

AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA PRESENÇA DE BACTÉRIAS REDUTORAS DE SULFATO EM LINHAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NA BACIA DE CAMPOS

Érica Santos Carvalho de Almeida

Bacharel em Ciências Biológicas pela Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF/RJ)
Pós-graduada em Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS)/ISECENSA
ericascarvalho@uol.com.br

Maria das Graças Machado Freire

Dr^a. em Biologia Funcional e Molecular pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Coordenadora do Centro de Pesquisa e Pós-Graduação do ISECENSA
Prof^a do curso de Pós-Graduação em Segurança, Meio Ambiente e Saúde do ISECENSA
Maria.freire@terra.com.br

Shirley Katyanne Lemos Rabelo

Bacharel em Química Industrial pela UFPA
MSc. em Engenharia de Reservatório e Exploração pelo LENEP/UENF
Prof^a do curso de Pós-Graduação em Segurança, Meio Ambiente e Saúde do ISECENSA
Skl.rabelo@gmail.com

Resumo

Processos de biocorrosão na superfície de metais são associados com microrganismos ou com os seus produtos metabólicos, tais como: enzimas, exopolímeros, ácidos orgânicos e inorgânicos e compostos voláteis como amônio ou sulfeto de hidrogênio (Beech and Gaylarde, 1999). A ocorrência de produção intensiva de sulfeto de hidrogênio (H₂S) em reservatórios de petróleo tem se mostrado um dos maiores problemas na indústria de petróleo devido o aumento do uso de água do mar como meio de recuperação secundária de petróleo (Penna et al., 2001). O objetivo, aqui, foi verificar o crescimento das bactérias redutoras de sulfato (BRS) em diferentes etapas do processo de tratamento de água de produção, através da análise diária da produção de H₂S pelo método da iodometria com arraste por nitrogênio, e avaliar a corrosão em aço carbono (ASTM A36) nas mesmas condições. Foi possível verificar que a produção de H₂S está diretamente ligada ao crescimento bacteriano e que os processos corrosivos ocorridos nas linhas de produção e de tratamento de óleo e água em plataformas de petróleo também estão associados a presença de gás sulfídrico, principalmente quando associado com a oxidação proveniente do ambiente marinho.

Palavras-chave: água de produção; bactérias redutoras de sulfato; H₂S; biocorrosão

Abstract

Biocorrosion processes at metal surfaces are associated with microorganisms or the products of their metabolic activities including enzymes, exopolymers, organic and inorganic acids, as well as volatile compounds such as ammonia or hydrogen sulfide (Beech and Gaylarde, 1999). The occurrence of intensive production of hydrogen sulphide (H₂S) in oil reservoirs has become one of the biggest problems in the oil industry, because seawater has been increasingly used as a means of oil secondary recovery (Penna et al., 2001). The objective, here, was checking the growth of the sulfate reducing bacteria (SRB) in different steps of the process of production water treatment, by diary analysis of H₂S production using the method of iodometry with nitrogen load and evaluate the corrosion in carbon steel (ASTM A36) under the same conditions. It was possible to verify that the H₂S production is directly linked to bacterial growth and that the corrosive processes occurring on the production and treatment oil and water lines into oil platforms are also associated with the presence of hydrogen sulphide, especially when coupled with the oxidation from the marine environment.

Key words: water production; sulfate reducing bacteria; H₂S; biocorrosion.

Introdução

A produção de petróleo é seguida de uma significativa produção de água, conhecida como água de produção, e compõe a maior parte do rejeito da indústria petrolífera. Quanto mais tempo um campo de petróleo for explorado, maior a sua produção de água (VIEIRA *et al.*, 2003). O Campo de Petróleo na Bacia de Campos já tem mais de 10 anos de produção e a curva de produção de água está em ascensão. Sabe-se que quanto mais água um campo de petróleo produz, maiores são os problemas relacionados ao processo. Uma maior quantidade de água entrando no processo de exploração e produção de petróleo influencia diretamente na qualidade do produto final.

No Brasil a exploração *offshore* (fora da costa) de petróleo está em pleno desenvolvimento, e a ocorrência de produção de sulfeto de hidrogênio (H₂S) tem se tornado um dos maiores problemas devido ao aumento da água do mar como meio de recuperação secundária do petróleo (FARQUHAR, 1997). No caso das plataformas de exploração e produção de petróleo, a presença de bactérias redutoras de sulfato (BRS) na água de produção, é uma das principais causas de corrosão em linhas e equipamentos.

Processos de biocorrosão na superfície de metais são associados não somente com os microrganismos, mas também com seus produtos metabólicos, tais como: enzimas, exopolímeros, ácidos orgânicos e inorgânicos, e compostos voláteis como amônio ou sulfeto de hidrogênio.

As bactérias redutoras de sulfato são microrganismos que realizam a redução desassimilativa do íon sulfato, na qual este íon atua como agente oxidante para metabolização da matéria orgânica. Nesse processo apenas uma pequena parcela do enxofre reduzido é assimilada pelos microrganismos, sendo a maior parte excretada na forma de íon sulfeto normalmente hidrolisado a sulfeto de hidrogênio livre (POSTGATE, 1984). A maioria das famílias de BRS são anaeróbicas restritas, podendo ser flageladas (planctônicas) ou sésseis (formadoras de biofilme), porém, segundo Geesey (1978), “a maioria das bactérias de sistemas aquosos são sésseis, ou seja, as que crescem em biofilmes complexos aderentes a superfícies submersas”.

Por conta da habilidade de metabolizar sulfato, gerando sulfeto de hidrogênio, as BRS demandam especial atenção dos profissionais da área de fluidos. Além de ser extremamente tóxico, o sulfeto de hidrogênio é extremamente corrosivo, sendo, portanto, agressivo para elementos metálicos que compõem o poço e demais equipamentos do sistema de produção de petróleo (MARQUES & SOARES, 2002).

Para combater estes problemas causados pelas BRS, a indústria petrolífera tem investido muito dinheiro em produtos químicos como biocidas ou inibidores da formação de biofilme. Porém estas bactérias possuem uma grande capacidade de se adaptar a ambientes hostis e desenvolver mecanismos de proteção a alguns biocidas freqüentemente utilizados, o que dificulta o controle de seu crescimento e conseqüentemente os danos causados.

Neste sentido, este trabalho se propõe a estudar a relação da produção de sulfeto de hidrogênio em águas de produção provenientes de diferentes etapas do processamento e tratamento de óleo/água de uma unidade marítima de produção de petróleo, com os índices de corrosão avaliados diariamente em cada amostra de aço-carbono submetida a estas águas de produção contaminadas por BRS.

