



República Federativa do Brasil
Ministério da Economia
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 1104846-8 B1



(22) Data do Depósito: 11/11/2011

(45) Data de Concessão: 20/10/2020

(54) Título: SISTEMA DE TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO DE PETRÓLEO E GÁS EM TRÊS ESTÁGIOS PARA O TRATAMENTO DE UMA ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO PETROLÍFERO

(51) Int.Cl.: C02F 1/28; B01J 20/06; C02F 1/24.

(30) Prioridade Unionista: 07/11/2011 US 13/290,624; 15/11/2010 US 61/413,640.

(73) Titular(es): UNITED LABORATORIES INTERNATIONAL, LLC.

(72) Inventor(es): MARTHA T. SMITH; STEPHEN D. MATZA.

(57) Resumo: SISTEMA DE TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO DE PETRÓLEO E GÁS EM DOIS ESTÁGIOS PARA O TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO PETROLÍFERO. Sistema e método de tratamento de água produzida em campos petrolíferos por meio de duas etapas de tratamentos de Sulfeto perigoso. Em uma realização, um sistema de tratamento de água produzida em campos de petróleo e gás em dois estágios inclui um recipiente de remoção de óleo. A água produzida em campos petrolíferos é introduzida no recipiente de remoção de óleo. O recipiente de remoção de óleo remove uma parte dos hidrocarbonetos da água produzida em campos petrolíferos para fornecer água produzida com teor de óleo reduzido. Além disso, o sistema inclui uma esponja de ferro. A água produzida com teor de óleo reduzido é introduzida na esponja de ferro e a esponja de ferro remove uma parte dos sulfetos perigosos da água produzida com teor de óleo reduzido para fornecer água produzida com teor de sulfeto reduzido. O sistema também inclui uma solução estabilizada de percarbonato de sódio. A solução estabilizada de percarbonato de sódio é misturada com a água produzida com teor de Sulfeto reduzido para remover uma parte dos sulfetos perigosos da água (...).

SISTEMA DE TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO DE PETRÓLEO E GÁS EM TRÊS ESTÁGIOS PARA O TRATAMENTO DE UMA ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO PETROLÍFERO

REFERÊNCIA CRUZADA A PEDIDOS RELACIONADOS

5 O presente pedido é um pedido não provisório que reivindica o benefício do Pedido Norte-Americano com número de série 61/413.640, depositado em 15 de novembro de 2010, que é integralmente incorporado ao presente como referência.

DECLARAÇÃO REFERENTE A PESQUISA OU DESENVOLVIMENTO FINANCIADO

10 PELO GOVERNO FEDERAL

Não aplicável.

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

CAMPO DA INVENÇÃO

15 A presente invenção refere-se ao campo de tratamento de água ácida e, especificamente, à descontaminação de compostos de enxofre perigosos em água produzida em campos petrolíferos com um processo de tratamento em dois estágios utilizado uma esponja de ferro e uma solução estabilizada de percarbonato de sódio.

20 ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

A água que retorna de campos produtores de petróleo (tal como água produzida em campos petrolíferos) pode incluir sulfeto de hidrogênio, mercaptanos e outros sulfetos perigosos, tais como dissulfetos. Esta água produzida em campos petrolíferos pode originar-se da formação nativa ou pode ser água devolvida após a injeção para atividade de estímulo de poços. Tipicamente, esta água produzida em campos petrolíferos é devolvida para a formação ou tratada para reduzir sulfetos perigosos para um nível administrável.

25

30 Diversas agências reguladoras podem também impor instruções estritas sobre o teor de sulfetos perigosos permissíveis antes do descarte. Foram desenvolvidos, portanto, métodos de tratamento dessa água produzida em campos petrolíferos.

Métodos convencionais de tratamento de água incluem o uso de extratores de sulfeto de hidrogênio sólidos ou líquidos, substâncias oxidantes ou métodos de separação física, tais como tecnologia de membrana ou carvão ativado.

5 Extratores sólidos, tais como esponjas de óxido de zinco ou óxido de ferro, são tipicamente utilizados para a formação de complexos de sulfeto de hidrogênio em forma sólida. Extratores líquidos, tais como triazina ou acroleína, são tipicamente utilizados para a formação de complexos de sulfeto de hidrogênio em forma líquida. Substâncias oxidantes incluem tipicamente nitritos (ou seja, nitrito de sódio), hipoclorito, permanganato de sódio ou de potássio. Substâncias oxidantes são utilizadas convencionalmente para converter sulfeto de hidrogênio em formas mais inofensivas de enxofre, tais como sulfato ou tiosulfato hidrossolúvel.

