



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

Análise de Metodologia de Controle de Hidratos em Águas Ultra-Profundas

Rafael Brito de Carvalho

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Alexandre Mussumeci Valim de Freitas

Coorientador: Paulo Couto

Rio de Janeiro

Agosto de 2010

Carvalho, Rafael Brito

Análise de Metodologia de Controle de Hidrato em
Águas Ultra-profundas / Rafael Brito de Carvalho.- Rio de
Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

xiii,45 p.: il.; 29,7cm

Orientador: Alexandre Mussumeci Valim de Freitas

Co-orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola
Politécnica/Curso de Engenharia de Petróleo, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 38-39

1. Hidrato. 2. Garantia de Escoamento. 3. Técnicas de
Inibição. I. Mussumeci, A. V. F. II. Universidade Federal do
Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de
Petróleo. III. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO
POLI/COPPE/EQ

ANÁLISE DE METODOLOGIAS DE CONTROLE DE HIDRATOS
DE GÁS EM ÁGUAS ULTRA-PROFUNDAS

Rafael Brito de Carvalho

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE
DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA
POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA
A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Examinado por:

Alexandre Mussumeci Valim de Freitas
(Orientador)

Paulo Couto
(Co-orientador)

Virgílio José Martins Ferreira Filho

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
Agosto de 2010

Dedicatória

Dedico este projeto ao meu pai, Ricardo Rautt, e a minha mãe, Lenilza Brito, que sempre me apoiaram e sempre acreditaram no meu sucesso.

Agradecimentos

A todos os professores do curso de engenharia de petróleo, por toda benevolência e por todos os ensinamentos prestados.

Ao meu orientador, Alexandre Mussumeci, e ao meu coorientador, Paulo Couto, pela grande ajuda na elaboração deste trabalho.

A minha namorada, Sabrina, pelo apoio dado nas horas mais difíceis.

A todos os amigos da engenharia de petróleo, com os quais pude compartilhar ótimos momentos, todos muito enriquecedores.

E por fim, a toda minha família, que esteve ao meu lado em todos os momentos, sempre me dando suporte em tudo que eu precisava.

Sumário

DEDICATÓRIA	IV
AGRADECIMENTOS	V
SUMÁRIO.....	VI
GLOSSÁRIO	VIII
RESUMO DO PROJETO DE GRADUAÇÃO APRESENTADO À ESCOLA POLITÉCNICA/ UFRJ COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.	X
ABSTRACT OF UNDERGRADUATE PROJECT PRESENTED TO POLI/UFRJ AS A PARTIAL FULFILLMENT OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF ENGINEER.....	XII
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Objetivo e Motivação	1
1.2. Organização do Trabalho.....	2
2. HIDRATO	4
2.1. Estruturas do Hidrato.....	5
2.2. Características do hidrato	7
2.3. Cinética de formação de hidratos	7
2.4. Onde ocorrem os hidratos.....	9
2.4.1. Formação de hidrato no escoamento de óleo.....	9
2.4.2. Formação de Hidrato no escoamento de gás	11
2.4.3. Formação de hidrato durante a perfuração, completação e em testes de poços	13
3. FORMAS DE INIBIÇÃO DA FORMAÇÃO DE HIDRATOS	14
3.1. Inibidores termodinâmicos	15
3.1.1. Metanol	16
3.1.2. Etanol	18
3.1.3. Isopropanol.....	18
3.1.4. Monoetilenoglicol	18
3.2. Isolamento térmico	19
3.2.1. Poço.....	20
3.2.2. Equipamentos submarinos.....	20
3.2.3. Flowlines e Risers	20
3.2.4. Custo de isolamento	22
3.3. Calor Ativo.....	23
3.3.1. Aquecimento elétrico	23
3.3.2. Circulação de fluido quente em feixe	25
3.3.3. Circulação de óleo quente	25
3.3.4. Conclusões sobre o uso do calor ativo.....	26
3.4. Operação à baixa pressão	27
3.5. Remoção de água	27
3.5.1. Sistema de separação no poço	28
3.5.2. Sistema de separação submarina	28
3.6. Inibidores de baixa dosagem	29
3.6.1. Anti-aglomerantes	30
3.6.2. Inibidores Cinéticos.....	30
3.7. Exemplo de uso de inibidores de hidrato em campos no Brasil.....	31
4. ESTUDO DE CASO: FORMAÇÃO E REMOÇÃO DE UM PLUG DE HIDRATO NO CAMPO DE GOLFINHO, ESPÍRITO SANTO, BRASIL	32
4.1. Introdução	32
4.2. Teste de Broca (Drill Stem Test).....	33
4.3. Estratégia de combate ao hidrato.....	36
4.4. Algumas considerações sobre transferência de calor.....	38
4.5. Conclusões	42
5. CONCLUSÃO	43

BIBLIOGRAFIA	44
---------------------------	-----------

Glossário

Árvore de Natal – Conjunto de válvulas instaladas em poços de petróleo que controla pressão e vazão.

Asfaltenos – Mistura sólida de hidrocarbonetos com grande número de carbonos, apresentando anéis aromáticos. São insolúveis em hidrocarbonetos alifáticos e solúveis em solventes aromáticos.

Bar – Medida de pressão, que corresponde a 10^5 Pa, ou 10^5 Newtons por metro quadrado.

Flexitubo – Mangueira de aço com diâmetros usuais de 1.1/4”, 1.1/2”, 1.3/4” e 2”. É transportado em carretéis e são usados para operações de completação e intervenção no poço.

Flowline – Duto estabelecido no fundo do mar, que permite o transporte de petróleo e gás natural, ou injeção de fluidos. Seu comprimento pode variar de algumas centenas de metros a vários quilômetros.

Incrustação – Depósitos químicos de sais inorgânicos, tipicamente sulfato de estrôncio e bário ou carbonato de magnésio e cálcio.

Manifold – Conjunto de tubos, válvulas e instrumentos de monitoração montados sobre uma estrutura metálica que interliga o escoamento de vários poços com a unidade de produção. Pode ser um coletor ou distribuidor de fluidos produzidos ou injetados.

Parafinas – Mistura sólida de hidrocarbonetos saturados de cadeia predominantemente linear. Solúveis em solventes preferencialmente apolares e de baixo peso molecular.

Pipe-in-pipe – Duto composto de dois tubos de aço concêntricos. O espaço anular pode ser vazio, para circular fluido quente, por exemplo; pode ter um material isolante térmico ou sistema elétrico de aquecimento.

Plug – Tampão de hidrato. Causa entupimento do duto.

Psi – Medida de pressão, utilizada no sistema inglês. Representa a pressão que uma libra-força exerce em uma polegada quadrada.

Riser – Duto responsável pela condução do petróleo até a plataforma.

Subresfriamento – Diferença entre a temperatura da curva de hidrato (temperatura mínima para formação) e a temperatura ao qual se encontram os fluidos, dada uma pressão.

Tieback – Linhas submarinas.

Wildcat – Poços pioneiros geralmente perfurados para confirmação da presença de petróleo ou não no local. São usados também para testes preliminares.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

Análise de Metodologia de Controles de Hidrato em Águas Ultra-profundas

Rafael Brito de Carvalho

Agosto/2010

Orientador: Alexandre Mussumeci Valim de Freitas

Curso: Engenharia de Petróleo

A questão da formação de hidratos, comum nas linhas de águas profundas, é um dos problemas mais sérios na garantia de escoamento. Formar hidrato na linha significa problema no escoamento do fluido, que vai desde um aumento local de viscosidade e, portanto, maior dificuldade de escoar, até a formação de um plug de hidrato, que impede completamente o escoamento de qualquer tipo de fluido.

Muitas técnicas foram desenvolvidas para evitar a formação de hidrato na linha. As mais usadas incluem uso de produtos químicos, usados para que o hidrato se forme sob outras condições que não a que está submetido no momento, ou para atrasar sua formação no duto tempo suficiente para que se mude as condições do momento. As técnicas restantes envolvem transferência de calor e diminuição da pressão da linha.

O presente trabalho objetiva reunir informações sobre o hidrato, desde aspectos intrínsecos até formas de inibição. Essas informações foram obtidas através

de uma revisão bibliográfica, em que se constou características gerais do hidrato, formas de inibição e um estudo de caso realizado no campo de Golfinho, localizado no Brasil.

Palavras-chave: Hidrato, garantia de escoamento, técnicas de inibição.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

Methodology Analysis of Hydrate Control in Ultra-deep Water

Rafael Brito

August/2008

Advisor: Alexandre Mussumeci Valim de Freitas

Course: Petroleum Engineering

The issue of hydrate formation, common in deep water lines, is one of the most serious problems in flow assurance. Forming hydrate in line means trouble in disposing of the fluid, ranging from a local increase in viscosity and therefore more difficult to sell, until the formation of a plug hydrate, which completely prevents the flow of any fluid.

Many techniques have been developed to prevent hydrate formation in line. The most commonly include the use of chemicals, used to hydrate to be formed under conditions other than the one submitted at the time, or to delay its formation in the duct enough time to change the condition of the moment. The remaining techniques involve heat transfer and reduction of line pressure.

This paper aims to gather information about the hydrate, since intrinsic aspects to forms of inhibition. These data were gathered through a literature review,

which consisted of general characteristics of hydrate forms of inhibition and a case study in the Golfinho field, located in Brazil.

Keywords: Hydrate, Flow Assurance, Inhibition Techniques

1. Introdução

A formação de hidrato nas linhas de produção de petróleo e durante as fases de perfuração, completção e testes é tema de inúmeras pesquisas. Por representar um sério problema, estratégias de inibição aliadas a técnicas de inibição são utilizadas para combatê-lo. As condições de sua formação variam muito e dependem de diversos fatores, como temperatura, pressão, tipo de gases envolvidos, quantidade de água nos fluidos da linha, entre outros. O porquê do estudo do hidrato e de seus métodos de inibição serão mostrados a seguir.

