



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CAMPUS UFRJ-MACAÉ
Professor Aloísio Teixeira



JÚNIA MARIA DUTRA BASTOS

ACIDIFICAÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO COM EDTA

Macaé

2022

JÚNIA MARIA DUTRA BASTOS

ACIDIFICAÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO COM EDTA

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.

Coorientador: Prof. Me. Rafael Rangel de Salles Guerra

Macaé

2022

JÚNIA MARIA DUTRA BASTOS

ACIDIFICAÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO COM EDTA

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

Orientador: Prof. Dr. Paulo José de Sousa Maia.
Coorientador: Prof. Me. Rafael Rangel de Salles Guerra

Aprovado em Macaé, 13 de dezembro de 2022.

BANCA EXAMINADORA:

Profº. Drº. Robson Valentim Pereira
<http://lattes.cnpq.br/1675940843759718>

Profº. Drº. Rodrigo de Siqueira Melo
<http://lattes.cnpq.br/3387456281635948>

Dedico este trabalho a minha mãe, irmã e meus avós que me apoiaram e incentivaram durante todas as etapas que me trouxeram até aqui e aos meus amigos que tornaram essa trajetória mais leve sempre me incentivando a nunca desistir dos meus objetivos.

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer a Deus que pela sua infinita bondade e misericórdia sempre esteve comigo, que fez com que meus objetivos fossem alcançados, obrigada por proporcionar a oportunidade de realizar e concluir este sonho e nunca desistir de mim.

Aos meus pais, por nunca terem medido esforços para me proporcionar um ensino de qualidade.

A minha mãe Maria de Fátima que com sua força me ensinou a nunca desistir, pelos ensinamentos, exemplo de determinação e esperança, suas orações me deram forças para continuar.

Ao meu pai Reomar a quem darei orgulho a continuar a me iluminar do céu, por estar sempre presente em meu coração ao longo de toda minha trajetória me fortalecendo.

A minha irmã Maria Aparecida, por me ensinar a amar, a dividir, por ser meu exemplo e admiração, obrigada pela cumplicidade, pelo apoio incondicional, por estar ao meu lado me ensinando a ter confiança e por ser minha inspiração.

Aos meus avós Ivete e Vicente que com toda humildade e carinho me fizeram melhor. A vocês todo meu amor e gratidão.

Aos meus amigos os maiores prêmios recebidos durante essa graduação, com quem divido todas as minhas alegrias e angústias Alline Amorin, Clara Cecilia, Jessica Almeida, Julia Gomes, Juliana Lobo, karoline Lima, Kevin Fernandes, Lorena Lima, Lucas Henriques, Mauro Lemos, Rayanne Melo e Rodrigo Caride gratidão por todo apoio, carinho, pelos conselhos e ensinamentos, por não desistirem de mim e por serem minha estrutura em momentos tão difíceis. Minha amiga, Dra Gilsa Simão que contribuiu com minha formação e esteve presente na parte mais pesada dessa graduação, me ensinando que podemos aprender cálculo com amor e claro, muita dedicação.

Aos meus professores, pelos ensinamentos, por todos os conselhos, pela ajuda e pela paciência com a qual guiaram o meu aprendizado.

Aos professores Paulo Maia e Rafael Guerra, por terem sido meus orientadores e ter desempenhado tal função com dedicação e companheirismo.

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes”.

(Martin Luther King)

CIP - Catalogação na Publicação

B327

Bastos, Júnia Maria Dutra

Acidificação em poços de petróleo com EDTA / Alana Raquel Soares de Souza
- Macaé, 2022.
90 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, 2022.

1. Petróleo. 2. Ácido Ethylenediaminetetraacetic.. 3. Acidificação.
I. Maia, Paulo José de Sousa, orient. II. Guerra, Rafael Rangel de Salles. coorient.
III. Título.

CDD 543

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca com os
dados fornecidos pelo(a) autor(a)
Biblioteca Central do Centro Multidisciplinar UFRJ-Macaé
Bibliotecário: Anderson dos Santos Guarino CRB7 – 5280

RESUMO

BASTOS, Júnia Maria Dutra. **Acidificação em poços de petróleo com EDTA**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Química) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Campus Macaé, Professor Aloísio Teixeira Macaé, 2022.

A indústria petrolífera vem buscando cada vez mais estudos sobre o processo de estimulação dos poços de petróleo. Os processos de estimulação tem o objetivo de aumentar a produtividade e a capacidade de injeção de um poço. Nesse contexto, a acidificação é um exemplo do processo de estimulação que visa remover o dano de formação através de aplicação de um fluido ácido para formar canais condutivos. Este processo é realizado com objetivo de aumentar a produtividade e/ou injetividade de um poço e melhorar a permeabilidade do óleo. O presente trabalho tem como objetivo, a partir de pesquisa de revisão bibliográfica, estudar os processos de acidificação bem como a utilização do ácido EDTA como fluido acidificante. Além disso, pretende-se analisar a interação de poços carbonáticos com o EDTA assim como as interações com as rochas sedimentares e verificar a compatibilidade e integridade dos equipamentos dos sistemas de circulação e rotação nas operações de bombeio de ácido em poços de petróleo.

Palavras-chave: Acidificação, EDTA, Carbonatos.

AUTORIZAÇÃO

JÚNIA MARIA DUTRA BASTOS, DRE 116171072, 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.

Rio de Janeiro, 13 de Dezembro de 2022.

Assinatura

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1: Tipos e Características Principais dos Fluidos de Perfuração	22
Tabela 2: Parâmetros de Pesquisa Periódicos CAPES	37
Tabela 3: Parâmetros de Pesquisa SciElo.....	41
Tabela 4: Artigos Selecionados	41

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da produção de Óleo e Gás por ambiente. Fonte: [29]	17
Figura 2: Transformação Termoquímica da Matéria Orgânica Fonte: [11]	19
Figura 3: Exemplos de compostos do óleo Cru. Fonte: [13]	19
Figura 4: Tipos de fluidos e os diferentes sistemas Fonte: Autor	20
Figura 5: Representação esquemática dos tipos de tensoativos. Fonte: [32].....	28
Figura 6: Formação de Wormhole. Fonte: [34].....	32
Figura 7: Síntese do EDTA em uma Única Etapa. Fonte: Autor	34
Figura 8: Representação Estrutural do Sal de NTA	34
Figura 9: Esquema reacional entre sal de EDTA para o EDTA.....	35

Sumário

1. INTRODUÇÃO	14
2. REFERENCIAL METODOLÓGICO E TEÓRICO.....	15
2.1. REFERENCIAL METODOLÓGICO.....	15
2.2. REFERENCIAL TEÓRICO.....	15
2.2.1 Histórico.....	15
2.2.2 O Petróleo.....	18
2.2.3 Fluidos.....	20
2.2.4 Fluidos de perfuração: conceitos básicos.....	21
2.2.5 Tipos de fluidos.....	21
2.2.6 Aditivos para fluidos.....	25
2.2.7 Estimulação de poços.....	28
2.2.8 Acidificação.....	31
2.2.9 Aplicação do EDTA como agente quelante.....	33
3. OBJETIVOS	36
3.1 OBJETIVO GERAL.....	36
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	36
4. METODOLOGIA.....	37
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
6. CONCLUSÃO	54
REFERÊNCIAS	55
ANEXOS	64
Anexo 1.....	64
Anexo 2.....	68
Anexo 3.....	71

Anexo 4	73
Anexo 5	75
Anexo 6	78
Anexo 7	80
Anexo 8	82
Anexo 9	84
Anexo 10	86

1. INTRODUÇÃO

No presente trabalho pretende-se analisar a eficácia do processo de acidificação em poços de petróleo. O Petróleo é o conjunto de hidrocarbonetos derivado de combustíveis fósseis, que no estado líquido, é uma substância inflamável, oleosa com densidade menor que a água (por volta de 850 kg/m^3) e possui coloração que varia do castanha ao negro [1].

