

# HIDRATOS EM PERFURAÇÕES DE POÇOS COM ELEVAÇÃO DE BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS

Vitória Camila Paixão dos Santos<sup>1</sup>

Lidiane Chagas Dantas<sup>2</sup>

Fabírcia Medeiros Santandrea<sup>3</sup>

Lycia Carolinne Santos de Oliveira<sup>4</sup>

Marcos Alexandre Lopes Silva<sup>5</sup>

Jaceguai Soares da Silva<sup>6</sup>

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

## RESUMO

O Bombeio Centrifugo Submerso Submarino (BCSS), é utilizado no meio offshore e se destaca por sua resistência à altas pressões que consiste na elevação do óleo com baixo grau de API. Como este método é aplicado em alto mar, pode ocorrer ação de mecanismos internos e externos provocando entupimento por compostos químicos que misturados com outros componentes ocasionam o surgimento de hidratos. Os hidratos são estruturas cristalinas com aparência de um cristal de gelo. Assim, esta pesquisa ocorreu com a perspectiva de reunir informações a respeito da formação dos hidratos durante a exploração de óleo. Para tanto, esse estudo ocorreu na forma de revisão bibliográfica por meio de revistas/periódicos, obtida em livros e sites especializados. Observou-se que a presença de hidratos durante a produção de óleo pode causar prejuízos como o aumento significativo da viscosidade e a interrupção de produção para remover plugues de hidratos.

## PALAVRAS-CHAVE

Bombeio Centrifugo Submerso Submarino. Hidratos. Entupimento dos dutos.

## ABSTRACT

The Submersible Submarine Centrifugal Pump (BCSS), used in the offshore environment stands out for its high pressure resistance which consists of raising the oil with low API grade. As this method is applied in the high seas, action of internal and external mechanisms can occur causing clogging by chemical compounds that mixed with other components cause the appearance of hydrates. Hydrates are crystal-like structures of an ice crystal. Thus, this research occurred with the perspective of gathering information about the formation of hydrates during oil exploration. To do so, this study occurred in the form of bibliographic review through magazines / periodicals, obtained in books and specialized websites. It has been observed that the presence of hydrates during the production of oil can cause damages such as significant increase of viscosity and the interruption of production to remove plugs of hydrates.

## KEYWORDS

Centrifugal Pump Submarine. Hydrates. Duct Clogging.

## 1 INTRODUÇÃO

Durante a prospecção, as indústrias petrolíferas se deparam com poços surgentes e poços com pressão relativamente baixa que são denominados poços não surgentes. De forma que os fluidos contidos nele não alcançam a superfície de forma natural, deste modo é necessário utilizar métodos de elevação artificial que facilitem a saída dos hidrocarbonetos e que não comprometam a produção, para tanto, faz-se necessária a injeção de fluidos, gases ou até métodos mecânicos para facilitar este processo.

Segundo Hupp, Junior, Romero (2011), o uso de métodos de bombeamento em poço *offshore* é comum principalmente para óleos mais viscosos e pesados, isso decorre do fato de apresentarem melhor eficiência e maiores valores de vazão quando comparados a outros métodos de elevação utilizados essas condições.

Quando a pressão do reservatório é relativamente baixa, os fluidos não alcançam a superfície sem que sejam utilizados meios artificiais para elevá-los. O mesmo ocorre no final da vida produtiva por surgência ou quando a vazão do poço está muito abaixo do que poderia produzir, necessitando de uma suplementação da energia natural através de elevação artificial (THOMAS, 2004, p. 209).

Diante das constantes modernizações no ramo petrolífero, no que diz respeito aos métodos de elevação artificial em poços não surgentes *offshore*, vale ressaltar que o bombeio centrífugo submerso submarino, utilizado no meio *offshore* se destaca por sua resistência a altas pressões que consiste na elevação do óleo com baixo grau API por meio de uma bomba centrífuga de múltiplos estágios que transmite energia ao fluido por meio de movimentos rotativos dentro do reservatório, elevando a pressão dentro do poço. A árvore de natal está assentada no leito marinho, configurando a denominada completação molhada.

Nesse sentido, esse trabalho objetiva reconhecer as características, condições de formação e as causas da presença de hidrocarbonetos em decorrência do seu surgimento, assim como da formação de hidratos e suas implicações na exploração e produção de óleo.

## 2 ELEVAÇÃO BCSS

Dentre os métodos de elevação utilizados em poços *offshore*, se destacam o Gás Lift Contínuo (GLC) e o Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS), por apresentarem mais eficiência em altas profundidades. Contudo, segundo Drumond *et al.* (2005), o Gas Lift tem como principais atrativos sua confiabilidade e flexibilidade diante de alterações nas condições operacionais. Todavia, quando comparado ao BCSS, observa-se um menor potencial de produção, em especial em campos de óleo pesado ou extrapesado.