1.1. Objetivo e Motivação

A prospecção de petróleo vem ocorrendo em áreas de acesso cada vez mais difícil, especialmente em águas profundas e ultra-profundas. E neste último caso, a necessidade de longas linhas (dutos por onde escoam o petróleo) e a existência de baixas temperaturas tornam a produção de petróleo mais complicada. Problemas como deposição de parafinas e asfaltenos e formação de plugs de hidratos dificultam bastante o escoamento do petróleo e por muitas vezes o impedem.

Muitas tecnologias foram desenvolvidas a fim de evitar a diminuição ou mesmo a paralisação da produção e evitar também problemas de formação de hidrato durante a fase de perfuração e completção. Entretanto, novos desafios vêm surgindo e o investimento na obtenção de novas tecnologias não deve parar. A aplicação de conhecimentos em diversas áreas, tais como mecânica dos fluidos, escoamento multifásico, química e termodinâmica, além do

entendimento das restrições operacionais mostra o porquê da garantia de escoamento ser uma área tão desafiadora.

Os desafios em garantia de escoamento são vários. Dentre eles, podemos citar a questão de como separar água do óleo em linhas profundas, a fim de se diminuir a injeção de inibidores de hidratos; separação de líquido e gás e bombeamento multifásico; resolver problemas de estabilização e recuperação no riser. A solução envolve uma combinação de processos. O sucesso frente a estes desafios permitirá acesso a campos economicamente inviáveis no momento.

O objetivo deste trabalho é fazer uma revisão bibliográfica sobre o hidrato e seus métodos de inibição. Busca também uma maior compreensão do problema através de uma análise de caso, onde situações práticas envolvendo formação de hidrato serão analisadas e discutidas.

1.2. Organização do Trabalho

Este trabalho foi dividido em quatro capítulos, incluindo esta introdução, mais as referências bibliográficas.

O capítulo 2 mostra uma revisão sobre hidratos, apresentando as principais estruturas e características, cinética de formação, além da forma como ocorrem e onde ocorrem.

O capítulo 3 aborda as técnicas de inibição de hidrato. Fala sobre as estratégias utilizadas e como através delas, se dá o uso de todos os principais métodos de inibição, que são: os inibidores termodinâmicos, isolamento térmico, calor ativo, despressurização, remoção de água e inibidores de baixa dosagem.

No capítulo 4, há um estudo de caso de inibição de hidrato ocorrido no campo de Golfinho, no estado do Espírito Santo, Brasil. Nele, mostram-se as estratégias empregadas para se evitar a formação de um plug de hidrato, as técnicas utilizadas na inibição, as falhas no uso das técnicas escolhidas e as possíveis causas dos insucessos iniciais.

2. Hidrato

Os hidratos são compostos cristalinos semelhantes ao gelo formados por água e moléculas de gás aprisionadas nas cadeias formadas pelas moléculas de água (NOTZ *et al*, 1996). É necessário para sua formação altas pressões e baixas temperaturas, além do contato da água com o gás.

O assim chamado “envelope de hidrato” ou simplesmente “curva de hidrato” mostra num gráfico P X T a região na qual esse composto é termodinamicamente estável. A figura 2.1 mostra um exemplo deste tipo de curva. A região de hidrato se localiza acima das curvas mostradas. A curva se ajusta de acordo com a densidade do gás, sendo a densidade do gás a massa específica do gás em relação à massa específica do ar. Portanto, é possível notar que a configuração dessa curva dependerá basicamente do tipo de gás do qual o hidrato é formado.

Analisando a curva, podemos observar que o hidrato é estável mesmo em temperaturas superiores a 0°C com apenas algumas dezenas de psi. Como a temperatura do mar em águas profundas em que passam as linhas não ultrapassa 4°C, o risco de formação de hidrato é alto.

Podemos observar varias estratégias para inibição de formação de hidratos. Dentre estas podemos destacar as seguintes: mudar suas condições de equilíbrio termodinâmico estável, isto é, deslocar o envelope de hidrato para a esquerda, tornando-o estável apenas em condições mais severas; retardar ou deturbar o aparecimento dos primeiros cristais, os quais são responsáveis pela formação de estruturas maiores devido a sua aglomeração; retirar parte da água do óleo, pois não havendo água, não há como se formar hidrato e, por fim,

diminuir as perdas de calor dos fluidos pela linha, mantendo os fluidos fora do envelope de hidratos.

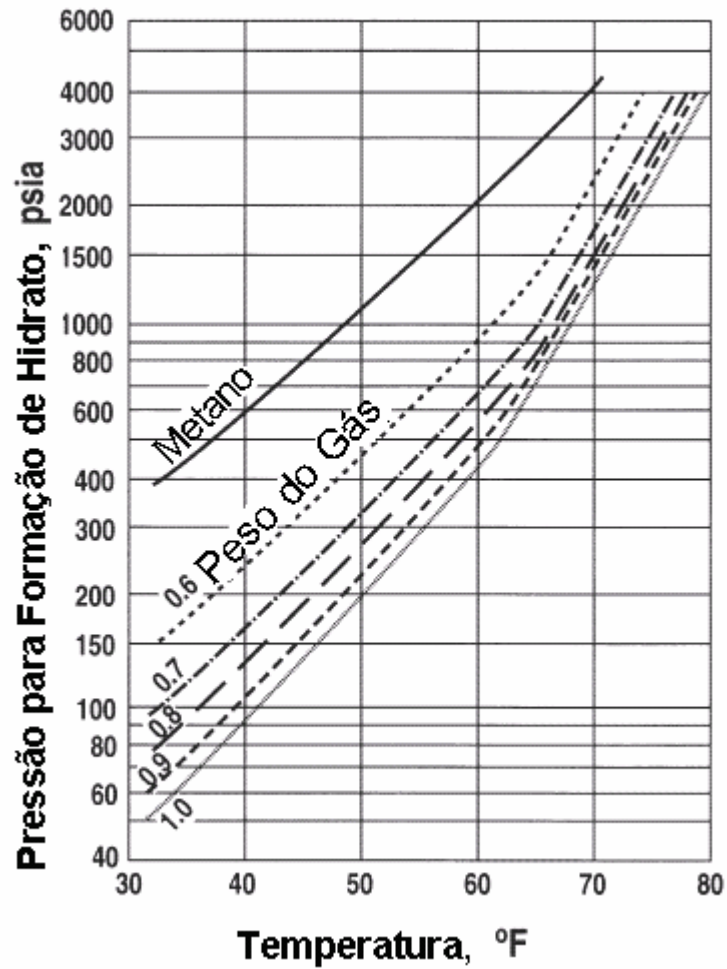


Figura 2.1 - Envelope típico de hidrato para gases com diferente densidade (Fonte: Adaptado de NOTZ *et al*, 1996)

2.1. Estruturas do Hidrato

Os cristais de hidrato podem ser representados como uma rede onde as moléculas de água ficam dispostas de tal forma que existam vazios entre elas. As duas estruturas são constituídas por cavidades no nível molecular, como “blocos

de construção”, que tem doze faces com cinco lados por face (5^{12}). Ligando os vértices da cavidade 5^{12} resulta na estrutura 1, com interstícios de grandes cavidades compostos de doze pentágonos e dois hexágonos ($5^{12} 6^2$). Ligando as faces das cavidades 5^{12} resulta na estrutura 2, com interstícios de grandes cavidades compostos de doze pentágonos e quatro hexágonos ($5^{12} 6^4$) (MEHTA, SLOAN, 1999). A figura 2.2 mostra um desenho tridimensional das estruturas.

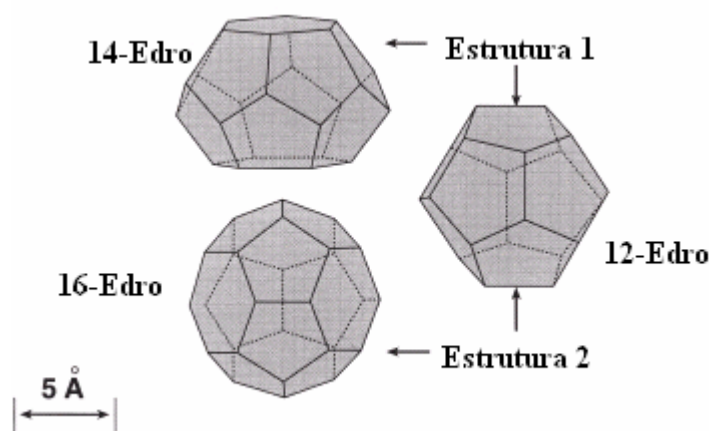


Figura 2.2 – Estrutura I e II dos Hidratos (Fonte: Adaptado de NOTZ *et al*, 1996)

A estrutura 1 é disposta sob a forma de cubo de corpo centrado, e é formada por moléculas de gases menores que o propano, justamente pelo menor tamanho de sua cavidade. É termodinamicamente mais instável que a estrutura 2. A estrutura 2 é formada por gases maiores que o etano e menores que o pentano. É a estrutura mais comum de hidratos na indústria do petróleo.

Além dessas duas estruturas, existe também a estrutura H, a qual consegue aprisionar gases de maiores moléculas em sua rede, mas pouco comum na indústria do petróleo. Por este motivo, será negligenciado neste trabalho.

2.2. Características do hidrato

O hidrato se assemelha em muitos aspectos com o gelo. O aspecto visual, aderência, força mecânica e densidade são algumas das semelhanças. Apresenta cor esbranquiçada, forte aderência com metais, boa resistência mecânica (sendo maior a do gelo) e densidades muito próximas, sendo estas menores que a da água e maiores que a grande maioria dos óleos (exceto óleos extremamente pesados).

