



ALLINE TEIXEIRA AMORIM ALMEIDA

ESTRATÉGIAS DO MERCADO PETROLÍFERO NA ETAPA DA COMPLETAÇÃO
DE POÇOS PARA MITIGAR OS IMPACTOS EM AMBIENTES COM H₂S.

Macaé 2023

PÚBLICA

ESTRATÉGIAS DO MERCADO PETROLÍFERO NA ETAPA DA COMPLETAÇÃO
DE POÇOS PARA MITIGAR OS IMPACTOS EM AMBIENTES COM H₂S.

Trabalho de Conclusão de Graduação
submetido à Universidade Federal do Rio
de Janeiro – Campus Macaé, como parte de
requisitos necessários à obtenção do título
de Bacharel em Química.

Orientador: Prof. Dr. Paulo José de Sousa
Maia.

Co.Orientador: Prof. Me. Rafael Rangel de
Salles Guerra

BANCA EXAMINADORA:

Prof^ª: Nelilma Correia Romeiro

Prof. Leonardo Gomes da Silva

Dedico este trabalho a minha família por todo apoio concedido para chegar até este momento de conclusão de curso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por desenhar a minha trajetória e me permitir sair da minha cidade natal e ir estudar em Macaé, foram muitos desafios longe de casa, mas em todos pude sentir sua mão me guiando e sua presença me fazendo companhia em cada momento feliz e principalmente nos dias difíceis.

Agradeço aos meus pais por confiarem em mim e me apoiarem na decisão de sair de casa aos 19 anos para ir estudar e morar longe deles. Obrigada pela confiança, pelo apoio e pelo amor depositados para juntos chegarmos a essa conquista.

Agradeço ao meu esposo. Quando descobri a aprovação ainda éramos namorados e estava ao seu lado. Obrigada por em todos os momentos me apoiar e me incentivar a correr atrás dos meus sonhos e objetivos, mesmo que esses seja a alguns km de distância de você.

Agradeço aos meus colegas de faculdade que tornaram os dias muito mais alegres, choramos juntos, rimos juntos e hoje nos formamos juntos. Obrigada a Júnia e a Rayane por tudo! Sem vocês teria sido muito mais difícil.

Obrigada a todos os professores que levavam para sala não só a sua experiência e didática, mas a amizade, o carinho e o respeito. Obrigada por ensinar com maestria, desejo que continuem a marcar a trajetória de outros alunos. Em especial, aos professores Paulo Maia e Rafael Guerra por todo apoio neste projeto. Obrigada pelos conselhos, ensinamentos e paciência. Meu muito obrigada!

Agradeço às empresas que fizeram parte da minha formação na Petrobras e a Tetra Technologies que me deram a vivência e a experiência de levar para a empresa o que aprendia em sala de aula. Foi uma experiência incrível viver o estágio e hoje atuar no mercado de óleo e gás.

*“Os céus declaram a glória de Deus e o firmamento anuncia a obra das suas mãos.”
Salmos 19:1*

PÚBLICA

CIP - Catalogação na Publicação

A447

Almeida, Alline Teixeira Amorim

Estratégias do mercado petrolífero na etapa da completação de poços para mitigar os impactos ambientais com H₂S / Alline Teixeira Amorim Almeida - Macaé, 2023.

59 f.

Orientador(a): Paulo José de Sousa Maia.

Coorientador(a): Rafael Rangel de Salles Guerra.

Trabalho de conclusão de curso (graduação) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto Multidisciplinar de Química, Bacharel em Química, 2023.

1. Petróleo. 2. Química – Petróleo. 3. Sulfeto de Hidrogênio. 4. Corrosão.
5. Metalurgia. I. Maia, Paulo José de Sousa, orient. II. Guerra, Rafael Rangel de Salles, corient. III. Título.

CDD 540

RESUMO

ALMEIDA, Alline Teixeira Amorim. **ESTRATÉGIAS DO MERCADO PETROLÍFERO NA ETAPA DA COMPLETAÇÃO DE POÇOS PARA MITIGAR OS IMPACTOS EM AMBIENTES COM H₂S**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Química) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Campus Macaé, Professor Aloísio Teixeira Macaé, 2023.

O petróleo possui diversos contaminantes que são tóxicos à saúde humana causando consequências ambientais, socioambientais e econômicas. O Sulfeto de Hidrogênio (H₂S) é um gás presente nos reservatórios de petróleo que possui características tóxicas e corrosivas e que em contato com a água forma ácido sulfúrico. De acordo com as suas propriedades físico-químicas o H₂S se acumula em espaços de pouca ventilação, causa problemas de saúde e é letal em concentrações próximas a 700 ppm. O efeito corrosivo deste gás também é considerado quando analisadas as tubulações da produção gerando orifícios que propiciam vazamentos. Dessa forma, a indústria petrolífera precisa buscar tecnologias e aditivos químicos que reduzam os impactos causados aos seus equipamentos quando em contato com tal contaminante. Este trabalho tem como objetivo verificar as estratégias do mercado petrolífero para reduzir os impactos na etapa de completação de poços em ambientes com a presença de H₂S. A abordagem metodológica utilizada foi a revisão bibliográfica do tipo integrativa. Este método utiliza dados da literatura a fim de encontrar definição de conceitos, revisão de teorias e evidências e análises de problemas de um assunto particular. Os locais de busca de materiais se deram nos portais: Periódico CAPES em 7 de dezembro de 2022 e SciELO em 30 de dezembro de 2022 onde foram encontrados artigos, teses e dissertações, sendo um total de 272 no Periódico CAPES e 61 no SciELO. Os descritores utilizados para a pesquisa nos portais de busca foram: Remoção de H₂S; Sulfeto de Hidrogênio; Sulfeto de Hidrogênio Petróleo; Corrosão Petróleo. Os critérios de seleção das bibliografias para estudo pautaram-se nos títulos, resumos, introdução e conclusão que possuem compatibilidade com o tema. Observou-se um interesse das empresas em buscar estudar e modificar a composição e a estrutura de seus equipamentos quando estes são submetidos às altas concentrações de agentes corrosivos.

Palavras-chave: Remoção de H₂S; Sulfeto de Hidrogênio; Sulfeto de Hidrogênio Petróleo; Corrosão Petróleo

AUTORIZAÇÃO

ALLINE TEIXEIRA AMORIM ALMEIDA, DRE 116192719, autorizo à Universidade Federal do Rio de Janeiro a divulgar total ou parcialmente o presente Trabalho de Conclusão de Curso através de meios eletrônicos e em consonância com a orientação geral do SiBI.

Macaé, Maio de 2023.

Assinatura

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized 'S' followed by a vertical line and a horizontal stroke, positioned above a horizontal line.

PÚBLICA

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Efeito do sulfeto de hidrogênio nos seres humanos.....	23
Tabela 2: Resultados encontrados na busca do Periódico CAPES.....	28
Tabela 3: Pesquisa em portal SciELO.....	30
Tabela 4: Empresas selecionadas para pesquisa.....	32

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Empresas selecionadas para pesquisa.	32
Quadro 2: Artigos selecionados.....	36
Quadro 3: Empresas selecionadas para discussão deste trabalho.....	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Tipos de Completação.....	16
Figura 2: Tipos de fluidos e os diferentes sistemas.....	17
Figura 3: As bases dos fluidos de completação.....	18
Figura 4: Fluxograma com o processo de escolha dos artigos, teses e dissertações no Periódico CAPES.....	29
Figura 5: Fluxograma com o processo de escolha dos artigos, teses e dissertações no SciELO.	30
Figura 6: Relação dos artigos abordados neste trabalho.....	33
Figura 7: Distribuição das publicações encontradas pelas pesquisas realizadas no Periódico CAPES e SciELO pela região geográfica.....	34
Figura 8: Trabalhos escolhidos para revisão.....	35
Figura 9: Relação dos artigos abordados neste trabalho.....	50

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO.....	12
2.OBJETIVOS.....	13
3.JUSTIFICATIVA.....	13
4. REFERENCIAL TEÓRICO.....	14
4.1 O PETRÓLEO.....	14
4.2 COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO.....	15
4.3 FLUIDOS.....	16
4.3.1 Fluidos de Completação.....	16
4.4 ADITIVOS QUÍMICOS E OS ITENS LABORATORAIS DE CONTROLE DE QUALIDADE.....	19
4.5 SULFETO DE HIDROGÊNIO.....	21
4.5.1 Problemas Causados pelo H₂S.....	22
4.5.1.1 Corrosão Sob Tensão.....	23
4.5.1.2 Trincamento Induzido por Hidrogênio.....	24
4.5.2 Sequestrante de H₂S em Poços de Petróleo.....	24

4.5.2.1 Características de um bom sequestrante.....	24
4.6 PORTAIS DE PESQUISA PARA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	25
4.6.1 Periódico CAPES.....	25
4.6.2 SciELO.....	26
5.METODOLOGIA.....	26
5.1 PERIÓDICO CAPES.....	27
5.2 SciELO.....	29
5.3 PRODUTOS QUÍMICOS NO MERCADO ATUAL.....	31
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	33
6.1 ESTRATÉGIAS DO MERCADO PETROLÍFERO PARA REDUZIR OS IMPACTOS NA ETAPA DE COMPLETAÇÃO DE POÇOS EM AMBIENTE COM A PRESENÇA DE H ₂ S.....	34
6.2 PESQUISA AO MERCADO DA COMPLETAÇÃO.....	51
7.CONCLUSÃO.....	55
REFERÊNCIAS.....	57

1. INTRODUÇÃO

A palavra petróleo é derivada das palavras latinas, *petra* e *oleum*, que significam literalmente óleo de pedra (THOMAS, 2001). O uso do petróleo e seus derivados se tornou imprescindível para a vida humana na terra como, por exemplo, em forma de combustíveis automotivos, energia nas usinas termoelétricas. Além disso, ele é uma importante matéria-prima utilizada na fabricação de plásticos, tintas, borrachas sintéticas e entre outros.

Segundo Gomes (2007), a completção é a fase da exploração do petróleo em que se instala, no poço, os equipamentos necessários para trazer controladamente à superfície os fluidos desejados, bem como permitir a instalação de eventuais equipamentos de monitoração no poço. É interessante ressaltar que a completção também é feita nos poços de observação e injeção. A complexidade da completção depende de diversos fatores, tais como a pressão do reservatório, a presença ou não de água de produção, a existência ou não de múltiplas zonas para produção e etc.

O óleo bruto possui diversos contaminantes como o Sulfeto de Hidrogênio (H_2S) um contaminante presente nos fluidos produzidos em campos de petróleo e gás, podendo estar presente naturalmente no reservatório ou ocorrer após o início da produção do campo, desde pequenas quantidades até altas concentrações (MAINER, 2003).

De acordo com a Drager (2013) em concentrações baixas a 0,03 ppm, já é perceptível o H_2S ao olfato humano. A cerca de 20 ppm, o odor é insuportável. E não apenas o sistema nervoso central e o cardiovascular podem ser danificados rapidamente, mas os nervos olfativos podem até ser paralisados. Um efeito fatal, uma vez que o sistema natural de aviso é o nariz, tornando-o assim inútil. A partir de 500 ppm, um efeito de ameaça à vida começa a se definir, e a partir de 700 ppm o corpo entra em colapso devido a paralisia respiratória, convulsões e perda de consciência. A partir de concentrações de cerca de 1.000 ppm, uma única inalação pode levar à morte instantânea.

Além dos casos extremos derivados dos efeitos das emissões de H_2S à vida dos trabalhadores, também há fatores econômicos, como danos às instalações da planta e ao meio ambiente, podendo gerar períodos sem produção e custos. Por isso, se faz necessário conhecer tecnologias que trazem segurança aos processos e aos equipamentos quando em contato com tal contaminante.

Neste trabalho foram abordados os conceitos das fases da completção de poço de petróleo, que se divide em completção seca quando em poço terrestre e completção molhada quando em poço em águas do mar, também será visto as diversas zonas que constituem esse processo, além de conceituar os fluidos de completção e os aditivos químicos utilizados nesta fase do poço. Devido a presença de água e do contaminante H₂S nos fluidos produzidos pelos poços de petróleo, os equipamentos estão sujeitos a tensões e falhas repentinas devido à corrosão, alguns exemplos são, corrosão sob tensão por sulfeto e o trincamento induzido pelo hidrogênio. Nesses modos de falha ocorre a deterioração do material sendo prejudicial à segurança das pessoas envolvidas, e a estrutura das plataformas e ao meio ambiente.

2. OBJETIVOS

- Pesquisar as estratégias do mercado petrolífero para reduzir os impactos na etapa de completção de poços em ambiente com a presença de H₂S e verificar os aditivos químicos que estão sendo utilizados no mercado a fim de se remover H₂S do meio.

3. JUSTIFICATIVA

Este estudo se justifica, pois, a etapa da completção de poços envolve planejamento e um alto custo, uma vez que essa fase terá grande influência em toda a vida produtiva do poço de petróleo. A presença de H₂S traz a problemática de se operar em um ambiente tóxico e por consequência causador de danos às pessoas, meio ambiente, equipamentos e planta produtora, portanto se carece de mais trabalhos nessa área tendo em vista que baseado na pesquisa e no estudo realizado não foram encontrados muitos assuntos na literatura sobre o tema. Neste sentido, busca-se elaborar um trabalho que possa servir de consulta para outros acadêmicos que tenham interesse no tema, e incentivá-los a dar continuidade a trabalhos a respeito da temática. Foi escolhido os portais para busca o Periódico CAPES e SciELO por serem portais brasileiros, a fim de conhecer os estudos e pesquisas desenvolvidos no país sobre o tema deste trabalho.