As desvantagens desses métodos de tratamento convencionais incluem o fato de que, embora extratores líquidos possam ser muito eficazes para seu custo e possam capturar sulfeto de hidrogênio na forma de compostos hidrossolúveis que são descarregados para instalações de tratamento de águas residuais, essas instalações são tipicamente inacessíveis para aplicações de campos petrolíferos. A descarga direta do efluente tratado pode, portanto, ser problemática. Desvantagens adicionais incluem o fato de que, embora substâncias oxidantes possam converter de forma irreversível sulfeto de hidrogênio em formas hidrossolúveis inofensivas de enxofre que podem ser compatíveis com a descarga de efluentes, as próprias substâncias podem causar impactos significativos ao meio ambiente. Desvantagens adicionais incluem o fato de que permanganato forma sólidos de reação tais como dióxido de manganês sólido como produto de reação com sulfeto de hidrogênio. As desvantagens do permanganato também incluem o

fato de que o seu custo por peso é mais alto e o seu descarte pode não ser permitido sem a remoção dos sólidos de reação. Permanganato pode também ser perigoso, pois qualquer hidrocarbonato residual na água pode causar uma reação exotérmica, o que também é uma desvantagem do hipoclorito. Além disso, embora substâncias de nitrito possam ser úteis na eliminação de sulfeto de hidrogênio, pode ser necessário calor para ativação (ou seja, o calor tipicamente acelera uma oxidação um tanto lenta de sulfeto de hidrogênio), o que pode gerar uma outra substância perigosa (tal como amônia) como produto de reação. Além disso, os custos são tipicamente mais altos para substâncias oxidantes que para substâncias extratoras líquidas. As desvantagens de sais e óxidos de zinco incluem o fato de que o seu custo pode ser bastante proibitivo e eles produzem um resíduo que contém sulfeto sólido que pode regenerar sulfeto de hidrogênio mediante acidificação, o que pode também causar um custo de descarte. Triazinas e acroleínas, embora tipicamente apropriadas para instalações de tratamento de águas residuais, podem formar compostos que tornam o descarte direto de água tratada problemático do ponto de vista regulatório. As desvantagens do carvão ativado incluem o descarte, que pode ser uma opção cara para grandes quantidades de sulfeto de hidrogênio.

Foram desenvolvidas esponjas de ferro para tratar fluxos de gás para a remoção de sulfeto de hidrogênio. Esponjas de ferro, tipicamente até certo ponto, vêm sendo utilizadas para tratamentos similares em aplicações de água industrial. SulfaTreat® (marca registrada da M-I L. L. C.) vende um produto comercial (SulfaTreat® HC) utilizado para remediação de água não potável com sulfeto de hidrogênio. Este produto pode potencialmente remover a maior parte do sulfeto de hidrogênio da água, se não todo. As desvantagens incluem o fato de que, ao longo do tempo, a eficiência pode

cair à medida que o leito se esgota. Desvantagens adicionais incluem o fato de que o produto pode ser menos eficiente na remoção de mercaptanos.

Consequentemente, existe a necessidade de um método aprimorado de descontaminação de sulfetos perigosos em águas produzidas por campos petrolíferos.

BREVE RESUMO DE ALGUMAS DAS REALIZAÇÕES PREFERIDAS

Estas e outras necessidades da técnica são abordadas por um sistema de tratamento de água produzida em campos de petróleo e gás em dois estágios para o tratamento de água produzida em campos petrolíferos. A água produzida em campos petrolíferos compreende hidrocarbonetos e sulfetos perigosos. Em algumas realizações, o sistema de tratamento de água produzida em campos de petróleo e gás em dois estágios inclui um recipiente de remoção de óleo. A água produzida em campo petrolífero é introduzida no recipiente de remoção de óleo. Além disso, o recipiente de remoção de óleo remove uma parte dos hidrocarbonetos da água produzida em campo de petróleo para fornecer água produzida com teor de óleo reduzido. O sistema de tratamento de água produzida em campos de petróleo e gás em dois estágios também inclui uma esponja de ferro. A água produzida com teor de óleo reduzido é introduzida na esponja de ferro. A esponja de ferro remove uma parte dos sulfetos perigosos da água produzida com teor de óleo reduzido para fornecer água produzida com teor de sulfeto reduzido. O sistema de tratamento de água produzida em campos de petróleo e gás em dois estágios inclui adicionalmente uma solução estabilizada de percarbonato de sódio. A solução estabilizada de percarbonato de sódio é misturada com a água produzida com teor de sulfeto reduzido para remover uma parte dos sulfetos perigosos da água produzida com teor de sulfeto reduzido para fornecer água produzida tratada.

O acima descreveu de forma bastante ampla as características e vantagens técnicas da presente invenção, para que a descrição detalhada da presente invenção a seguir possa ser mais bem compreendida. Serão descritas a seguir

5 características e vantagens adicionais da presente invenção que formam o objeto das reivindicações da presente invenção. Os técnicos no assunto deverão apreciar que o conceito e as realizações específicas descritos podem ser facilmente utilizados como base de modificação ou projeto de outras

10 realizações para a condução dos mesmos propósitos da presente invenção. Os técnicos no assunto também deverão compreender que essas realizações alternativas não abandonam o espírito e escopo da presente invenção conforme definido nas reivindicações anexas.

15

BREVE DESCRIÇÃO DAS FIGURAS

Para descrição detalhada das realizações preferidas da presente invenção, far-se-á agora referência ao desenho anexo, na qual a Figura ilustra uma realização de um sistema de tratamento de água produzida em campos petrolíferos em

20 dois estágios.