O método BCSS tem como vantagem a possibilidade de redirecionar a capacidade de compressão das máquinas da unidade de produção, antes utilizada para injeção de GL, para outros fins, como na utilização para exportação do gás produzido. O gás, antes utilizado no sistema, poderia ser destinado a outros poços, o que é fator importante num cenário de carência de gás.

### 1.1 DEFINIÇÃO

O sistema BCSS trata-se, basicamente, de uma bomba centrífuga de múltiplos estágios, acionada por um motor elétrico, sendo este conjunto motor-bomba fixado na extremidade da coluna do poço. Dessa forma, o conjunto fica submerso no óleo do reservatório e o seu funcionamento cria um incremento de pressão no fundo do poço de modo a se obter a vazão desejada de óleo na superfície. A bomba centrífuga consiste em impeditores centrífugos acionados por um eixo dentro de um corpo tubular com difusores.

Para Salles (2011, p. 3),

Os motores de BCSS não possuem norma regulamentadora. Contudo, uma primeira norma começou a ser escrita em 2010 pela ISO, com participação de engenheiros de todo o

mundo, fabricantes e operadores, dentre eles a Petrobras. Cada fornecedor possui uma série de equipamentos com variadas classes de tensão, corrente e potência.

O conjunto de BCSS é instalado dentro do poço de petróleo e para isso possui algumas características especiais, como selos protetores. O selo protetor é instalado entre o motor e a admissão da bomba, ligando o eixo do motor ao eixo da bomba por meio de duas luvas de acoplamento e do próprio eixo do protetor.

As principais funções dos selos protetores são conectar as carcaças e os eixos da bomba e do motor, suportar o esforço axial da bomba, evitar a entrada de fluido do poço para o interior do motor. O isolante do motor de BCSS é baseado em duas isolações conjuntas, um filme de poliamida sobre os condutores de cobre e o preenchimento de óleo isolante em todo seu volume.

O motor de BCSS tem a característica de ser estreito e comprido, assim algumas peculiaridades em que o eixo das BCSS é especificado para suportar 130% do torque máximo em regime permanente da bomba a ser acionada e eixo do motor não suporta a partida direta do motor (SALLES, 2011). Este motor deve ser sempre acionado por conversores de frequência e o motor de BCSS é refrigerado pelo fluxo de petróleo que passa entre o duto de produção e o motor.

Tal processo de elevação submarino é muito utilizado em poços de alta vazão, sob influência de influxo de água e fluidos de alta viscosidade. Como este método é aplicado em alto mar, ocorre ação de mecanismos internos e externos que provocam à coluna de produção problemas como desgaste por corrosão e entupimento por compostos químicos que misturados com outros componentes ocasionam o surgimento de hidratos, como mostra a Figura 1.

**Figura 1** – Fotografia de dois motores de BCSS

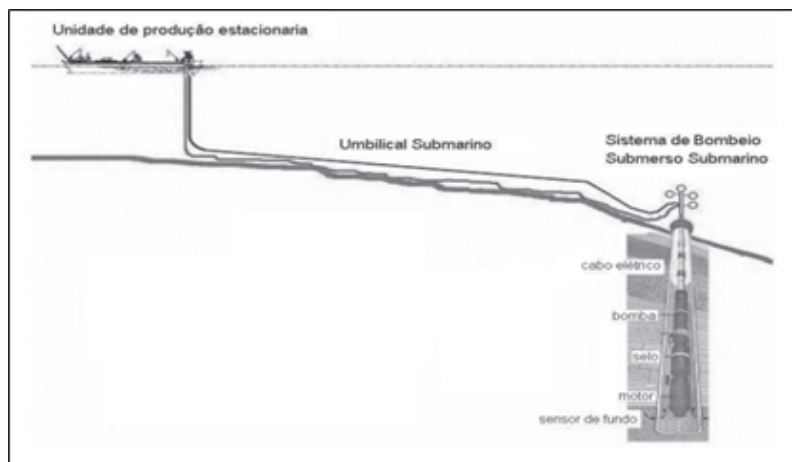


Fonte: Salles (2011).

A seguir é mostrado na Figura 2, um esquema simplificado de uma instalação típica de um sistema de BCSS, no qual pode ser observada a unidade de produção

estacionária, o umbilical submarino, permitindo a ligação elétrica entre a superfície, o leito marinho e o sistema de bombeio submerso submarino.

**Figura 2** – Esquema de uma instalação de um conjunto de BCSS



Fonte: Salles (2011).