Materiais e Métodos

Área de Estudo

O Campo de Petróleo está localizado na Bacia de Campos, como mostra a figura 1, distante aproximadamente 110 Km do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro, sendo composto por 10 plataformas de petróleo entre navios e SS (semi-submersíveis). Segundo o site da CPRM (Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais) Serviço Geológico do Brasil, o reservatório do Campo de Petróleo abriga petróleo de densidade de 17° a 21° API.

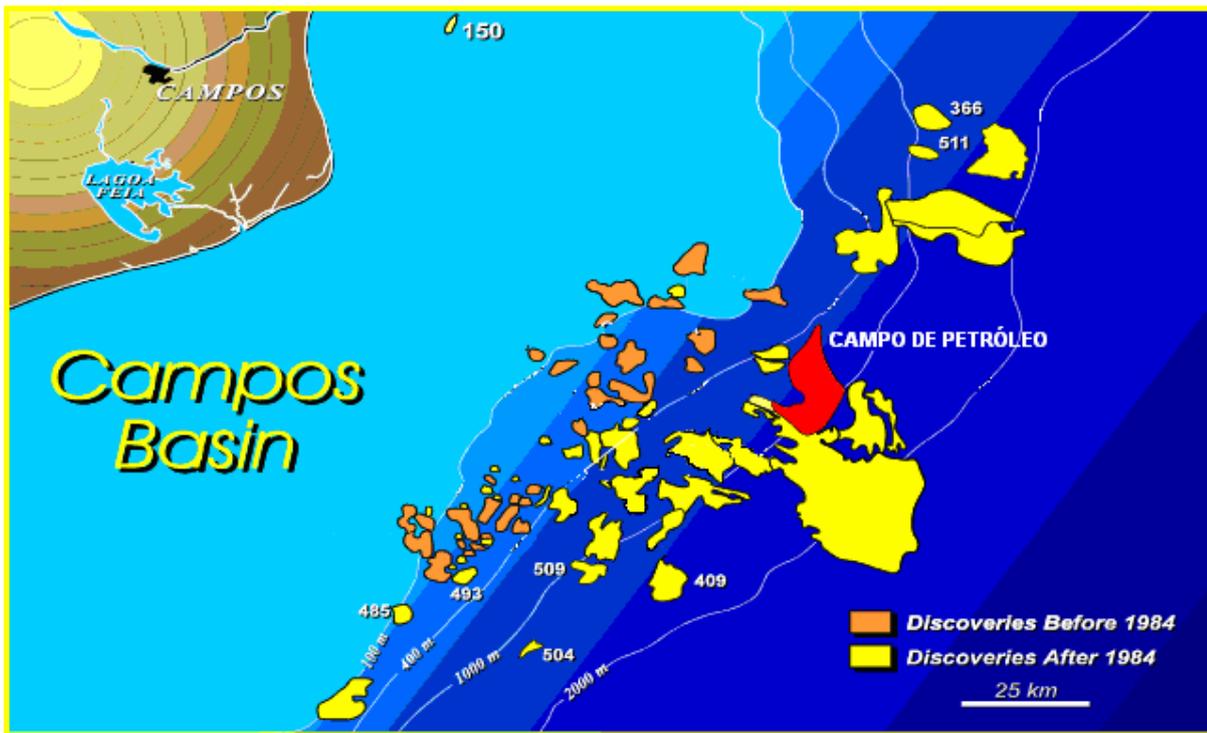


Figura 1: **Bacia de Campos:** Campos de exploração que compõem a Bacia de Campos

Fonte: Petrobras.

A Plataforma tipo FPSO (Floating Process Storage and Offloading), apresentada na figura 2, recebe uma vazão de até 200.000 bopd e pode armazenar 2.000.000 de barris de óleo nos seus tanques de carga. É responsável por tratar cerca de 6 % da produção de óleo da UN-BC (Unidade de Negócios da Bacia de Campos) e através dela escoar aproximadamente 10 % da produção de óleo de toda Bacia de Campos. A capacidade da planta de tratamento de água de produção é de 6240 m³/dia, sendo cada hidrociclone capaz de tratar 130 m³/h.



Figura 2: **Plataforma tipo FPSO:** Unidade Marítima FPSO (Floating Process Storage and Offloading) que processa, armazena e transfere óleo

Fonte: Petrobras.

Água de Experimentação

A água utilizada neste trabalho é proveniente do Campo de Petróleo. As amostras de água foram coletadas em três pontos do processo com diferentes temperaturas que variam de 90°C a 75°C no TO (tratador eletrostático), de 40°C a 35°C no tanque de separação e de 26°C a 22°C no tanque de decantação para descarte final da água (Slop Tanque), dependendo da situação operacional do processo, que influencia diretamente a temperatura nestas etapas.

A água que chega misturada ao petróleo é separada em duas etapas. A primeira o óleo não-tratado (BSW maior que 1%) segue, após pré-aquecimento, para os tanques de separação onde sofrem a primeira separação por decantação. A eficiência deste processo depende da temperatura (em torno de 40°C) e do tempo de residência que é estimado em aproximadamente 40 horas. Nesta etapa a maior parte da água é decantada.

A segunda etapa de separação ocorre no tratador eletrostático de óleo (desidratador), que recebe o óleo do tanque de separação após um segundo aquecimento nos aquecedores de água quente. Este óleo é então submetido a um campo elétrico alternado produzido por um conjunto de placas que recebem carga positiva e negativa alternadamente. No caminho em direção ao campo elétrico, já ocorre alguma coalescência (união de gotículas) provocada pelo campo elétrico de menor intensidade existente entre o nível da interface e a parte inferior das placas. Ao alcançar o campo elétrico principal, ocorre o restante da coalescência.

Esta água separada no TO segue também para os tanques de separação e se mistura à água da primeira etapa de separação. Como esta água ainda contém muitos resíduos oleosos é necessário que a mesma passe por um processo para retirada do excesso de óleo para só então poder ser descartada. Esta segunda parte do processo também se divide em duas etapas. Na primeira, a água do tanque de separação é bombeada para o hidrociclone onde através de pressão diferencial o resíduo oleoso é separado da água. Esta água previamente tratada no hidrociclone é enviada para o slop tanque sujo, onde permanece por um período de aproximadamente 40h de forma que através da decantação o restante do óleo se separa da água e por uma interligação tipo vasos comunicantes a água separada do óleo segue para o slop tanque limpo de onde é descartado para o mar, conforme mostra o desenho da figura 3.