DESCRIÇÃO DETALHADA DAS REALIZAÇÕES PREFERIDAS

A Figura ilustra uma realização de sistema de tratamento de água produzida em campos de petróleo e gás em dois estágios 5. O sistema de tratamento de água produzida em

25 campos de petróleo e gás em dois estágios 5 inclui uma esponja de ferro 20 (o primeiro estágio) e uma solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 (o segundo estágio). Em uma realização, a esponja de ferro 20 é disposta para reação com sulfeto de hidrogênio entrante em água produzida

30 por campo petrolífero 75 para fornecer uma solução com teor reduzido de sulfeto de ferro que possui uma forma não pirofórica de sulfeto de ferro. Em algumas realizações, a esponja de ferro 20 fornece a formação de complexo de uma

maioria do componente sulfeto de hidrogênio em água produzida em campo petrolífero 75. Em algumas realizações, solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 é misturada com o sulfeto de hidrogênio restante na solução com teor reduzido de sulfeto de ferro para remover sulfeto de hidrogênio residual por meio da conversão do sulfeto de hidrogênio em um sal, que é hidrossolúvel. Deve-se compreender que a água produzida em campo petrolífero 75 refere-se a água que é um subproduto de operações de recuperação de petróleo e gás e que contém hidrocarbonetos, sólidos (sólidos dissolvidos e não dissolvidos) e sulfetos perigosos. Sulfetos perigosos podem incluir quaisquer sulfetos perigosos tipicamente encontrados em águas produzidas em campos petrolíferos. Exemplos de sulfetos perigosos incluem, sem limitações, sulfetos de hidrogênio, dissulfetos, mercaptanos e similares.

Em algumas realizações exibidas, água produzida em campo petrolífero 75 é fornecida para o sistema de tratamento de água produzida por petróleo e gás em dois estágios 5. Em uma realização, água produzida em campo petrolífero 75 está contida em um ou mais tanques 10. O tanque 10 pode incluir qualquer recipiente apropriado para conter água produzida em campo petrolífero 75. Em realizações, o tanque 10 é um tanque de teste de cavidades no qual é testada água produzida em campo petrolífero 75 (ou seja, testada para determinar a quantidade de petróleo (tal como ppm) em água). Em uma realização exibida, a água produzida em campo petrolífero 75 é fornecida do tanque 10 para o recipiente de remoção de petróleo 15 no qual uma parte ou substancialmente todos os hidrocarbonetos em água produzida em campo petrolífero 75 são removidos. O recipiente de remoção de petróleo 15 pode incluir qualquer recipiente apropriado para a remoção de uma parte ou substancialmente todos os hidrocarbonetos (tais como petróleo) de água produzida em campo petrolífero 75. Exemplos

de recipientes de remoção de óleo apropriados 15 incluem, sem limitações, unidades de flotação de gás, unidades de separação de calor, fossos de escumação ou qualquer de suas combinações. Em uma realização, o recipiente de remoção de

5 óleo 15 é uma unidade de flotação de gás. Uma unidade de flotação de gás refere-se a uma unidade na qual é borbulhado um gás (tal como dióxido de carbono) através de uma água que contém óleo em suspensão, em que a água e o óleo separam-se tipicamente no topo da unidade ou perto dele. Em algumas

10 realizações, a unidade de flotação de gás possui uma escumadeira que remove o óleo da unidade. O recipiente de remoção de óleo 15 pode remover qualquer quantidade desejada de hidrocarbonetos de água produzida em campo petrolífero 75. Em uma realização, o recipiente de remoção de óleo 15 fornece

15 água produzida com teor de óleo reduzido 80 que contém cerca de 20 ppm a cerca de 50 ppm de hidrocarbonetos, alternativamente de cerca de 25 ppm a cerca de 35 ppm de hidrocarbonetos e, alternativamente, cerca de 29 ppm de hidrocarbonetos.

20 Conforme exibido, as realizações incluem água produzida com teor de óleo reduzido 80 do recipiente de remoção de óleo 15 sendo introduzida na esponja de ferro 20. A esponja de ferro 20 é um recipiente que contém um material de esponja que compreende um substrato com revestimento de

25 óxido metálico de transição. Qualquer substrato apropriado para uso com uma esponja de ferro pode ser utilizado. Exemplos de substratos incluem, sem limitações, argila e madeira. Em uma realização, o substrato é um substrato de argila. Pode-se utilizar qualquer revestimento de óxido

30 metálico de transição apropriado. Em uma realização, o óxido metálico de transição é óxido de zinco, óxido de ferro ou qualquer uma de suas combinações. Em algumas realizações, o óxido metálico de transição é óxido de ferro. Em uma

realização na qual o revestimento é óxido de ferro, o sulfeto de hidrogênio em água produzida com teor de óleo reduzido 80 reage com o óxido de ferro para produzir sulfeto de ferro. O sulfeto de ferro é produzido, sem limitações, sobre material de esponja. Além disso, sem limitações, um exemplo comercial do material de esponja é SULFATREAT-HC®, que é uma marca comercial registrada de M-I L. L. C. Em algumas realizações, adiciona-se pressão à água produzida com teor de óleo reduzido 80 quando introduzida na esponja de ferro 20, o que facilita a difusão de água produzida com teor de óleo reduzido 80 através da esponja de ferro 20. A esponja de ferro 20 pode ser operada para remover qualquer parte desejada dos sulfetos perigosos. Em algumas realizações, a esponja de ferro 20 é operada para remover cerca de 80% a cerca de 98% de sulfetos perigosos de água produzida com teor de óleo reduzido 80, alternativamente cerca de 85% a cerca de 95% de sulfetos perigosos de água produzida com teor de óleo reduzido 80, alternativamente ainda cerca de 90% a cerca de 98% de sulfetos perigosos de água produzida com teor de óleo reduzido 80 e, alternativamente, ainda cerca de 90% de sulfetos perigosos de água produzida com teor de óleo reduzido 80. A esponja de ferro 20 reduz a quantidade de sulfetos perigosos da água produzida com teor de óleo reduzido 80 para fornecer água produzida com teor de sulfeto reduzido 85.