A acidificação de poços surgiu em 1895 com a companhia petrolífera Standard Oil Company sendo utilizada para aumentar a produtividade dos poços, para remover danos e aumentar a permeabilidade, já que, a solução ácida injetada na formação dissolve os detritos e melhora a permeabilidade do fluido. [2]

Existem diferentes tipos de soluções ácidas utilizadas para a acidificação, que dependem da classificação do sistema de rochas encontradas no poço. A maior parte dos procedimentos de acidificação são realizados em reservatórios siliciclásticos ou carbonáticos. Os reservatórios siliciclásticos são relativamente homogêneos e compostos por arenitos. Os reservatórios carbonáticos, por sua vez, apresentam geometria complexa e são formados por carbonatos compostos por carbonato de cálcio e magnésio. [3]

A acidificação em arenitos é utilizada para liberar poros tamponados nas proximidades do poço (dano a formação) e também dissolver sólidos finos que diminuem a permeabilidade local. Por outro lado, o processo de acidificação em reservatórios carbonáticos visa o aumento do tamanho e das conectividades dos canais presentes na rocha. A solução ácida escolhida para o estudo foi de EDTA (ácido etilenodiamino tetra-acético). [4]

O EDTA é um ligante hexadentado ácido que atua como agente quelante formando complexos estáveis com alguns íons metálicos. O EDTA também atua como agente sequestrador de íons metálicos não necessários no meio. No caso da acidificação em poços carbonáticos a função do EDTA é sequestrar o íon Ca^{2+} e essa ação, auxiliará na retirada de hidrocarbonetos saturados e conseqüentemente na recuperação final do petróleo. [4]

2. REFERENCIAL METODOLÓGICO E TEÓRICO

2.1. REFERENCIAL METODOLÓGICO

O presente trabalho é uma pesquisa bibliográfica com abordagem quantitativa. Segundo Fonseca (2002), essa abordagem é feita a partir do agrupamento de dados de referências já publicadas e conferidos por vias escritas ou eletrônicas, como artigos científicos, livros, teses, websites entre outras fontes. [5]

Sousa, Oliveira e Alves (2021) traçam oito passos em seu artigo, A Pesquisa Bibliográfica: Princípios e fundamentos, para a produção de pesquisas com viés de revisão bibliográfica. A primeira iniciativa precisa ser a escolha do tema central da pesquisa, logo após fazer o levantamento de trabalhos acadêmicos sobre a temática, delimitar o problema central da pesquisa e aprofundá-lo. [6]

O quinto passo é selecionar entre as publicações encontradas as que o pesquisador ou grupo de pesquisa irá trabalhar, em seguida é importante classificar as fontes escolhidas em primárias ou secundárias, elaborar um fichamento para cada um dos textos escolhidos e por fim, analisar, tratar e interpretar os dados obtidos. [6]

2.2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.2.1 Histórico

A busca para a obtenção de petróleo iniciou-se em 1859 com o marco da exploração comercial nos Estados Unidos, a partir da perfuração do poço de petróleo chamado de Drake poço (em homenagem ao empresário Edwin Drake). Este poço continha 21 metros de profundidade e foi perfurado por um sistema de percussão a vapor, com produção diária de cerca de 25 barris de petróleo. [7]

No Brasil, a primeira perfuração foi realizada em 1919 em Bofete, São Paulo. Anos depois, mais precisamente em 1938, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), durante a primeira gestão do presidente Getúlio Vargas (1930 - 1945). Esse período foi marcado por uma postura mais conservadora visando proteger o mercado nacional. Esse movimento refletia o comportamento mundial, onde o cenário pós-Primeira Guerra Mundial era propício para a proliferação de sentimentos nacionalistas. [1] [8]

Assim, muitos países começaram a estatizar por completo ou apenas em alguns setores estratégicos (como as indústrias de petróleo), para que o controle desse setor ficasse nas mãos do governo. O CNP tem por objetivo regular a indústria do Petróleo e do Gás Natural, independente de outras indústrias, sendo considerada a primeira iniciativa objetiva do Estado neste sentido. [8]

Em 1953 foi criada a Petrobras, responsável por executar as atividades da indústria petrolífera em nome da União. Após a Segunda Guerra Mundial iniciou-se no Brasil um intenso debate sobre a melhor maneira de explorar o petróleo no país. A empresa foi instituída pela Lei nº 2.004, sancionada em 3 de outubro de 1953. A lei dispunha sobre a política nacional do petróleo, definindo as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, estabelecendo o monopólio estatal do petróleo e a criação da Petrobras. [9]

Em 1968 e 1973 foram descobertos os primeiros campos de petróleo, em águas costeiras do Nordeste do Brasil e na Bacia de Campos a partir de 1974, inicialmente em águas rasas para depois alcançar águas profundas e ultraprofundas (12 mil metros de profundidade). As descobertas na Bacia de Campos foram acompanhadas, a partir da segunda metade da década de 1970, das primeiras experimentações tecnológicas em equipamentos e sistemas de produção de petróleo, que viabilizaram o aproveitamento de jazidas situadas a longas distâncias do litoral, dando início ao processo de inovações em sistemas de produção marítima de petróleo no Brasil. [10]

Morais (2013) ainda ressalta que nas décadas que se seguiram, o avanço das explorações na plataforma marítima, em águas profundas, apoiado por intensos processos de formação de recursos humanos, de realização de pesquisas aplicadas cooperativas e por amplos programas de capacitação tecnológica, permitiu a agregação de importantes jazidas às reservas brasileiras de petróleo, que culminaram com as descobertas de reservatórios gigantes e supergigantes no Pré-sal das Bacias de Santos e de Campos, a partir de 2006-2007. [10]

O pré-sal é uma série de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos no espaço geográfico criado pela separação do velho continente de Gondwana. A maioria especificamente, através da separação das Américas e da África, começou há cerca de 150 milhões de anos. Formada entre dois continentes, inicialmente, a grande depressão formou os grandes lagos onde, ao longo de milhões de anos, as rochas geradoras do petróleo do pré-sal se depositaram. Quando todos os rios dos continentes se separaram para regiões mais baixas, grande quantidade de matéria orgânica foi depositada ali. [20]

Com a separação dos continentes, a matéria orgânica acumulada nesse novo espaço foi coberta pelas águas do Oceano Atlântico. Este é o início da formação da camada de sal que

atualmente tem 2.000 metros de espessura. Essa camada de sal se deposita no material orgânico acumulado e permanece por milhões de anos até que um processo termoquímico converta a camada orgânica em hidrocarbonetos (petróleo e gás).[20]