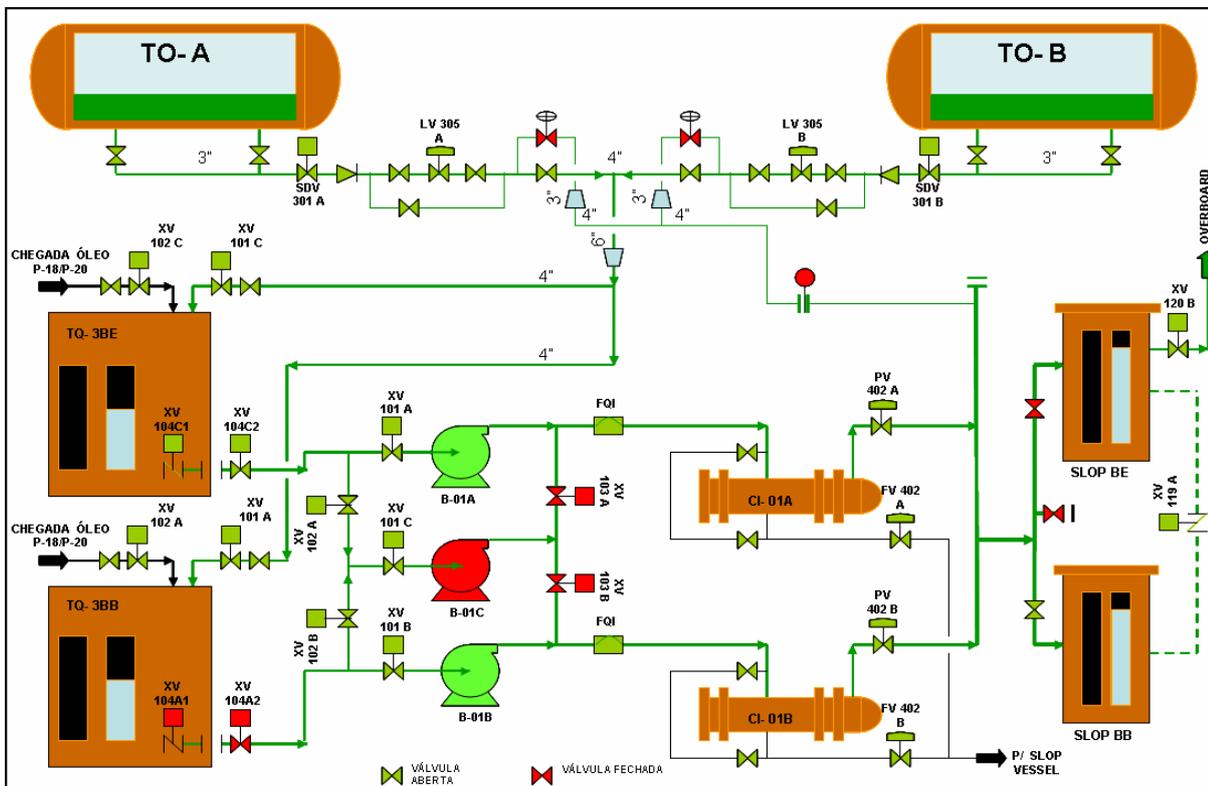


Figura 3: **Desenho Esquemático do Tratamento de Água:** Etapas e equipamentos para o tratamento da água de produção

Fonte: Petrobras

Avaliação da corrosão em liga metálica

A quantidade de carbono presente no aço define sua classificação. Os aços de baixo carbono possuem um máximo de 0,3% deste elemento e apresentam grande ductilidade. São bons para o trabalho mecânico e soldagem, não sendo temperáveis, utilizados na construção de edifícios, pontes, navios, automóveis, dentre outros usos. O ASTM A36 possui 0,26% de carbono máximo na sua composição, 0,04% de fósforo, 0,05% de enxofre, 0,40% de sílica e 0,202% de cobre. Dentre os aços estruturais existentes atualmente, o mais utilizado e conhecido é o ASTM A36, que é classificado como um aço carbono de média resistência mecânica. (Site do CBCA – Centro Brasileiro de Construção em Aço). Neste estudo a amostra de aço carbono utilizada foi o ASTM A36, por sua ampla utilização na Plataforma tipo FPSO.

As amostras de metais de aço carbono ASTM A36 não galvanizado, medindo 3cm X 5cm, foram submersas nas três diferentes águas de produção (tratador eletrostático, tanque de separação e slop tanque) e também em água destilada e deixada exposta ao ambiente, para ser o controle padrão.



Figura 4: **Amostras de Aço Carbono:** Peças de aço carbono (ASTM A36) não galvanizado antes de serem submetidas ao tratamento (Almeida, 2008)

As amostras foram colocadas submersas em galões contendo aproximadamente 5L de cada amostra de água. Estes galões ficaram fechados e guardados em local escuro na tentativa de simular, da forma mais aproximada possível, as condições de luminosidade e anaerobiose dos respectivos pontos de coleta no processo, porém não foi possível manter as respectivas temperaturas. Foi feita então análise da concentração de sulfeto de hidrogênio no dia da coleta (dia zero) e diariamente eram retiradas alíquotas de 130 mL de cada galão para análise durante mais onze dias consecutivos.



Figura 5: **Sistema fechado de produção de sulfeto de hidrogênio:** Galões contendo água de produção onde as amostras de aço carbono foram submersas (Almeida, 2008)

Avaliação do crescimento bacteriano (Determinação da concentração de sulfeto de hidrogênio)

O método utilizado para determinação da produção de sulfeto de hidrogênio foi obtido da Petrobras. A iodometria por arraste de nitrogênio é feita em duas etapas: o arraste do sulfeto de hidrogênio pelo N₂ e a iodometria propriamente dita.

A amostra a ser analisada foi coletada em um Erlenmeyer de 130 mL onde era acrescentado previamente 0,75 mL de (CH₃COO)₂Zn.2H₂O (acetato de zinco dihidratado) e 0,25 mL de NaOH (hidróxido de sódio), onde o sulfeto de hidrogênio reage com o acetato de zinco e precipita, conforme é mostrado na figura 6.