Adiciona-se solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 a água produzida com teor de sulfeto reduzido 85. Pode-se adicionar uma solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 a água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 por qualquer meio apropriado. Em uma realização exibida, adiciona-se solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 a água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 por meio da válvula de solução estabilizada de percarbonato de sódio 25.

Em uma realização, a solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 inclui percarbonato de sódio e uma solução líquida que inclui água, estabilizante e ácido. Em realizações, solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 possui
5 retenção de resistência de cerca de 90% a cerca de 99%, alternativamente cerca de 92% a cerca de 97% e, alternativamente, cerca de 96%. Deve-se compreender que a retenção de resistência designa a manutenção de percarbonato de sódio ativo na solução. Qualquer estabilizante apropriado
10 para estabilização da solução de percarbonato de sódio (tal como a solução de percarbonato de sódio e líquido) pode ser utilizado. Em algumas realizações, o estabilizante é um estabilizante de peróxido. Em algumas realizações, o estabilizante inclui fosfonato de nitrilotrimetileno (NTMP);
15 tartrazina; ácido 1-hidroxietilideno-1,1 difosfônico; ou qualquer uma de suas combinações. Em uma realização, o estabilizante compreende NTMP, tartrazina ou qualquer de suas combinações. Em algumas realizações, o estabilizante é tartrazina. O ácido pode ser qualquer ácido apropriado para
20 trazer o percarbonato de sódio para um nível de pH neutro ou desejado. Em uma realização, o ácido compreende ácido cítrico, ácido fosfórico ou qualquer uma de suas combinações. Em algumas realizações, o ácido é ácido fosfórico. Em uma realização, a solução líquida contém cerca de 0,01% em peso a
25 cerca de 0,5% em peso de estabilizante peróxido (ou seja, tartrazina), alternativamente cerca de 0,01% em peso a cerca de 0,05% em peso de estabilizante peróxido (ou seja, tartrazina) e, alternativamente, cerca de 0,05% em peso de estabilizante peróxido (ou seja, tartrazina). A solução
30 líquida contém uma quantidade suficiente de ácido para manter o pH da solução líquida abaixo de cerca de 7,0, alternativamente abaixo de cerca de 6,5 e, alternativamente, cerca de 5,5 a cerca de 6,5. Em uma realização, o ácido é

ácido fosfórico. Nessas realizações, o ácido fosfórico pode ser qualquer percentual apropriado de ácido fosfórico. O ácido fosfórico pode ser, por exemplo, 75% de ácido fosfórico ou 85% de ácido fosfórico. A solução líquida pode conter
5 qualquer quantidade apropriada do ácido para manter o nível de pH desejado. Em algumas realizações, a solução líquida contém cerca de 4,0% em volume de ácido fosfórico a cerca de 8,0% em volume de ácido fosfórico, alternativamente cerca de 5,0% em volume de ácido fosfórico a cerca de 7,0% em volume
10 de ácido fosfórico e, alternativamente, cerca de 6,0% em volume de ácido fosfórico. Em realizações nas quais o ácido é ácido cítrico, a solução líquida contém ácido cítrico em quantidades que mantêm o pH em níveis aproximadamente compatíveis com os de soluções tamponadas com fosfato. Sem
15 limitações, um exemplo comercial de solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 é SWT-K13®, que é uma marca comercial da United Laboratories International, LLC.

Em algumas realizações, é adicionada uma quantidade suficiente de solução estabilizada de percarbonato de sódio
20 50 a água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 para remover uma parte ou substancialmente todos os sulfetos perigosos em água produzida com teor de sulfeto reduzido 85. Em algumas realizações, adiciona-se uma quantidade suficiente de solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 a água
25 produzida com teor de sulfeto reduzido 85 para reduzir a quantidade de sulfetos perigosos em solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 para cerca de 1 ppm a cerca de 20 ppm, alternativamente cerca de 1 ppm a cerca de 10 ppm e, alternativamente, cerca de 1 ppm a cerca de 5 ppm,
30 alternativamente ainda menos de cerca de 4 ppm e, alternativamente, menos de cerca de 1 ppm. Após mistura com água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 para reduzir a quantidade de sulfetos perigosos, realizações do sistema de

tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 incluem o fornecimento de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' para o dispositivo de remoção de material de formação 35. Em realizações alternativas (não exibidas), é fornecida água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' para descarte 55 ou destino alternativo.

Em uma realização conforme exibido na Figura, o dispositivo de remoção de material de formação 35 remove uma parte ou substancialmente todos os materiais de formação e outros sólidos de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85'. Os materiais de formação incluem conchas, areia, rochas e similares. O dispositivo de remoção de material de formação 35 pode incluir qualquer dispositivo ou processo apropriado para a remoção de sólidos de um líquido. Exemplos de dispositivos de remoção de material de formação apropriados 35 incluem, sem limitações, filtros de cartucho, filtros de saco, filtros de tela ou qualquer uma de suas combinações. Em uma realização, o dispositivo de remoção de material de formação 35 compreende filtros de cartucho. Pode ser utilizado qualquer filtro de cartucho apropriado para a remoção de materiais de formação e outros sólidos. Em algumas realizações, os filtros de cartucho compreendem materiais corrugados. Em algumas realizações, adiciona-se pressão à água produzida com teor de sulfeto reduzido 85'. Em uma realização conforme exibido, a bomba 30 fornece pressão para água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' antes da introdução no dispositivo de remoção de material de formação 35.