A diferença entre eles ocorre basicamente na solubilidade dos gases e na condutividade térmica. Enquanto no gelo os gases são liberados por pequenos canais formados no gelo (SOUSA, 2009), no hidrato os gases são aprisionados na estrutura cristalina. E por causa desses gases aprisionados, sua condutividade térmica é bem menor que a do gelo, sendo cerca de quatro vezes menor.

2.3. Cinética de formação de hidratos

Para ocorrer formação de hidrato, é necessário haver: altas pressões, baixas temperaturas, água e gás, basicamente. Ou seja, a água e o gás devem estar dentro do envelope de hidratos.

Entretanto, mesmo havendo estas condições e substâncias, nada se pode afirmar sobre o tempo de sua formação. Diremos que tempo de indução é o tempo desde o primeiro contato entre o gás e a água e o instante de detecção da fase hidrato no sistema (SOUSA, 2009). Esta definição implica que a interface água/gás está sempre mutuamente supersaturada e, portanto, é o local mais provável de se formar hidrato.

Para ilustrar, considere um sistema contendo água e gás, dentro do envelope de hidrato, mas com temperatura de subresfriamento de apenas poucos graus centígrados (em torno de cinco graus). É observado que após um longo tempo, existe apenas gás e hidrato. Repetindo-se a situação, mas com um subresfriamento um pouco maior (cerca de dez graus), a formação de hidrato leva um tempo menor. O subresfriamento é a força motriz para a mudança de fase. Quanto maior seu valor, mais rapidamente é formado o hidrato e menor, portanto, o tempo de indução.

A ocorrência desse tempo de indução é devido à resistência do sistema à mudança de fase, do estado líquido para o sólido, chamado de metaestabilidade. Em outras palavras, a metaestabilidade ocorre quando a mistura se encontra dentro do envelope de hidratos, mas o surgimento dos primeiros cristais ainda não ocorreu. É necessária alguma perturbação no sistema para essa metaestabilidade ser quebrada. Em condições mais severas, o tempo de indução é reduzido, uma vez que estas condições quebram a resistência à mudança de fase. Fatores físicos, como presença de impurezas e padrão de escoamento, diminuem o tempo de indução.

As impurezas funcionam com sítios de nucleação do cristal, promovendo uma estruturação da água, diminuindo ou até mesmo cancelando a metaestabilidade. No caso do padrão de escoamento, o regime turbulento acelera a formação de hidrato, pois além de facilitar o contato água/gás, faz também com que o sistema saia da condição de metaestabilidade para um estado estável.

Portanto, pode-se notar que a formação dos hidratos é um mecanismo que depende basicamente do tempo. Este conceito é importante quando se deseja evitar ou pelo menos atrasar sua formação num riser ou num poço de petróleo.

Um pouco mais adiante, iremos ver que alguns inibidores de hidratos não impedem sua formação, mas apenas atrasam, o que em muitos casos é suficiente para se evitar problemas envolvendo hidratos. Daí a importância de se entender a cinética de sua formação.

2.4. Onde ocorrem os hidratos

Os hidratos são formados durante o escoamento de gás ou óleo (sendo este contendo gás e água necessariamente) em dutos, mas podem ocorrer também durante a fase de perfuração e completação de um poço ou de testes. A formação de cada um se dá de uma forma diferente. Os casos citados são apresentados a seguir.

2.4.1. Formação de hidrato no escoamento de óleo

Segundo a proposta de Lingelem (1992), num duto contendo óleo, água e gás dentro do envelope de hidratos, a formação do hidrato começa na fase aquosa emulsionada no óleo. A água, em contato com o gás, forma uma película de hidrato, inicialmente maleável, que isola a fase água da fase óleo. Com o tempo, esta película vai ficando mais firme. Por efeito de forças capilares de atração, as gotas se aglomeram com a película de hidrato. Essa aglomeração pode formar um plug de hidrato, como é mostrado na figura 2.3. A temperatura é função forte desta força.

TAMPONAMENTO EM ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

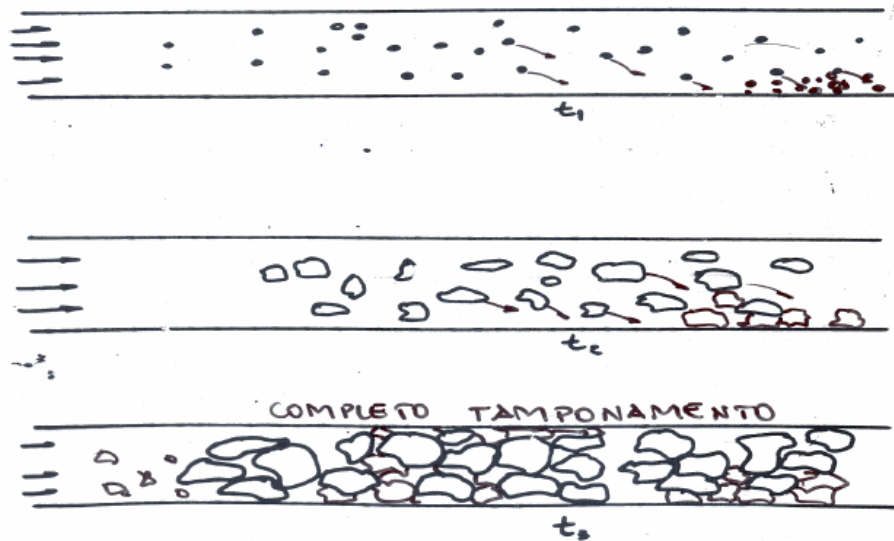


Figura 2.3 – Esquema de plugueamento em escoamento de óleo e gás

(Fonte: MUSSUMECI)

A aglomeração das gotas e das partículas de hidrato faz com que a viscosidade do óleo aumente significativamente. A figura 2.4 mostra uma emulsão com 70% de água, sendo que esta água está em suspensão sob a forma de hidrato. A alta viscosidade da mistura é notável. As perdas de carga e de pressão aumentam conforme a aglomeração aumenta, o mesmo ocorrendo com o risco de plugueamento do duto.

Emulsão RJS-495 70% wc



Figura 2.4 – Mistura contendo hidrato em suspensão (Fonte: MUSSUMECI)

2.4.2. Formação de Hidrato no escoamento de gás

Este caso é um pouco diferente do caso acima. Aqui há menos líquido no sistema, o que impede a formação de películas de hidrato nas gotas de água. Ainda segundo o modelo de Lingelem (1992), a formação de hidrato no escoamento de gás se dá da seguinte forma:

Primeiramente, temos que a água livre se encontra na parte inferior do duto e é oriunda da água produzida e da água condensada do gás. Assim sendo, os hidratos começam a se formar na parede do duto, onde a temperatura é mais baixa. Com o aumento dessa deposição, a área de fluxo diminui. Vale notar que a

deposição é irregular e se concentra na parte inferior do duto ou em regiões localizadas, não provocando uma redução concêntrica no diâmetro do duto, como é mostrado num exemplo na figura 2.5. Essa deposição aumenta as perdas de carga, causando perda de pressão do escoamento.

TIPOS DE TAMPONAMENTO

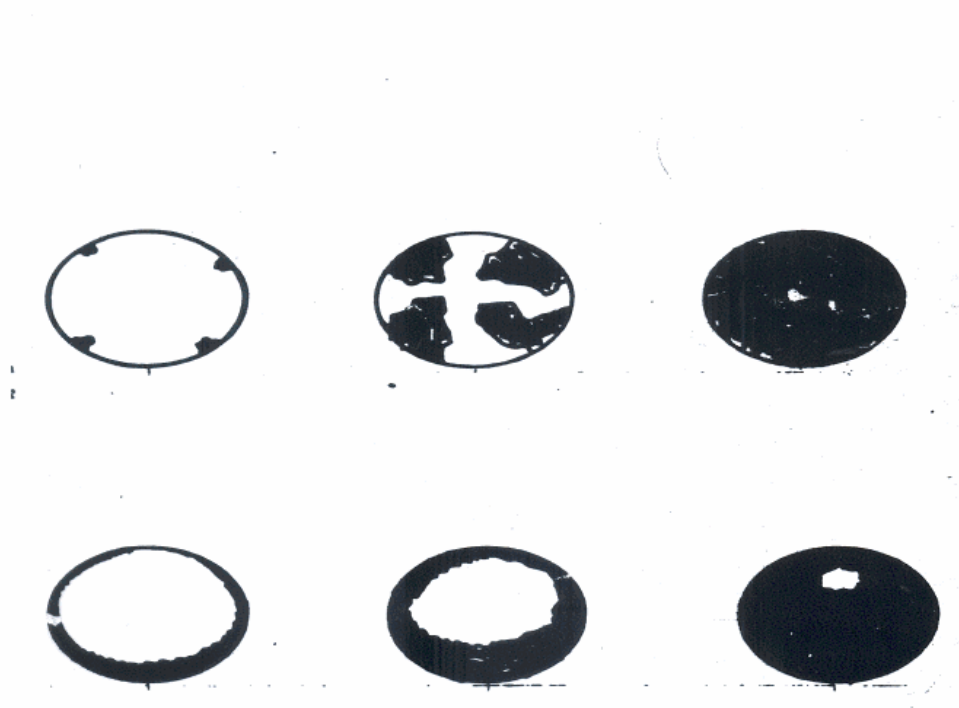


Figura 2.5 – Exemplos de plugueamento em escoamento de gás (Fonte: MUSSUMECI)

Com tempo, o depósito não suporta a tensão provocada pelo escoamento e é arrastado, causando pequenas perdas de pressão. Quando esse depósito se torna grande demais, o escoamento não consegue mais arrastá-lo e tem-se o plug de hidrato. A pressão de escoamento aumenta significativamente e em seguida, ocorre o bloqueio do duto.