Finalmente, os anos de 2010 a 2012 representam um marco importante na evolução tecnológica e produtiva da Companhia, ao registrar as primeiras declarações de comercialidade de campos de petróleo do Pré-sal, assinalando o início do desenvolvimento da produção comercial naquela área geológica. [10]

De acordo com as informações publicadas no site da Petrobrás, a produção diária de petróleo sob o pré-sal triplicou nos últimos 4 anos, de 500.000 barris por dia em 2014 para 1,5 milhões de barris por dia em 2018. Comparando com o histórico de produção da companhia, pode-se traçar as dimensões desse resultado, levaram 45 anos desde o início da empresa até 1998 para produzir os primeiros 1 milhão de barris de petróleo. [20]

Desde a fundação da empresa até 1998, foram 49 anos. A empresa foi formada para atingir a meta de 1,5 milhões de barris de petróleo em 2002. O crescimento acelerado da produção atesta a alta produtividade dos poços que operam no pré-sal e é um importante marco na indústria do petróleo, especialmente por se localizarem em águas profundas e ultraprofundas. [20]

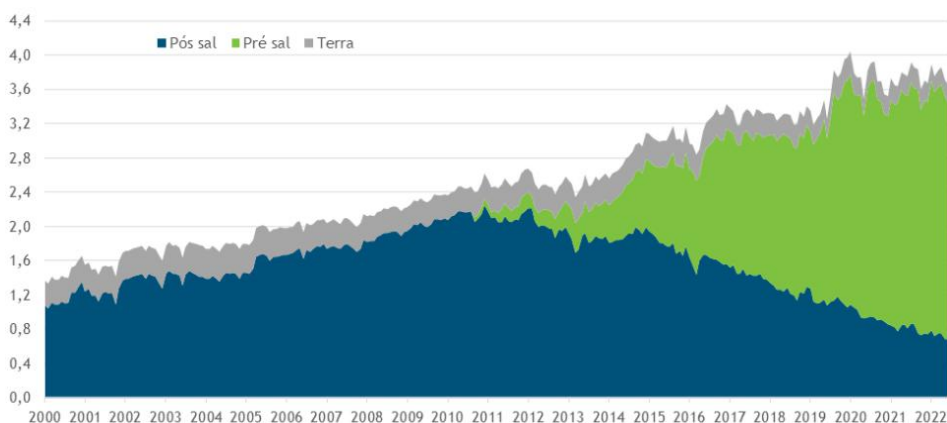


Figura 1: Evolução da produção de Óleo e Gás por ambiente. Fonte: [29]

Em janeiro de 2014, tomando como exemplo 436 mil barris de óleo equivalente por dia (bep/d), a produção do pré-sal representava cerca de 17% da produção nacional. Em janeiro de 2022, a produção atingiu um recorde histórico de 2,91 milhões de b/d, representando 75% da produção total. A produção terrestre e pós-sal, por sua vez, vem diminuindo ao longo dos anos. Em junho de 2014, a produção terrestre representou 11% do total nacional, e a produção do pós-sal, 68%. Os dados mais recentes (junho de 2022) mostram que a produção onshore representa 6% da produção total, enquanto a produção do pós-sal equivale a 18%. Portanto, é

necessário promover atividades nessas fronteiras para restabelecer o crescimento da produção e o desenvolvimento socioeconômico nas áreas de produção e arredores. [29]

2.2.2 O Petróleo

A palavra “petróleo” vem do latim – *Petra* (pedra) e *Oleum* (óleo) é composto de hidrocarbonetos nos estados físicos sólido, líquido e gasoso, além de compostos contendo enxofre, oxigênio e nitrogênio. O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. 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. [11]

A formação se dá devido ao aumento da temperatura, onde as moléculas de querogênio (parte insolúvel da matéria orgânica modificada por ações geológicas) são rompidas gerando compostos orgânicos líquidos e gasosos em um processo que chamamos de catagênese. Após isso, o material se deposita nas rochas adjacentes e porosas até encontrar uma rocha selante e uma estrutura geológica que detenha seu caminho onde acumulará o óleo ou gás em uma rocha porosa que chamamos de rocha reservatório [12]

Parafaseando Thomas 2001, o tipo de hidrocarboneto produzido é nomeado pela composição da matéria orgânica original e pela força dos processos térmicos que atuam sobre ela. Depois que a matéria orgânica entra no sedimento, a carga sedimentar e a temperatura aumentam e começam a formar um processo que passa pelas seguintes etapas evolutivas:

- A diagênese predomina na faixa de temperatura mais baixa (até 65°C), onde a atividade bacteriana leva à reorganização de lugar e conversão de material orgânico em querogênio;
- A catagênese na faixa de temperatura até 165°C é o fator decisivo para a decomposição das moléculas de querogênio e leva à formação de hidrocarbonetos líquidos e gasosos;
- A metagênese em temperaturas de até 210°C favorece a decomposição de moléculas de hidrocarbonetos líquidos e sua conversão em gases leves.
- O metamorfismo excede 210°C, e o aumento contínuo da temperatura faz com que os hidrocarbonetos resultantes se degradem, deixando para trás grafite, dióxido de carbono e alguns resíduos de gás metano.

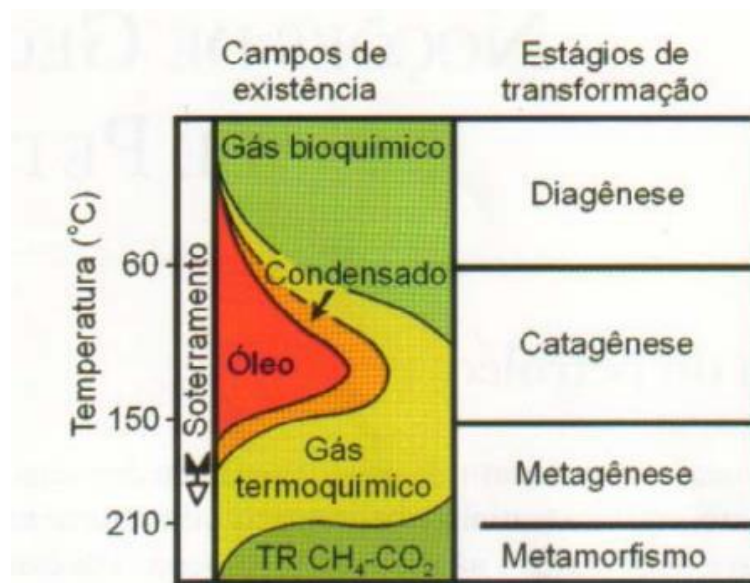


Figura 2: Transformação Termoquímica da Matéria Orgânica Fonte: [11]

Todo processo de produção de petróleo é resultado da transformação da matéria orgânica com a contribuição do fluxo de calor do interior da Terra. [11]

O petróleo é formado por uma mistura de compostos químicos orgânicos, como mostrado na Figura 1. É uma mistura de substâncias oleosas, inflamável, De regra menos densa que a água, com cheiro característico e coloração que pode variar desde o incolor ou castanho claro até o preto.