## 1.2 APLICAÇÃO E USO

A literatura pesquisada demonstrou que o primeiro teste de BCSS instalado dentro de poço com completação molhada foi realizado em águas rasas no campo de Carapeba, na Bacia de Campos, em meados dos anos noventa. Com resultados positivos, o próximo passo foi testar a tecnologia no campo de Albacora, em águas profundas, na mesma bacia.

A primeira aplicação da tecnologia fora de um poço produtor ocorreu num sistema de separação gás-líquido e bombeamento conhecido como VASPS, desenvolvido numa parceria entre a Petrobras, empresas multinacionais como a Eni-Agip e a ExxonMobil. O protótipo foi instalado no campo de Marimbá, a uma profundidade de 395 metros. Nessa aplicação, o fluxo líquido era separado do gás e bombeado por meio da BCSS para a plataforma.

Algumas indústrias petrolíferas brasileiras já discutem a utilização de bombas centrífugas submersas em poços de completação molhada (BCSS) desde o início da década passada, paralelamente ao crescimento da exploração em águas profundas. Desde então, estas empresas vêm realizando parcerias com empresas internacionais fabricantes de sistemas de BCS e de equipamentos submarinos para desenvolver sistemas.

Na Figura 3 é apresentado um esquema de simulação realizada com o método de elevação instalado de forma convencional na coluna de produção no fundo do poço, a uma profundidade de 1.200 m, obtida após implementação no *software* comercial PIPESIM (PIPESIM, 2008 apud HUPP; JUNIOR; ROMERO, 2011).

**Figura 3** - Poço equipado com BCSS no fundo do poço

Fonte: Pipesim (2008 *apud* HUPP *et al.*, 2011).

### 1.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS

A utilização do sistema de BCSS tem como vantagens a antecipação da produção, pois métodos de bombeamento submarino promovem um aumento da vazão de produção, em relação aos métodos convencionais, permitindo uma produção mais rápida e, conseqüentemente, antecipação de receitas. O conhecimento do reservatório já que sistemas de produção antecipada permitirão uma avaliação mais rápida de novos campos.

As grandes distâncias e águas profundas, sendo uma fonte adicional de energia, um sistema de bombeamento submarino pode viabilizar tecnicamente a produção em alguns campos e, economicamente, a produção de campos marginais que se encontrem distantes de existentes facilidades de produção.

O fator de recuperação do sistema de bombeamento pode possibilitar a adoção de menores pressões de abandono, levando a maiores volumes recuperados e, conseqüentemente, maiores fatores de recuperação. O controle de vazão em que, por meio de sistemas de bombeamento submarino, pode-se manter constante e previsível a produção do poço, por meio da redução das flutuações naturais dele.

Para os óleos pesados e de alta viscosidade a eficiência do método de elevação por *gas-lift* decai com o aumento da viscosidade e densidade dos fluidos produzidos, tendo assim, os sistemas de bombeamento, papel fundamental na viabilização da exploração de campos com fluidos desse tipo.

Sistemas acionadores compostos por conversores de frequência e umbilicais elétricos submarinos, para acionar conjuntos de bombeio centrifugo submerso submarino (BCSS), têm sido cada vez mais utilizados na indústria do petróleo. Estes conjuntos proporcionam um grande aumento na vazão de petróleo por poço, que pode

chegar a 100%, comparando um poço sem BCSS instalado e o mesmo poço com BCSS instalado (SALLES, 2011).

Porém este sistema de acionamento tem uma confiabilidade e durabilidade baixa, principalmente, considerando os conjuntos de BCSS. Levando em consideração o lucro cessante ocasionado por falhas no sistema de bombeio, esforços têm sido feitos para aumentar a confiabilidade e durabilidade deste sistema de acionamento, que ainda é um problema atual. Outra desvantagem é a formação de hidratos, causado pela presença de água livre, alta pressão e baixa temperatura.

## 2 HIDRATOS

Os hidratos são estruturas cristalinas com aparência de um cristal de gelo, onde, segundo Silveira (2016), são dois ou mais componentes associados sem ligações químicas covalentes, essa associação ocorre por meio de um completo encapsulamento de um tipo de molécula por outra. Que se originam por meio da junção da água com gases de baixo peso molecular ou hidrocarbonetos de cadeias curtas, submetidos a alta pressão e baixa temperatura.

### 2.1 DEFINIÇÃO

A estrutura básica do hidrato é uma molécula de metano aprisionada em armadilhas formadas por moléculas de água ligadas umas às outras, em uma estrutura rígida, sendo muito semelhante ao gelo. O tempo de iniciação da formação dos hidratos é a partir do momento em que há um contato entre a água e o gás. Acontecendo uma supersaturação na interface água/gás, deste modo é o local mais possível de haver a formação deles. A formação dos hidratos é um mecanismo que depende basicamente do tempo, este conceito é importante quando se deseja evitar ou atrasar sua formação em um poço de petróleo.