Desta forma, temos que enquanto o bloqueio do duto de óleo se dá por aglomeração de pequenos cristais de hidratos, o bloqueio do duto de gás se dá pela formação de um plug de hidrato aderido à parede do duto.

São condições que devem ser levadas em consideração na hora de se desenvolver um inibidor de hidrato.

2.4.3. Formação de hidrato durante a perfuração, completação e em testes de poços

Durante a fase de perfuração, completação e nos testes de poços, nos quais ocorrem operações comuns de engenharia tradicional como limpeza de poço, por exemplo, é comum que haja invasão de fluidos vindo da formação, dentre eles água e gás. E devido ao peso da coluna hidrostática do fluido de perfuração ou completação, associado às baixas temperaturas de águas ultra-profundas, o risco de se formar hidrato é real.

A formação de hidrato durante estas fases é nocivo porque pode impossibilitar a passagem de ferramentas, aumenta as perdas de carga ou pode mesmo obstruir por completo as tubulações. O problema se torna maior a medida que a lâmina d'água em que ocorre a operação é maior. Isso significa mais tempo o fluido em contato com a água do mar a baixa temperatura durante a circulação e, portanto, um maior tempo perdendo calor para o meio e maior possibilidade do fluido de entrar na região de hidrato.

Soluções para este problema incluem uso de fluidos de perfuração com menor densidade e uso de inibidores, como veremos a seguir e na análise de caso.

3. Formas de Inibição da Formação de Hidratos

Muitas práticas foram desenvolvidas para evitar a formação de hidratos nas linhas de produção de petróleo e em casos onde possa também ocorrer essa formação, como por exemplo, um poço em fase de perfuração, completação ou de testes. Estas práticas devem ser avaliadas a fim de se estabelecer qual é a mais apropriada a ser utilizada em determinada situação. Na avaliação devem constar questões técnicas, nível de proteção, operatividade, riscos e custos. Deve-se considerar também a aplicação de todas as técnicas para o sistema de produção submarina para produção contínua, quando houver uma paralisação e para seu posterior reinício, caso seja o chamado reinício frio, em que o ambiente ao qual está submetido a parada apresenta baixa temperatura. Semelhantes cuidados são necessários durante a perfuração, completação e na realização de alguns testes de coleta de dados. Isso porque o risco de se formar hidrato também é real, uma vez que é comum algum fluido da formação entrar no poço, dentre eles água e gás, os quais associados às baixas temperaturas das água ultra-profundas geram hidratos.

Vale dizer que controle e remediação de hidratos é um dos maiores desafios no desenvolvimento dos campos de petróleo. Um enorme esforço é requerido para fazer um sistema de produção que realize o controle de hidrato com aceitável nível de risco. O uso de uma ou outra tecnologia leva em conta a eficiência de seu resultado e acima de tudo, os custos associados (STEVEN COCHRAN, 2003).

Serão discutidas agora algumas técnicas de contenção de hidratos.

3.1. Inibidores termodinâmicos

São aditivos capazes de mudar as condições termodinâmicas para a formação de hidratos, tornando-as mais severas. A ação desses inibidores pode ser observada através da figura 3.1, em que o envelope de hidratos é deslocado para a esquerda de acordo com a composição do inibidor na mistura.

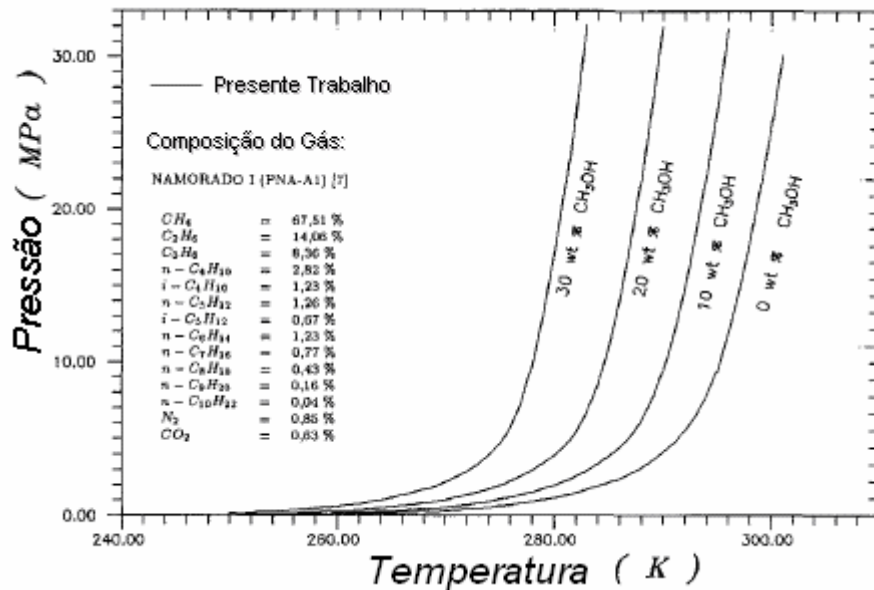


Figura 3.1 – Exemplo da ação de um inibidor termodinâmico no envelope de hidratos (Fonte: Adaptado de ROSSI, GASPARETTO, 1991)

Este tipo de inibidor tem uma série de vantagens sobre outros inibidores tais como:

- Redução da temperatura de formação.
- Podem evitar formar hidratos em qualquer condição a depender de quanto inibidor é usado.
- Alguns deles, como o metanol, inibem tanto na fase vapor com na fase líquida, tendo importância em operações transientes.
- Funcionam com qualquer mistura de hidrocarbonetos.

Entretanto, apresentam algumas desvantagens, que são:

- Necessitam de grandes quantidades para funcionarem.
- Requerem grandes estoques e sistemas de bombeamento, que aumentam o investimento a ser feito.
- Podem apresentar incompatibilidade com outros produtos químicos utilizados, tais como inibidores de corrosão e parafina, por exemplo.
- Podem causar precipitação de sais da água produzida, gerando problemas de incrustação.

A seleção de inibidores deve levar em consideração algumas questões importantes, que são basicamente o custo, logística, questões ambientais e impacto de qualidade no produto final.

Os mais usados são: metanol, etanol (principalmente no Brasil) e monoetileno glicol. Outros glicóis, sais e isopropanol também podem ser usados.

3.1.1. Metanol

É, junto com monoetilenoglicol, o inibidor termodinâmico mais utilizado. Suas vantagens são várias em relação a outros inibidores, das quais podemos relacionar:

- É mais efetivo na redução da temperatura de formação de hidratos que glicóis.
- É menos provável precipitar sais da água produzida.
- É menos viscoso.
- É melhor para remediar a formação de blocos de hidratos.

- Por rapidamente ir para a fase de vapor, é mais efetivo para retomadas de produção.
- É injetado diretamente no poço, sendo pouco provável afetar a perfuração.

O ponto de injeção do metanol é importante, já que só age a partir deste ponto. Normalmente, não é usado na produção contínua, devido aos enormes custos, tanto de logística quanto de seu preço propriamente dito, já que é consumido em bastante quantidade.

Outro ponto importante é que o metanol deve ser usado na quantidade certa, de acordo com a quantidade de água produzida. Se utilizado em quantidade menor que a ideal, pode acelerar a cinética de formação do hidrato, sendo nocivo, portanto, ao poço. Normalmente, é injetada no poço uma quantidade superior à necessária, a chamada margem de segurança, para não haver este tipo de problema e garantir que vai haver metanol suficiente em todos os pontos do fluido produzido.

O uso do metanol também apresenta alguns riscos, como:

- Perigo de baixa dosagem, principalmente por não se conhecer exatamente a produção de água.
- O metanol não chegar a todos os locais e assim, haver perigo de formação local de hidrato.
- Dosagem muito alta de metanol pode contaminar o óleo produzido, podendo ser recusado em algumas refinarias.
- Problemas com leis ambientais para descarte
- A logística envolvendo o metanol pode definir as condições de abandono do campo.

3.1.2. Etanol

Tem as vantagens e desvantagens bem similares a do metanol (PEAVY, CAYIAS, 1994). É vantajoso usá-lo quando há facilidades de transporte e de preço. Por este motivo, é utilizado no Brasil. Entretanto, pode ser necessário utilizar 50% a mais em peso de etanol em relação ao metanol para atingir a mesma supressão de hidrato que este último.

3.1.3. Isopropanol

É o álcool menos usado como inibidor termodinâmico (PEAVY, CAYIAS, 1994). Tem uma série de desvantagens, como o fato de ser menos eficiente que o metanol e o etanol, sendo necessária duas vezes mais quantidade em peso para a mesma supressão de hidrato, e por não formar uma fase contínua com a água. O Isopropanol pode ser separado numa segunda fase com menores níveis de sais que o metanol e o etanol, limitando seu uso como inibidor. Seu principal uso está nos fluidos de completação, para aumentar sua inibição ao hidrato e reduzir tensões interfaciais, gerando fluidos com características desejadas. É menos viscoso que a maior parte dos glicóis.

3.1.4. Monoetilenoglicol

Apresenta viscosidade maior que a do metanol e etanol (PEAVY, CAYIAS, 1994). Apresenta também a vantagem de ser reciclado mais facilmente, apesar de ser bem mais caro que o metanol. Entretanto, é necessária maior quantidade em peso para ter o mesmo efeito do último. Mas por ser mais denso, o volume a ser usado tende a ser menor. A tabela 3.1 mostra um exemplo

da redução de temperatura de um envelope de hidrato em relação à quantidade de inibidor para uma determinada quantidade de água. Podemos notar que neste ponto, o metanol é mais eficiente.