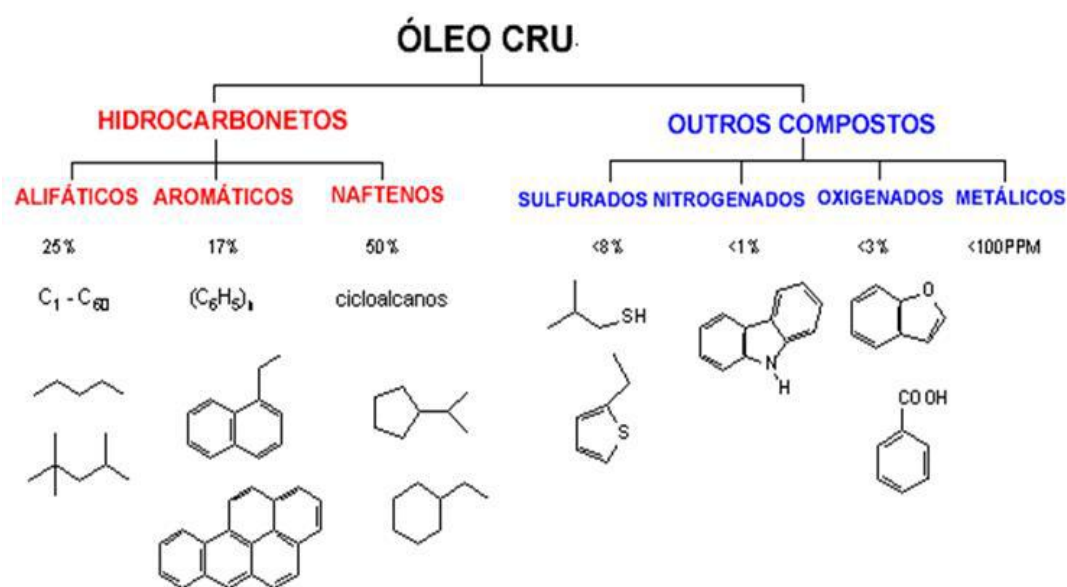


Figura 3: Exemplos de compostos do óleo Cru. Fonte: [13]

Os principais grupos de componentes dos óleos são os hidrocarbonetos saturados, os hidrocarbonetos aromáticos, as resinas e os asfaltenos [14].

2.2.3 Fluidos

Na indústria de petróleo, o fluido é classificado como uma mistura de base aquosa, não aquosa (oleosa), hidrofílica ou gaseificada preparada com base nas características do poço. De acordo com as propriedades desejadas pelo poço, são adicionados produtos químicos para formar um sistema homogêneo que fornece as propriedades específicas para atender as necessidades do poço. [2]

Os fluidos na indústria petrolífera são utilizados em 3 etapas: perfuração, completação e cimentação como demonstra a Figura 3.



Figura 4: Tipos de fluidos e os diferentes sistemas Fonte: Autor

O fluido é armazenado em tanques, cognominados de tanques de lama, onde também são preparados. A circulação do fluido se dá pelo uso de bombas que são estimadas o “coração” do sistema. De regra, as plataformas de petróleo são constituídas de duas bombas, uma primária e outra de reserva. Sendo assim, se as condições do poço a ser perfurado exigirem, as duas bombas podem trabalhar combinadas. [15]

2.2.4 Fluidos de perfuração: conceitos básicos

Comumente o fluido de perfuração também é denominado por lama de perfuração. A utilização dos fluidos de perfuração no processo de obtenção do petróleo teve início no Texas, no poço *Spindletop*, em 1901. São compostos de sólidos, líquidos e produtos químicos, podendo eventualmente, conter gases em sua composição. [11]

Os fluidos agem durante toda a perfuração do poço, fazendo com que seja viável a operação de perfuração e tendo como principais funções, manter a segurança do pessoal de perfuração e a integridade do meio ambiente. É formado por alguns aditivos, que por vezes não são apropriados para se misturar e forma uma mistura heterogênea durante a fase de armazenamento. [16]

De acordo com Schaffel (2002), primeiramente os fluidos de perfuração eram usados apenas como veículo para retirada de detritos gerados durante a perfuração. Porém, após estudos de suas propriedades foi plausível definir diversas outras funções que podem ser desempenhadas pelos fluidos de perfuração. [17]

Thomas et al. (2001) afirmam que os fluidos de perfuração têm, basicamente, as seguintes funções: limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície; desempenhar pressão hidrostática sobre as formações; resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca. [11]

O fluido de perfuração é utilizado na perfuração de poços com finalidades específicas, em função principalmente das características de cada tipo fluido e do tipo de formação a ser perfurado. Desse modo, podem-se obter as funções de manutenção, remoção de cascalhos, estabilidade das paredes do poço, entre outros. [18]

2.2.5 Tipos de fluidos

Medeiros (2022) afirma que geralmente, os fluidos de perfuração são classificados de acordo com o seu constituinte principal em: fluidos à base de gás, fluidos à base de óleo, fluidos à base de água e fluidos sintéticos como mostra a tabela 1 abaixo: [19]

Tabela 1: Tipos e Características Principais dos Fluidos de Perfuração

Tipo de Fluidos	Composição Química	Vantagens
Fluido a Base de Água	Composto por concentrações volumétricas superiores a 90,0% de água (doce ou salgada) e aditivos especiais como argila, barita, lignosulfato, lignito, hidróxido de sódio e entre outros.	Baixo custo, fácil tratamento, baixo risco de poluição, afetam menos a taxa de penetração, detectam mais facilmente a presença de gás.
Fluido a Base de Óleo	Fluido com fase oleosa, composta de hidrocarbonetos líquidos, como diesel, querosene e parafinas.	Eficiente inibidor de corrosão, resistentes a altas temperaturas e pressão, lubricidade elevada e baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.
Fluido a Base de Gás	Ar (podendo ser injetado em porções de argilas ou polímeros formando uma “espuma”) ou gás nitrogênio	Previne perdas de circulação em zonas de baixa pressão e aumenta a taxa de penetração. E apresenta uma densidade mais baixa do que os fluidos convencionais.
Fluido Sintético	Óleos sintéticos.	Reduz o tempo de perfuração quando comparados aos fluidos a base de água e, em relação aos fluidos à base de óleo, são menos tóxicos.

Os fluidos à base de gás são desenvolvidos de um fluxo de ar ou gás natural injetado no poço a alta velocidade. Os fluidos à base de óleo são aqueles cuja fase líquida contínua é constituída por óleo, enquanto que nos fluidos à base de água, a fase contínua é constituída por água. E por fim, os sintéticos nos quais são definidos como fluidos cuja fase líquida contínua é um líquido sintético.[19]

2.2.5.1 *Fluídos a base de água*

O tipo mais empregado de fluidos aquosos é à base de água. São usados em perfurações direcionais e horizontais. Sua definição considera principalmente a origem da água e os aditivos químicos colocados no fluido ao longo do preparo. [15]

De regra consistem de água, em concentrações volumétricas superiores a 90,0 %, e aditivos especiais como argila, barita, lignosulfonato, lignito, hidróxido de sódio, entre outros, introduzidos de acordo com as condições da formação geológica onde o poço está sendo perfurado. [15]

Os fluidos inibidos são utilizados para perfurar rochas que possuem interação química com água doce, neles são anexados produtos químicos, versado como inibidores, com emprego de delongar efeitos, como expansibilidade e solubilidade. Enquanto que os fluidos não inibidos são utilizados com a função de perfurar camadas rochosas superficiais. Com isso, os fluidos com baixo teor de sólido servem para elevar a taxa de penetrabilidade da broca e os emulsionados com óleo são responsáveis por evitar que ocorram perdas de circulação nos poros das rochas.[11]