Conforme exibido na Figura, realizações de sistema de tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 incluem a introdução de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' no dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40. Em realizações exibidas, introduz-se água

produzida com teor de sulfeto reduzido 85' no dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40 após o tratamento por meio do dispositivo de remoção do material de formação 35. Água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' é tratada, sem

5 limitações, por meio do dispositivo de remoção do material de formação 35 antes do tratamento pelo dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40, pois a remoção de sólidos remanescentes pelo dispositivo de remoção de material de formação 35 facilita a operação do dispositivo de remoção de

10 hidrocarbonetos 40. Em algumas realizações, o dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40 remove traços de hidrocarbonetos de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85'. O dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40 inclui qualquer dispositivo apropriado de remoção de traços

15 de hidrocarbonetos de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85'. Exemplos de dispositivos de remoção de material de hidrocarboneto apropriados 40 incluem, sem limitações, filtros de carbono, argila, serragem ou qualquer uma de suas combinações. Em uma realização, o dispositivo de remoção de

20 hidrocarbonetos 40 compreende filtros de carbono. Pode ser utilizado qualquer tipo de filtro de carbono apropriado. Em algumas realizações, o tipo de filtro de carbono utilizado pode ser selecionado com base na eficiência do recipiente de remoção de óleo 15. Em algumas realizações, o dispositivo de

25 remoção de hidrocarbonetos 40 trata água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' para fornecer água produzida tratada 90 que contém cerca de 1 ppm a cerca de 100 ppm de hidrocarbonetos, alternativamente cerca de 1 ppm a cerca de 50 ppm de hidrocarbonetos.

30 Em uma realização de operação de sistema de tratamento de água produzida por petróleo e gás em dois estágios 5, água produzida em campo petrolífero 75 é introduzida no tanque 10 (tal como tanque de teste de poço).

Nessa realização, é determinada a composição de água produzida em campo petrolífero 75. Do tanque 10, água produzida em campo petrolífero 75 é introduzida no recipiente de remoção de óleo 15 (tal como unidade de flotação de gás).

5 O recipiente de remoção de óleo 15 é operado para remover uma quantidade desejada de hidrocarbonetos de água produzida em campo petrolífero 75, de forma a fornecer água produzida com teor de óleo reduzido 80, que é introduzida em seguida na esponja de ferro 20. A esponja de ferro 20 é operada para
10 remover uma quantidade desejada de sulfetos perigosos da água produzida com teor de óleo reduzido 80. Em uma realização, é determinada a eficácia da esponja de ferro 20 na remoção de sulfetos perigosos. Em algumas realizações, a eficácia é determinada pelo dispositivo de medição de esponja 95, que
15 mede o teor de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 antes da adição de solução estabilizada de percarbonato de sódio 50. O dispositivo de medição de esponja 95 pode ser qualquer dispositivo apropriado para a medição do teor de um líquido. Em algumas realizações, o dispositivo de medição de
20 esponja 95 é um sensor. Pode ser utilizado qualquer sensor apropriado. Em uma realização, o sensor é um sensor de membrana e acetato de chumbo. Em algumas realizações, a análise pelo dispositivo de medição de esponja 95 é automática. Em realizações alternativas, a análise pelo
25 dispositivo de medição de esponja 95 é manual. Essa análise manual pode ser realizada, por exemplo, por meio de métodos de titulação de prata. Em algumas realizações, a medição de teor de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 pelo dispositivo de medição de esponja 95 inclui medições (ou
30 seja, quantidade, % em peso e similares) de sulfetos perigosos em água produzida com teor de sulfeto reduzido 85. Em uma realização, essa medição do teor é utilizada para determinar a quantidade de solução estabilizada de

percarbonato de sódio 50 a ser adicionada. Em algumas realizações, por exemplo, o sistema de tratamento de água produzida por campo de petróleo e gás em dois estágios 5 contém teor de sulfeto perigoso alvo em água produzida com teor de sulfeto reduzido 85'. Para atingir esse objetivo, quando o dispositivo de medição de esponja 95 determinar que o teor de sulfeto perigoso de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 que sai da esponja de ferro 20 é maior que esse objetivo, adiciona-se uma quantidade suficiente de
10 solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 à água produzida com teor reduzido de sulfeto 85 para reduzir o teor de sulfeto perigoso para perto do objetivo desejado ou abaixo.