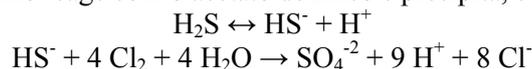


Figura 6: **Amostra de água para análise de sulfeto de hidrogênio:** Água de produção coletada em Erlenmeyer contendo 0,75 mL de acetato de zinco e 0,25 mL de hidróxido de sódio. É possível visualizar o sulfeto de hidrogênio precipitado devido à presença do acetato de zinco (Almeida, 2008)

Esta amostra foi então transferida para um kitassato, no qual uma mangueira de nitrogênio e um copo dosador estavam interligados. No copo dosador foram colocados 10 mL de ácido clorídrico (HCl) 6N que foi adicionado à amostra para liberar o sulfeto de hidrogênio em suspensão e facilitar o seu arraste pelo nitrogênio. A este kitassato também estavam interligados, em série, dois frascos lavadores, conforme mostra a figura 7.

Em cada frasco lavador colocou-se 95 mL de água destilada e 5 mL de acetato de zinco. Então a válvula da mangueira de nitrogênio foi aberta e deixou o arraste ocorrer por 60 minutos.

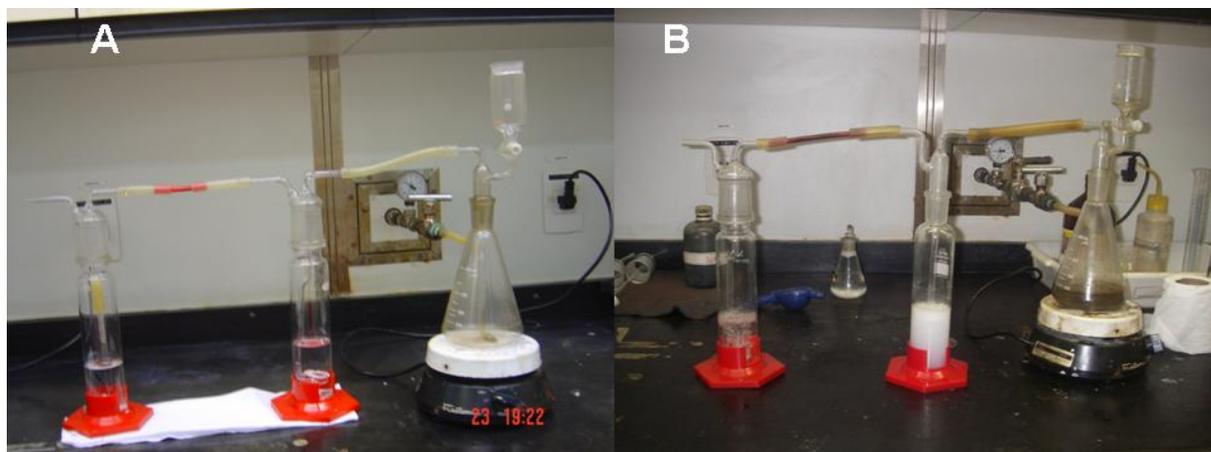


Figura 7: **Arraste por Nitrogênio:** **A)** Esquema de análise de sulfeto de hidrogênio presente na água de produção pelo método de arraste por nitrogênio; **B)** Análise de sulfeto de hidrogênio em andamento, onde se pode ver pela turbidez da água a fixação do sulfeto no primeiro frasco lavador (Almeida, 2008)

Decorrido o tempo do arraste, adicionou-se 10 mL de iodo 0,025 N nos fracos lavadores, sendo 8 mL no primeiro e 2 mL no segundo. A solução de iodo em iodeto aquoso tem uma cor amarela intensa a castanha. No caso da coloração amarela começar a clarear, deve-se adicionar mais solução de iodo de 5 em 5 mL, apenas no primeiro frasco até que a coloração amarelo forte se fixe.

Após a adição do iodo os fracos lavadores foram colocados em descanso por 10 minutos em local escuro. Ao final dos 10 minutos o conteúdo dos fracos lavadores foi transferido para um outro Erlenmeyer onde foi feita a titulação com a solução padronizada de tiosulfato de sódio ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$) na concentração de 0,025 N (mesma concentração da solução de iodo), conforme figura 8.



Figura 8: **Iodometria:** **A)** Adição de Iodo nos fracos lavadores; **B)** Transferência da amostra para o Erlenmeyer (Almeida, 2008)

Para a detecção do ponto de virada nesta titulação utilizamos o indicador goma de amido. O amido reage com o iodo na presença de iodeto, formando um complexo de cor azul intensa. Porém o amido forma com o iodo um complexo insolúvel em água, cuja formação impede a adição do indicador no início da titulação, por esta razão, nas titulações com iodo, a solução de amido só foi adicionada imediatamente antes do ponto final, quando a cor começa a clarear. Outro problema do amido é a ocorrência de um ponto final com "desvio", que é marcante quando se trata de soluções diluídas (<http://www.ufpa.br/quimicanalitica/iodometria.htm>).

O ponto final da titulação ocorre quando a solução se torna transparente.

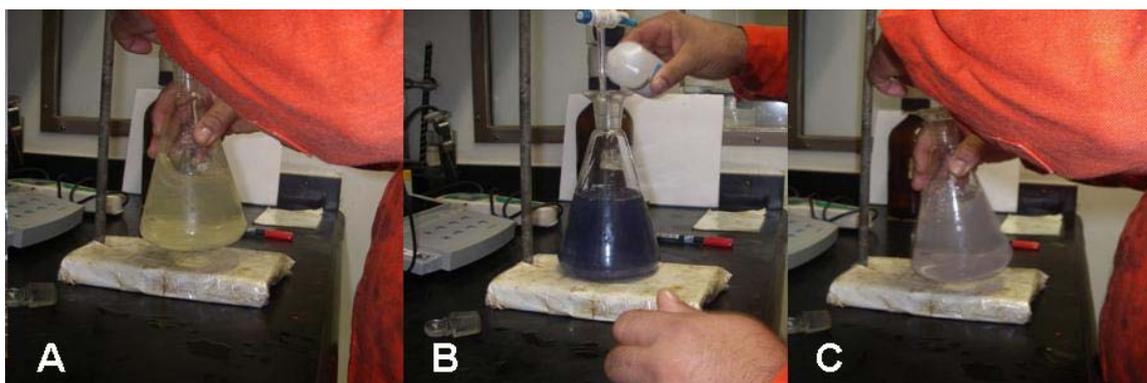


Figura 9: **Titulação com tiosulfato de sódio:** **A)** Primeira titulação; **B)** Adição do indicador goma de amido; **C)** Ponto de virada (Almeida, 2008)

Com base no volume gasto na titulação, no volume gasto de iodo e o branco calculado previamente, utilizou-se a fórmula abaixo para calcular a concentração de sulfeto de hidrogênio nas amostras:

$$\frac{\text{Vol. Branco} - \text{Vol. Gasto (tiosulfato)} \times \text{Concentração (tiosulfato)} \times 16 \times 1000 \times \text{Fator do tiosulfato}}{\text{Vol. da amostra.}}$$

Temos:

$$[\text{H}_2\text{S}] = \frac{14 - \text{Vol. Gasto} \times 0,025 \times 16 \times 1000 \times 1,04}{130} \text{ mg/L}$$

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Avaliação da corrosão em liga metálica (ASTM A36)

Neste estudo fez-se uma avaliação da ação do sulfeto de hidrogênio na corrosão de ligas metálicas cuja composição é a mesma das linhas de produção de óleo *offshore*. É importante ressaltar que a corrosão é um processo contínuo e ocorre mesmo na ausência do sulfeto de hidrogênio, principalmente em um ambiente extremamente hostil como o ambiente marinho, porém sua presença na água de produção deixa o meio ainda mais agressivo.