Os fluidos de base água são absoluta maioria, pois são mais baratos, de tratamento mais simples, apresentam menos riscos de poluição, afetam menos a taxa de penetração, detectam mais facilmente a presença de gás e não restringem a corrida de perfis geológicos (MELO, 2008). O fluido de perfuração à base de água, quando é conveniente, é preferencialmente utilizado devido ao seu baixo custo em comparação aos demais. [21]

2.2.5.2 *Fluídos a base de óleo*

Os fluidos à base de óleo surgiram entre a década de 40 e 50, com o desígnio de resolver alguns problemas causados pelos fluidos à base de água. Possui propriedades melhores que a lama à base de água quando em condições com elevadas temperaturas e pressões. É composta por uma fase líquida e em outra é adicionada diversas substâncias que originam as funções do fluido.[11]

O fluido à base de óleo foi por muito tempo largamente empregado em função da sua elevada eficiência como inibidor de corrosão. Com isso, um dos grandes problemas desse fluido é o seu descarte no meio ambiente, pois seus compostos, por serem ricos em diesel e óleos minerais, tendem a prosseguir por muitos anos na região onde ocorre a perfuração.[21]

A maior desvantagem desse tipo de lama é seu custo de aquisição. Sua composição, tratamento e descarte possuem custos muito elevados, visto que o óleo é muito poluente e não pode ser descartado inadequadamente.[11]

2.2.5.3 Fluídos a base sintética

Segundo Schaffel (2002), este tipo de fluido é muito usado em operações offshore, por ser proibida a poluição das águas com cascalhos e fluidos oleosos. Os fluidos sintéticos são de maneira econômica menos viável que os fluidos à base óleo, sendo estes proibidos em várias partes do mundo, volvendo o fluido à base sintética mais utilizada, pois reduz os riscos e custos extras.[17]

Os fluidos sintéticos podem exercer as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como serem empregados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações. Em uma outra comparação, os autores relatam que o uso dos fluidos sintéticos reduz o tempo de perfuração quando comparados aos fluidos à base de água e, em relação aos fluidos à base de óleo, são menos tóxicos, porém existe uma desvantagem que é o seu elevado custo.[22]

2.2.5.4 Fluídos à base de ar ou gás

A perfuração a ar ou gás é utilizada quando o ar ou o gás é usado como fluido no decorrer da perfuração. Podendo ser aplicada em formações estáveis ou fissuradas. A espuma é empregada quando se necessita de um fluido circulante com eficiência elevada de carreamento de sólidos, por apresentar alta viscosidade.[11]

Os fluidos com espuma são fabricados por injeção de água e agentes espumantes dentro da corrente de ar ou gás, criando uma viscosidade e uma espuma estável. Os fluidos aerados são fabricados por injeção de ar ou gás no interior de um fluido a base de gel. [61]

Segundo Amorin (2003), nos fluidos à base de gás estão incluídas quatro operações básicas:

- **Mistura de agente espumante e ar:** nesta operação um fluido composto por agente espumante e ar se mistura com água da formação geológica e envolve os resíduos, provocando sua remoção;
- **Ar seco:** nesta operação o ar seco ou gás é inserido no poço com uma velocidade eficaz para retirar os resíduos da perfuração;

- **Fluidos aerados:** é utilizado quando ocorre perda severa de circulação e consistem em um fluido com ar injetado com a finalidade de remover os sólidos perfurados;
- **Espuma à base de surfactante:** é utilizada para maior eficiência de carregamento de sólidos, pois mistura-se com a argila, formando um fluido de grande eficiência de transporte.

Esse propósito visa reduzir a pressão hidrostática para prevenir perdas de circulação em zonas de baixa pressão e, efetivamente, aumentar a taxa de penetração. [61]

2.2.6 Aditivos para fluidos

Quanto aos aditivos para fluidos, o autor Seixas (2010, p. 40) faz algumas colocações:

[25]

Os diferentes tipos de aditivos acrescentados nos fluidos de perfuração tiveram que ser aperfeiçoados para atender às mais diversas necessidades e dificuldades durante a perfuração de um poço de petróleo. Dentre esses novos produtos acrescentados na busca por melhorias, podemos citar os fluidos (fase contínua + aditivos) que passaram a atuar na prevenção do inchamento e desintegração de folhelhos durante a perfuração, fluidos com aditivos cuja função era controlar o alto pH decorrente da elevada concentração de óxido de cálcio, bem como aditivos poliméricos para impedir a dispersão dos detritos gerados pela perfuração dos folhelhos, e a formação de fino reboco na superfície do poço e dos detritos gerados.

Veremos a seguir alguns tipos de aditivos mais utilizados em fluídos:

2.2.6.1 Aditivos poliméricos

Os polímeros são moléculas orgânicas com peso molecular superior a 200 g/mol formados por várias unidades que se repetem (monômeros), e que possuem grande aplicação na indústria do petróleo, em especial no campo da perfuração de poços. [23]

Os primeiros polímeros foram utilizados nos fluidos de perfuração na década de 30 do século passado para solucionar os problemas de filtração, ou seja, perda da fase contínua para a formação permeável. A forma como os polímeros vieram ganhando espaço ao longo dessas décadas sem dúvida justifica a sua aceitabilidade no mercado, como importante composto dos fluidos de perfuração, visando as melhorias das propriedades dos fluidos como parte primordial na perfuração. Uma vasta quantidade de polímeros está sendo usada atualmente: os de características naturais, outros mais especializados, que são derivados dos polímeros naturais (naturais modificados) e

outros mais sofisticados, os polímeros sintéticos. A utilização dos polímeros é algo que irá se perpetuar e se aperfeiçoar por longas gerações, no que se trata dos fluidos de perfuração. [23]

O autor ainda ressalta que os polímeros naturais são aqueles que não sofreram mudanças em decorrência de processos químicos aplicados pelo homem, são encontrados nas mais diversas formas na natureza, são mais ambientalmente corretos, apresentam maior complexidade em sua cadeia molecular e são mais sensíveis a variações de temperatura.[23]

Entre os aditivos mais comuns e usados rotineiramente em fluidos como intensificadores de viscosidade e redutores de perda de fluido, a carboximetilcelulose (CMC) é um polímero aniônico naturalmente modificado e derivado da celulose. O uso deste aditivo reduz as perdas de filtração e produz rebocos finos que mantêm características de fluxo suficientes mesmo em alta temperatura, alta salinidade e alta pressão para evitar o fluxo de fluido através da formação geológica que está sendo perfurada. [30]

As propriedades físico-químicas da CMC dependem do grau de substituição (DS), grau de polimerização (DP), uniformidade da substituição e pureza do produto. O DP é definido como número médio de unidades de monômero ao longo da cadeia do polímero, quanto maior o DP, maior o peso molecular e a viscosidade do polímero. DS refere-se ao número médio de substituições de alguns de seus radicais livres na estrutura de repetição, resultando em um polímero modificado. [30]