4. REFERENCIAL TEÓRICO

4.1 O PETRÓLEO

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microrganismos e algas que formam o fitoplâncton e não podem sofrer processos de oxidação. A necessidade de condições não-oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante em seu interior. A interação dos fatores matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, todavia sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante onde vivem. (THOMAS, 2001).

Segundo Agência Nacional do Petróleo (ANP) o petróleo é definido como “uma mistura de hidrocarbonetos em seu estado natural”. A PETROBRAS definiu como “uma mistura de hidrocarbonetos produzidos pela ação da natureza, que vem sendo formado a milhões de anos através da decomposição do material orgânico depositado no fundo de antigos mares e lagos”. A palavra petróleo deriva das palavras latinas, pedra e *oleum*, que significam literalmente óleo de pedra (THOMAS, 2001).

Independente da origem do petróleo, sua composição elementar não varia muito sendo que as diferentes propriedades físico-químicas dos óleos, como exemplo a densidade, são determinadas por suas classes de hidrocarbonetos constituintes, e suas proporções e distribuição em função do ponto de ebulição do óleo. O termo petróleo leve normalmente designa aquele que contém alta proporção de constituintes de baixo ponto de ebulição, enquanto que o petróleo pesado apresenta uma composição mais complexa, uma vez que é constituído, em sua maior parte, de compostos com ponto de ebulição elevado, maior quantidade de estruturas aromáticas e de compostos contendo heteroátomos (MELLO, 2007).

Nesse sentido, a descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo estudo, e somente após um prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo os geólogos podem propor a perfuração de um poço de petróleo. O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório. Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza,

mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Desse modo, podem se constituir rochas-reservatório os arenitos e calcarenitos, e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. Algumas rochas, como os folhelhos e alguns carbonatos, normalmente porosos, porém impermeáveis, podem vir a se constituir reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados (THOMAS, 2001).

4.2 COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Ao terminar a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás denomina-se completção.

A respeito dos tipos de completção este podem ser separados em 2 grupos:

- **Completção Seca:** quando o poço se encontra em solo terrestre, ou seja, a cabeça do poço fica posicionada em terra.
- **Completção Molhada:** quando a extração do petróleo é feita em solo marinho, ou seja, a cabeça do poço fica localizada no fundo do mar.

Quanto aos números de zonas exploradas estas podem ser simples ou múltiplas:

- **Simple:** Ocorre quando uma única tubulação metálica é descida no interior do revestimento de produção, da superfície até próximo à formação produtora. A esta tubulação, acompanhada de outros equipamentos, denomina-se coluna de produção (figura 1a). Este tipo de completção possibilita produzir de modo controlado e independente somente uma zona de interesse.
- **Múltiplas:** Permite produzir ao mesmo tempo duas ou mais zonas ou reservatórios diferentes, através de uma ou mais colunas de produção descidas no poço. A figura 1a mostra um esquema de completção seletiva, com apenas uma coluna de produção, equipada de forma a permitir a produção de duas zonas em conjunto ou uma das zonas alternativamente.

A figura 1c mostra um exemplo de completção dupla, que permite a produção de duas zonas de modo controlado e independente, através de duas colunas de produção com dois obturadores. As completções múltiplas são mais econômicas porque permitem diminuir o número de poços necessários para

produzir um determinado campo. As principais vantagens das completações múltiplas são: possibilidade de drenar ao mesmo tempo diversas zonas produtoras, através de um mesmo poço, sem maior prejuízo para o controle dos reservatórios; possibilidade de se colocar em produção reservatórios marginais, cuja produção isolada não seria economicamente viável.

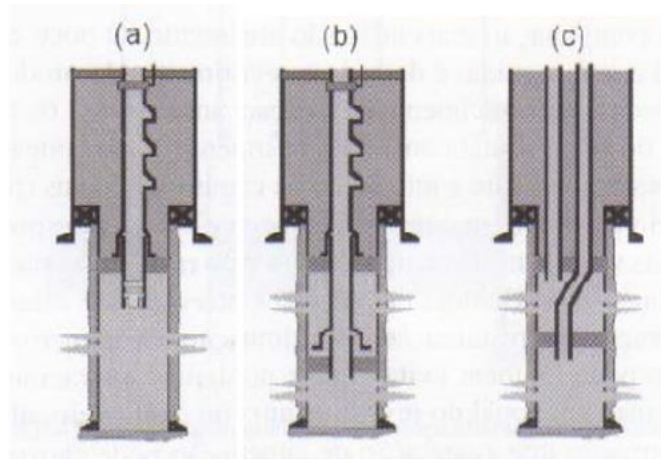


Figura 1: Tipos de Completção

Fonte: Thomas, 2011

As etapas que constituem a completção de um poço são:

- **Instalação dos equipamentos de superfície:** são instalados a cabeça de produção e o BOP para permitir o acesso ao interior do poço, com toda a segurança necessária, para execução das demais fases.
- **Condicionamento do poço:** Uma vez instalados os equipamentos de superfície, procede-se à fase de condicionamento do revestimento de produção e à substituição do fluido que se encontra no interior do poço por um fluido de completção.
- **Avaliação da qualidade do cimento:** A cimentação tem a função primordial de promover vedação hidráulica entre os diversos intervalos permeáveis, ou até mesmo dentro de um mesmo intervalo, impedindo a migração de fluidos por trás do revestimento, bem como propiciar suporte mecânico ao revestimento.
- **Canhoneio:** A operação de canhoneio tem por finalidade colocar o poço em contato com a formação utilizando cargas explosivas.
- **Instalação da coluna de produção:** Permitir a instalação de equipamentos para

a elevação artificial além de possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço, em intervenções futuras.

4.3 FLUÍDOS

Os fluidos são substâncias capazes de escoar e que se deformam com facilidade. Podem ser líquidos, gasosos e oleosos. As propriedades de cada fluido a ser utilizado são estabelecidas na fase de projeto do poço (THOMAS, 2001).

Os fluidos na indústria petrolífera são utilizados em 3 etapas: perfuração, completação e cimentação (Figura 2).

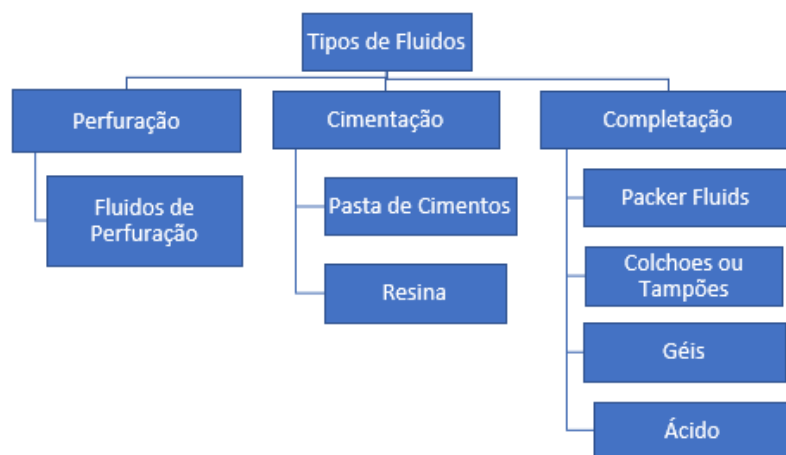


Figura 2: Tipos de fluidos e os diferentes sistemas

Fonte: Adaptado de Barbosa, 2012.

4.3.1 Fluidos de Completção

Os fluidos de completação são bombeados para dentro do poço após a perfuração ou durante uma intervenção. Esses fluidos, por serem bombeados para uma “zona de interesse” (reservatório), devem ter certas características específicas em função do cenário apresentado. Os fatores que devem ser considerados nessa definição são (BARBOSA, 2012):

- Tipo de reservatório (arenito, carbonato, presença de folhelhos e outros);
- Resistência à corrosão (tipo de metalurgia e elastômeros);
- Limitações técnicas dos aditivos;
- Restrições ambientais;
- Logística;
- Custos.

Os fluidos de completção têm por funções primárias (BARBOSA, 2012):

- Controlar as pressões existentes;
- Impedir a invasão dos fluidos da formação para dentro do poço;
- Manter a estabilidade do poço;
- Promover o carreamento de materiais decantados, tais como: areia, cascalhos, pedaços de ferro (pequenos), cimento etc.

Os tipos de Fluido de Completção podem ser de duas bases como mostra a figura abaixo:

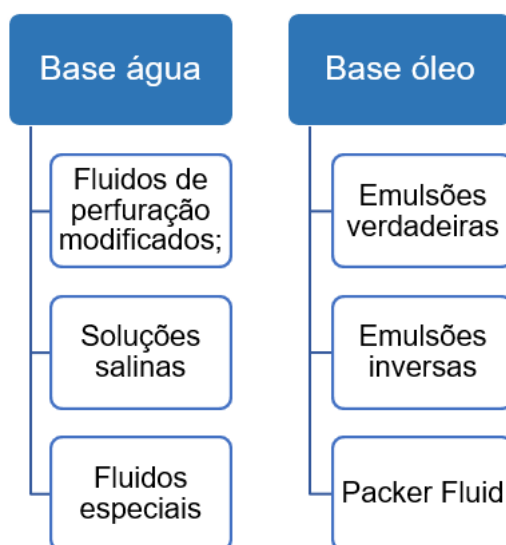


Figura 3: As bases dos fluidos de completção

Fonte: Adaptado de Barbosa, 2012.

BASE ÁGUA: São fluidos nos quais a fase contínua é a água, e os aditivos químicos são adicionados a essa fase no preparo dos fluidos.

A) Fluidos de perfuração modificados: Estes fluidos são os mais econômicos uma vez que já se encontram no poço e nos tanques, necessitando apenas de um tratamento para colocá-los nas condições programadas.

B) Soluções Salinas: Os sais comuns utilizados no preparo desses fluidos são - Cloreto de sódio; Cloreto de cálcio; Cloreto de potássio; Cloreto de zinco.

C) Fluidos Especiais: As características normalmente projetadas para esses fluidos são - Controle da filtração; inibir inchamento de argilas pelo fluido que possa ser perdido para formação; Viscosidade para remover areia, materiais cortados e outros.

BASE ÓLEO: São fluidos em que a fase contínua é um óleo, sendo os aditivos químicos adicionados a essa fase no preparo dos fluidos.

A) Emulsões verdadeiros: O fluido consta de uma emulsão óleo e água, com agente emulsionante e viscosificante, estabilizador de argila e material para combater perda de fluido.

B) Emulsões inversas: São as chamadas emulsões de água em óleo. São fluidos de perfuração não aquosos modificados. Seu uso requer a redução do teor de sólidos, sendo, muitas vezes, necessário o uso de um fluido novo com ou sem sólidos.

C) Packer Fluid: Sua função é manter o controle das pressões no revestimento, tubing e packer, sem causar corrosão aos metais expostos. Isso permite a manipulação do tubing e/ou packer sem decantação de detritos sobre os mesmos.

4.4 ADITIVOS QUÍMICOS E OS TESTES LABORATORIAIS DE CONTROLE DE QUALIDADE

A maioria dos produtos químicos usados nas operações de campo são vendidos com um nome comercial ou código de companhia. Por isso, poucos sabem utilizá-los, compreender seus nomes genéricos ou o seu comportamento quando em contato com outros aditivos químicos. Por esse motivo, testes de compatibilidade são realizados em todos os aditivos e misturas que serão usados na operação (BARBOSA, 2012).

Para entender qual aditivo químico será utilizado no fluido precisa-se compreender qual a necessidade do poço, qual tipo de composição o poço possui e quais finalidades desejam-se obter. Para isto, é necessário avaliar as características e variantes que um fluido de completação tem, são estas:

- **Água:** Utilização da água do mar por apresentar vantagens econômicas, porém deve-se analisar o pH, salinidade, cálcio, magnésio e ferro total.
- **Bactericidas:** As bactérias redutoras de sulfatos (BRS) ocorrem em reservatórios de petróleo. A grande maioria das famílias de BRS é

anaeróbica restrita e, por conta de sua habilidade de metabolizar sulfatos, produz o gás sulfídrico - H_2S . Além de ser altamente tóxico, o H_2S é extremamente corrosivo, sendo, portanto, agressivo para os elementos metálicos que compõem o poço.

- **Inibidores de Corrosão:** Funcionam por adsorção na superfície do aço da coluna e do revestimento, formando um filme protetor e impedindo o contato do ácido com o aço; fosfatos, silicatos, tiocianatos, podem ser usados.
- **Controladores de pH:** Principais utilizados: Hidróxido de sódio; bicarbonato de sódio; ácido clorídrico; ácido acético e fórmico.