Na figura 10 (A e B) a liga metálica, que ficou 11 dias submersa em água de produção do TQ de separação 6BB, apresentou um ponto de corrosão profundo, justamente em um dos pontos de contato com o barbante de algodão. Mas também foi possível verificar outros pontos de corrosão menos profundos em toda superfície da chapa.



Figura 10: Corrosão X Água TQ 6BB: **A)** Chapa de aço carbono retirada do galão após 11 dias submersa em água de produção do TQ 6BB; **B)** Chapa aço carbono após lavagem em água corrente para melhor visualização (Almeida, 2008)

Na análise da figura 11 (A e B), pode-se verificar que a corrosão na liga metálica, que ficou 11 dias submersa na água do TQ de separação 6BE, não apresentou a mesma corrosão profunda da anterior, entretanto a corrosão menos profunda se fez presente e amplamente distribuída em toda extensão da chapa, como ocorreu também na chapa do 6BB.



Figura 11: Corrosão X Água TQ 6BE: **A)** Chapa de aço carbono retirada do galão após 11 dias submersa em água de produção do TQ 6BE; **B)** Chapa aço carbono após lavagem em água corrente para melhor visualização (Almeida, 2008)

A figura 12 (A e B) representa a amostra de liga metálica que ficou submersa na água da última etapa do tratamento pré-descarte (Slop tanque de BE). Nesta foto foi possível verificar que ocorreu a precipitação de sulfeto de hidrogênio sobre a chapa, porém a corrosão não se mostrou uniforme em toda superfície, ocorrendo apenas nos pontos de contato com o barbante que prendia a chapa. Esta corrosão é semelhante àquela da figura 10.



Figura 12: **Corrosão X Água Slop BE:** **A)** Chapa de aço carbono retirada do galão após 11 dias submersa em água de produção do slop tanque de BE; **B)** Chapa aço carbono após lavagem em água corrente para melhor visualização (Almeida, 2008)

A figura 13 (A e B) mostra a análise feita com água do TO, onde a corrosão se mostrou menos agressiva e pode-se verificar a presença de pontos de corrosão por oxidação da liga metálica, diferente do que foi identificado nas amostras de aço carbono anteriormente testadas. Nesta amostra fica difícil visualizar os pontos de corrosão após a limpeza da chapa.



Figura 13: **Corrosão X Água TO:** **A)** Chapa de aço carbono retirada do galão após 11 dias submersa em água de produção do tratador eletrostático de óleo; **B)** Chapa aço carbono após lavagem em água corrente para melhor visualização (Almeida, 2008)

Na figura 14 (A e B) temos um exemplo perfeito da oxidação da liga metálica, quando a amostra de aço carbono foi colocada submersa em água destilada pelo período de 11 dias. Partimos do princípio que na água destilada as bactérias redutoras de sulfato não se fazem presentes e conseqüentemente não há formação de sulfeto de hidrogênio.



Figura 14: **Corrosão X Água Destilada:** **A)** Chapa de aço carbono retirada do galão após 11 dias submersa em água destilada; **B)** Chapa aço carbono após lavagem em água corrente para melhor visualização (Almeida, 2008)

Na figura 15 verificou-se que a oxidação ocorreu da forma esperada para uma liga metálica sem proteção catódica que ficou exposta ao ambiente marinho (atmosfera) que por si só já é extremamente agressivo.



Figura 15: **Corrosão X Ambiente Marinho (atmosfera):** Chapa de aço carbono após 11 dias de exposição ao ambiente marinho.
Fonte: Almeida, 2008

Com base nos resultados encontrados pode-se observar uma relativa diferença entre corrosão por oxidação da liga metálica ocorrida na água destilada e no ambiente marinho (atmosfera) com a corrosão encontrada nos tanques de separação e slop tanque. Porém um fato relevante foi a indicação de corrosão por oxidação ocorrida na amostra de liga metálica utilizada no experimento com a água de produção do tratador eletrostático (TO).

Considerando a diferença entre a intensidade da corrosão na liga metálica utilizada na água destilada (figura 14) com a liga metálica utilizada na água do TO (figura 13) podemos dizer que o resíduo oleoso que se fez presente na água do TO pode ter funcionado como uma barreira protetora contra a oxidação da chapa. Assim como a quantidade de resíduo oleoso presente na água do TQ 6BE sendo muito maior que a quantidade de resíduo oleoso na água do TQ 6BB, também possa ter funcionado como barreira protetora evitando uma corrosão de maior profundidade nesta chapa (figura 11), diferente do que ocorreu no TQ 6BB (figura 12).

Avaliação do crescimento bacteriano (Determinação da concentração de sulfeto de hidrogênio)