Outro polímero amplamente utilizado em fluidos de perfuração é a goma xantana cujo objetivo é atuar conferindo a viscosidade ao fluido. Este polímero é um polissacarídeo produzido por bactérias do gênero *Xanthomonas*. Ao longo dos anos, a produção, comercialização e uso da goma xantana como espessante e estabilizante aumentou. O grande interesse pela goma xantana deve-se às suas propriedades físico-químicas que superam todos os outros polissacarídeos do mercado. Dentre essas propriedades, destaca-se sua capacidade de aumentar significativamente a viscosidade do meio, mesmo em pequenas adições, bem como sua estabilidade em ampla faixa de temperatura e pH, mesmo na presença de sais. [30]

2.2.6.2 Aditivos minerais

São utilizados nos fluidos de perfuração, após seu beneficiamento. Os principais insumos usados pela indústria de petróleo são bentonita, barita, atapulgita, sepiolita, vermiculita, magnetita porosa, carbonato de cálcio, mica, perlita expandida, lignina, mica, grafita, cloreto de sódio, gipsita e gilsonita. [24]

2.2.6.3 Aditivos salinos

Os aditivos com essas características são inibidores das formações reativas, atuam dificultando o escoamento hidráulico para a formação graças à viscosidade de seus filtrados e por estimular escoamento de água da formação argilosa para o fluido de perfuração. [25]

Em fluidos de perfuração base óleo, o componente que pode interagir quimicamente com as formações de subsuperfície é a fase aquosa, logo, este é um fator que deve ser considerado na caracterização da capacidade de inibição dos fluidos base óleo. [46]

Sendo assim, a diminuição da infiltração da parte contínua do fluido para dentro da formação e a pressão de poro ao redor do poço, vão gerar um aumento da tensão efetiva dentro do poço.[25]

2.2.6.4 Aditivos Surfactantes e Tensoativos

Surfactantes ou agentes de atividade superficial são usados na acidificação para quebrar emulsões indesejáveis, reduzir a tensão de superfície e/ou a tensão interfacial, alterar a molhabilidade, velocidade de limpeza, dispersar aditivos e prevenir a formação de resíduos. [27]

Os primeiros surfactantes de que se há relatos são os de ácido graxo, objeto de comercialização do povo fenício a cerca de 600 a.C. Já o primeiro relato dos tensoativos sintéticos ocorreu durante a primeira guerra mundial desenvolvidos pela Alemanha, na tentativa de superar a falta de matéria prima natural, como gorduras animais e óleos vegetais e óleos. [25]

Os surfactantes, também chamados de Tensoativos, são moléculas orgânicas que exibem grupos funcionais de caráter polar (hidrofílico) e apolar (lipofílico), em posições favoráveis a manifestação do caráter anfifílico [37]. Essa característica possibilita a

solubilização de espécies pouco solúveis e promove o surgimento de um meio em que se pode modificar a cinética e a posição do equilíbrio em reações. [38]

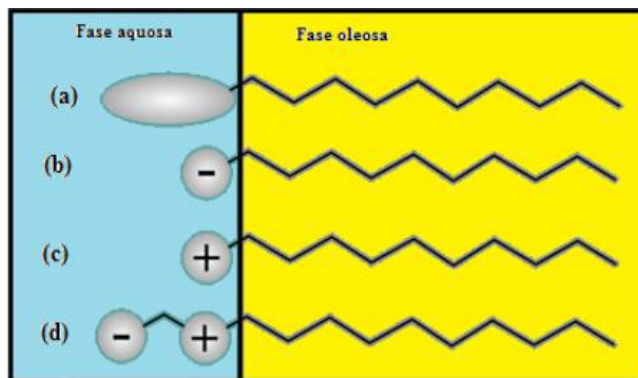


Figura 5: Representação esquemática dos tipos de tensoativos. Fonte: [32]

Legenda: a) não-iônico; b) aniônico; c) catiônico; d) anfótero

Como resultado da sua característica anfifílica, os tensoativos apresentam o fenômeno de auto-associação quando dispersos em solução [39]. De fato, os tensoativos estão costumeiramente presentes em sistemas multicomponentes, contendo fases polares e apolares, e torna-se necessária a previsibilidade do comportamento desses sistemas com base em seus componentes. [40]

A seleção inadequada de surfactante pode levar a resultados contrários àqueles pretendidos tornando-se prejudicial para o tratamento. [27]

Uma das principais aplicações industriais dos tensoativos/ surfactantes é na limpeza de tanques de armazenamento e na recuperação avançada de óleo, em que uma solução aquosa de surfactante de concentração definida é injetada no reservatório de óleo para reduzir a tensão superficial água-óleo. Dessa forma, a tensão capilar é reduzida, o que é benéfico para o deslocamento do óleo na superfície da rocha. [33]

2.2.7 Estimulação de poços

Silva (2018) relata que quando a formação não corresponde à taxa de produção esperada, a estimulação deve ser considerada. Há duas situações que controlam a aplicação de um tratamento de estimulação, são elas: [26]

- Se o dano à permeabilidade em volta do poço está bloqueando a produção ou injeção de fluidos;

- Se a permeabilidade da formação é baixa e a pressão do reservatório ainda é alta.

Estimulação de poços de petróleo é o termo geral que descreve uma variedade de operações realizadas em um poço para melhorar a produtividade de óleo e gás, ou a injetividade, no caso dos poços injetores. Essa finalidade pode ser alcançada aumentando a condutividade através de fraturas que melhoram o fluxo do reservatório para o poço. [26]

Quando alguma dessas condições é encontrada e se houver reservas suficientes para que o aumento na produção ou injeção pague pelo custo total da estimulação, o tratamento pode ser justificado, já que ele tem como principal objetivo o aumento da produtividade através da remoção dos danos nas proximidades do poço ou da criação de caminhos altamente condutivos na formação. [26]

Quando o problema maior está relacionado com a produtividade insuficiente do reservatório, métodos de estimulação do poço são aplicados. A estimulação de poços pode ser aplicada como alternativa à recuperação secundária, podendo atuar simultaneamente ou não, para aumentar a taxa de recuperação de hidrocarbonetos em uma jazida. [35]

Os métodos de fraturamento hidráulico e acidificação são os mais utilizados. Além disso, essas operações de estimulação podem ser concentradas no poço ou no reservatório, com possibilidade de atuação em poços antigos e em poços novos, para fins de reparação ou para aumentar a produção. [36]

Os principais métodos de estimulação de poços são: acidificação e fraturamento hidráulico. A principal diferença entre os dois tratamentos é que a acidificação trata a matriz, com o intuito de restaurar permeabilidade original da rocha que por alguma razão se encontra danificada, enquanto o fraturamento hidráulico é aplicado, na maioria dos casos, em formações de baixa permeabilidade, onde a produtividade deve ser melhorada ao invés de restaurada. [35]

Os métodos comumente utilizados contêm a estimulação de matriz, principalmente a acidificação, o fraturamento hidráulico e o fraturamento ácido e destinam-se a proporcionar um aumento líquido no índice de produtividade (IP), que pode ser usado para aumentar a taxa de produção ou para diminuir o diferencial de pressão entre o fundo do poço e os poros da formação, o qual é denominado *drawdown*. [62]