Os glicóis com mais peso molecular, como o dietilenoglicol e trietilenoglicol são mais viscosos e são mais facilmente reciclados. Entretanto, exigem maior quantidade em peso em relação à quantidade de água.

Tabela 3.1 – exemplo do efeito do metanol e do etileno glicol (Adaptado de KELLAND et al)

Concentração (Água, %)	ΔT (°C) Metanol	ΔT (°C) Etilenoglicol
5	2.1	1.0
10	4.5	2.2
15	7.2	3.5
20	10.1	4.9
25	13.5	6.6
30	17.4	8.5
35	21.8	10.6

3.2. Isolamento térmico

A idéia de isolamento térmico é manter as temperaturas fora do envelope de hidratos por mais tempo (STEVEN COCHRAN, 2003). Esse período maior permite aos operadores parar e recomençar a produção num sistema ainda aquecido ou preparar um sistema para uma parada mais longa. Facilita também o aquecimento dos fluidos quando houver um sistema para isso num recomeço de produção.

Cada parte pela qual escoo a produção, o isolamento tem uma característica diferente. Isso porque as temperaturas, tensões e condições ambientais envolvidas são bem diferentes. Falaremos um pouco sobre cada parte.

3.2.1. Poço

Podem ser usados como isolamento o tubo de isolamento a vácuo, em inglês vacuum-insulated tubing (VIT), ou fluido de completação gelificado. O isolamento do poço faz com que a temperatura chegue alta na cabeça de poço mesmo com um fluxo baixo. Isso é interessante em reservatórios com temperaturas baixas.

3.2.2. Equipamentos submarinos

O isolamento se dá comumente com espuma sintética. A geometria das árvores de natal, manifold e dos outros equipamentos, entretanto, dificulta o isolamento efetivo. Esse isolamento permite que, durante uma parada, os fluidos não entrem na faixa de formação de hidratos rapidamente. É bom destacar que as perdas de calor no ato da operação são insignificantes e o isolamento perde sua função.

3.2.3. Flowlines e Risers

Para flowlines e risers existe um grande número de opções de isolamento. A escolha do isolamento mais apropriado acarretará grande impacto no custo de capital no sistema submarino. Algumas opções para flowlines são:

- Turbo rígido externamente isolado
- Tubo flexível isolado
- Aterramento
- Pipe-in-pipe
- Feixe

Algumas opções para risers:

- Tubo flexível isolado
- Isolamento externo SCR
- Pipe-in-pipe SCR

O nível de proteção do isolamento dependerá do fluxo de produção, temperatura do reservatório, tamanho do tieback, e sistema de isolamento escolhido. Além disso, também definirá a taxa de produção mínima do sistema de produção.

Geralmente o sistema de isolamento é feito manter a temperatura do fluido acima da temperatura de subresfriamento por um determinado tempo, o suficiente para que haja a retomada da produção depois de uma parada. Este tempo varia de seis a vinte quatro horas. Vale dizer que o tempo de subresfriamento determinado pelo isolamento não depende apenas da condutividade térmica do material isolante. Depende também da sua massa envolvida no processo. Se a massa é grande, o tempo é maior. Assim, para flowlines, dutos em feixe e aterramento fornecem maior massa e geralmente aumentam o tempo de subresfriamento.

Os riscos associados com o isolamento são vários. Dentre eles, podemos destacar a degradação do desempenho térmico com o tempo, baixo desempenho do isolante e que perdas de calor por convecção não são levados em conta.

3.2.4. Custo de isolamento

O custo total do uso de um isolante vai depender basicamente do coeficiente de transferência de calor do material utilizado. Na figura 3.2 é mostrado o custo para um tubo não revestido, um tubo do tipo pipe-in-pipe (PIP) e para um feixe de tubos em 1995.

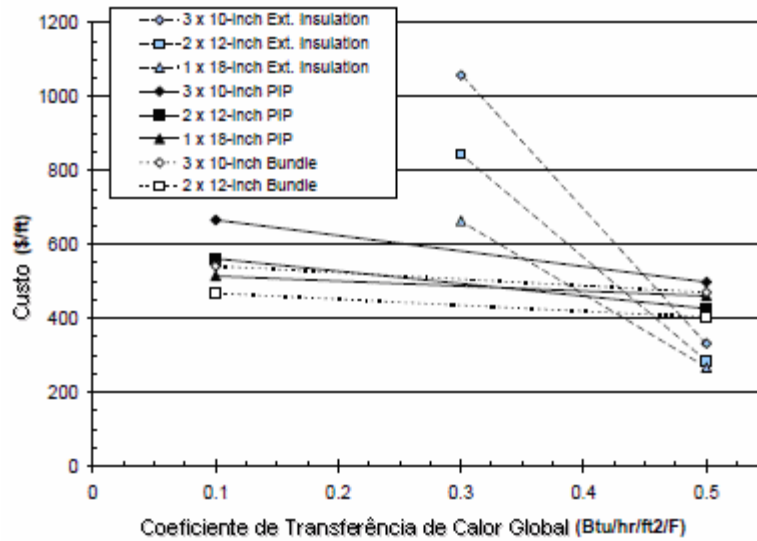


Figura 3.2 – Exemplo de custos de isolamento (Fonte: Adaptado de COCHRAN, 2003)

É possível notar que, quanto menor o coeficiente global de transferência de calor do material, maior o custo por unidade de comprimento. Tubos sem isolamento são mais rentáveis quando não é necessário um isolamento muito efetivo. E quando há necessidade de menores coeficientes de transferência de calor, PIP ou tubos em feixe apresentam custo de capital menor.

3.3. Calor Ativo

Usado principalmente em risers e flowlines. É usado em conjunto com isolamento térmico para minimizar perdas. As técnicas usadas em calor ativo constituem em aquecimento elétrico, circulação de fluido quente e circulação de óleo quente.

3.3.1. Aquecimento elétrico

Técnica que amadurece rapidamente e em uso em novos campos offshore. Inclui uma série de vantagens, como eliminação da necessidade de despressurização do flowline e facilidades de remoção de blocos de hidrato onde outras técnicas não são eficientes. O tipo de aquecimento pode ser direto ou indireto.

O aquecimento do tipo direto usa o flowline como um condutor elétrico. Uma corrente de grande amperagem passa pelo duto e, devido à resistência elétrica do duto, ocorre o aquecimento. Existem quatro principais tipos de aquecimento direto.

No sistema pipe-in-pipe, dois tubos concêntricos são instalados com um anteparo colocado na extremidade. A corrente elétrica passa por um dos tubos, usa o anteparo como meio e volta pelo outro tubo.

Nos tubos simples totalmente isolados (sistema fechado), um cabo de força leva a corrente até a extremidade do flowline e essa corrente volta por ele. São necessários muitos cuidados com o isolamento elétrico.

Um sistema similar ao anterior, mas que dispensa o uso de isolantes elétricos é o tubo único com corrente aterrada. Com mecanismo semelhante, a

diferença aparece no fato de que parte da corrente é deixada passar para a água do mar. A água do mar em volta do tubo adquire o mesmo potencial que o flowline e evita o uso de isolantes.

Tem-se ainda o aquecimento direto de tubo em feixe. Os tubos estão dispostos em forma de feixe e são isolados eletricamente. Na extremidades, são unidos eletricamente. Dessa forma, a corrente passa por um dos tubos e volta pelo outro.

Já no aquecimento indireto, o aquecimento é feito por um elemento externo. Este equipamento é instalado do lado de fora do tubo e o aquece por condução. Existem dois principais tipos: aquecimento por indução e aquecimento por sinal.

O esquema do primeiro caso consiste em um cabo isolado eletricamente num tubo de aço, que é fixado junto ao flowline. Ambos estão conectados eletricamente na extremidade. Uma fonte de alimentação AC é conectada entre o tubo e o cabo na outra extremidade. As correntes passam através do cabo e voltam pelo tubo. Devido às propriedades magnéticas do tubo de aço, a corrente do cabo induz grandes correntes na superfície interna do tubo, gerando grande quantidade de calor. Esse calor é passado do tubo para o flowline por condução térmica.

No segundo caso, cabos elétricos atuam com elemento de aquecimento. Estes estão ligados diretamente à superfície externa do flowline. A corrente passa pelos cabos e os aquecem. Estes por sua vez aquecem o flowline. Este sistema geralmente é aplicado em tubulações on shore, e sem aplicação em sistemas submarinos.

O sistema de aquecimento elétrico oferece uma série de vantagens com relação ao controle de formação de hidrato. Algumas delas são: sequência operacional simples, atendem aos diversos componentes de um sistema submarino de produção, elimina necessidade de despressurização, elimina uso de inibidores e numa parada, as linhas de fluxo podem ser dispostas em pacotes, evitando o desgaste excessivo de válvulas submarinas.

O problema é que nem todos os projetos de sistemas de aquecimento elétrico são considerados maduros para serem prontamente empregados. Alguns estão sendo empregados em alguns projetos, outros apenas no início de fase de operação. Há ainda os que estão sendo testados e os que estão em fase de desenvolvimento. Utilizar aquecimento elétrico requer uso de tecnologias que poucos fornecedores dominam. E é altamente recomendado o uso de equipamentos de fornecedores com experiência em projetos ativos.

3.3.2. Circulação de fluido quente em feixe

Modo semelhante ao aquecimento elétrico, com a diferença de que o aquecimento é feito por um conjunto de tubos em forma de feixe que circulam fluido quente, normalmente água inibida, ao invés de usar eletricidade. As vantagens são as mesmas do caso anterior.