Algumas técnicas de análises são consideradas para monitorar as variantes dos fluidos:

- **Teste de Densidade:** essa técnica pode ser feita através de densímetro digital e/ou através de densímetro de vidro que quando colocado sob o fluido previamente posto em proveta, o densímetro sofre processo de flutuação onde é possível ler a densidade pela graduação do equipamento.
- **Teste de Turbidez:** essa técnica é utilizada através de turbidímetro, onde amostras do fluido é colocado em recipientes propriamente do equipamento e por um feixe de luz analisa-se a escala de turbidez da amostra.
- **pH:** O teste de pH é feito através do pHmetro em que um eletrodo é posto na amostra e após calibrar o equipamento com as amostras padrão, o eletrodo é posto no fluido e é feita a leitura do pH da amostra.
- **Viscosidade:** A viscosidade é calculada pelo viscosímetro que mede a capacidade que o fluido tem de escorrer ou sua resistência quando tentamos despejá-lo.

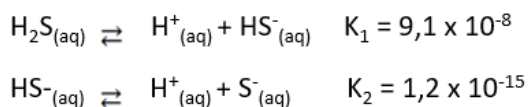
O Controle de Qualidade Químico é realizado a fim de garantir que as condições das variáveis de determinada amostra sejam entregues a um cliente final de acordo com as necessidades dele. Por exemplo, suponha que seja aberta uma licitação onde ocorra uma determinada exploradora de petróleo, tendo em vista as condições já conhecidas do poço precise de aditivos químicos ou propriamente do fluido que atenda sua demanda e

realidade, nesse sentido é dito pela exploradora qual pH, viscosidade, turbidez e densidade necessários para garantir sua eficácia no poço. Sendo assim, os testes de controle de qualidade deverão ser realizados no produto a fim de garantir que a necessidade do cliente seja garantida. Feito o controle é gerado pelo analista, um Certificado de Análise que contenha todas as análises realizadas no produto enquadradas na especificação do cliente, neste caso, a exploradora de petróleo.

É válido ressaltar que um fluido de completção não possui uma única formulação. A melhor formulação será aquela que garanta que as necessidades de determinada etapa do poço sejam atendidas, neste trabalho foi ressaltado as bases que um fluido possa ter, por vezes água ou óleo, e os demais aditivos são introduzidos no fluido de acordo com a finalidade da etapa de completção.

4.5 SULFETO DE HIDROGÊNIO

O ácido sulfídrico ou sulfeto de hidrogênio (H₂S) é um gás inflamável, venenoso, mais denso do que o ar e de odor desagradável característico (ovo podre). A nomenclatura sulfeto de hidrogênio é comumente utilizada quando se refere ao ácido sulfídrico não dissolvido em água, ou seja, na sua forma gasosa. Em solução aquosa o ácido sulfídrico é considerado um ácido fraco, cujo equilíbrio em meio aquoso é dado pelas reações abaixo (DOUGLAS 2014).



O Sulfeto de Hidrogênio é um contaminante presente nos fluidos produzidos em campos de petróleo e gás, podendo estar presente naturalmente no reservatório ou ocorrer após o início da produção do campo, desde pequenas quantidades até altas concentrações (MAINER, 2003).

A origem do H₂S pode ser tanto geológica devido à decomposição térmica de compostos de enxofre presentes nas rochas dos reservatórios, como também tem sido geralmente associada às operações de recuperação secundária, que envolve a injeção de água do mar.

Suspeita-se da possibilidade dos poços produzirem o H₂S por atividade microbiológica, mais precisamente por bactérias redutoras de sulfato, tal fenômeno é denominado souring, ou acidificação biogênica de reservatório (MAGALHÃES, 2010).

4.5.1 Problemas Causados pelo H₂S

O gás sulfeto de hidrogênio tem grande potencial irritante aos humanos, agindo primeiramente nos olhos e nariz. A exposição severa a esse gás pode causar coma imediato, com ou sem convulsão, até a morte. O H₂S quando respirado penetra pelos pulmões e alcança a corrente sanguínea.

À medida que a concentração de H₂S aumenta rapidamente, o organismo não consegue mais oxidá-lo totalmente, e então, o excesso de H₂S age no sistema nervoso; como consequência ocorre a paralisação do sistema respiratório. Os pulmões param de trabalhar resultando na morte do indivíduo por asfixia (MAINIER 2003). A exposição menos intensa ao H₂S geralmente causa tontura, fadiga, náusea, tosse, diarreia, perda de apetite, irritação na pele, sensação de secura e dor no nariz e no peito, gastrite, dor de cabeça e danos neurológicos (FRARE 2009).

Além da saúde humana os equipamentos que fazem parte do processo também são atingidos de forma negativa, a corrosão e fraturas nos equipamentos industriais, resultam em vazamentos de gases corrosivos, tóxicos, inflamáveis, explosões e incêndios (MAINER, 2003).

Considerando os aspectos tóxicos do H₂S, é importante que todas as pessoas envolvidas nos diversos segmentos industriais e nas comunidades próximas às instalações estejam suficientemente informadas sobre os riscos apresentados na Tabela 1, bem como estejam adequadamente treinadas para, em caso de emergência, prestar a assistência necessária. Além disso, é fundamental que os equipamentos de proteção individual, tais como máscaras com filtros especiais para H₂S e/ou com suprimento portátil de ar (oxigênio), estejam prontamente disponíveis. (MAINIER, 2003).

Tabela 1: Efeito do sulfeto de hidrogênio nos seres humanos

Concentração de H ₂ S no ar (ppm)	Tempo de exposição	Efeito nos seres humanos
0,05-5	1 min	Deteção do odor característico
10-30	6-8h	Irritação dos olhos
50-100	30min-1h	Conjuntivite, dificuldades de respiração
150-200	2-15min	Perda de olfato
250-350	2-15min	Irritação dos olhos
350-450	2-15min	Inconsciência, convulsão
500-600	2-15min	Distúrbios respiratórios e circulatórios
700-1500	0-2min	Colapso, morte

Fonte: (Mainer, 2003)

4.5.1.1 Corrosão Sob Tensão

Embora o gás CO₂, também presente na produção do óleo, possa provocar corrosão uniforme ou localizada muito severa aos ácidos, a corrosão localizada pelo H₂S pode ser ainda mais severa, podendo causar corrosão sob tensão. A corrosão sob tensão é caracterizada pela formação de trincas, o que favorece a ruptura do material. Praticamente não se observa perda de massa, o que é comum nos outros tipos de corrosão, assim o material permanece com bom aspecto até que a fratura ocorra (MENDEZ, 2009).

A corrosão provocada pelo processamento do petróleo começou a receber a devida atenção no final dos anos 40 e início dos anos 50, devido à necessidade de refino do petróleo com teores mais elevados de componentes ácidos o que resultou no aumento das perdas pelos processos corrosivos (CARVALHO 2004). A preocupação com a corrosão por ácido, principalmente ácidos sulfurados, tem aumentado na indústria de petróleo e gás por causa da recente política sobre a transformação de H₂S e os diversos óxidos de enxofre produzidos durante a extração de petróleo. A água produzida dos poços de petróleo está cada vez mais corrosiva, em virtude dos altos teores de H₂S presentes nesses poços, e essa corrosividade pode ser associada ao processo de “souring” ou acidificação do reservatório pelo H₂S.

Assim, o aumento do teor de H₂S nos fluidos produzidos não necessariamente causa um aumento na taxa de corrosão uniforme ou localizada, mas sim pode induzir a falha súbita de equipamentos em materiais susceptíveis a tais fenômenos de corrosão sob tensão e fragilização pelo hidrogênio (MAGALHÃES 2010).

4.5.1.2 Trincamento Induzido pelo Hidrogênio

O Trincamento Induzido pelo Hidrogênio é uma denominação introduzida para descrever a fratura de tubulações e vasos de pressão de aços microligados utilizados na indústria petroquímica quando em serviço.

A fratura induzida pelo hidrogênio normalmente é reportada em aços microligados, expostos a ambientes ácidos, encontrados na indústria do petróleo e gás. E depende da resistência mecânica do aço, tratamento térmico, microestrutura, temperatura e da composição química do eletrólito (presença de venenos catódicos, como o H_2S).

A fratura induzida pelo hidrogênio aparece tipicamente em temperaturas abaixo de $90^\circ C$, sendo mais severa a temperatura ambiente; caracteriza-se por uma ruptura frágil tipicamente orientada, paralela à direção de laminação da chapa e está associada a inclusões e bandas de segregação; essas trincas podem aparecer na ausência de tensão e se propagam na forma de linhas ou degraus.

4.5.2 Aditivos químicos utilizados para remoção de H_2S em Poços de Petróleo

O termo sequestrante de H_2S se refere a qualquer produto químico que possa reagir com uma ou mais espécies de sulfeto e possa convertê-lo em uma forma inerte. Eles devem reagir favoravelmente com o H_2S para gerar produtos menos tóxicos (GARRET, 1979).

O sulfeto de hidrogênio é encontrado na natureza, sendo proveniente dos campos de petróleo e gás natural, das águas subterrâneas, das zonas pantanosas, das jazidas de sal, de carvão ou de minérios sulfetados. É originário de processos geológicos baseados em diversos mecanismos físico-químicos ou microbiológicos. A geração natural do H_2S , portanto, está relacionada a ambientes geológicos diversos nos quais estejam presentes os componentes necessários e suficientes para o desencadeamento das reações (MAINER, 2003).

4.5.2.1 Características de um bom sequestrante

Um sequestrante ideal por (Garret, 1979): é o que possui as seguintes características

1) A reação de sequestro deve ser completa, rápida e previsível. Os produtos devem permanecer inertes sob todas as condições necessárias;

- 2) O sequestro deve ocorrer em qualquer ambiente químico e físico. Isso inclui uma ampla faixa de pH, temperatura, pressão, reações competitivas, condições de cisalhamento – todas em presença de diversas substâncias químicas ativas e sólidos encontrados na lama;
- 3) O sequestrante, assim como seus produtos de reação, não pode ser corrosivo para metais e matérias que estiverem em contato;
- 4) O uso do sequestrante não pode colocar em risco a segurança e a saúde das pessoas ou poluir o meio ambiente.
- 5) O sequestrante deve ser amplamente disponível e economicamente viável para aceitação da indústria. Deve ter um baixo custo unitário e uma alta eficiência sob todas as condições de uso.

Em termos de solubilidade, os sequestrantes podem ser agrupados em solúveis em água e solúveis em óleo. Um removedor solúvel em água reage com H_2S e forma um produto de reação solúvel em água que pode ser removido por lavagem com água ou sedimentação. Os removedores solúveis em água são empregados principalmente para aplicações a 90–200°C para uso em gás de queima, gás de petróleo liquefeito, resíduos e óleos brutos. Os removedores solúveis em água (por exemplo, à base de triazina) representam uma boa opção para remoção de H_2S com pouca interferência nos processos posteriores. A água produzida (água de formação + água injetada) é uma mistura complexa de vários processos difíceis. A composição da água produzida varia de lugar para lugar e muda com o tempo dentro de um poço. Além do H_2S , a água produzida pode conter uma série de outros constituintes, como CO_2 , oxigênio e minerais de formação dissolvidos.

4.6 PORTAIS DE PESQUISA PARA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.6.1 Periódico CAPES

Em seu web-site (<https://www-periodicos-capes-gov-br.ezl.periodicos.capes.gov.br/>) o portal se nomeia como um dos maiores acervos científicos virtuais do país, que reúne e disponibiliza conteúdos produzidos nacionalmente e outros assinados com editoras internacionais a instituições de ensino e pesquisa no Brasil. São mais de 49 mil periódicos com texto completo e 455 bases de dados de conteúdos diversos, como referências, patentes, estatísticas, material audiovisual, normas técnicas, teses, dissertações, livros e obras de referência. O portal foi criado para reunir material científico de alta qualidade e disponibilizá-lo à comunidade acadêmica brasileira. O Periódico CAPES tem como objetivo de reduzir as assimetrias

regionais no acesso à informação científica, cobrindo todo o território nacional. É considerado uma iniciativa única no mundo, pois um grande número de instituições acessa o acervo que é inteiramente financiado pelo Governo Federal.

4.6.2 SciELO

A SciELO é uma biblioteca virtual de revistas científicas brasileiras em formato eletrônico. Ela organiza e publica textos completos de revistas na Internet / Web, assim como produz e publica indicadores do seu uso e impacto. A biblioteca opera com a Metodologia SciELO, que é produto do Projeto para o Desenvolvimento de uma Metodologia para a Preparação, Armazenamento, Disseminação e Avaliação de Publicações Científicas em Formato Eletrônico. O projeto é o resultado de uma parceria entre a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (Fapesp), o Centro Latino-Americano e do Caribe de Informação em Ciências da Saúde (Bireme) e editores de revistas científicas, que, durante o seu desenvolvimento, recebeu o nome de Biblioteca Científica Eletrônica On-line, cuja sigla SciELO corresponde à sua versão em inglês.

5. METODOLOGIA

Para este estudo foi utilizada a pesquisa bibliográfica do tipo integrativa que é “um método que proporciona a síntese de conhecimento e a incorporação da aplicabilidade de resultados de estudos significativos na prática...” (SOUZA et al, 2008, p.102) para atender aos objetivos propostos.