Em algumas realizações, é determinada a quantidade
15 de sulfetos perigosos em água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 (ou seja, por meio da determinação no tanque 10 do teor de água produzida em campo petrolífero 75). Realizações do sistema de tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 incluem a
20 comparação do teor de sulfeto perigoso de água produzida com teor reduzido de sulfeto 85 que sai da esponja de ferro 20 com o teor de sulfeto perigoso de água produzida com teor de óleo reduzido 80 que entra na esponja de ferro 20 para determinar e monitorar a eficácia da esponja de ferro 20 na
25 remoção de sulfetos perigosos. Em uma realização, o sistema de tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 inclui um limite de remoção de sulfetos perigosos pela esponja de ferro 20. Em algumas realizações, esse limite inclui uma determinação do percentual de sulfetos
30 perigosos removidos pela esponja de ferro 20. Como o teor de sulfeto perigoso de água produzida com teor de óleo reduzido 80 que entra na esponja de ferro 20 e o de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 que sai da esponja de ferro 20

são determinados, pode-se determinar a quantidade e o percentual de remoção pela esponja de ferro 20. O limite pode ser qualquer percentual de remoção desejado. Em algumas realizações, o limite é a remoção de cerca de 95% ou mais, 5 alternativamente cerca de 90% ou mais e, alternativamente, cerca de 50% ou mais de sulfetos perigosos. Em uma realização, o limite é a remoção de cerca de 90% ou mais de sulfetos perigosos. Quando o percentual de sulfetos perigosos removido estiver abaixo do limite, a esponja de ferro 20 pode 10 ser tomada offline, com a adição de solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 adicionada a água produzida com teor de óleo reduzido 80 em quantidades mais altas para remover a quantidade de sulfetos perigosos que foram removidos pela esponja de ferro 20 e para atingir o objetivo. Nessa 15 realização, com a esponja de ferro 20 offline, a solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 está realizando os dois estágios de remoção de sulfeto perigoso. Enquanto offline, realiza-se manutenção sobre a esponja de ferro 20. Ao término da manutenção, a esponja de ferro 20 é colocada 20 novamente em linha para reduzir o teor de sulfeto perigoso em água produzida com teor de óleo reduzido 80 (ou seja, o primeiro estágio) com solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 que reduz o teor de sulfeto perigoso de água produzida com teor de sulfeto reduzido 85 (ou seja, o segundo 25 estágio).

A manutenção sobre a esponja de ferro 20 pode ser realizada por meio de qualquer método apropriado. Em uma realização, a manutenção inclui um método de substituição de esponjas. O método de substituição de esponjas inclui a 30 substituição do material de esponja. Nessa realização, o material de esponja é removido da esponja de ferro 20 e enviado para um local desejado, tal como um aterro. Pode-se adicionar em seguida material de esponja novo à esponja de

ferro 20. Em uma outra realização, a manutenção é um método de regeneração limitada. Nessa realização de um método de regeneração limitada, introduz-se ar na esponja de ferro 20 com o ar colocando o material de esponja em contato com sulfeto de ferro no seu exterior. O ar regenera o sulfeto de ferro para formar óxido de ferro e enxofre sólido. Em algumas realizações, a manutenção é um método de regeneração total. Nessas realizações de método de regeneração total, a solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 é introduzida na esponja de ferro 20 com solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 colocando em contato o material de esponja com sulfeto de ferro no seu exterior. Solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 regenera o sulfeto de ferro em água e óxido de ferro. Em algumas realizações, manutenção repetida pode incluir o método de regeneração limitada até que o enxofre revista a superfície do material de esponja, no todo ou em parte. Sem limitações à teoria, o enxofre que reveste a superfície (ou seja, a superfície de óxido de ferro) pode limitar a conversão dos sulfetos perigosos (ou seja, a conversão de sulfeto de hidrogênio). Em casos em que o enxofre reveste a superfície, no todo ou em parte, podem ser utilizados o método de substituição de esponja e/ou o método de regeneração total.

Além disso, em uma realização de operação de sistema de tratamento de água produzida em campos de petróleo e gás em dois estágios 5, a água produzida com teor reduzido de sulfeto 85' é fornecida para o dispositivo de remoção de material de formação 35 (ou seja, filtro de cartucho) por meio da bomba 30. Os sólidos são removidos por meio do dispositivo de remoção de material de formação 35 e introduz-se em seguida água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' no dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40 (ou seja, filtro de carbono) no qual os traços de hidrocarbonetos são

removidos da água produzida com teor de sulfeto reduzido 85' para fornecer água produzida tratada 90. Em uma realização, é determinado o teor de água produzida tratada 90. Caso o teor de água produzida tratada 90 esteja acima de um teor alvo final desejado, as realizações incluem a reciclagem de água produzida tratada 90. O alvo final contém teor máximo (ou seja, em ppm) de hidrocarbonetos (tais como petróleo) e/ou sulfetos perigosos (tais como sulfeto de hidrogênio). Em algumas realizações, o teor de sulfeto perigoso de água produzida tratada 90 é determinado pelo dispositivo de medição de reciclagem 100, que mede o teor de sulfeto perigoso da água produzida tratada 90. O dispositivo de medição de reciclagem 100 pode ser qualquer dispositivo apropriado para a medição do teor de um líquido. Em algumas realizações, o dispositivo de medição de reciclagem 100 é um sensor. Pode ser utilizado qualquer sensor apropriado. Em uma realização, o sensor é um sensor de membrana e acetato de chumbo. Em algumas realizações, a análise pelo dispositivo de medição de reciclagem 100 é automática. Em realizações alternativas, a análise pelo dispositivo de medição de reciclagem 100 é manual. Essa análise manual pode ser realizada, por exemplo, por meio de métodos de titulação de prata. Qualquer dispositivo apropriado (não ilustrado) pode ser utilizado para determinar o teor de hidrocarbonetos de água produzida tratada 90, tais como, sem limitações, sensores infravermelhos, medições da turvação ultravioleta e similares.