3.3.3. Circulação de óleo quente

Sistema muito usado onde a retomada da produção ocorre em ambientes frios. Óleo morto aquecido passa por flowlines e risers duplos até que os fluidos

sejam aquecidos e fiquem fora da região de hidratos. Uma vez quente, a produção pode ser retomada.

A grande vantagem desta técnica é o menor uso de inibidores termodinâmicos, como o metanol, para se evitar a formação de hidrato, já que os fluidos já estão sendo aquecidos com a produção. Quando todo sistema de produção é aquecido com produção, metanol deve injetado até que a produção esteja aquecida acima das condição de hidrato. Caso haja muita água nos fluidos produzidos, a operação pode se tornar inviável devido à enorme quantidade de inibidor que deve ser utilizada.

Essa operação também pode ser feita numa parada de produção. A circulação do óleo quente manterá os fluidos fora da curva de hidratos e a produção pode ser retomada na hora em que se desejar.

3.3.4. Conclusões sobre o uso do calor ativo

O calor ativo confere um bom nível de proteção para a formação de hidrato. Utilizando-o, o controle de hidrato é simplesmente uma questão de força, isolamento, e, para as operações transitórias, tempo. O calor ativo pode aumentar a flexibilidade operacional do sistema de produção submarina, tal que preocupações, incluindo corte de água, de retomada de produção e taxas de fluxo operacional, e os tempos de despressurização são de menor importância.

Para se utilizar o calor ativo, é necessário, entre outras coisas, geração e transmissão de energia, bombas, medidores e instrumentação. Vale dizer que seu uso exige um alto grau de complexidade no sistema submarino e daí, surge um

risco associado. Poucos sistemas como esses são empregados atualmente, e há pouca experiência nessa operação. Entretanto, seu uso vem aumentando.

3.4. Operação à baixa pressão

Consiste em manter a pressão do sistema baixa o suficiente para que os fluidos não entrem no envelope de hidratos. Entretanto, em águas profundas, a perda de pressão no riser é muito grande e não é possível usar essa técnica tanto para operações contínuas como de retomada. Já no caso de uma parada, é possível usá-la, já que todos os componentes da produção podem ser despressurizados.

Nem sempre é possível despressurizar abaixo das condições de hidrato. Isso porque a natureza do fluido ou a geometria do sistema o impedem. Caso a coluna de líquido, depois da despressurização, exerça pressão maior que as condições de hidrato, o problema volta a ocorrer. Flowlines inclinados para baixo e fluidos com alto GLR podem igualmente ter este problema.

3.5. Remoção de água

A idéia nesse caso é simples: remover a maior quantidade de água possível dos fluidos produzidos e desta maneira, impedir que se forme o hidrato. É uma técnica comumente usada para fluidos que serão exportados e transmitidos pelo pipeline. Há duas técnicas para remoção de água em produção submarina: uma que separa a água e descarta diretamente no poço e a segunda o faz num sistema submarino.

Além de ajudar no controle de formação de hidrato, a remoção de água facilita o escoamento e a subida de fluido, por deixar a mistura mais leve. Também evita que o manuseio, tratamento e o descarte sejam realizados na superfície.

3.5.1. Sistema de separação no poço

Desenvolvido para reduzir custos de capital e de operação, consiste em retirar a água da produção e bombeá-la para o reservatório ou alguma outra zona. Isso é feito através de um separador que se utiliza da gravidade. Bombas elétricas são utilizadas para reinjetar a água separada. Vale dizer que esta técnica só foi utilizada em campos on shore.

3.5.2. Sistema de separação submarina

A separação da água da produção é feita por um sistema submarino, composto de um separador por gravidade, uma bomba para reinjetar a água produzida e alguma instrumentação e equipamentos. Estes são necessários para controlar a bomba e o separador, a transmissão de energia e produtos químicos quando necessários.

Essa técnica não remove completamente a água da produção, sendo necessário algum outro método inibidor de hidratos combinado para proteção da linha. O método a ser utilizada vai depender da quantidade de água remanescente na produção.

3.6. Inibidores de baixa dosagem

São inibidores relativamente recentes. A substituição dos inibidores mais tradicionais, como os termodinâmicos, por estes pode significar redução dos custos, não somente do inibidor em si, mas também custos dos transportes e tamanho da injeção, bombeamento e instalações de estocagem.

Esses inibidores são polímeros de alto peso molecular, que podem prevenir nucleação ou crescimento de cristais durante tempo suficiente para que possa ser retomada a atividade (KAHN, 2007). Também reduzem a quantidade de hidrato formado. Entretanto, não mudam a posição do envelope de hidratos. Apenas atrasam o seu aparecimento. Uma forma comum de os utilizar 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.

Como o nome sugere, são usados com baixa dosagem, com algo em torno de 0,1% a 1,0% do peso total de água. Isso possibilita reprojeter facilidades de produção numa escala menor e assim, baratear o projeto.

Possuem algumas desvantagens, tais como o fato de serem ineficientes em subresfriamentos maiores que 10°C e quando há a presença de impurezas. Possuem também “janela de concentração” (MUSSUMECI) muito alta, podendo variar de 0,1% até 1%, conforme foi dito anteriormente.

Podem ser de dois tipos: os anti-aglomerantes e os inibidores cinéticos.

3.6.1. Anti-aglomerantes

São usados para prevenir plugs de hidrato, em vez da formação do hidrato. O inibidor anti-aglomerante permite que se formem cristais de hidratos, mas os mantém pequenos e bem dispersos na fase óleo. Ao contrário do outro tipo de inibidor de baixa dosagem, pode ser usado em subresfriamentos tão altos quanto 23°C. A eficiência deste inibidor pode depender também do tipo de óleo, da salinidade da água e do corte de água.

Alguns dos inconvenientes são:

- Relativo alto custo por unidade de volume
- Apresenta toxicidade
- Menos efetivo em altos cortes de água
- Pode ser necessário prévia quebra de emulsão água-óleo

3.6.2. Inibidores Cinéticos

A ação desses inibidores consiste em atrasar a nucleação e o crescimento dos cristais de hidrato. Somente funcionam como inibidores na fase água, portanto devem ser dissolvidos em água ou dispersos. Apesar de funcionarem com qualquer corte de água, aparentemente, sua ação só ocorre com subresfriamento relativamente baixo, com cerca de 12°C. Isso restringe sua aplicação em águas ultraprofundas. E como apenas aumenta o tempo de formação de hidrato, são usados em paradas de produção e seus benefícios são limitados por esse tempo.

3.7. Exemplo de uso de inibidores de hidrato em campos no Brasil

Tabela 3.2 – Exemplo de técnicas de inibição de hidratos em campos brasileiros (Fonte: Adaptado de COCHRAN, 2003)

Petrobras Roncador Brasil Offshore	<ul style="list-style-type: none"> • Flowline individual rígido isolado com polipropileno. Requer UID de 5,95W/m²/K para flowlines. • Algumas operações contínuas dentro da região de hidrato é tolerada. Baseada na experiência de operações anteriores e testes de escoamento com amostras de óleo, acredita-se que cristais de hidrato irão se formar, mas não formarão blocos. • Para maior tempo de vida em altos cortes de água, a injeção de inibidores cinéticos é planejado para alguns poços. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolvimento de campo de óleo. • Lâmina d'água de 1400m até 2000m • Distância média do Tieback de 8 km. • 31° API para o óleo e ponto de orvalho em 14 °C.
Petrobras Marlim Brasil Offshore	<ul style="list-style-type: none"> • Flowline e risers flexíveis; alguns são isolados. • Reinício prévio, uso do pig para deslocar a água do flowline. • Injeção de etanol na árvore. • Durante a parada, deslocar a árvore com etanol. • Remediação via depressurização • Controle de parafinas é mais uma unidade significativa no desenho da planta. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolvimento de campo de óleo • Lâmina d'água de 620m até 1100m • Distância média do Tieback de 8 km • Temperatura do leito marinho variando de 4 a 6 °C.

A tabela 3.2 mostra o uso de algumas técnicas de inibição de hidratos conforme o caso. A primeira coluna se refere às empresas operadoras e o campo em questão. A segunda coluna, as técnicas usadas e a terceira, apresenta alguns comentários.

4. Estudo de caso: Formação e remoção de um plug de hidrato no campo de Golfinho, Espírito Santo, Brasil

Será discutido um caso de formação de hidrato num poço perfurado em que foram utilizadas várias técnicas de inibição, mas de uma forma inicialmente curiosa, somente a técnica considera mais extrema resolveu o problema (MUSSUMECI *et al*, 2005).

O motivo da escolha deste caso é pelo fato de ele contextualizar as informações anteriores. Estas foram apenas apresentadas e muito pouco foi mencionado sobre casos práticos. Este estudo de caso mostrará como pode surgir um problema real envolvendo formação de hidrato e como se deve ter em mente uma estratégia de combate para, posteriormente, se poder utilizar das técnicas mais convenientes de inibição neste combate.

4.1. Introdução

O caso a ser analisado ocorreu no campo de Golfinho, que possui 1402 metros de lâmina d'água, em Julho de 2004. O local do poço é considerado de águas profundas e está localizado a leste do estado do Espírito Santo, Brasil. A figura 4.1 mostra a localização através de um mapa.



Figura 4.1 – Localização do campo de Golfinho (Adaptado)

O poço em questão é o chamado ‘wildcat’, ou seja, um poço de prospecção. Foi perfurado para ser usado em testes, a fim de se determinar a viabilidade econômica de completção de um poço. Zonas individuais foram temporariamente isoladas, para se determinar algumas características importantes do reservatório, tais como índice de produtividade, pressão, propriedades dos fluidos, entre outros.