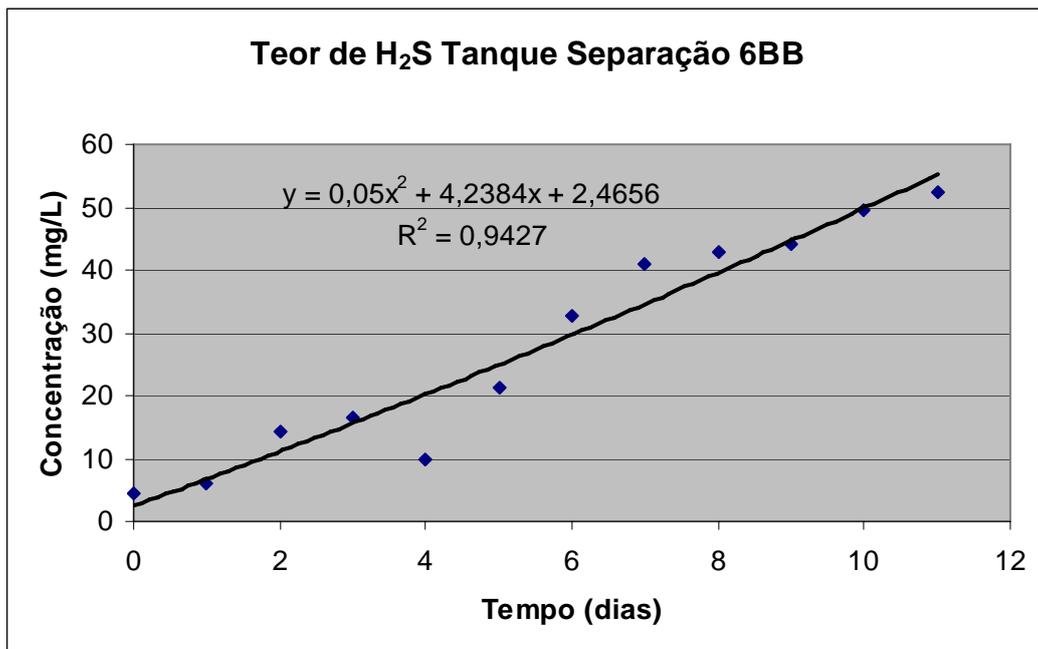


Figura 16: Gráfico de produção de sulfeto de hidrogênio na água de produção proveniente do tanque de separação 6BB

Analisando o gráfico da figura 16 verificou-se que a curva de crescimento da concentração de sulfeto de hidrogênio mostrou um aumento de aproximadamente 10 vezes a concentração inicial. Fica nítida a tendência da proliferação das BRS quando em condições de estagnação.

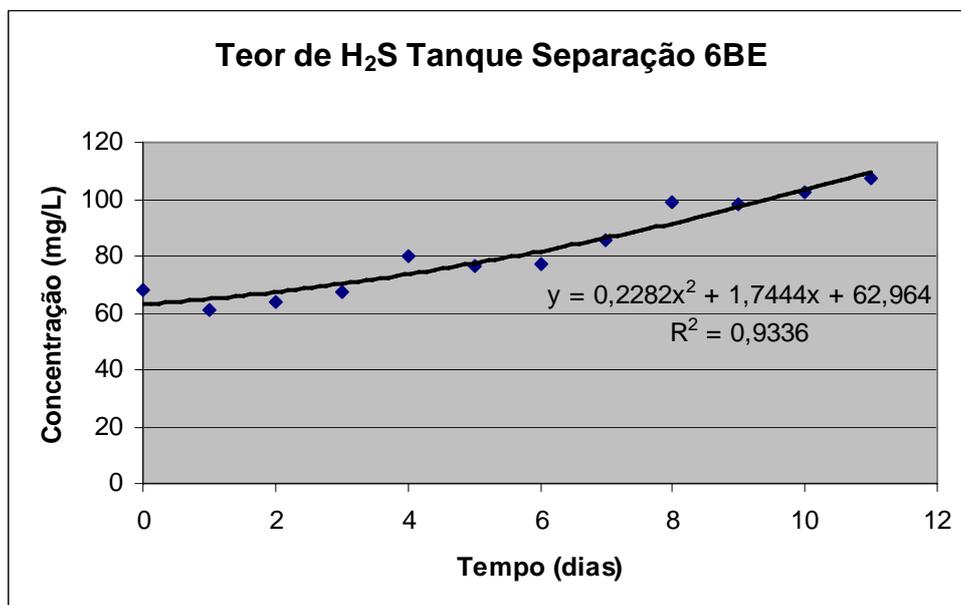


Figura 17: Gráfico de produção de sulfeto de hidrogênio na água de produção proveniente do tanque de separação 6BE

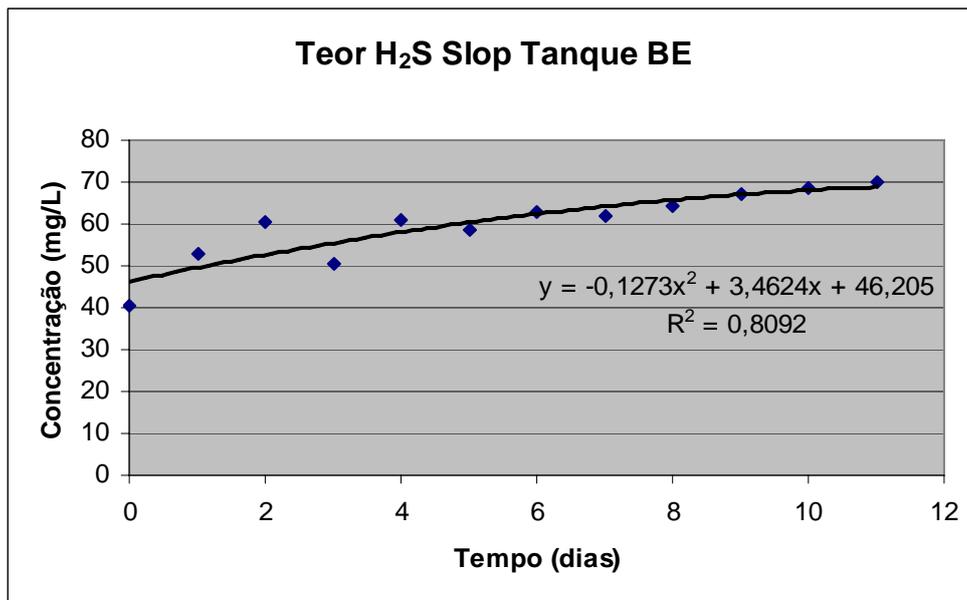


Figura 18: Gráfico de produção de sulfeto de hidrogênio na água de produção proveniente do slop tanque de BE

A proporção na produção do sulfeto de hidrogênio não se mostrou igual nos tratamentos da água do TQ 6BE e Slop Tanque BE onde o crescimento foi de quase 2 vezes a concentração inicial. Este fato pode ser justificado pela curva do crescimento bacteriano em sistema fechado. Quando ocorre um grande crescimento no número de indivíduos em uma colônia, os nutrientes começam a ficar escassos, além de aumentar a produção de produtos secundários do metabolismo que quando em altas concentrações podem inibir a divisão celular ou mesmo matar as células, conseqüentemente, diminuindo a taxa de crescimento da população conforme representação na figura 19 (MORETTI, 2007).