O fraturamento hidráulico ganhou notoriedade com a exploração do gás de xisto nos Estados Unidos, porém o primeiro fraturamento em terras americanas foi em 1821. Com o passar do tempo, as novas tecnologias tornaram a atividade economicamente viável [63]. A acidificação em arenitos visa a remoção de danos ou detritos que obstruem os poros, por meio

da solubilização do dano em ácido. Desta forma, a acidificação em arenitos restaura a permeabilidade natural da rocha sem promover a dissolução da matriz rochosa. [60]

Já na acidificação de carbonatos, observa-se a formação de canais através da rocha devido à dissolução do CaCO_3 , chamados de *wormholes* (caminhos de minhoca). Os canais recebem esse nome por se assemelharem aos que as minhocas fazem na terra. Esses canais são formados em função da heterogeneidade da rocha, responsável por fazer com que alguns poros ou grupos de poros estejam em contato com um fluxo ácido maior que o fluxo médio que os demais poros estão sujeitos. [60]

Os poços de petróleo podem ser verticais e direcionais. O poço vertical é aquele que seu ponto de origem e seu ponto final estão na mesma direção vertical, enquanto que o poço direcional é aquele que não apresenta uma linha reta vertical entre esses dois pontos. Dentro dos poços direcionais, existe um subtipo, o poço horizontal, o qual faz um ângulo de 90° com a linha vertical. [47]

Atualmente, os poços horizontais são muito frequentes devido aos tipos de reservatórios explorados ou condições encontradas, como por exemplo, água ultra-profunda e não convencionais. A importância deste tipo de poço se deve a maior produtividade em relação aos verticais, consequência de um melhor contato do poço com a formação. [47] [50]

2.2.7.1 Tipos de Danos

Quanto aos tipos de Danos, o autor Pereira (2016) discorre sobre alguns deles:

- **Dano por formação de emulsões:** as emulsões são combinações de dois ou mais fluidos imiscíveis (incluindo gás) que não se dispersam molecularmente entre si. As emulsões são normalmente estabilizadas por tensoativos, principalmente pelos tensoativos naturais presentes no óleo da formação. Neste tipo de dano, solventes auxiliados por produtos desemulsificantes.
- **Dano por alteração da molhabilidade:** entupimento da formação pode ser causado por líquidos ou gás alterando a permeabilidade relativa da rocha de formação. Alterações na molhabilidade podem ser corrigidas pela injeção de solventes mútuos para remover a fase óleo, seguida da injeção de tensoativos que tornem a formação novamente molhável à água.
- **Dano por bloqueio por água:** água pode ocasionar bloqueio em rochas de baixa permeabilidade. Em bloqueios desse tipo, a água. Devido a mobilidade e viscosidade diferentes, o hidrocarboneto pode não ser capaz de dispersar a água. O tratamento deste

problema é feito através da injeção de tensoativos para reduzir a tensão interfacial água-óleo.

- **Dano por depósitos minerais:** estes depósitos são produtos químicos solúveis em água, que precipitam a partir das soluções em resposta a mudanças de condições ou mistura de águas incompatíveis. Podem estar presentes na coluna de produção, nos canhoneados, ou na formação. Vários solventes podem ser usados para dissolver os depósitos precipitados, dependendo de sua composição química. Os tipos mais comuns de deposição mineral são: carbonato de cálcio, carbonato de ferro, sulfato de cálcio, sulfato de bário, sulfato de estrôncio, sulfato de ferro ou também combinações desses.

2.2.8 Acidificação

Uma das técnicas utilizadas nos processos de estimulação de poços de petróleo é a acidificação. Destina-se a aumentar a produtividade dos poços dissolvendo pedras que limitam, dificultam ou impedem o fluxo de óleo durante a operação do poço [53]. A acidificação consiste em injetar uma solução ácida na formação para remover partículas sólidas dos fluidos de perfuração e completação que estão no caminho do fluxo do óleo, prejudicando o escoamento. [58]

O petróleo é extraído de jazidas rochosas, onde se acumula, seja em superfície ou subsuperfície [57]. O método de exploração aplicado aos reservatórios em subsuperfície só é possível pela construção de condutos de acesso, denominados poços. Por esses poços o petróleo flui para a superfície de forma controlada impulsionado, principalmente, pela pressão acumulada pelos fluidos no processo de soterramento e compressão das rochas ao longo de milhões de anos. [41]

Um dos pontos mais críticos da operação de acidificação é o controle da reação ácido-rocha, pois a elevada velocidade da reação faz com que o ácido seja todo consumido na região próxima ao poço, fazendo com que o tratamento ácido não atinja a distância desejada. Dessa maneira, as regiões com dano podem não ser ultrapassadas. [32]

A solução ácida (a qual sua composição será definida de acordo com as características do poço) é injetada pelo interior do tubo de injeção até a rocha reservatório, a pressão de injeção deve ser maior que a pressão de poro da rocha para que o fluido invada os poros do reservatório e dissolva o material do interior, aumentando o volume dos poros. [49]

A reação não aumentará apenas o volume dos poros como criará novos canais de conexão, facilitando o escoamento do óleo. Após a acidificação, os produtos da reação devem ser recuperados, com o objetivo de remover precipitados insolúveis formados na reação. [11]

A técnica de acidificação é composta por uma série de estágios, podendo ser precedida ou sucedida por outras etapas onde diferentes substâncias podem ser empregadas com o objetivo de eliminar ou minimizar os subprodutos da reação do ácido com a rocha ou com fluidos da formação. Estes estágios incluem *preflushes*, estágios ácidos principais, *afterflushes* e descarte de fluido. A etapa de *preflushes* precede a acidificação e tem por objetivo condicionar a formação para que sejam criadas condições que favoreçam a reação. [58]

Resultados de formação de wormhole por Fredd e Fogler (1998):

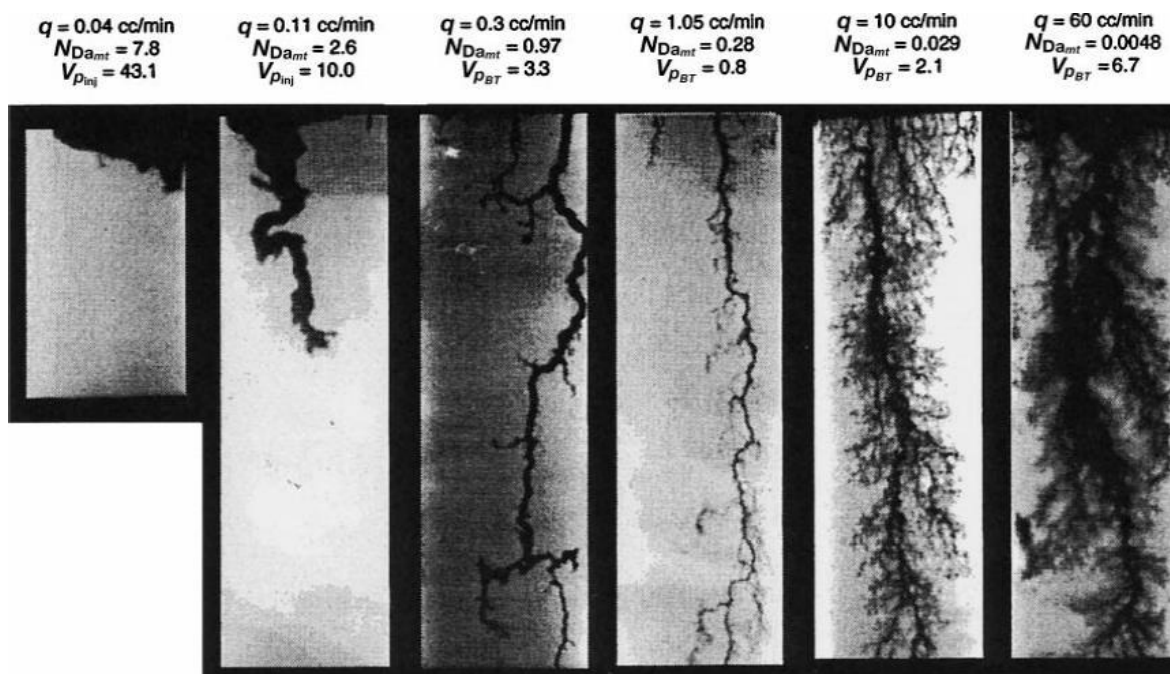


Figura 6: Formação de Wormhole. Fonte: [34]