4.2. Teste de Broca (Drill Stem Test)

O teste feito para tal foi o teste de broca, ou drill stem test (DST). O DST fornece dados de pressão e fluidos, e esse processo, além de certo grau de periculosidade intrínseco, apresenta o risco de formação de hidrato no período de retorno de fluxo. Água pode ser produzida junto com óleo e gás, vinda do filtrado de fluido de perfuração ou da invasão de fora do intervalo de produção. E durante a limpeza do poço, esses fluidos devem passar por um ambiente frio,

incluindo a coluna de perfuração e o riser. A perda de calor para o meio faz com que a temperatura dos fluidos fique abaixo da mínima para haver formação de hidrato.

Foram feitos dois DST, com seqüência operacional da seguinte forma: DST1, logo após seria realizado um teste de injetividade e por fim, DST2. Os DST se diferenciavam pela profundidade que iam ser realizados.

O DST1 foi feito com sucesso e logo depois, foi feito o teste de injetividade. Neste teste, foi constatado perda de fluido de completação. Óleo Diesel foi colocado na coluna de perfuração e o poço foi gradualmente aberto. Etanol foi bombeado a 220 litros por hora para a árvore de testes submarina. Testes realizados demonstraram que a água produzida foi maior do que se esperava. A figura 4.2 mostra o esquema do poço.

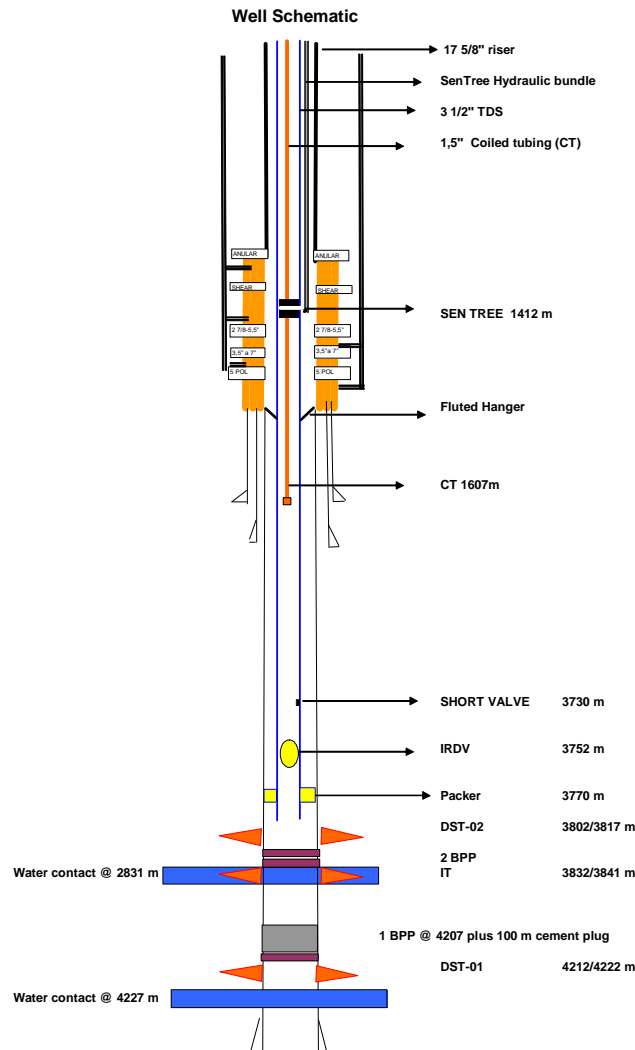


Figura 4.2 – Esquema do poço

Depois de onze horas de pré-escoamento, foram notados sinais claros de hidrato, que foram pressão estável e menor taxa de escoamento. Através de um mandril, foi localizado o ponto de formação de hidrato, que foi em 1087 metros de profundidade. Até então, a taxa de injeção de etanol foi mantida próxima a como estava anteriormente, entre 200 e 300 litros por hora. Mas, frente ao problema, foi decidido descer pelo poço um flexitubo a fim de aumentar a vazão de etanol e desfazer o hidrato formado. O flexitubo foi descido até 1500 metros e

encontrou resistência na profundidade de 1087 metros até 1294 metros do poço, até ser finalmente posicionado.

O poço foi novamente aberto com uma taxa de injeção de etanol bem mais alta, indo para 650 litros por hora. Entretanto, sinais de hidrato foram notados e o poço foi fechado. O etanol foi injetado à mesma taxa até retornar à superfície. O Poço foi aberto novamente, com etanol sendo injetado a 500 litros por hora. Não houve sinais de hidrato por um longo tempo, até que a injeção precisou ser paralisada devido a problemas de vazamento no flexitubo.

Após o período de reparo, cerca de 29 horas, o flexitubo foi reposicionado em 1742 metros e a injeção de etanol foi retomada. Entretanto, dentro de pouco tempo, foi detectado queda súbita de pressão no topside. O IRDV foi desligado e a retirada do flexitubo foi inicializada. Inicialmente, nenhum arrasto foi notado, até que em 1607 metros, o flexitubo ficou preso por causa de um bloco de hidrato.

4.3. Estratégia de combate ao hidrato

A figura 4.3 mostra o esquema de formação do plug de hidrato. A primeira estratégia adotada para desfazê-lo foi usar aquecimento ativo. Isso porque já estando o flexitubo posicionado, as facilidades de injetar fluidos quentes eram grandes. Entretanto, devido ao bloqueio do plug, os fluidos injetados deveriam ser realocados para dentro da formação.

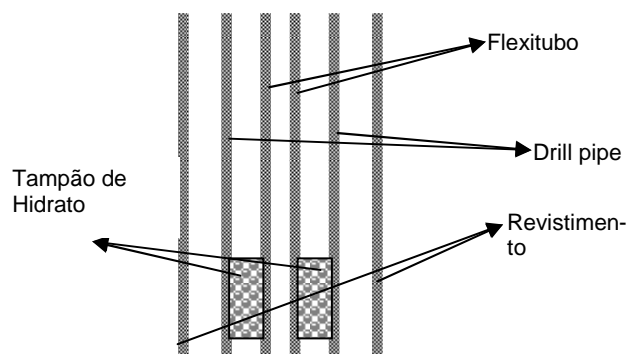


Figura 4.3 – Esquema da formação do plug de hidrato

Com ajuda de um software de simulação de hidrato, foi feita uma curva para o hidrato em questão. Com a curva, pode-se concluir que para a pressão ao qual estava submetida, que era de 130 bar, o hidrato se dissociava a 20°C.

Assim sendo, fez-se uma seqüência operacional, que foi primeiramente, injetar fluido quente. Se não funcionasse, a ideia era gerar calor no próprio local. Se falhasse, se cortaria o flexitubo para permitir a remoção do fluido de completação e a conseqüente despressurização da coluna hidrostática do anular, como caso extremo.

Foi possível injetar continuamente fluido quente com máxima pressão. A temperatura do fluido injetado era de 50°C. Inicialmente, simulações de transferência de calor mostraram que a temperatura do fluido vindo do flexitubo na área do hidrato seria de 35°C depois de cinco horas. Entretanto, depois de dois dias de injeção, o plug não foi desfeito.

A temperatura do fluido a ser injetado foi aumentado para 70 °C. A taxa de injeção foi mantida constante. Três dias depois, o problema continuou.

Partiu-se então para o próximo passo, que seria utilizar calor ativo no local. Uma solução de NaNO₂ (Nitrito de sódio) e NH₄Cl (Cloreto de Amônio) foi bombeada pelo flexitubo. Essa solução reage exotermicamente e, no

processo, gerou calor para levar a temperatura a 140 °C. Foram injetados 0,5 barris por minuto durante trinta minutos, mas não houve sucesso na dissociação do plug de hidrato.

Com essas duas tentativas infrutíferas, a maneira restante foi despressurizar o anular. Para tal, foi lançado um produto químico que cortou o flexitubo em 1350 metros, cerca de cinquenta metros acima do plug de hidrato. O flexitubo foi trazido à superfície. Um ejetor BHA foi instalado no flexitubo e lançado pela coluna de perfuração.

O fluido de completação remanescente foi extraído por injeção de nitrogênio. A dissociação de hidrato foi monitorada por aplicação de pressão abaixo do plug de hidrato por válvula de teste (300psi) e na linha química de árvore de teste submarina (2000 psi). Após dezesseis horas, o plug não foi desfeito.

Foi feita uma segunda injeção de nitrogênio e depois de três horas, uma repentina redução de pressão foi notada no monitoramento de pressão de 300 psi para a pressão atmosférica. Isso significou que o plug de hidrato foi desfeito.

4.4. Algumas considerações sobre transferência de calor

Foi feita uma análise de transferência de calor para o caso apresentado com ajuda de um simulador. O esquema utilizado foi de um fluido que escoava verticalmente num duto rodeado por dois espaços anulares contendo fluido estagnado. O objetivo era verificar se o fluido quente injetado, ao passar pelos 1400 metros de duto sob temperaturas baixas conseguiria manter sua temperatura

acima de 20 °C, ou seja, acima do envelope de hidratos previamente calculado. Desta maneira, o plug de hidrato seria derretido e o espaço anular desbloqueado.

O problema seria simples se fosse apenas um duto perdendo calor radialmente para o meio. Um modelo que utiliza apenas uma dimensão seria suficiente para resolver o problema. Acontece que há dois espaços anulares e isso dificulta bastante os cálculos, já não há como fazer a aproximação unidimensional.

Os dois fluidos do anular estão confinados. Para definir se os fluidos estão totalmente parados, ou sob efeito da convecção livre, pelo menos uma análise de estabilidade linear seria necessária (KUNDU, WHITE).

A configuração do espaço anular pode determinar quando as forças de empuxo podem ser maiores que as forças viscosas, ou seja, quando a convecção livre prevalece. Isso é determinado pelo número de Nusselt e correlações para tal podem ser encontradas em Ozisik.