No caso em que o teor de água produzida tratada 90 é determinado pelo dispositivo de medição de reciclagem 100 para que contenha teor de sulfeto perigoso maior que o alvo final para sulfetos perigosos, realizações do sistema de tratamento de água produzida por campo de petróleo e gás em dois estágios 5 incluem a reciclagem da água produzida

tratada 90 na forma de fluxo de reciclagem 60. Nessas realizações, o fluxo de reciclagem 60 é reciclado, reinjetado com solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 e misturado para inclusão com água produzida com teor de sulfeto reduzido 85. Em uma realização, o fluxo de reciclagem 60 é reinjetado na válvula de solução estabilizada de percarbonato de sódio 25 com solução estabilizada de percarbonato de sódio 50. Em realizações alternativas, o fluxo de reciclagem 60 é reinjetada em esponja de ferro 20. Em algumas realizações, determina-se se o fluxo de reciclagem 60 é reciclado para a esponja de ferro 20 ou para reinjeção com solução estabilizada de percarbonato de sódio 50 com base no teor de sulfeto perigoso com relação ao objetivo final. Em algumas realizações, em casos em que o teor de sulfeto perigoso é mais de 100 ppm maior que o objetivo final, o fluxo de reciclagem 60 é reciclado para a esponja de ferro 20. Nessas realizações, em casos em que o teor de sulfeto perigoso é mais de 100 ppm maior que o objetivo final, o fluxo de reciclagem 60 é reciclado para reinjeção com solução estabilizada de percarbonato de sódio 50.

No caso em que o teor de água produzida tratada 90 é determinado como contendo teor de hidrocarbonetos mais alto que o objetivo final para hidrocarbonetos, realizações do sistema de tratamento de água produzida por campo de petróleo e gás em dois estágios 90 incluem a reciclagem da água produzida tratada 90 na forma de fluxo de reciclagem 60. Nessas realizações, o fluxo de reciclagem 60 é reciclado e reinjetado no recipiente de remoção de óleo 15 ou no dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40. Em algumas realizações, determina-se se o fluxo de reciclagem 60 é reciclado para o recipiente de remoção de óleo 15 ou para o dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40 com base no teor de hidrocarbonetos com relação ao objetivo final. Em algumas

realizações, em casos em que o teor de hidrocarbonetos é mais de 100 ppm maior que o objetivo final, o fluxo de reciclagem 60 é reciclado para o recipiente de remoção de óleo 15. Nessas realizações, em casos em que o teor de hidrocarbonetos é mais de 100 ppm maior que o objetivo final, o fluxo de reciclagem 60 é reciclado para o dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40.

Em algumas realizações exibidas, o sistema de tratamento de água produzida por petróleo e gás em dois estágios 5 é automático. Deve-se compreender que o sistema de tratamento de água produzida em campo e petróleo e gás em dois estágios 5 não se limita às realizações exibidas na Figura. Em realizações alternativas (não ilustradas), o sistema de tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 não possui tanque 10. Em outras realizações alternativas (não ilustradas), o sistema de tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 não possui bomba 30, dispositivo de remoção de material da formação 35 e/ou dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40. Em realizações alternativas (não ilustradas) nas quais o sistema de tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 não possui bomba 30, dispositivo de remoção de material da formação 35 e dispositivo de remoção de hidrocarbonetos 40, a água produzida tratada 90 é água produzida com teor de sulfeto reduzido 85'. Em outras realizações alternativas (não ilustradas), o sistema de tratamento de água produzida em campo de petróleo e gás em dois estágios 5 não possui recipiente de remoção de óleo 15. Nessas realizações alternativas, água produzida em campo petrolífero 75 é introduzida na esponja de ferro 20 e/ou a água produzida em campo petrolífero 75 tem hidrocarbonetos removidos para outro local, para fornecer água produzida com teor reduzido de óleo

80, que é introduzida em seguida na esponja de ferro 20.

Para ilustrar adicionalmente diversas realizações ilustrativas da presente invenção, é fornecido o exemplo a seguir.

5

EXEMPLO

O presente exemplo destinou-se a medir o exoterma de reação entre água ácida e uma solução estabilizada de percarbonato de sódio. SWT-K13® foi a solução estabilizada de percarbonato de sódio utilizada.

10

Utilizou-se uma água ácida testada a 10.200 ppm de sulfeto de hidrogênio. Foram diluídos 11 ml dessa água ácida em 100 ml em uma garrafa tampada. Adicionou-se 2 ml de óleo (óleo de motor) aos 100 ml de água ácida. Adicionou-se 1 ml de dispersante para dispersar o óleo de motor. O SWT-K13® foi
15 testado a 9,60% de ativo.

15

100 ml de água ácida foram tratados com 33 ml de SWT-K13® por meio de colocação em um banho sob temperatura constante a 60 °C. Após uma hora, os dois líquidos haviam atingido temperatura estável de 58 °C. Adicionou-se o SWT-
20 K13® à água ácida e foi monitorada elevação da temperatura. A temperatura da água ácida tratada elevou-se de 58 °C para 62 °C em até dois minutos e, em seguida, permaneceu estável.