Trata-se de cristais formados pelos componentes de gás natural em presença de água. Os hidrocarbonetos ficam encapsulados em uma estrutura cristalina de hidratos, isto é, presos no interior da estrutura. Isso explica o favorecimento da formação de hidratos com moléculas de metano e etano (moléculas de pequeno tamanho) (FERREIRA e SARAIVA, 2011, p. 2).

### 2.2 OCORRÊNCIA

Os hidratos são formados durante o escoamento de gás ou óleo, contendo obrigatoriamente gás e água, dentro dos tubos. Para que ocorra a formação de hidratos é necessário que tenha alta pressão, baixas temperaturas, água e gás. A formação



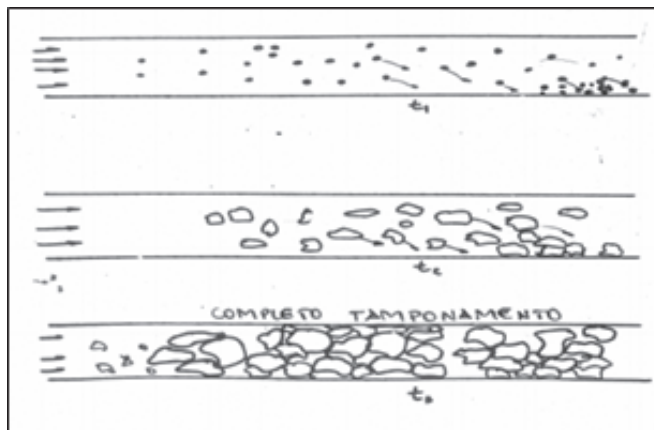
de hidratos ocorre quando a água, por meio de forças de ligação do tipo *pontes de hidrogênio*, conforma-se de modo a formar um retículo cristalino que, para ser estabilizado, precisa englobar alguma molécula, geralmente gasosa. Sua formação se dá de forma diferente.

### 2.2.1 Formação de Hidratos no escoamento de Óleo

A formação de hidratos no escoamento de óleo se inicia na fase aquosa emulsionada no óleo. A água, ao entrar em contato com o gás forma uma película de hidrato, inicialmente não rígida, que isola a fase água da fase óleo. Com o decorrer do tempo esta película vai ficando mais fina, essa aglomeração pode formar um *plug* de hidratos (FIGURA 4).

Na fase líquida, são formados os cristais de hidratos individuais. Somente nesta fase, há concentração e nível de energia necessários para que a ligação de átomos de hidrogênio ocorra. Tais cristais possuem um tamanho muito pequeno, entretanto encontram a possibilidade de crescimento, compartilhando as faces compostas de 5 e 6 membros das moléculas de água. Apenas no momento em que esse processo de aumento continua até que ocorra a formação de um tampão é que os hidratos tornam-se um problema (ANDRADE, 2009, p. 33).

**Figura 4** – Esquema de plugueamento em escoamento de óleo e gás



Fonte: Mussumeci (2005).

### 2.2.2 Formação de Hidratos no Escoamento de Gás

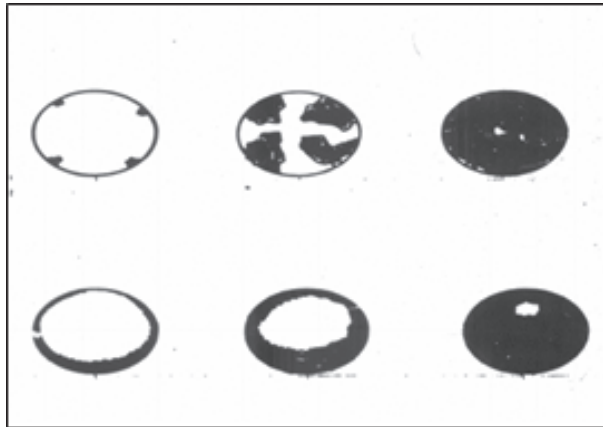
Segundo Lingelem (1992), se tem a água livre, que se encontra na parte inferior do duto e é natural da água produzida e da água condensada do gás, os hidratos começam a se formar na parede do duto, onde a temperatura é mais baixa. Com o aumento da deposição, a área de fluxo diminui, resultando numa deposição irregular e concentrada na parte inferior do duto, ou em regiões localizadas, provocando uma



redução no diâmetro do duto, essa deposição aumenta as perdas de cargas e causa a perda de pressão do escoamento.