A revisão integrativa, finalmente, é a mais ampla abordagem metodológica referente às revisões, permitindo a inclusão de estudos experimentais e não-experimentais para uma compreensão completa do fenômeno analisado. Combina também dados da literatura teórica e empírica, além de incorporar um vasto leque de propósitos: definição de conceitos, revisão de teorias e evidências, e análise de problemas metodológicos de um tópico particular. (SOUZA et al 2008, p.103)

Para WHITEMORE e KNAFL (2005), o “termo integrativa tem origem na integração de opiniões, conceitos ou ideias provenientes das pesquisas utilizadas no método”, ponto esse que “evidencia o potencial para se construir a ciência” (BOTELHO; CUNHA; MACEDO, 2011, p.127). Assim, segundo esses autores, esse procedimento deve ser escolhido quando se quer realizar “a síntese e análise do conhecimento científico já

produzido sobre o tema investigado” (BOTELHO, CUNHA e MACEDO, 2011, p.133) e/ou quando se pretende obter “informações que possibilitem aos leitores avaliarem a pertinência dos procedimentos empregados na elaboração da revisão” (BOTELHO, CUNHA e MACEDO, 2011, p.133).

Critério é uma regra que permite a fundamentação racional de uma escolha, decisão, deliberação, crença ou afirmação. Um critério pode ser uma forma ou uma condição. É ter capacidade, autoridade para criticar (discernimento). Exercício da razão para a avaliação de pessoas ou coisas. O critério é, portanto, uma espécie de condição subjetiva que permite optar, isto é, fazer uma escolha. Trata-se daquilo que sustenta um juízo de valor. (Dicionário Online de Português).

Os critérios de inclusão definidos para a seleção dos estudos foram: os seguintes descritores: Remoção de H₂S; Sulfeto de Hidrogênio; Sulfeto de Hidrogênio Petróleo; Corrosão Petróleo em artigos, teses e dissertações publicados em português, inglês e espanhol; sendo utilizado google tradutor como recurso de leitura do material em outra língua que não a vernácula, na íntegra e que retratavam a temática referente à H₂S em poços, além de estudos publicados e indexados nos referidos bancos de dados nos últimos (10) dez anos, exceto para os descritores: Corrosão Petróleo onde a fim de se obter mais estudos sobre o tema foi fixado o período entre os anos 2009 a 2022.

Durante a busca dos materiais foi realizado um cruzamento com as palavras chaves a fim de se encontrar estudos que melhor atendessem ao tema proposto. A revisão bibliográfica foi feita em duas bases de dados: Periódico CAPES e SciELO. Para realizar a busca por aditivos químicos no mercado atual foram pesquisadas empresas que atuam no ramo da completação são essas: Halliburton, Schlumberger, TETRA Technologies, PETROLAB e CLARIANT.

5.2 Periódicos CAPES

No portal Periódicos CAPES para a busca dos artigos, foi utilizado os seguintes descritores: Remoção de H₂S, Sulfeto de Hidrogênio, Sulfeto de Hidrogênio Petróleo e Corrosão Petróleo. A busca foi realizada no dia 7 de dezembro de 2022.

Ao realizar a pesquisa foi possível construir a Tabela 2 a seguir com o quantitativo encontrado e os parâmetros utilizados para tal:

Tabela 2: Resultados encontrados na busca do Periódico CAPES.

Palavra Chave	Parâmetros	Resultados encontrados
Remoção de H₂S	Data de Criação: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	23
Sulfeto de Hidrogênio	Data de Criação: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	116
Sulfeto de Hidrogênio Petróleo	Data de Criação: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	8
Corrosão Petróleo	Data de Criação: Desde 2009 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	125
Total		272

Fonte: Periódico CAPES

A análise para selecionar os estudos encontrados com relação ao delineamento da pesquisa, pautou-se nos títulos, resumos, introdução e conclusão de que possuem compatibilidade com o tema, realizando-se um cruzamento de palavras que se relacionam à problemática proposta. Como mostra o passo a passo na figura 4.

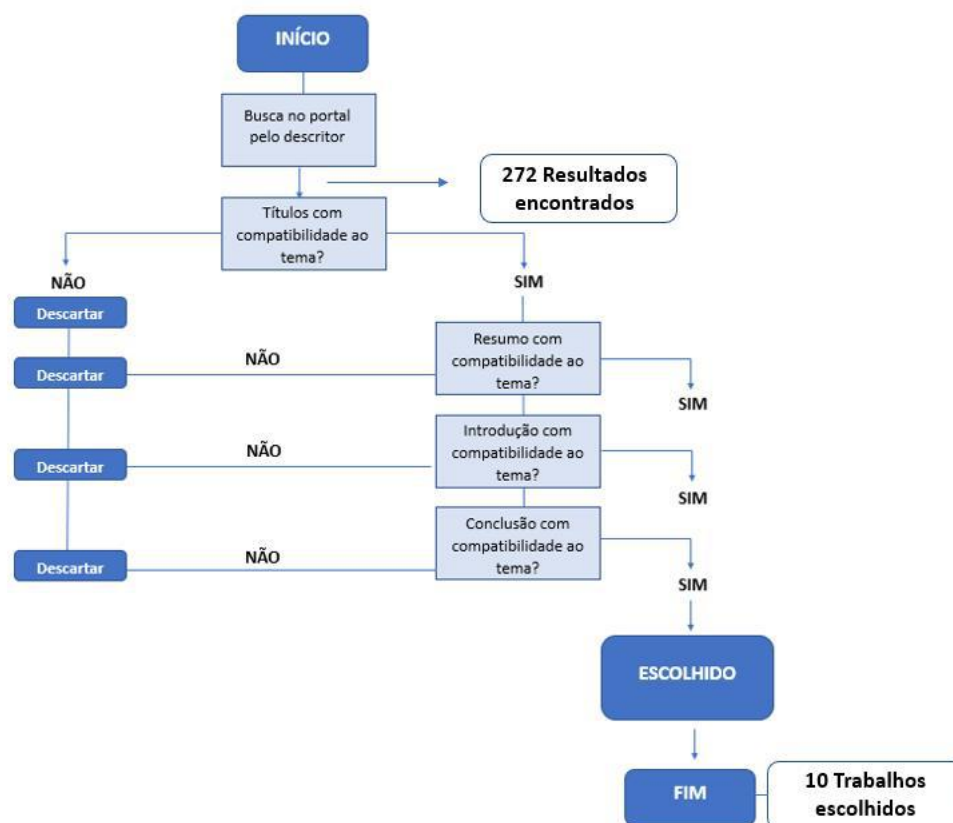


Figura 4: Fluxograma com o processo de escolha dos artigos, teses e dissertações no Periódico CAPES.

Fonte: Autoria própria

5.3 SciELO

Seguindo a mesma ideia no tópico 4.1 foi feita a busca pelos descritores: Remoção de H₂S, Sulfeto de Hidrogênio, Sulfeto de Hidrogênio Petróleo e Corrosão Petróleo. A pesquisa foi realizada no dia 30 de dezembro de 2022.

Para o portal do SciELO os critérios de inclusão definidos para a seleção dos artigos foram: todos os países, idiomas e publicações disponíveis; sendo utilizado google tradutor como recurso de leitura do material em outra língua que não a vernácula, foi possível observar no banco de dados do portal pouco material com a problemática envolvida neste trabalho, por isso os critérios utilizados não se limitou a país e idioma, a fim de se possibilitar mais recursos para revisão do tema.

Foi possível construir a Tabela 3 abaixo com o quantitativo encontrado e os parâmetros utilizados para tal:

Tabela 3: Resultados encontrados na busca do SciELO.

Palavra Chave	Parâmetros	Resultados encontrados
Remoção de H ₂ S	Todos os países; Todos os idiomas; Ano de publicação todos (disponíveis).	4
Sulfeto de Hidrogênio	Todos os países; Todos os idiomas; Ano de publicação todos (disponíveis).	29
Sulfeto de Hidrogênio Petróleo	Todos os países; Todos os idiomas; Ano de publicação todos (disponíveis).	1
Corrosão Petróleo	Todos os países; Todos os idiomas; Ano de publicação todos (disponíveis).	27
Total		61

Fonte: SciELO

Assim como no tópico anterior à análise dos estudos selecionados, em relação ao delineamento da pesquisa, pautou-se nos títulos, resumos, introdução e conclusão que tem compatibilidade com o tema, realizando-se um cruzamento de palavras que se relacionam à problemática proposta de acordo com o passo a passo mostrado na Figura 5.

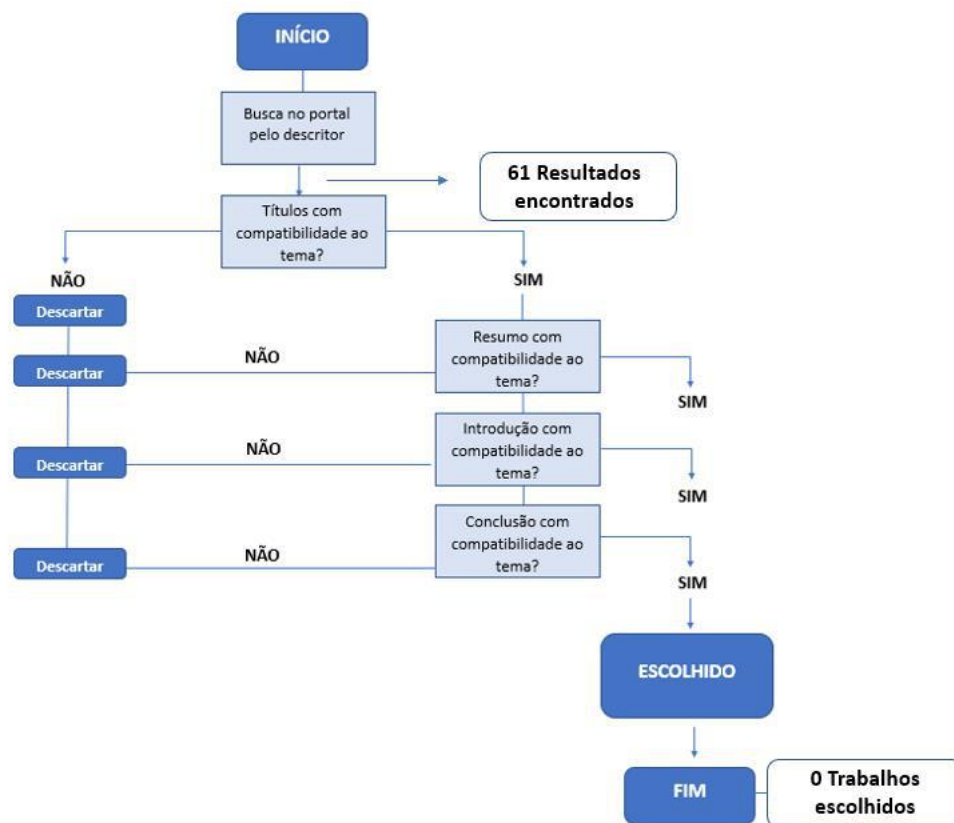


Figura 5: Fluxograma com o processo de escolha dos artigos, teses e dissertações no SciELO.

Fonte: Autoria própria

5.4 PRODUTOS QUÍMICOS NO MERCADO ATUAL

Em paralelo às pesquisas de material foi feita a busca no mercado de produtos que realizam a remoção de H₂S de forma segura e ambientalmente correta. As empresas selecionadas para busca podem ser vistas na tabela abaixo, utilizando-se o critério de inclusão de empresas que possuem serviços na área da completação de poços e fornecer aditivos químicos à essa fase.

Quadro 1: Empresas selecionadas para pesquisa.

EMPRESAS	WEB-SITE
Halliburton	www.halliburton.com
Schlumberger	www.slb.com
TETRA Technologies	www.tetrtec.com
PETROLAB	www.petrolab.com.br
CLARIANT	www.clariant.com
Total: 5	

Fonte: Própria autora.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Baseado na busca nos portais de pesquisa seguindo a metodologia proposta com os descritores e os critérios utilizados é possível observar o quantitativo de material encontrado na figura 5.

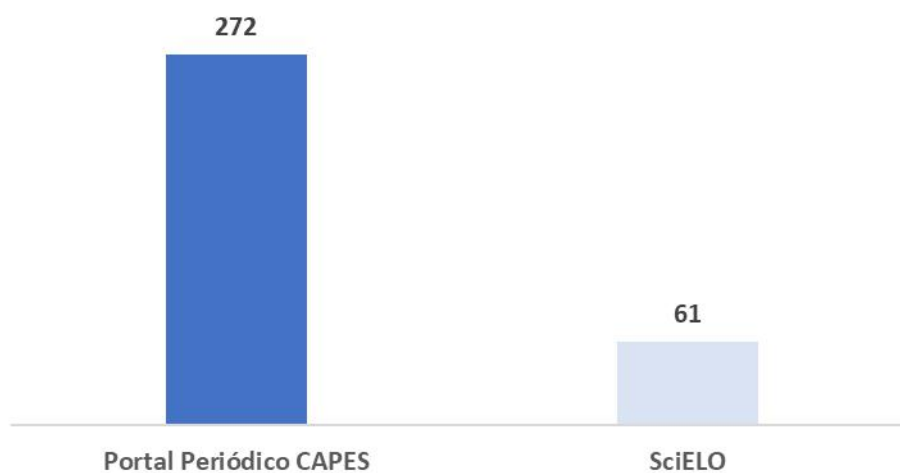


Figura 6: Relação dos artigos encontrados.