20

25

Embora a presente invenção e suas vantagens tenham sido descritas em detalhes, dever-se-á compreender que podem ser realizadas diversas mudanças, substituições e alterações no presente sem abandonar o espírito e o âmbito da presente invenção, conforme definido pelas reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. SISTEMA DE TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO DE PETRÓLEO E GÁS EM TRÊS ESTÁGIOS PARA O TRATAMENTO DE UMA ÁGUA PRODUZIDA EM CAMPO PETROLÍFERO, onde a água produzida do campo petrolífero compreende hidrocarbonetos e sulfetos perigosos, sendo o sistema (5) caracterizado por compreender:

um tanque de teste (10), em que a água produzida do campo petrolífero (75) é testada para determinar a quantidade de hidrocarbonetos na água;

um recipiente de remoção de óleo (15), em que o recipiente de remoção de óleo (15) é capaz de conter água produzida do campo petrolífero (75) é introduzida para o recipiente de remoção de óleo (15), e em que o recipiente de remoção de óleo (15) é capaz de remover uma parte do hidrocarbonetos da água produzida no campo petrolífero (75) de para fornecer uma água produzida do óleo reduzido (80);

uma esponja de ferro (20), em que a esponja de ferro compreende um substrato de argila; em que a esponja de ferro é capaz de remover uma parte dos sulfetos perigosos a partir da água produzida de óleo reduzido (80) para fornecer água produzida de sulfeto reduzido(85, 85'), e

uma solução de percarbonato de sódio estabilizada (50) compreendendo tartrazina, em que a solução de percarbonato de sódio estabilizado é misturado com a água produzida de sulfeto reduzido (85, 85') para fornecer uma água tratada produzida (90).

2. SISTEMA, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pela esponja de ferro (20) remover entre 80% e 98% dos sulfetos perigosos a partir da água reduzida produzida do óleo reduzido (80).

3. SISTEMA, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pela solução de percarbonato de sódio estabilizado reduzir os sulfetos perigosos na água produzida

do sulfeto reduzido (85, 85') para entre 1 ppm e 20 ppm.

4. SISTEMA, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda um dispositivo de medição de esponja (95), em que o dispositivo de medição de esponja
5 (95) determina a quantidade de sulfetos perigosos na água produzida do sulfeto reduzido (85, 85').

5. SISTEMA, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda um dispositivo de remoção de material de formação (35), em que o dispositivo de remoção
10 de material de formação (35) remove materiais de formação da água produzida do sulfeto reduzido (85, 85').

6. SISTEMA, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda um dispositivo de remoção de hidrocarbonetos (40), em que o dispositivo de remoção de
15 hidrocarbonetos (40) remove hidrocarbonetos da água produzida do sulfeto reduzido (85, 85').

7. SISTEMA, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo sistema compreender ainda a água produzida tratada (90).

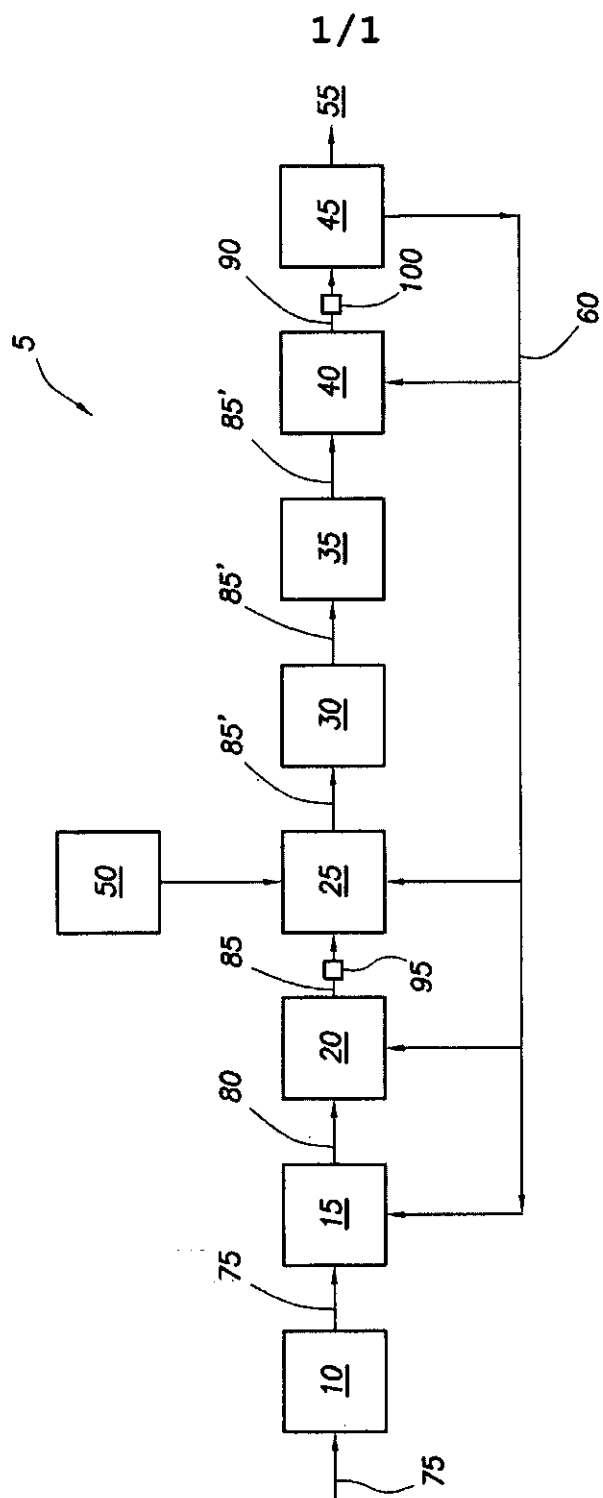


FIG. 1