Segundo Silveira (2016), a formação de hidratos de gás (FIGURA 5) pode acontecer tanto em formulações de fluido de base aquosa como em fluidos base óleo. Em condições propícias de temperatura, pressão e relação gás/água ocorre a formação de hidratos. A ocorrência deste fenômeno torna-se mais provável de ocorrer à medida que aumenta a profundidade de lâmina d'água.

**Figura 5** – Exemplos de plugueamento em escoamento de gás



Fonte: Mussumeci (2005).

### 2.2.3 Formação de Hidratos Durante a Perfuração, Completação e em Testes de Poços

Durante a fase de perfuração, completção e nos testes de poços, é comum que tenha invasão de fluidos vindo da formação, dentre eles água e gás. E devido ao peso do fluido de perfuração ou completção, associando as baixas temperaturas da água ultra profundas, o risco de se formar hidratos é real.

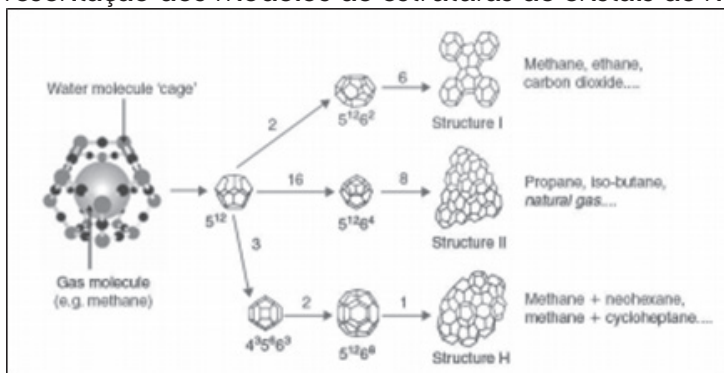
Durante o processo de perfuração, completção e teste de poços podem ocorrer à invasão de fluidos vindo da formação, dentre eles água e gás. Devido ao peso da coluna hidrostática do fluido de perfuração ou completção, associado às baixas temperaturas de águas ultra profundas, pode-se ter a formação de hidrato (CARVALHO, 2010, p. 36).

A formação de hidratos nessa fase é prejudicial porque pode impossibilitar a passagem de ferramentas, aumentando as perdas de cargas ou pode obstruir por completo as tubulações. O problema se torna maior à medida que a lâmina d'água que ocorre a operação é maior, portanto, quanto mais se perde calor para o meio maior é a possibilidade de fluido de entrar na região de hidratos.

## 2.3 CARACTERÍSTICAS (TIPOS)

Os hidratos são classificados pelo arranjo das moléculas de água no cristal e, por conseguinte, a estrutura de cristal. De acordo com Almeida (2015), existem dois tipos de hidratos que são comumente encontrados nas áreas de atividades do petróleo: tipo I e tipo II, por vezes referido como a Estrutura I e II. Um terceiro tipo de hidrato que também pode ser encontrada é tipo H, mas é menos comum, conforme ilustrado na Figura 6.

**Figura 6** – Representação dos modelos de estruturas de cristais de hidratos



Fonte: Andrade (2009).

## 2.4 COMPOSIÇÕES QUÍMICAS

Na indústria do petróleo, o termo hidrato é reservado às substâncias que são normalmente gasosas à temperatura ambiente. Estas incluem o metano, o etano, o dióxido de carbono e o sulfureto de hidrogênio.

## 2.5 PREJUÍZOS

A aglomeração de gotas e de partículas de hidratos faz com que a viscosidade do óleo aumente de forma significativa. Com o aumento da viscosidade, também aumenta a pressão e a perda de carga, assim ocorrendo um risco de plugueamento do duto.

As possibilidades de obstrução das linhas de transporte de fluidos ocorrem praticamente em todas as operações, desde a perfuração à produção de petróleo e gás. Durante a perfuração, quando a trajetória do poço atravessa um reservatório de gás, parte do gás incorpora-se ao fluido de perfuração. Esta condição se torna mais crítica porque além de absorver gás o fluido tem capacidade de incorporar sólidos de granulometria fina gerados durante a perfuração. (ANDRADE, 2009, p. 25).

Por muitas vezes a produção é parada para remover plugues de hidrato de tubulações assim, conseqüentemente ocorrendo a perda da produção, como mostra a Figura 7 a seguir.