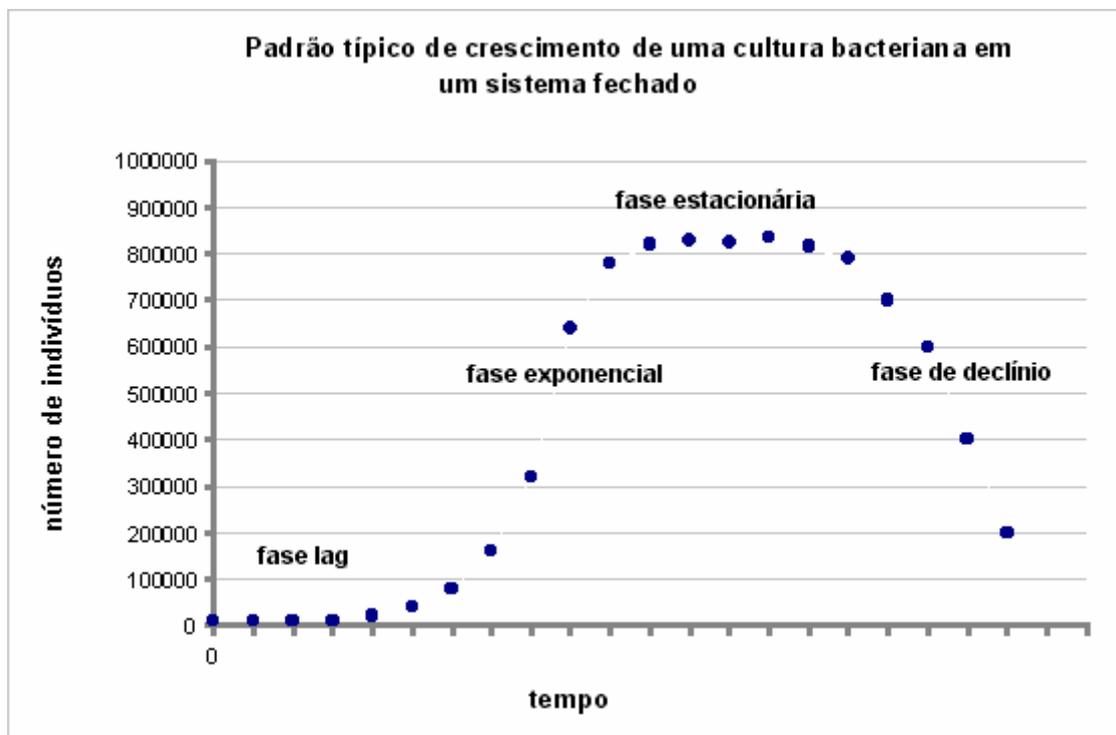


Figura 19: Gráfico de padrão de crescimento bacteriano de uma cultura em sistema fechado.
 Fonte: www.fam.br/microrganismos. Acesso em 02 jun. 2008

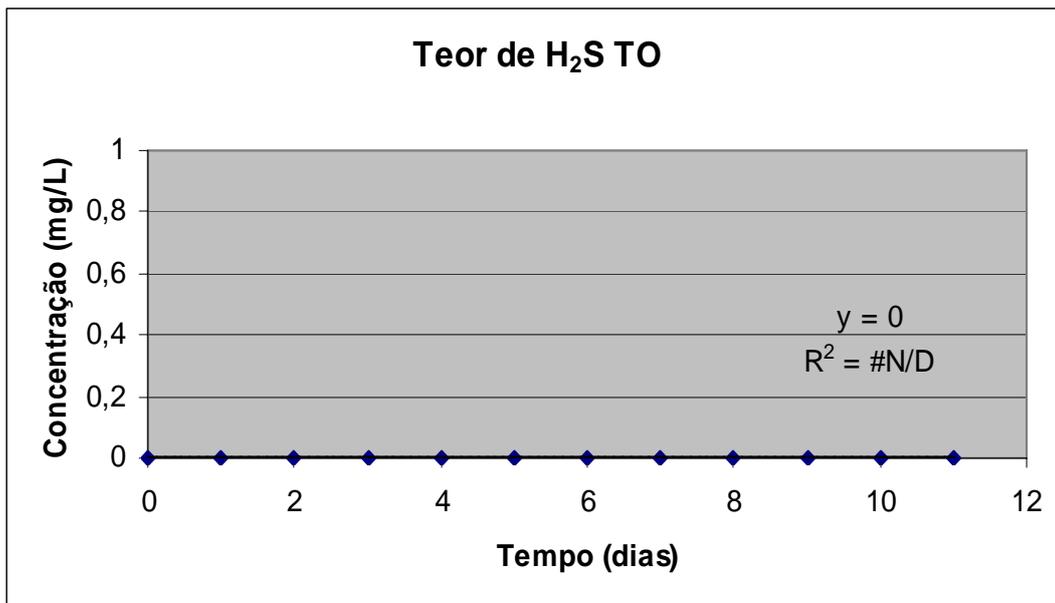


Figura 20: Gráfico de produção de sulfeto de hidrogênio na água de produção proveniente do tratador eletrostático de óleo (TO).

O resultado da figura 20 chamou a atenção, pois não encontramos produção de sulfeto de hidrogênio na água do tratador eletrostático de óleo. Baseado neste resultado e no tipo de corrosão ocorrida (oxidação da liga metálica) na chapa que foi submersa na água do TO, podemos supor que, provavelmente, a quantidade de BRS carregadas na água de produção proveniente dos poços produtores estivessem em pouca quantidade, que o tempo de residência desta água dentro do TO (aproximadamente 3 a 5 horas) não seja suficiente para que elas se colonizem e produzam uma quantidade considerável de sulfeto de hidrogênio, que a temperatura elevada de aproximadamente 90°C impossibilite a colonização e o desenvolvimento destas bactérias no interior deste vaso ou a combinação destes três fatores estejam atuando diretamente no crescimento das BRS e na produção de sulfeto de hidrogênio. Porém baseado nas características biológicas das bactérias redutoras de sulfato, o mais provável é que a temperatura elevada desnature macromoléculas como proteínas, ácidos nucleicos ou lipídios (MORETTI, 2007) e mate as BRS, que segundo o laboratório do E&P BC, as que normalmente habitam as águas da Bacia de Campos são mesófilas. Neste caso podemos supor que a produção de sulfeto de hidrogênio na água de produção está diretamente ligada ao crescimento bacteriano das bactérias redutoras de sulfato.