Para se encontrar o número de Nusselt, consideremos a figura 4.4.

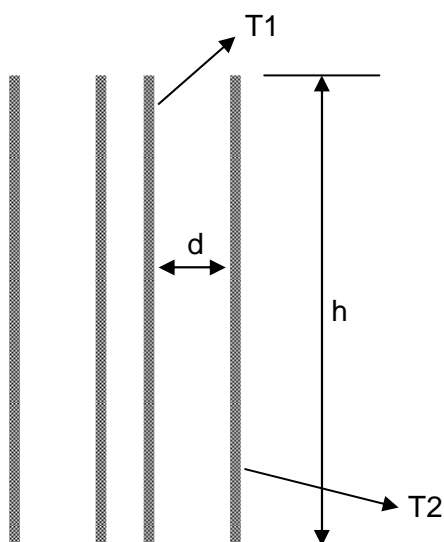


Figura 4.4 – Disposições das variáveis envolvidas no número de Nusselt

Primeiramente, se considerou as temperaturas interna T_1 e externa T_2 de ambos os cilindros constantes. O perfil de temperatura radial no espaço anular é estabilizado através de condução de calor, negligenciando convecção livre. Isto é a chamada solução base para o problema (KUNDU).

Dependendo da diferença entre T_1 e T_2 , o mecanismo de transferência de calor dominante pode ser por condução ou convecção. Isto vai depender se a força de empuxo vai superar as forças viscosas. Se a diferença for baixa, por exemplo, haverá mínimas correntes de convecção livre, devido à prevalência das forças viscosas, e a transferência de calor se dará por condução. Entretanto, se a diferença for alta, a densidade dos fluidos próxima à parede do duto se tornará diferente e aumentará as forças de empuxo. A transferência de calor se dará, portanto, por convecção. A figura 4.5 mostra um esquema de convecção livre num sistema similar.

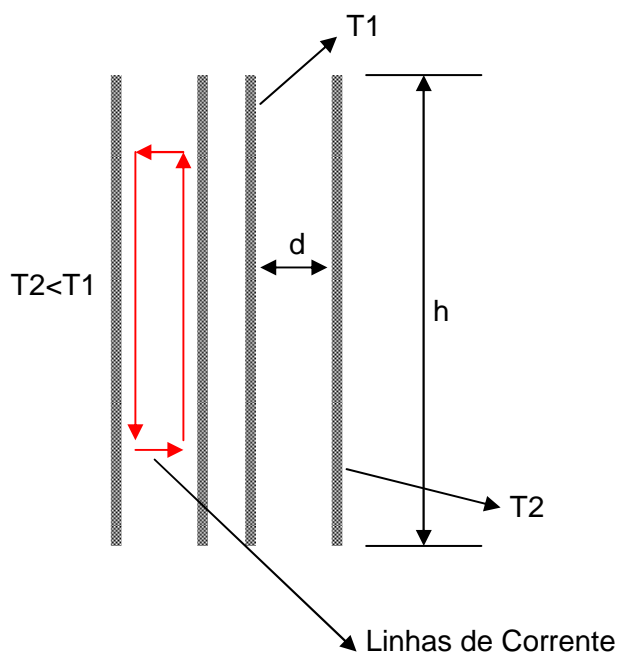


Figura 4.5 – Esquema de convecção livre

No caso do flexitubo, o comportamento é similar ao descrito anteriormente. Conforme a fluido vai escoando para baixo, a temperatura vai diminuindo. Assim, inicialmente, com a diferença de temperatura entre a parede do flexitubo e do meio não sendo muito alta, a transferência de calor se dará por meio de condução. À medida que desce, a temperatura cai e a transferência de calor se dará por convecção livre.

Uma análise simplificada mostrou forte tendência à convecção livre. Duas análises transientes de uma dimensão foram desenvolvidas, embora o ideal é que fosse feita uma análise mais rigorosa. A primeira análise considerou apenas transferência de calor por condução e na segunda, apenas por condução livre. O esperado é que o comportamento do caso analisado esteja entre os dois extremos.

A figura 4.6 mostra a temperatura em função do tempo da área em que estava localizado o plug de hidrato. Pode-se notar que se considerarmos apenas condução, a temperatura seria suficiente (acima de 20 °C) para derreter o plug de hidrato. Entretanto, se considerarmos a convecção livre, a temperatura da região pouco muda.

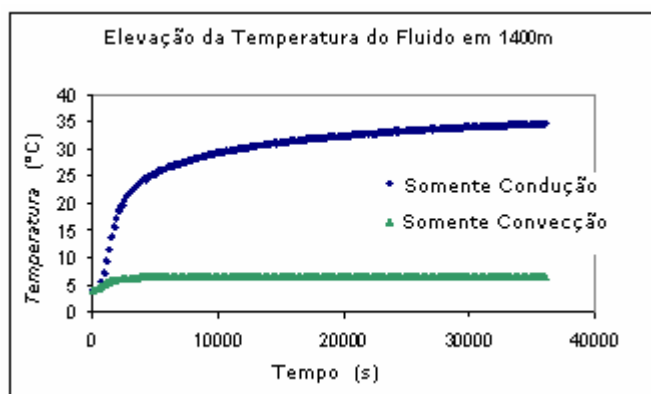


Figura 4.6 – Gráfico da temperatura em função do tempo para transferência de calor por condução e convecção livre

4.5. Conclusões

A produção de água durante a paralisação no poço foi maior do que o esperado. Essa produção excessiva fez com que o uso de inibidores termodinâmicos não fosse suficiente para evitar a produção de hidrato.

O uso do flexitubo para aumentar a injeção de etanol se mostrou ineficiente. A formação de hidrato na seqüência encravou o flexitubo no anular, que era a principal ferramenta para combater o hidrato.

Os métodos térmicos usados em seguida não foram efetivos porque a intensa transferência de calor não permitiu que os fluidos chegassem aquecidos na região de hidrato. Mesmo o aquecimento ativo não foi eficiente, porque a reação ocorria antes da hora e acabava perdendo calor para o meio durante o trajeto.

Apenas a medida extrema de cortar o flexitubo para permitir retirar o fluido de completção e aliviar a pressão hidrostática foi eficiente.

5. Conclusão

O problema de formação de hidrato se tornou comum após a exploração de petróleo começar a ser realizada em grande escala em águas profundas. A baixa temperatura e as altas pressões de ambientes submarinos de águas profundas foram as grandes responsáveis pelo problema.

Frente ao problema, muito foi investido em pesquisas para buscar novas técnicas de inibição e mitigação para o problema do hidrato. O resultado é a existência de uma pletera de métodos, todos adaptados aos mais variados problemas e situações.

Além da questão técnica, há a questão econômica. Preocupações envolvendo o CAPEX e o OPEX incentivaram ainda mais essas pesquisas, já que determinados métodos, como inibidores termodinâmicos e isolamento térmico se mostravam eficientes, mas extremamente caros, inviabilizando projetos.

O surgimento recente dos inibidores de baixa dosagem foi um exemplo de sucesso na redução dos custos. Apesar de terem certas limitações técnicas e de seu uso ainda estar em fase de desenvolvimento, a logística envolvida no transporte até a plataforma e a menor quantidade de material envolvida no processo de inibição permitem grande economia, tanto na planta de produção como nos custos operacionais.

A experiência adquirida no campo, ilustrada neste trabalho no estudo de caso, também mostra a importância de se conhecer e ter disponível várias técnicas de inibição e mitigação de hidrato. Neste estudo de caso, foram necessários três métodos diferentes para corrigir o problema, tendo em vista que as duas primeiras falharam, apesar de terem funcionado nas simulações feitas.

Bibliografia

Cochran, S., 2003, “Hydrate Control and Remediation Best Practices in Deepwater Oil Developments”, *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 5-8 May 2003.

Kahn, M. I., Islam M. R., 2007 , *Petroleum Engineering Handbook*, 1 ed. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

Kundu, Pijush, 2004, Cohen, Ira M., “Fluid Mechanics”, 3ed, *Elsevier Academic Press*.

Lingelem, Majeed, 1992, “Hydrate Formation and Control in long Distances Submarine Pipelines”, *Chemical Engineering Research & Design*, vol. 70, pp 38-42.

Mehta, A. P., Sloan, E. D., 1999, “Structure H Hydrates: Implications for the Petroleum Industry”, *Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, USA, 6-9 October.

Mussumeci, A. V. F., *et al*, 2005, “Formation and Removal of Plug Formed in the Annulus between Coiled Tubing and Drill String”, *Offshore Technology Conference*, 17229, Houston, Texas, USA, 2-5 May.

Mussumessi, A. V. F., “Hidratos de Gás”, notas de aula.

Notz, P. K., Bumgardner, S. B., Schaneman, B. D., Todd, J. L., 1996, “Application of Kinetic Inhibitors to Gas Hydrate Problems”, *Offshore Technology Conference*, 30913, Houston, Texas, USA, 1-4 May.

Ozisik, Necati M., 1985, “Basic Heat Transfer”, 1ed, *Mcgraw-Hill UK*.

Peavy, M. A., Cayias, J. L., 1994, “Hydrate Formation/Inhibition During Deepwater Subsea Completion Operations”, *Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, LA, USA, 25-28 September.

Rossi, L. F. S., Gasparetto, C. A., 1991, “Prediction of Hydrate Formation in Natural Gas System”, *Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, October 6-9.

Sousa, J. S. A., 2009, *Produção de Petróleo I*, Salvador, Bahia, Brasil, 2009.

White, Frank M., 2005, “Viscous Fluid Flow”, 3 ed., *McGraw-Hill Science/Engineering/Math*.