**Figura 7** – Hidrato sendo removido de dentro de uma tubulação



Fonte: Hydrates (2003)

## 2.6 PREVENÇÃO DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS

A prevenção da formação de hidrato é fundamental na produção de petróleo e gás, para isso estão disponíveis diversas técnicas, tais como: Reduzir a concentração de água no sistema (desidratação); Manter a temperatura 20°C acima da qual ocorre formação de hidrato por isolamento ou aparelho de calor; Manter a pressão de 10 bars abaixo da qual os hidratos são formados; Adição de inibidores cinéticos para impedir a agregação dos cristais de hidrato; Injeção de inibidores termodinâmicos (ALMEIDA, 2015).

## 3 INIBIDORES DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS

Para que a formação dos hidratos não venha originar a perda de produtividade, parada do sistema e a danificação de equipamentos, é comum o uso da injeção de inibidores de formação de hidratos. O acontecimento da formação de hidratos durante operações de perfuração é um episódio muito comum e geralmente está relacionado ao uso de um fluido com massa específica escassa, não sendo capaz de controlar a pressão de poros da formação.

Durante anos a indústria vem desenvolvendo e praticando procedimentos para controlar esse tipo de situação. Infelizmente, a exposição de acasos com hidratos em operações de perfuração no Brasil ainda não é muito difundida, o que torna pobre as referências para o estudo de casos. Contudo, serão expostos dados referentes a métodos desenvolvidos para a incidência de hidratos.

### 3.1 DEFINIÇÃO

Para Flexim (2014), inibidores de formação de hidratos são substâncias solúveis em água, geralmente sais ou álcoois. Atuam por diversos mecanismos, tendo como objetivo principal evitar a formação de hidratos em sistemas de gás, o bloqueio de linhas de condução e as intervenções de manutenção dispendiosas. Os inibidores são injetados na boca do poço, normalmente por bombas de pistão de injeção, produzindo uma vazão pulsante e pressão altamente dinâmica.

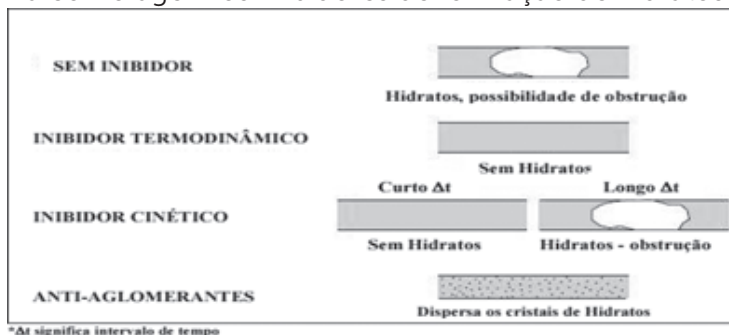
Os inibidores devem ser injetados na corrente gasosa antes que seja atingida a formação de hidrato, dispersando o gás com a utilização de bicos nebulizantes. Porém, dependendo das condições de operação, as quantidades de inibidores essenciais para evitar a formação de hidratos são excessivas, deste modo se faz necessário à utilização de inibidores de baixa dosagem.

Inibidores de baixa dosagem (cinéticos e antiaglomerantes) são polímeros de alto peso molecular, que podem prevenir nucleação ou crescimento de cristais durante tempo suficiente para que possa ser retomada a atividade. Também reduzem a quantidade de hidrato formado. Entretanto, não mudam a posição do envelope de hidratos, apenas atrasam o seu aparecimento (ANDRADE, 2009).

### 3.2 TIPOS DE INIBIDORES

Basicamente, os inibidores de hidrato podem ser classificados em três tipos: inibidores termodinâmicos, inibidores cinéticos e antiaglomerantes. A ação de cada um dos aditivos mencionados foi descrita de forma resumida por Frostman e pode ser observada na Figura 8.

**Figura 8** – Forma como agem os inibidores de formação de hidratos



Fonte: Andrade (2009).

#### 3.2.1 Inibição Termodinâmica

Os inibidores termodinâmicos são geralmente sais inorgânicos ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ ), álcoois (metanol) e glicóis (glicerol) que têm como objetivo principal reduzir a quantidade de água livre na mistura, com isso deslocar a curva de equilíbrio de fases,

desfavorecendo a formação de hidratos. Estes aditivos são utilizados quantidades elevadas na formulação dos fluidos de perfuração para ter o efeito desejado, em média de 10 a 60%, o que se torna uma desvantagem (ALMEIDA, 2015).

Na maioria dos casos os sais não exercem apenas a função de inibidor de hidratos, exercem também a função de adensante, inibidor de argilas etc. Os álcoois são excelentes inibidores, pois promovem a remoção do envelope de hidratos de forma permanente além de garantir uma boa faixa de subresfriamento. Por sua vez, como na maioria dos casos, são utilizados em grandes quantidades, podendo promover alguns inconvenientes, como a precipitação de sais inorgânicos. Outra desvantagem seria relacionada à incompatibilidade com alguns aditivos poliméricos e/ou surfactantes presentes na formulação do fluido de perfuração, podendo levar a precipitação deles.