Fonte: Autoria própria

De acordo com o quantitativo de dados disponibilizados nas pesquisas realizadas foram montados os gráficos abaixo que ilustram os resultados encontrados.

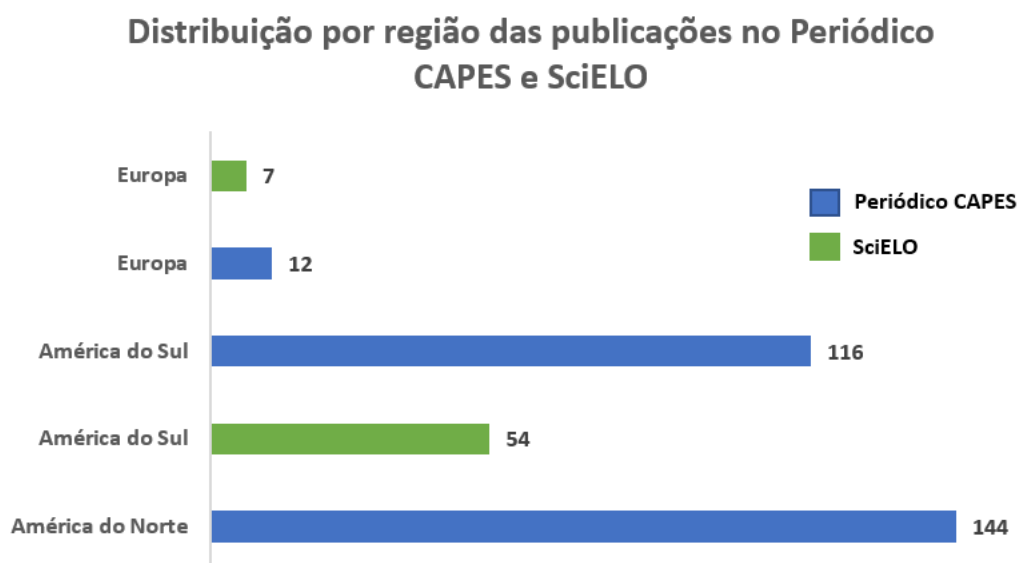


Figura 7: Distribuição das publicações encontradas pelas pesquisas realizadas no Periódico CAPES e SciELO pela região geográfica.

Fonte: Própria autora.

Foi possível observar que o Periódico da CAPES trás maior quantidade de artigos, teses e dissertações realizados no meio acadêmico, de outro lado o SciELO trás maior quantidade de artigos técnicos.

Uma limitação do estudo foi o quantitativo de material encontrado, pois foram poucas as referências que de fato têm em comum a problemática abordada seguindo o passo a passo de escolha visto na figura 4 e 5, por esse motivo a pesquisa de revisão bibliográfica foi realizada no Periódico CAPES por ter maior quantidade de estudos publicados próximo ao tema. Dentre os trabalhos encontrados foram escolhidos para análise:

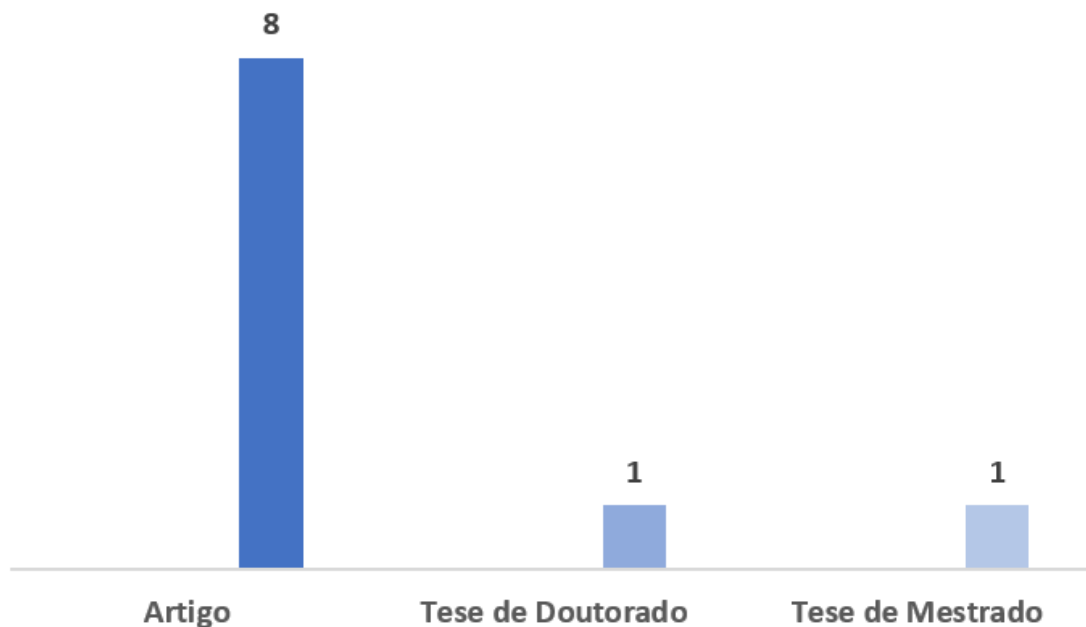


Figura 8: Trabalhos escolhidos para revisão.

Fonte: Própria autora.

A partir das pesquisas de busca bibliográfica realizadas no Periódico CAPES dentre os materiais encontrados 10 foram selecionados para discussão deste trabalho com os descritores: Remoção de H₂S, Sulfeto de Hidrogênio, Sulfeto de Hidrogênio Petróleo e Corrosão Petróleo. O restante foi descartado devido a seus títulos, resumos, introdução ou conclusão não possuírem de fato relação ao tema. Os dados dos artigos, teses e dissertações escolhidas foram extraídos e fichados, possibilitando observar, contar, descrever e classificar, com o intuito de reunir o conhecimento produzido sobre o tema explorado na revisão.

Quadro 2: Estudos selecionados.

Código utilizado para o material selecionado	Tipo de Trabalho	Título	Autor	Ano
A1	Artigo	Influência do H ₂ S na formação e reconstrução da camada passiva do aço Super 13Cr em meio simulado de exploração de petróleo em água profundas.	Pedro Henrique Barbosa de Oliveira Nogueira Vanessa de Freitas Cunha Lins Marília Mendonça de Lima	2020
A2	Tese de Doutorado	Corrosão de aços utilizados na indústria de petróleo por CO ₂ sob pressão, temperatura e meio corrosivo similar ao encontrado em reservatórios do pré-sal.	Natália Feijó Lopes.	2017
A3	Artigo	Fagos de bactérias redutoras de sulfato em água de produção de um reservatório de petróleo offshore: método tentativo de	Mayara Kretzer Kremer Dolores Ursula Mehnert Telma Alves Monezi Elizabeth Moura Mirian Silveira Hugo Moreira Soares	2020

		concentração e purificação.		
A4	Artigo	Métodos para a remoção de sulfeto de hidrogênio de efluentes gasosos aplicáveis a reatores anaeróbios.	Mateus da Silva Szarblewski Rosana de Cassia de Souza Schneider Enio Leandro Machado.	2012
A5	Artigo	Um estudo termodinâmico da corrosão dos aços carbono pelo sulfeto de hidrogênio – explorando conceitos de equilíbrio químico.	Mariana Cristina de Oliveira, Alexandre Pereira de Lima, Rodrigo Monzon Figueredo, Heloisa Andréa Acciari e Eduardo Norberto Codaro.	2018
A6	Artigo	Scavenging H ₂ S nanomaterials.	Mandira Agarwal; J. Sudharsan	2020
A7	Artigo	Research advancements in sulfide scavengers for oil and gas.	Viswanathan S. Saji	2019
A8	Artigo	Adsorção competitiva de inibidor de corrosão usado em poços de perfuração de petróleo sobre Aço, esmectita e Arenito.	Ingrid A. G. A. Souza e Denise F. S. Petri.	2009

A9	Tese de Mestrado	Corrosão em armaduras de tração de dutos flexíveis em diferentes pressões parciais de H ₂ S.	Eliakin Luz de Abreu.	2021
A10	Artigo	Avaliação numérica da integridade estrutural de revestimento de poços de petróleo em zonas de alta pressão e alta temperatura e áreas de rochas salinas.	J. P.A.CORREIA e J. P.L.SANTOS.	2017

O primeiro artigo **A1** trouxe uma parceria entre o laboratório da UFMG e do laboratório de corrosão da empresa de Flexis Tubos Vallourec a respeito do tema da influência do H₂S em materiais utilizados na indústria e da mudança do aço super duplex para o aço inoxidável supermartensítico (Super 13Cr), os autores explicam que o Super 13Cr apresenta ser uma opção mais viável financeiramente para o mercado de óleo e gás e estuda se tal mudança em seus equipamentos pode ser realizadas. Os autores trazem em sua introdução a necessidade pela busca de poços cada vez mais profundos, visto diminuição gradual das fontes de petróleo em poços rasos. Quanto mais profundo o poço mais este necessitará de recursos tanto de equipamentos quanto de fluidos que assegurem a sua estabilidade gerando menos danos aos equipamentos e as paredes do poço. Um poço mais profundo tem mais disponibilidade de formação de cloretos, presença de H₂S e CO₂ e necessitará de tecnologia que assegure sua integridade.

O artigo avalia a influência de variações de pH e da presença de H₂S dissolvido no meio na resistência à corrosão do aço supermartensítico em solução salina saturada com H₂S, simulando assim, as condições de operação no pré-sal da indústria de petróleo. Visto ser uma demanda industrial, as amostras para realização do trabalho foram retiradas de um tubo da produção da empresa.

Os testes eletroquímicos utilizados foram a polarização anódica potenciodinâmica e a cíclica. Para caracterizar a superfície, as técnicas utilizadas foram a microscopia ótica e a microscopia eletrônica de varredura (MEV).

Os autores avaliaram que o efeito da presença de H₂S no meio elevou a susceptibilidade à corrosão do aço devido à uma maior desestabilização da camada passiva formada naturalmente, redução do potencial de pite e do potencial de repassivação. O aço super 13Cr também se mostrou menos resistente quando o pH foi variado para valores mais baixos, causando redução no potencial, dessa forma com os testes realizados e a análise das micrografias, o aço super 13Cr se mostrou menos resistente frente à corrosão em meios mais ácidos e na presença de sulfeto de hidrogênio no meio, quanto maior a presença de H₂S e maior a profundidade o material evolui em trincas, reduzindo sua capacidade de repassivação (proteção).

A2 é uma tese de doutorado onde trás a problemática da corrosão em aços na indústria petrolífera principalmente quando em presença de meio aquoso e em contato com gases dissolvidos (CO₂, H₂S e O₂). O estudo enfatiza a situação crítica em poços de pré-sal visto que esses poços estão em camadas mais profundas e assim sofrem mais instabilidade devido altas pressões e temperaturas.

O trabalho foi realizado a fim de estudar o desempenho de aços utilizados em revestimento de poços de petróleo frente ao ambiente corrosivo com composição química similar ao pré-sal (pressão e temperatura). A autora investigou o processo corrosivo em três diferentes aços (dois aços microligados de alta resistência e baixa liga e um aço superduplex) em fluido com composição química similar a água de formação do pré-sal, em diferentes pressões e diferentes temperaturas.

Para isto, primeiramente foi induzido a corrosão em dois primeiros aços API microligados de composição química distintas e em um aço superduplex em meio salino em diferentes pressões, temperaturas e com tempo de exposição entre 7 e 30 dias. Foi determinada a taxa de corrosão dos aços por medidas de perda de massa. O estudo foi avaliado por meio de técnicas eletroquímicas de polarização potenciodinâmica linear, espectroscopia de impedância eletroquímica e varredura do eletrodo vibratório o comportamento eletroquímico dos filmes de produto de corrosão formados.

Realizada a indução a autora observa que os aços microligados apresentaram produtos de corrosão formados na superfície para todas as condições experimentais

testadas, já os o aço superduplex a presença de produtos de corrosão somente foi identificada quando exposto a mais alta pressão (30 Mpa) o que apresenta se adaptar melhor as condições do pré sal. A autora menciona também que em relação as taxas de corrosão calculadas por perda de massa, o comportamento dos aços microligados seguiram o que é sugerido pela literatura. Quanto maior a temperatura e a pressão do ambiente menor foi a taxa de corrosão. Além disso, para os aços microligados observou-se que há uma influência significativa do teor de cromo e de outros elementos nas propriedades de corrosão apenas para curto tempo de exposição (sete dias).

A3 é um artigo técnico onde traz a problemática das bactérias redutoras de sulfato conhecida como (BRS) também abordadas neste trabalho. O meio contaminado com as BRS traz impactos econômicos e ambientalmente negativos e é um desafio na indústria de óleo e gás, pois são responsáveis pela corrosão biológica ligada à produção de sulfeto de hidrogênio, efeito conhecido como souring. Na produção de petróleo os microrganismos causam problemas com a acidificação dos poços, as bactérias redutoras de sulfato em específico são problemáticas, uma vez que são responsáveis pela geração biológica do sulfeto de hidrogênio. Os autores especificam que atualmente é utilizado uma tecnologia de controle onde é feita a injeção de biocidas, porém esse mecanismo é extremamente trabalhoso pois requer aplicação contínua e tem se revelado pouco efetivo na eliminação de biofilmes sendo associada também a um alto risco de contaminação das águas.

