Para mitigar a formação de hidratos e minimizar os custos, realiza-se um comparativo de taxa de injeção, eficiência e custo entre os inibidores metanol, etanol, MEG, DEG e TEG. Onde o DEG foi o inibidor com taxa de injeção de 7,7056 m³/dia, maior eficiência e menor custo diário, que corresponde a 100% e a R\$ 558.204,00, respectivamente. Portanto, foi o mais adequado para as condições existentes, além de ser o que apresentou o menor custo em comparação aos demais inibidores estudados.

Recomenda-se, para trabalhos futuros, a realização de um estudo de viabilidade econômica do uso dos inibidores, comparando, por exemplo, o custo para a manutenção da peneira molecular (mão de obra, suprimentos necessários, tempo de parada da planta) com o custo da utilização dos inibidores.

REFERÊNCIAS

AL-KHAMIS, M. J.; AL-HARBI, A. A. A success story: extending molecular sieve life by double. In: International Petroleum Technology Conference, Dubai, 2007. **International Petroleum Technology Conference**, Dubai, 2007. DOI: 10.2523/IPTC-11497-MS

ALMEIDA, L. M. T. R. Prevenção de hidrato com adição de inibidores. **Universidade Federal Fluminense**, 2015.

BAI, Y.; BAI, Q. **Sistemas marítimos de produção de petróleo**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

BRASIL, N. I. DO; ARAÚJO, M. A. S.; SOUSA, E. C. M. DE. **Processamento de Petróleo e Gás**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

CARROLL, J. J. **Hydrate types and formers**. 2003.

CARVALHO, R. B. **Análise de metodologia de controle de hidratos em águas ultraprofundas**. Rio de Janeiro: UFRJ Escola Politécnica, 2010.

ELER, J. L. B. **Prevenção da formação de hidratos em gasodutos submarinos**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus, 2017.

FARAMAWY, S.; ZAKI, T.; SAKR, A. A. E. Natural gas origin, composition, and processing: A review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Elsevier, p. 34-54, 2016.

HYDRATE PLUS 1.1. Disponível em: <https://hydrate-plus.software.informer.com/1.1/>. Acesso em: 19 abr. 2022.

MOKHATAB, S.; POE, W. A. **Processamento e transmissão de gás natural**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

NASCIMENTO, L. C. DA S. **Previsão de formação de hidratos em linhas de escoamento de petróleo e gás**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, 2016. p. 56.

ORBITAL. Disponível em: <https://www.orbitallab.com.br/>. Acesso em: 7 abr. 2022.

PEYTAVY, J.; GLÉNAT, P.; BOURG, P. Kinetic hydrate inhibitors – sensitivity towards pressure and corrosion inhibitors. **International Petroleum Tchnology Conference - ITPC**, 2007.

SAFAMIRZAEI, M. Predict gas hydrate formation temperature with a simple correlation. **Namvaran P&T Co.**, p. 1-7, 2015.

YANG, J. *et al.* Monitoring of hydrate safety margin and early detection of hydrate. **International Petroleum Tchnology Conference - ITPC**, p. 12, 2014.

Data do recebimento: 29 de setembro de 2022

Data da avaliação: 13 de outubro de 2022

Data de aceite: 14 de outubro de 2022

1 Egresso do curso de Engenharia de Petróleo – UNIT/AL. E-mail: camilla.martinsp@souunit.com.br

2 Egresso do curso de Engenharia de Petróleo – UNIT/AL. E-mail: samyasouto@hotmail.com

3 Egresso do curso de Engenharia de Petróleo – UNIT/AL. E-mail: fabricia_santandrea@souunit.com.br

4 Doutora; Professora dos Cursos das Engenharias – UNIT/AL. E-mail: vanessa.limeira@gmail.com

5 Mestre; Professor da Universidade Federal de Alagoas – UFAL. E-mail: helenopontes@lccv.ufal.br