### 3.2.2 Inibição Cinética

Os inibidores cinéticos são polímeros solúveis em água e reagem sinergicamente com glicóis e álcoois de alto peso molecular. Esses aditivos são capazes de retardar o início da nucleação e diminuem a taxa de crescimento de cristais de hidratos. Os inibidores cinéticos atuam em período pré-determinado, dependendo basicamente do *subcooling* (sub-resfriamento) a que está exposto o fluido e ao tempo de residência do fluido na zona de formação de hidratos (ALMEIDA, 2015).

Inibidores de baixa dosagem (sintéticos e antiaglomerantes) são polímeros de alto peso molecular, que podem prevenir nucleação ou crescimento de cristais durante tempo suficiente para que se possa ser retomada a atividade. Também reduzem a quantidade de hidratos formados. Entretanto, não mudam a posição do envelope de hidratos, apenas atrasam o seu aparecimento (ANDRADE, 2009, p. 46).

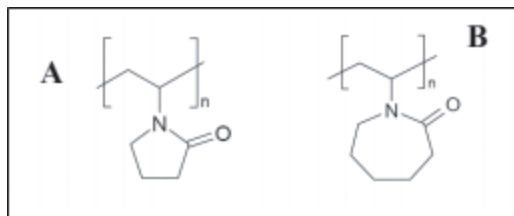
Para uma determinada pressão, o *subcooling* pode ser definido como a diferença entre a temperatura de dissociação e a temperatura ambiente como por exemplo, a temperatura de fundo do mar. O *subcooling* é efetivamente a força motriz da cinética de formação de hidratos. Quanto maior o *subcooling*, menor a eficiência do inibidor de hidratos. Existe um limite absoluto de *subcooling*, acima do qual a formação de hidratos é quase instantânea, independentemente da dosagem de inibidor cinético. Este limite atualmente está estimado ao redor de 14 a 15 °C.

Desta forma, para um determinado *subcooling*, a aplicabilidade de um inibidor cinético depende de sua capacidade de retardar a formação de hidratos por um tempo maior que o de permanência do fluido na zona de formação de hidratos.

A cinética de inibição de hidratos de gás geralmente se refere aos processos pelos quais as etapas de nucleação e de crescimento de cristais de hidratos são modificadas, usando uma baixa concentração de aditivos, na maioria deles poliméricos e surfactantes. Os inibidores cinéticos mais utilizados nos testes em fluidos são a poli(Nvinilpirrolidona) e seus co-polímeros e a poli(N-vinilcaprolactana). A estrutura desses dois compostos está

apresentada a seguir (FIGURA 9), em que a estrutura da poli(N-vinilpirrolidona) está representada pela letra **A** e a estrutura da poli(N-vinilcaprolactana) está representada pela letra **B**.

**Figura 9** – Inibidores cinéticos mais utilizados



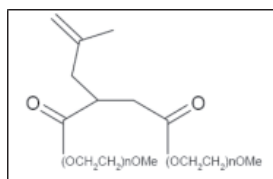
Fonte: Andrade (2009).

### 3.2.3 Anti-aglomerantes

Estes aditivos são basicamente polímeros e surfactantes, os quais, assim como os inibidores cinéticos, quando utilizados em pequenas quantidades já surtem os efeitos desejados. A função principal dos anti-aglomerantes é retardar a aglomeração de cristais e facilitar o transporte dos núcleos já formados, mas muitos deles também auxiliam no retardo da nucleação. É importante ressaltar que estes aditivos não têm capacidade de impedir a formação de cristais de hidratos, no entanto, ajudam bastante no transporte dos cristais formados.

Os anti-aglomerantes apresentam sensibilidade a soluções salinas. O aumento da concentração de sais leva o aditivo a atingir o ponto de névoa, circunstância que compromete sua ação. No entanto, estes materiais não sofrem influência significativa de condições de baixa temperatura e de alta pressão, o que é um ponto favorável. A estrutura mais usual é apresentada na Figura 10.

**Figura 10** – Polímeros de isobutileno succinato diéster de monometilpolietileno glicol



Fonte: Andrade (2009).

Na maioria dos casos estes polímeros têm grupos hidrofílicos que auxiliam na sua solubilidade em água. Muitos destes aditivos além da função de anti-aglomerantes exercem outras funções na formulação dos fluidos, sendo alguns deles utilizado até como encapsuladores de argilas.