O trabalho que os autores propõe é avaliar o uso de vírus bacteriófagos como indicação de uma melhor técnica do que a que vem sido utilizada, pois trata-se de uma alternativa interessante, já que uma das principais vantagens em relação ao uso de biocida é a sua capacidade de multiplicação, que aumenta por si só a concentração do vírus ao longo do tratamento, os autores explicam que após os vírus bacteriófagos se multiplicarem, esses geralmente provocam a lise celular, liberando novas partículas virais e evitando que a bactéria se prolifere.

O trabalho realizado pelos autores foi feito em parceria com duas instituições de ensino a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a Universidade de São Paulo (USP), a matriz do trabalho foi um consórcio microbiano oriundo da água de produção de um reservatório de petróleo, operado em offshore e alimentado desde 2007 com meio para crescimento de BRS.

O estudo propõe estabelecer um método para a concentração e a determinação da eficiência de recuperação de bacteriófagos de BRS presentes em água de reator oriunda de poços de petróleo. Para isto, as amostras do estudo foram coletadas de dois reatores operados em batelada alimentada e que simulam um poço de petróleo. As amostras de água de reator foram primeiramente clarificadas, os vírus eluidos desse sedimento e, em seguida, concentrados por ultracentrifugação. O concentrado viral foi então purificado com Vertrel XF (produto químico). Os ensaios de semeadura experimental de nas amostras de água do reator revelaram taxa de recuperação viral de 27,7%, contra ao 16% obtidos com outros protocolos de injeção.

O artigo **A4** trás um estudo onde se analisa as técnicas de tratamento de emissões atmosférica contendo H_2S , um estudo importante tendo em vista as consequências deste também para o meio ambiente. Os autores buscaram encontrar na bibliografia tecnologias que visam o tratamento H_2S emitido por reatores anaeróbicos. Várias são as medidas que podem ser tomadas para minimizar as emissões gases em reatores, a indústria de uma forma geral busca por mudanças em seus processos e equipamentos que visam diminuir ou tratar os gases antes deles serem liberados.

Os autores elencaram as principais técnicas empregadas para tratamento de sulfeto de hidrogênio. São elas:

- Adsorção: Refere-se ao processo em que as moléculas de compostos orgânicos voláteis entram em contato com a superfície de um adsorvente sólido e se ligam via forças moleculares fracas (Van der Waals). Existem vários meios de adsorção para a remoção de H_2S , incluindo carvão ativado, óxido de ferro, e sílica gel.
- Separação por membranas: Baseia-se na diferença do tamanho de partícula ou afinidade que certas moléculas possuem em relação a materiais poliméricos (permeação seletiva). A força motriz do presente processo é uma diferença de pressão entre os gases. A taxa de permeação é determinada pelo produto de um coeficiente de solubilidade e um coeficiente de difusão. Moléculas menores são altamente solúveis e permeam pela membrana mais rápido do que moléculas grandes.
- Alcanolamina: É o processo comercial mais utilizado para a remoção de H_2S e também CO_2 . Neste, vários tipos de aminas (de caráter básico)

podem ser utilizadas: a monoetanolamina, dietanolamina, diglicolamina e metildietanolamina. Uma solução de amina em baixa temperatura e alta pressão (condições que favorecem a absorção dos componentes ácidos) é bombeada em contracorrente com o gás contaminado. O H_2S é absorvido pela solução de amina formando um complexo instável ácido-base solúvel e libera calor. Na etapa de regeneração, são utilizadas condições de alta temperatura e baixa pressão para favorecer o sentido inverso da reação para liberar o H_2S absorvido. Após este processo, o H_2S é geralmente incinerado.

- Processo de CLAUS: Tal processo consiste na combustão de parte da corrente rica em sulfeto de hidrogênio, liberada no processo “Alcanolamina”, com um terço da quantidade estequiométrica de ar necessária. O SO_2 resultante dessa queima reage com o H_2S restante, na presença de um catalisador de alumina.
- Absorção: Processo físico baseado na transferência dos poluentes presentes no gás residual para uma fase líquida não-volátil. Trata-se de um dispositivo no qual se realiza a separação de um poluente gasoso por Intermédio da lavagem do mesmo com água que na maioria dos casos é nebulizada para formar pequenas gotículas. A fase líquida contaminada resultante é usualmente tratada biologicamente e recirculada para o lavador
- Absorção química por ferro: O gás é introduzido em pequenas bolhas na parte inferior de uma coluna de absorção recheada com uma solução redox de Fe (III). Nesta coluna o H_2S será absorvido e oxidado a S^0 . O enxofre é separado por filtração/ decantação. Após uma oxidação com ar atmosférico a solução de ferro pode ser recirculada novamente no pelo sistema.
- Incineração: Ocorre a combustão direta em tochas (“flare”). Se temperaturas suficientemente elevadas não forem alcançadas a combustão dos poluentes pode ser incompleta.
- Separação Criogênica: Os vapores são condensados e separados por resfriamento com temperaturas próximas a $-170^{\circ}C$ ou compressão em

torno de 80bar. Baseia-se nos diferentes pontos de liquefação dos gases. Há nesse caso uma aproximação das moléculas ou a redução da energia cinética.

- **Processos Biológicos:** Eles são classificados de acordo com a mobilidade da fase aquosa e da biomassa no interior do reator biológico.

Dentre os métodos apresentados o autor cita que os anaeróbios, do tipo UASB, tornam-se sofisticados e, muitas vezes inapropriados para a devida aplicação. Exemplo disso são os processos da Alcanolamina, de Claus, que somente se tornam viáveis em locais onde tratamento diário seja acima de 50 ton; o processo de absorção química de H₂S em soluções de Fe (III) oferece remoção seletiva e com alta eficiência do H₂S presente na corrente, associada a um baixo consumo de produtos químicos. A solução de Fe (III) funciona como pseudo-catalisador que pode ser facilmente regenerado por oxidação. Outro fator importante é a conversão de sulfeto de hidrogênio em enxofre elementar (S⁰), um composto passível de comercialização. Considerando que o tratamento do efluente gasoso deve ser sustentável e simples a implantação de sistemas de tratamento de sulfeto de hidrogênio em emissões odoríferas, o sistema pode ser utilizado a partir da oxidação do enxofre com soluções de Fe (III).

O Artigo **A5** traz a questão da corrosão dos aços carbono pelo sulfeto de hidrogênio e como os conceitos do equilíbrio químico podem auxiliar a solução. É válido lembrar que aços de carbono estão diretamente ligados à indústria do petróleo para a construção das plataformas como equipamentos de perfuração de poço. Os autores mencionam que a corrosão dos aços-carbono de baixa liga pelo sulfeto de hidrogênio sempre foi um tema de pesquisa recorrente na área de exploração e produção de óleo e gás natural, que adquiriu especial atenção depois da descoberta do pré-sal em 2006 no Brasil, visto as extremas condições de pressão e temperatura que se encontram a camada mais interior do solo para exploração.

O processo de extração se inicia com o fluido que sai espontaneamente dos poços de uma jazida a dezenas de atmosferas e passa por um processo no qual o óleo cru, o gás e a água são separados. Em seguida, o óleo e o gás são bombeados para os terminais e daí para as refinarias e unidades de processamento, respectivamente. O sulfeto de hidrogênio está naturalmente presente no óleo e no gás e junto com a água emulsionada e o vapor de água tornam-se ambientes ácidos propícios para a corrosão. Deste modo, as tubulações

para transferência e os tanques para armazenamento podem sofrer corrosão localizada ou mesmo generalizada, dependendo do aço, do fluido e das condições operacionais como pressão, temperatura e dinâmica do escoamento.

Os autores exploraram os conceitos de equilíbrio químico, potencial de eletrodo e célula eletroquímica contextualizados na corrosão sulfídrica inerentes às indústrias de petróleo e gás natural. Levaram em consideração e em conta as características do meio, o comportamento do material e o processo corrosivo propriamente dito. No trabalho não foram considerados os aspectos cinéticos como mecanismo e velocidade de corrosão, propriedades dos filmes e nenhuma influência devido à presença de outros ânions e cátions. O pH na interface dos eletrodos foi teórico e não experimental à temperatura de 25 graus celsius. Assim, durante a corrosão do aço carbono pelo ácido sulfídrico, foi identificado a formação de um filme de sulfeto ferroso, mais protetor que os óxidos e hidróxidos de ferro (II) formados sobre ferro em meio aquoso desaerado. As características protetoras do filme melhoram com a posterior formação sobre o sulfeto ferroso. Apesar das limitações dos diagramas mostrados no artigo, a abordagem do estudo em termos de equilíbrios de solubilidade dá suporte a um mecanismo de dissolução-precipitação para o crescimento de filmes. Óxidos, oxi-hidróxidos e hidróxidos de ferro(III), enxofre elementar, polissulfetos e sulfatos não estão entre os produtos de corrosão porque estes surgem como consequência da presença de oxigênio ou outros agentes oxidantes dissolvidos no meio.

A6 é um estudo que apresenta uma nova tecnologia aplicada a eliminação de compostos H_2S na indústria de petróleo e gás usando nanomateriais. O artigo retrata a problemática do H_2S e a tecnologia mais usual utilizada. Sob condições anaeróbicas, as Bactérias de Redução de Sulfato no subsolo podem produzir H_2S que pode vir junto com o fluido de perfuração para a superfície durante a perfuração. Isso não é apenas perigoso para as etapas da perfuração de poço, mas também corrói o conjunto de fundo, ferramentas de teste e cabos de equipamentos de perfuração. O óxido de zinco e o carbonato de zinco são comumente usados como removedores de H_2S porque possuem alto teor de Zn (mais de 80%) que ajuda a reagir e adsorve H_2S mais rápido do que outros. Porém, o artigo retrata que quando a concentração de H_2S aumenta, os materiais de Zn a granel levam muito tempo para encontrar todas as moléculas de H_2S e podem permitir que o H_2S escape do subsolo para a superfície durante a perfuração não sendo seguro.

Assim, o autor apresenta uma tecnologia onde se aplica a nanopartículas na eliminação de H₂S.

Os nano são capazes de encontrar H₂S na perfuração imediatamente devido à sua alta superfície de área ativa e alta reatividade, enquanto os materiais a granel não podem reagir com H₂S de forma eficaz. No mecanismo de reação têm-se a baixa reatividade com H₂S devido à sua baixa área de superfície ativa, porosidade e reatividade. Uma vez que seu tamanho foi reduzido para a escala de nanoescala, a área ativa de superfície aumenta, e os nanomateriais dissolvem todas as moléculas de H₂S devido ao aumento da área ativa de superfície do mesmo material a granel. Dessa forma, os nanomateriais são bons adsorventes de H₂S, e seu tamanho menor aumenta a reologia do fluido de perfuração.

A pesquisa aponta que materiais à base de nano têm excelente eficiência de remoção de compostos de enxofre, qualidade muito necessária para a indústria do petróleo. Seu tamanho nano suporta a não geração de coprodutos colaterais após a dissolução bem-sucedida de compostos de enxofre que é um descarte ambientalmente amigável. Como os nanos materiais não consomem muita energia, as indústrias de petróleo e gás ganham economicamente pois se torna menos custoso quando comparado a qualquer outro tratamento tradicional de dessulfuração.

Os autores enfatizam que a seletividade e a preparação de nanomateriais devem ser feitas com cuidado, caso contrário, a baixa seletividade, adição excessiva, combinação inadequada e dopagem afetarão severamente a eficiência da remoção. O aprimoramento das propriedades físicas e químicas dos nanomateriais reduzirá seu custo de produção, o que definitivamente traria a maioria das aplicações laboratoriais bem-sucedidas de nanomateriais para a operação de campo em um futuro próximo.

A7 é um artigo onde trás os avanços da pesquisa a respeito dos removedores de sulfeto para os setores de petróleo e gás. O autor aborda que a remoção de H₂S do petróleo bruto é normalmente obtida pela introdução de um produto químico eliminador de sulfuretos diretamente no fluido produzido. Um removedor de sulfeto, portanto, pode ser definido como um aditivo químico que pode reagir com vários sulfetos. Tais removedores podem ser classificados com base em diferentes critérios, mas classificação padrão são catadores não regenerativos e regenerativos. A primeira categoria constitui os produtos químicos adicionados diretamente na corrente e são inteiramente consumidos no processo, enquanto o segundo tipo de é regenerativo e empregado principalmente em

correntes de gás. A solução mais econômica é empregar um método regenerativo (geralmente um leito fixo preenchido com material absorvente para remover H₂S por absorção; o produto químico é posteriormente regenerado geralmente por aquecimento), enquanto baixos níveis de sulfetos podem ser removidos com removedores não regenerativos.

Para o trabalho o autor considera que em termos de solubilidade, os sequestrantes podem ser agrupados em solúveis em água e solúveis em óleo. Um removedor solúvel em água reage com H₂S e forma um produto de reação solúvel em água que pode ser removido por lavagem com água ou sedimentação. Os removedores solúveis em água são empregados principalmente para aplicações a 90–200°C para uso em gás de queima, gás de petróleo liquefeito, resíduos e óleos brutos.