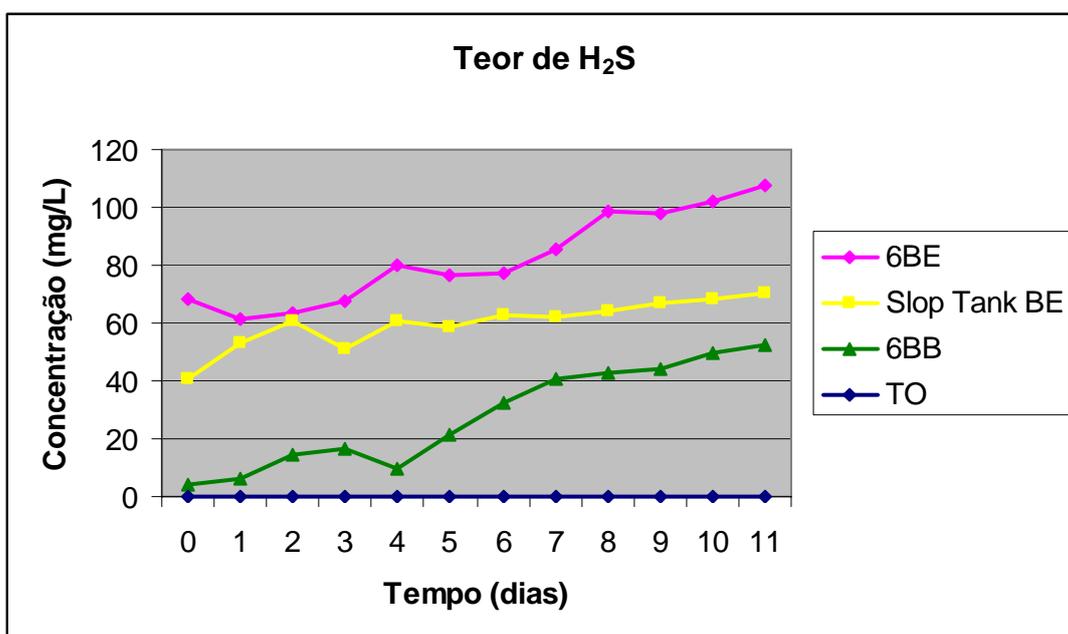


Figura 21: Gráfico comparativo das concentrações de sulfeto de hidrogênio nas diferentes etapas do processo de tratamento de água de produção

A representatividade das curvas do gráfico da figura 21 indica uma tendência do aumento da produção de sulfeto de hidrogênio quando da estagnação da água. Este fato pode estar relacionado com a simulação de um ambiente propício para a colonização e formação de biofilme e conseqüentemente o crescimento do número de indivíduos que compõem a colônia. Estas características são vivenciadas diariamente no processo, visto que nos tanques de separação e slop tanque o tempo de residência da água de produção pode chegar a alguns dias e a temperatura média nestes dois pontos são respectivamente 40°C e 25°C, caracterizando assim um ambiente propício para bactérias mesófilas.

Ficou claro neste estudo que onde ocorreu a produção de sulfeto de hidrogênio a corrosão foi mais severa se comparada com as ocorridas na água do TO e água destilada, porém outros fatores podem estar associados, por exemplo, na plataforma de petróleo é muito comum a corrosão em linhas de tratamento de água (linhas de sucção da água dos tanques de separação para os hidrociclones e linhas do hidrociclone para o slop tanque) ocasionando furos nas mesmas. Isso ocorre não só pela presença do sulfeto de hidrogênio, mas também, muito provavelmente, pelo processo conhecido como corrosão por erosão devida velocidade e turbulência do fluido (água de produção) no interior das linhas.

Desta forma mais estudos devem ser realizados para que possamos verificar com mais eficiência o papel do sulfeto de hidrogênio nos processos corrosivos de ligas metálicas em plataformas de petróleo. Além de buscar desenvolver novas formas de combater a produção do sulfeto de hidrogênio, visto que sua presença na água de produção se mostra um fator de grande perigo quando em altas concentrações, pois pode afetar diretamente o meio ambiente, quando a água contaminada é descartada para o mar, e a saúde dos trabalhadores, quando liberado na atmosfera, pois a partir de 8ppm inicia-se o processo de irritação das vias aéreas e olhos e a partir de 500 ppm pode até ocasionar a morte (MÁRIO CÉSAR, 2004).

Referências Bibliográficas

BEECH, I. B., and GAYLARDE, C. C. – *Recent advances in the study of biocorrosion – an overview* – Rev. Microbiol. Vol.30 n.3 – São Paulo July/Sept. 1999.

FARQUHAR, G. B. – *Review and update of technology related to formation souring* – Corrosion 97, Paper nº 210, 1997.

GEESEY, G. G.; Mutch, R.; Costerton, J. W. & Green, R. B. – “*Sessile Bacteria: an important microbial population in small mountain streams*” – Limnology and Oceanography, 23 1214-1223, 1978.

MARQUES, L. C. C.; Soares, S. H. G. – *Bactérias Redutoras de Sulfato – O que há de novo no front?* – I Encontro de Engenharia de Poços da UN-BC, Macaé, Junho 2002.

PENNA, M. O., Andrade, C. A., Nascimento, J. R., Silva, E. D. e Souza, L. S. – *Avaliação da ação biocida de produtos para o controle de microrganismos associados a processos corrosivos em oleodutos da Bacia de Campos* – Bol. Téc. Petrobras, Rio de Janeiro, 44 (1/4): 17-28, jan./dez. 2001.

POSTGATE, J. R. – *The sulphate-reducing bacteria* – Cambridge: Cambridge University Press, 1984.

VIEIRA, D.S., Cammarota, M.C. e Sérvulo, E.F.C., - *Redução de Contaminantes Presentes na Água de Produção de Petróleo* – 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. – 2003.

VOGEL, Arthur Israel. Química Analítica Qualitativa. 5ª Edição; Ed. Mestre Jou, 1981; SP.

5 - WEBGRAFIA

Centro Brasileiro da Construção em Aço - CBCA; Disponível em <http://www.cbca-ibs.org.br/nsite/site/acos_estruturais.asp>. Acesso em 28 mai. 2008.

CPRM Serviço Geológico do Brasil – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais; Disponível em <http://www.cprm.gov.br/publique/media/capX_c.pdf>. Acesso em 17 abr. 2008.

Faculdade de Americana – FAM – Microbiologia, Saúde & Ambiente - Seção 1 Bacteriologia - Parte 4 Fisiologia – 2007, Paulo E. Moretti; Disponível em <www.fam.br/microrganismos>. Acesso em 02 jun. 2008.

MÁRIO CÉSAR – H₂S o gás da morte – Disponível em <www.clickmacae.com.br>. Acesso em 14 jul. 2007.

Universidade Federal do Pará – UFPA; Disponível em <<http://www.ufpa.br/quimicanalitica/iodometria.htm>> Acesso em 02 jun. 2008.