## 3.3 ATUAÇÃO NO COMBATE À FORMAÇÃO DOS HIDRATOS

Uma forma comum de utilizá-los é no caso do tempo de residência, ou seja, o tempo em que os fluidos ficarão submetidos às condições favoráveis à formação

de hidrato, seja curto, mas não o suficiente para não formar hidrato. Desta forma, se utilizados, os inibidores de baixa dosagem podem atrasar a formação, permitindo a retomada da atividade (ANDRADE, 2009).

## 4 METODOLOGIA

Nesse sentido, esta pesquisa propôs descrever as características, condições da formação e causas da presença de hidratos na exploração e produção de petróleo. Para tanto, esse estudo ocorreu na forma de revisão bibliográfica por meio de revistas/periódicos voltados para esta linha de pesquisa, as quais foram obtidas em livros e sites especializados, como o Periódico CAPES.

## 5 CONCLUSÃO

Diante do que foi apresentado, foi possível observar que a presença de hidratos durante a produção de óleo pode causar prejuízos como o aumento significativo da viscosidade, a interrupção de produção para remover plugues de hidratos, dentre outros. Outro fator demonstrado na pesquisa diz respeito ao aquecimento das linhas de transmissão submarinas de petróleo, enquanto elas não estiverem ativas e a injeção de inibidores de formação, são apontados como soluções para evitar a formação dos hidratos, minimizando ou até, cessando os prejuízos causados pela sua formação.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Lara Maria Toledo Reis. **prevenção de hidrato com adição de inibidores**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/777/1/Monografia%20Final.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2016.

CARVALHO, R.B. **Análise de métodos de controle de hidratos em águas ultra profundas**. Rio de Janeiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

ANDRADE, Alex R. **Hidratos no âmbito da perfuração**: histórico, mecanismos de inibição e técnicas para análises de hidrato. Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <http://www.ppgem.ct.utfpr.edu.br/lacit/publicacoes/monografias/monografia%20Alex%20de%20Andrade%20-%20Vers%3o%20Final.pdf>. Acesso em: 20 maio 2016.

DRUMOND, Fabiano Garcia *et al.* **Análise econômica de campos marítimos de petróleo considerando a opção de substituição temporária de métodos de elevação de petróleo**: um estudo de caso. Espírito Santo, 2008. Disponível em: [http://www.portalpgo.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBPO473\\_05.pdf](http://www.portalpgo.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBPO473_05.pdf). Acesso em: 10 maio 2016.



FACULDADE SALESIANA. Otimização de Desempenho de Trocadores de Calor Compactos. **Revista de Engenharia da Faculdade Salesiana**. n. 1, p. 21-32, 2015. Disponível em: [http://www.fsma.edu.br/RESA/Edicao1/FSMA\\_RES\\_2015\\_1\\_05.pdf](http://www.fsma.edu.br/RESA/Edicao1/FSMA_RES_2015_1_05.pdf). Acesso em: 19 mar. 2016.

FERREIRA E SARAIVA, Alan Pinto; ROCHA, Marcelle Mendonça. **Importância da prevenção de hidratos para o processamento de gás natural**. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: < <http://pt.slideshare.net/engenheiroalanferreira/tcc-hidrato-alan-e-marcelle-9193567>. Acesso em: 21 mar. 2016.

SALLES, R. C. **Modelagem em frequência de um motor de bombeamento centrífugo submerso submarino utilizando o método dos elementos finitos**. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2011081901.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2016.

SILVEIRA, Luana Caroline. **Previsão de formação de hidratos em linhas de escoamento de petróleo e gás**. Rio Grande do Norte, 2016. Disponível em: [https://monografias.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/3062/1/TCC\\_2016.2\\_LuanaCaroline.pdf](https://monografias.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/3062/1/TCC_2016.2_LuanaCaroline.pdf). Acesso em: 5 mar. 2016.

THOMAS, José E. *et al.* **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 2ª Ed. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2004.

---

**Data do recebimento:** 21 de julho de 2019

**Data da avaliação:** 9 de novembro de 2019

**Data de aceite:** 12 de dezembro de 2019

---

1 Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: [vitoriacpaixaos@outlook.com](mailto:vitoriacpaixaos@outlook.com)

2 Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: [lide\\_dantas@hotmail.com](mailto:lide_dantas@hotmail.com)

3 Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: [fabricia\\_santandrea@hotmail.com](mailto:fabricia_santandrea@hotmail.com)

4 Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: [lyciacarolinne@hotmail.com](mailto:lyciacarolinne@hotmail.com)

5 Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: [marquinho.dg@gmail.com](mailto:marquinho.dg@gmail.com)

6 Professor do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: [jaceguaisoares@hotmail.com](mailto:jaceguaisoares@hotmail.com)