O autor conclui enfatizando que os removedores solúveis em água (por exemplo, à base de triazina) representam uma boa opção para remoção de H₂S com pouca interferência nos processos posteriores. A água produzida (água de formação + água injetada) é uma mistura complexa de vários processos difíceis. A composição da água produzida varia de lugar para lugar e muda com o tempo dentro de um poço sendo necessário análises recorrentes.

A8 é um artigo que traz a técnica de acidificação de poço, esta técnica é significativamente utilizada para decompor minerais provenientes da perfuração e outros materiais presentes nos poros das rochas, visando com isso recuperar ou aumentar a produtividade ou injetividade. Quanto mais rejeitos no meio menor será a eficiência no poço de produção. A acidificação de um poço ocorre na injeção de um volume de uma solução ácida na rocha produtora ou injetora, usando uma pressão inferior à pressão de fratura da rocha. É válido ressaltar que essas soluções ácidas precisam ser utilizadas juntos a inibidores de corrosão a fim de evitar o desgaste prematuro do revestimento de produção pelo ataque ácido. O inibidor de corrosão é escolhido de acordo com o tipo de ácido, temperatura de formação e características do metal.

O autor em seu trabalho cita que o arenito é o reservatório de petróleo mais comum nas bacias petrolíferas brasileiras e quando se requer acidificá-los normalmente se utiliza das formulações em HCl 15% e com isso trás a problemática de normalmente parte do volume de ácido usado na operação (ácido gasto) retorna junto com o óleo, gás e água ao iniciar a produção do poço. Entretanto, se tem observado que esse resíduo de ácido causa

corrosão nas superfícies do revestimento de produção posicionado acima da zona acidificada.

Neste sentido, o autor adotou a seguinte estratégia de pesquisa a respeito da caracterização química do inibidor de corrosão comercial; adsorção e dessorção das formulações ácidas de inibidor sobre arenito Marlim (principal rocha reservatório produtora da bacia de Campos), esmectita (um dos minerais mais comuns nas superfícies dos poros da rocha), aço tratado com ^{13}Cr e sobre lâminas de Si/SiO₂ e, análises morfológica e de composição química do inibidor adsorvido sobre os diferentes substratos.

Os resultados mostraram que o inibidor de corrosão comercial é composto por íons cobre e ácidos ou ésteres orgânicos e os parâmetros cinéticos obtidos para adsorção das formulações HCl 15% e HCl 13,5% sobre aço, arenito e esmectita indicaram que a presença do bifluoreto de amônio que em geral favorece a adsorção devido à ativação da superfície pela formação de compostos fluoretados e, sobre esmectita a adsorção é mais rápida. A adsorção competitiva do inibidor sobre os diferentes substratos é um fator que deve ser considerado nas formulações utilizadas em operações de exploração de petróleo. Assim sendo, parte do inibidor que deveria proteger o aço adsorve sobre o arenito e principalmente na esmectita. Em consequência disso, a quantidade efetiva de inibidor presente no ácido gasto é menor que a necessária, o que pode causar a corrosão das paredes do revestimento de produção quando o hidrocarboneto acidificado sobe para a superfície. Os efeitos de adsorção competitiva do inibidor sobre aço, esmectita e arenito podem ser compensados pelo uso de formulações, onde a concentração de inibidor seja maior que 4% (v/v).

A tese **A9** fala a respeito dos dutos flexíveis utilizados na indústria de óleo e gás e como a água do mar (salina) e a presença de H₂S, através das camadas metálicas que compõe a estrutura desses dutos podem levá-los à falha prematura devido aos processos que envolvem a corrosão. O autor apresentou em seu trabalho normas já consolidadas em conjunto com técnicas eletroquímicas e avaliação de produtos de corrosão formados nas armaduras de aço, para estudo da corrosão e das camadas formadas nas superfícies desses materiais quando expostos a diferentes pressões parciais de H₂S. O autor menciona que seu trabalho foi realizado na empresa Sourtec Engenharia de Corrosão.

A versatilidade dos dutos flexíveis fornece uma ampla gama de aplicações devido às suas características estruturais únicas, as quais compreendem o uso de arames ou armaduras metálicas em configuração helicoidal, fitas de alta resistência e termoplásticos extrudados, para formar uma estrutura complexa de duto composto, projetados para atender às exigências específicas de cada aplicação em campo (Santos, 2011). Grande parte dos campos do pré-sal apresentam condições agressivas para os equipamentos de transporte de fluídos, principalmente devido ao H₂S presente na sua composição. Sendo assim, durante a exploração de óleo e gás por dutos flexíveis, os gases presentes na composição do fluido conduzido (CH₄, CO₂, H₂S e H₂O) podem permear através da barreira polimérica até o espaço anular do duto. Caso o material 17 adotado para as camadas das armaduras metálicas não seja apropriadamente especificado, as mesmas podem estar sujeitas ao processo de fragilização e corrosão devido à presença de sulfetos e de hidrogênio livre no espaço anular formado a partir dos gases permeados (Poloponsky, 2013).

As amostras do trabalho foram obtidas pela empresa; arames de armaduras de dutos flexíveis, com flexão a quatro pontos, aplicando 90% da tensão de escoamento do material. Uma célula eletroquímica foi montada para medir o potencial de circuito aberto na amostra tensionada por um período de 15 dias.

As análises de perda de massa e de potencial de circuito aberto (OCP) mostraram que a corrosão aumenta com o aumento da pressão parcial de H₂S. Foi possível observar que as taxas de corrosão obtidas se enquadraram nas normas vigentes em termos de corrosividade moderada.

As análises realizadas das camadas por polarização potenciodinâmica observou-se que todas as camadas formadas nos materiais possuem propriedades protetoras contra a corrosão, sendo encontrado nas análises de difração de raios X monossulfetos como camadas preponderantes formadas sobre a superfície das amostras. Contudo, o grau de proteção dependeu do pH e da pressão parcial de H₂S.

O décimo trabalho **A10** é um artigo que traz o estudo da integridade estrutural de revestimento de poços de petróleo em zonas de alta pressão e em alta temperatura em áreas de rochas salinas. As colunas de revestimento em poços de petróleo são extremamente fundamentais para garantir segurança e a operacionalização de campos exploratórios. Os autores trazem a problemática que outros autores já mencionaram ao

decorrer deste estudo bibliográfico, as camadas mais profundas do pré sal pré-dispõe de equipamentos que continuem íntegros a grandes variações de temperatura e pressão. Neste sentido, o autor trabalha em avaliar o comportamento de modelos constitutivos de rochas salinas por meios de curvas de fluências objetivando avaliar o impacto do efeito de fluência da rocha salina na estabilidade do poço aberto na fase de perfuração.

A etapa de perfuração de poços de petróleo é conveniente revestir o poço através da descida de colunas de aço para garantir a segurança e prosseguimento das outras etapas de produção petrolífera. O projeto das colunas de revestimento de poços de petróleo é iniciado com os cálculos de esforços atuantes nos mais diversos cenários das formações que possam surgir no desenvolvimento do poço.

O autor traz ao longo do artigo conceitos como tração, pressão interna, pressão externa e a metodologia foi empregada para o modelo viscoelástico e calibrados por meio do método dos mínimos quadrados com base em dados de ensaios em corpos de prova de rochas salinas extraídas. Assim, observou-se que o controle do peso do fluido de perfuração é importante para garantia de margem de operação necessária para instalação de colunas para revestir o poço aberto na seção de rocha salina.

6.1 ESTRATÉGIAS DO MERCADO PETROLÍFERO PARA REDUZIR OS IMPACTOS NA ETAPA DE COMPLETAÇÃO DE POÇOS EM AMBIENTE COM A PRESENÇA DE H₂S.

Relacionando os temas dos artigos mencionados acima é possível construir o gráfico abaixo para discussão:

Relação dos artigos abordados

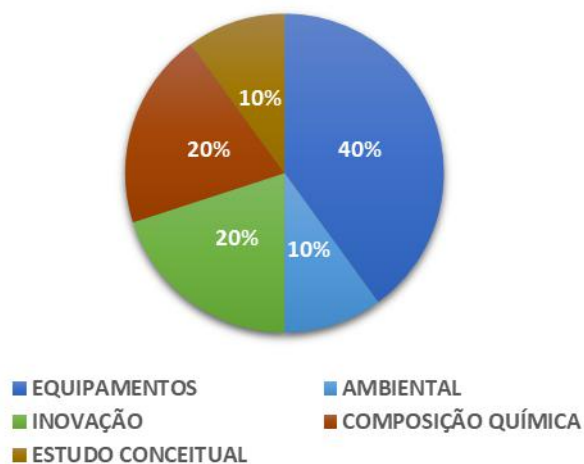


Figura 9: Relação dos artigos abordados neste trabalho

Fonte: própria autora

Observando a relação acima é possível notar que 40% dos trabalhos elencados neste estudo trouxeram uma preocupação com a integridade dos equipamentos necessários para a fase de completação que estão sendo utilizados nos poços de petróleo e em presença de contaminantes por H₂S que por consequência possam vir a corromper sua estrutura. Os trabalhos **A1** e **A2** mencionaram os aços mais utilizados e mostraram os estudos que vêm sendo realizados em conjunto com empresas para mudar a tecnologia empregada e assim desenvolver um equipamento que resista mais aos processos de corrosão. **A9** e **A10** trazem a realidade dos tubos flexíveis e das colunas de revestimento integrantes da parte estrutural do poço e a busca por melhores tecnologias no mercado. Nota-se a preocupação de utilizar estratégias que mudam a composição principalmente a metalurgia implementada nos processos.

20% dos trabalhos mencionados neste estudo falam a respeito de inovação utilizando novidades no mercado de petróleo e gás como a utilização de nanomaterias em

A6 e vírus bacteriófagos em **A3** no processo remoção de H₂S, esses conceitos ainda precisam ser mais bem estudados para sua efetiva implementação.

Os outros 20% são relacionados às composições químicas como a introdução da Triazina em **A7** e os processos de melhora de eficiência de poço com a acidificação dos poços visto em **A8**. Os dois processos já são hoje implementados no sistema de completação de poços. Fluidos a base de triazina na completação e a acidificação no processo de retirada de cascalhos são técnicas usuais e bem sucedidas nas fases de poço.

Os últimos 20% do total foi parte com a questão ambiental visto em **A4** e parte abordando conceitos químicos visto em **A5**. As leis ambientais hoje implementadas e os diversos desastres já ocasionados no setor de óleo gás forçam as organizações se adequarem e buscarem por dispositivos que minimizem os impactos ambientais.

Portanto, percebe-se que as estratégias utilizadas para mitigar os danos causados em ambientes com H₂S mais encontrados são os que dizem respeito a mudança da estrutura dos equipamentos, utilização de novas tecnologias de remoção de H₂S do meio, além da preocupação ambiental.

6.2 PESQUISA AO MERCADO DA COMPLETAÇÃO

A partir das pesquisas em empresas do ramo de petróleo foram selecionadas 2 para discussão deste trabalho. Devido à dificuldade de entrar em contato com as demais organizações e obter os produtos de seus catálogos, o critério de seleção visto abaixo se deu devido essas organizações possuírem em seu web-site o portfólio de seus produtos e serviços melhor divulgados do que as outras já mencionadas. As escolhidas foram:

Quadro 3: Empresas escolhidas para discussão neste trabalho.

Empresas	web-site
CLARIANT	www.clariant.com/en/Corporate
PETROLAB	www.petrolab.com.br/br

A CLARIANT se define em seu web site sendo uma das empresas líderes mundiais em especialidades químicas. Sua sede fica localizada em Muttenz, próxima à cidade de Basel, na Suíça, a organização possui 140 unidades em 53 países nos cinco continentes e em todos os países em que a Clariant tem operações, estes são seguidos os

mesmos padrões internacionais da companhia em relação aos aspectos de sustentabilidade - econômico, social e ambiental, conforme determina sua Política Global de Sustentabilidade.

O Brasil é a sede da região da América Latina, com operações estratégicas em países como México, Colômbia, Argentina, Venezuela, Peru, Chile e Guatemala. Diferentemente de sua controladora na Suíça, que tem capital aberto em Bolsa, a Clariant no Brasil é uma sociedade anônima com capital estrangeiro fechado. A empresa atende a inúmeros segmentos, como cosméticos, limpeza, tintas e vernizes, plásticos, agricultura, açúcar e álcool, lubrificantes, fundição, mineração, petróleo e gás, alimentos, nutrição animal, petroquímica, entre outros. A mesma atua em todo o território nacional, seus clientes diretos são empresas que fabricam produtos comercializados para o consumidor final.

A CLARIANT desenvolveu um sistema integral de logística e aplicação de soluções químicas que atende às demandas de remoção de H₂S em duas etapas. Na primeira, utilizando sequestrantes líquidos de H₂S que são injetados nos poços, para possibilitar a chegada de um fluido (hidrocarboneto) mais limpo ao topside. Na segunda, utilizando um catalisador (um adsorvente sólido) na planta de tratamento de gás natural localizada na plataforma, que purifica o gás, eliminando os resíduos de H₂S, uma vez que o mesmo não pode ser exportado para uma estação terrestre com estas impurezas.

Os adsorventes da Clariant são usados para purificar o gás natural, que sai do poço com impurezas como H₂S, enxofre, mercúrio, arsina e outros compostos danosos ao meio ambiente e aos equipamentos do sistema de produção. Os adsorventes removem esses contaminantes antes da entrada do gás na tubulação, atendendo às especificações da legislação e garantindo a produtividade (CLARIANT, 2014).

A CLARIANT também atua em compostos a base de Triazina, este sequestrante solúvel em água remove espécies de sulfeto presentes em gases e líquidos e é utilizado para controlar sulfeto de hidrogênio, sulfeto de ferro e incrustações de sulfeto. É aplicado em forma de batelada (ou seja, torre de passagem de gás) ou continuamente injetado na corrente dos dutos e fornecido em recipientes de vários tamanhos específicos para cada aplicação em campos petrolíferos.

Em seu web site a PETROLAB afirma ser um dos principais players brasileiros na indústria óleo e gás. Estabelecida em 1993, a empresa é líder no mercado brasileiro de química de petróleo.

Com operações em todas as áreas de produção do Brasil, no Oriente Médio, África e no sudeste asiático, a empresa oferece uma variedade de produtos e serviços com qualidade mundial. A PETROLAB se preocupa em desenvolver constantemente uma grande multiplicidade de tecnologias. Eles incluem métodos para remoção de H₂S em tanques de petróleo, tratamento de H₂S em poços geotérmicos, técnicas para o transporte de óleos pesados de modo eficiente e econômico, novos produtos para o controle de vazamento de óleo, etc. Como forma de confiabilidade a seus produtos mostram em seu site que a Petrobras avaliou seus serviços e produtos como Excelentes através de Boletins de Avaliação de Desempenho.

A PETROLAB desenvolveu uma grande variedade de sequestrantes de H₂S de alto desempenho para diferentes aplicações:

- 1) Um sequestrante de H₂S solúvel em óleo utilizado principalmente no tratamento de sistemas óleo e gás ácidos, é química e fisicamente compatíveis com os produtos químicos do tratamento do óleo e do gás, tais como, anti-espumantes, demulsificantes e inibidores de corrosão. O produto apresenta reação imediata com sulfureto de hidrogênio e é muito eficaz, mesmo a baixas taxas de dosagem.
- 2) Sequestrante de H₂S solúvel em água, neutraliza sulfeto de hidrogênio e seus íons HS⁻ e S⁼ através de uma reação de oxidação única produzindo enxofre atômico (S₀). PETROLAB GS-3W é recomendado para uso em sistemas de produção com alto BSW, sistemas de água produzida, estações de tratamento de água de descarte e outras aplicações onde grandes quantidades de correntes aquosas ácidas são tratados contra H₂S, incluindo águas oleosas ácidas.
- 3) Sequestrante de H₂S é projetado especificamente para trabalhar tanto em gás ácido quanto em sistemas aquosos. Este produto páreo para outros no mercado em que a segurança, saúde e meio ambiente são uma preocupação adicional, bem como a eficiência elevada, especialmente em instalações offshore, onde o espaço de armazenamento de produtos químicos é limitada e cuidados de Segurança, Meio Ambiente e Saúde e são de extrema importância. Sua formulação exclusiva foi desenvolvida a fim de dar uma série de características inigualáveis, como: o alto desempenho com menor quantidade de produtos químicos; desempenho com custo imbatível; A biodegradabilidade. Pois além de serem biodegradáveis, é

totalmente amigável a Segurança, Meio Ambiente e Saúde. O produto é totalmente seguro para a saúde dos trabalhadores e ao meio ambiente; Em água ácida, o produto pode ser utilizado através de injeção contínua ou tratamento em batelada, para sistemas de gás ácido, pode ser utilizado em injeção contínua ou em torres de lavagem de gases.

7. CONCLUSÃO

Algumas estratégias são encontradas na bibliografia a fim de mitigar os impactos em ambientes com H₂S, dentre os autores mencionados estes possuem conceitos em certos casos semelhantes.

Em **A1 e A2** é possível observar como muitas das vezes será necessário investir em novas tecnologias que mudam as características de composição dos equipamentos já utilizados quanto ao meio em que eles serão expostos na tentativa de ser melhor manuseado a escala ambiental e melhor economicamente para as organizações, porém mais precisa ser estudado para de fato implementar no mundo offshore. Pois, por exemplo, a nova composição proposta em **A1** não atende às condições reais de poço.

A5, A9 e A10 une conceitos para reduzir os impactos nos processos de produção a fim de diminuir as consequências de corrosividade em diversos meios. É possível observar que para cada meio mencionado se faz necessário o conhecimento das rochas, composições químicas já estruturadas no poço, para assim melhor definir uma técnica de melhoramento.

A3 e A6 traz um conceito novo à solução das consequências causadas pelas bactérias Redutoras de Sulfato onde avaliar o uso de vírus bacteriófagos e avaliar os nanomaterias são boas indicações de técnicas do que a que vem sendo utilizadas.

Ao longo deste trabalho foi possível observar como a indústria está interessada em se unir aos centros acadêmicos buscando cada vez mais aprimorar suas técnicas e a composição de seus materiais como a Vallourec e a UFMG em **A1** e a Sourtec e PUCRS em **A9**.

A Clariant focou em um produto visando disponibilidade, logística e uma tecnologia usual semelhante a **A7** onde traz os benefícios dos produtos à base de Triazina. A PETROLAB inovou com 3 aplicações de produtos em diversas condições sendo solúvel tanto em água quanto em óleo.

Portanto, de acordo com a variedade de produtos e técnicas encontrados para reduzir os impactos e os prejuízos causados pela presença de H₂S pode-se observar nos trabalhos lidos que a indústria tem mais interesse em utilizar como estratégia a modificação da estrutura de seus equipamentos e tecnologias a fim de criar mais resistência quando em contato com o H₂S e evitar rupturas. Torna-se necessário estudos

mais detalhados das variáveis existentes na produção de petróleo e testes experimentais que simulem as condições reais encontradas nas fases de completção de poços, neste sentido as universidades desenvolvem papel de auxiliar as empresas que sofrem com as consequências relacionadas as perda de equipamentos associados à ruptura de ligas metálicas ajudando na criação de materiais cada vez mais resistentes a fim de se obter uma produção segura aos colaboradores, ao meio ambiente e ao patrimônio da empresa.

REFERÊNCIAS

AGARWAL, Mandira. **Scavenging H₂S nanomaterials**. Elsevier, [S. l.], p. 1505-1510, 15 jan. 2021.

BARBOSA, Campinas, SP. Campinas, SP: Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2012.

CARVALHO, L. J.; Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

CLARIANT. **Solução pioneira para otimizar produção** 2014. Disponível em: <https://www.clariant.com/pt/Company>.

CORREIA, J. P. A.; SANTOS, J. P. L. **Avaliação Numérica Da Integridade Estrutural De Revestimento De Poços De Petróleo Em Zonas De Alta Pressão E Alta Temperatura E Áreas De Rochas Salinas**. Holos, [S. l.], p. 292-305, 6 mar. 2017.

DE ABREU, ELIAKIN LUZ. **Corrosão Em Armaduras De Tração De Dutos Flexíveis Em Diferentes Pressões Parciais De H₂S**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, [S. l.], 2021.

FRARE, L.M.; LUIZ, M.; PEREIRA, N.C.; (2009) **“Process of sulfidric acid removal from biogás” Eng Sanit Ambient** | v.14 n.2.

GARRETT, R. L. et al. **Chemical Scavengers for Sulfides in Water-Base Drilling Fluids**. Society of Petroleum Engineers, SPE 7499, Junho 1979. p.787-796.

BOTELHO, Louise Lira Roedel; CUNHA, Cristiano Castro de Almeida; MACEDO, Marcelo. **O método da revisão integrativa nos estudos organizacionais**. *Gestão e Sociedade*. Belo Horizonte, v.5, n. 11, p. 121-136 · maio-ago. 2011 · ISSN 1980-5756.

GUIMARÃES, R. C. L. **Caracterização de Petróleo e Interpretação de Resultados**. Rio de Janeiro, RJ: PETROBRAS/CENPES/PDP/AP, 2004.

J. NAGL, G. **Removing H₂S from Gas Streams**. [S.l.]. 2001.

KREMER, Mayara. **Fagos de bactérias redutoras de sulfato em água de produção de um reservatório de petróleo offshore: método tentativo de concentração e purificação**. Eng Sanit Ambient, [S. l.], p. 619-626, 1 ago. 2020

LOPES, NATÁLIA FEIJÓ. **Corrosão De Aços Utilizados Na Indústria De Petróleo Por CO₂ Sob Pressão, Temperatura E Meio Corrosivo Similar Ao Encontrado Em Reservatórios Do Pré-Sal**. 2017. Tese (Doutor Em Engenharia E Tecnologia De Materiais) - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, [S. l.], 2017.

MAGALHÃES, A. A. O.; BONFIM, A. L. C. (2010) **“Sequestrantes de H₂S para injeção em Poços de Petróleo”**. INTERCORR. Fortaleza, Ceará: ABRACO.

MAINIER, F. B.; ROCHA, A. de O., **H₂S: Novas Rotas de Remoção Química e Recuperação de Enxofre**. In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, 2003.

MATAR, S., HATCH, L. F. **Chemistry of Petrochemical Processes**. 2. ed. Houston:Gulf Publishing Company, 2001.

MELLO, P. D. A., **Determinação de Enxofre em Petróleo Pesado Resíduo de Vácuo e Coque por ICP OES após Combustão Iniciada por Microondas em Sistema Fechado**. 2007. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria.

MENDEZ, C.; MAGALHÃES, A. A. O.; FERREIRA, P. A.; BASTOS, E. C.; YOULL, P. **H₂S Scavengers Injection: A Novel Evaluation Protocol to Enhance the Integrity of Production Lines**. Offshore Technology Conference 2009 (OTC 2009) Houston/TX – EUA. Paper OTC 20168.

NOGUEIRA, Pedro Henrique Barbosa de Oliveira *et al.* **Influência de H₂S na formação e reconstrução da camada passiva do aço super 13Cr em meio simulado de**

exploração de petróleo em águas profundas. Revista Matéria, Belo Horizonte, p. 1-11, 27 abr. 2020.

OLIVEIRA, Mariana Cristina de; DE LIMA, Alexandre Pereira; FIGUEREDO, Rodrigo Monzon; ACCIARI, Heloisa Andréa; CODARO, Eduardo Norberto. **Um Estudo Termodinâmico Da Corrosão Dos Aços Carbono Pelo Sulfeto De Hidrogênio – Explorando Conceitos De Equilíbrio Químico.** Quimica Nova, [S. l.], p. 594-599, 18 jan. 2018.

PETROLAB. **TRATAMENTO DO PETRÓLEO E GÁS.** Disponível em: <https://www.petrolab.com.br/br>.

RIAZI, M. R. **Characterization and Properties of Petroleum Fractions.** Kuwait: American Society for Testing and Materials International, 2005.

ROCHA, J. T. C., **Emprego de Espectrometria no Infravermelho e Métodos Químiométricos para a Identificação e Quantificação de Petróleos a Partir de Frações de Diesel.** 2009. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo.

SAJI, Viswanathan. **Advancements in sulfide scavengers for oil and gas.** Rev Chem Eng, [S. l.], p. 2-18, 5 out. 2021.

SALMA, T. **Effect of Carbon Dioxide on Hydrogen Sulfide Scavenging.** Society of Petroleum Engineers, SPE 59765, Abril 2000. p.523-533.

SITZ, C. D.; BARBIN, D. K.; HAMPTON, B. J. **Scale Control in a Hydrogen Sulfide Treatment Program.** Society of Petroleum Engineers, SPE 80235, Fevereiro 2003. 1-9.

SOUZA, Ingrid; PETRI, Denise; NETO, João Queiroz. **Adsorção competitiva de inibidor de corrosão usado em poços de perfuração de petróleo sobre aço, esmectita e arenito.** Quimica Nova, [S. l.], p. 120-124, 27 nov. 2008.

SZARBLEWSKI, Mateus da Silva *et al.* **Métodos Para A Remoção De Sulfeto De Hidrogênio De Efluentes Gasosos Aplicáveis A Reatores Anaeróbios.** Revista Jovens Pesquisadores, [S. l.], p. 62-74, 5 jan. 2012

SZKLO, A. S.; ULLER, V. C. **Fundamentos do Refino de Petróleo.** 2ª. Rio de Janeiro, R. J.: Interciência, 2008.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da engenharia de petróleo.** 2º Edição. Editora Interciência. PETROBRAS. Rio de Janeiro, 2001.

WILSON, D. R. **Hydrogen Sulphide Scavengers: Recent Experience in a Major North Sea Field.** Society of Petroleum Engineers, SPE 36943, Outubro 1996. p.613-621.

WINTER, A., **Caracterização de Frações Ultra-Pesadas de Petróleo Nacional por meio do Processo de Destilação Molecular.** 2007. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas.

WHITEMORE, Robin; KNAFL, Kathleen. **The integrative review: updated methodology.** Journal of Advanced Nursing, 2005, v.52, n.5, p. 546–553, Blackwell Publishing Ltd.