O processo de acidificação foi aplicado com grande sucesso na cidade de Lima e vários outros poços, com resultados notáveis em curto prazo. No entanto, seu uso rapidamente diminuiu, com a acidificação sendo utilizada com pouca frequência até o final de 1920. Isto se deve, principalmente, à grande lucratividade do processo de perfuração de poços, com benefícios imediatos sem a necessidade de intervenções. Outro fator importante que impactou a sua utilização foi a falta de métodos efetivos de limitação da corrosão ácida. [48]

De regra são utilizados o ácido clorídrico e o ácido fluorídrico. O Mud Acid (Mistura dos ácidos fluorídrico e clorídrico) Regular e o HCl. A acidificação de matriz somente é efetiva

em formações de permeabilidade regular a boa, quando a restrição ao fluxo é causada por material solúvel em ácido. Para formações de baixa permeabilidade, o mais indicado é o fraturamento. [14]

2.2.9 Aplicação do EDTA como agente quelante

Nos processos de estimulação de poços de petróleo usando soluções quelantes o EDTA é utilizado como um agente sequestrante de cátions presentes nas formações. O EDTA também aumenta o volume dos poros e inibe a formação de compostos calcários. [53]

Quando os fluidos à base de EDTA trabalham em pH baixo o efeito final é a estimulação do poço através da dissolução da matriz, aumentando o efeito de hidrogênio durante os processos de protonação e quelação [43]. Porém, os compostos de EDTA são considerados corrosivos e podem aumentar a taxa de corrosão do aço [55] originando uma situação adversa em instalações de produção de óleo pelo aumento da deterioração de aço presente na infraestrutura instalada.

EDTA ou ácido etilenodiamino tetra-acético é um agente quelante, que atua como ligante hexadentado, ou seja, pode complexar o íon metálico através de seis posições de coordenação formando complexos estáveis com diversos íons metálicos na proporção 1:1 não importando a carga do cátion formando complexos com todos os cátions exceto os metais alcalinos. A complexação ocorre devido às posições de coordenação identificadas como quatro íons carboxilato (-COO-), após a saída dos $4H^+$ dos grupos carboxílicos e também através dos dois átomos doadores -N. [4]

Temos o EDTA dissódico ($EDTA_2Na$) e o tetrassódico ($EDTA_4Na$), o dissódico é o mais indicado para pH mais ácido e o tetrassódico para pH alcalino. O EDTA pode ser utilizado na fabricação de diversos produtos químicos para áreas distintas como: cosméticos, processos químicos, produtos utilizados em análise de dureza da água, produtos de limpeza, agricultura como estabilizantes de micronutrientes, utilizado como anticoagulante devido sua afinidade com o cálcio, indústria de óleo e gás.

O EDTA presente nos fluidos de estimulação pode atuar como um agente quelante de íons ferrosos [44] gerando a estabilização de íons Fe^{2+} em solução. Além disso, o EDTA pode atuar como um despolarizador catódico na dissolução eletroquímica do ferro. Ambos os mecanismos aumentam a corrosão do aço. [55]

O EDTA é sintetizado em escala industrial a partir da etilenodiamina, formaldeído e uma fonte de cianeto como o HCN ou NaCN. O sal de sódio de EDTA forma-se primeiro em

ambos os processos dados a seguir e, em seguida, pode ser convertido na forma ácida. O sal do produto EDTA está contaminado com o sal do NTA (ácido nitrilotriacético), outro quelante comum. Este é o principal método usado comercialmente de síntese em uma única etapa.

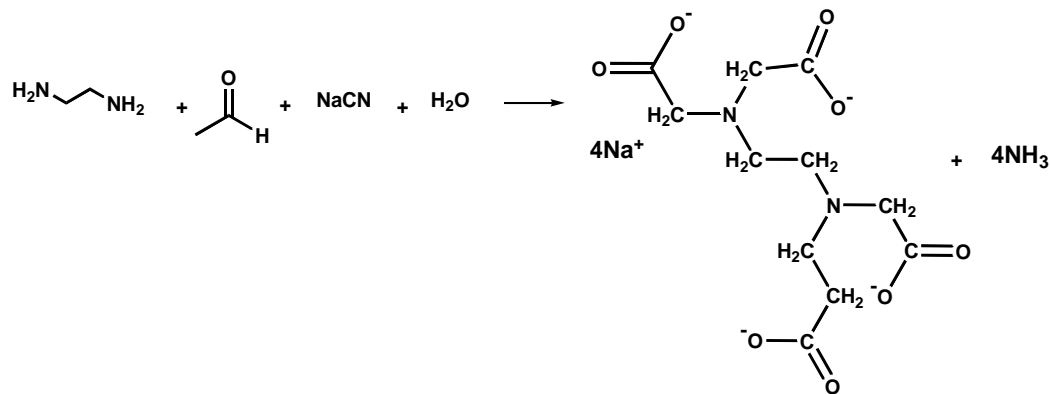


Figura 7: Síntese do EDTA em uma Única Etapa. Fonte: Autor

A maior parte da amônia (NH_3) é volatilizada e é recuperada; entretanto, parte da amônia reage com os reagentes na reação acima para produzir o sal de NTA como contaminante. O NTA (Figura 7) é outro bom quelante de metal usado em detergentes.

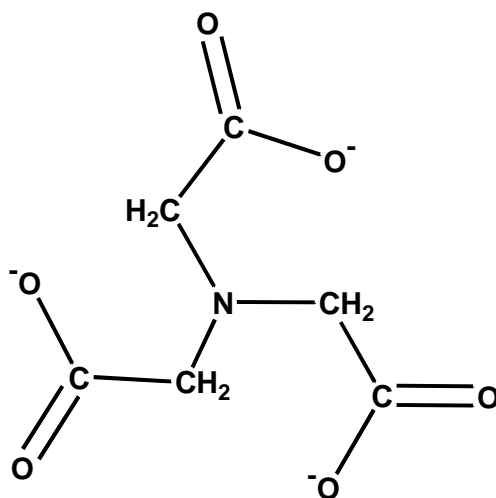


Figura 8: Representação Estrutural do Sal de NTA

Na acidificação, o EDTA insolúvel se forma enquanto o sal do NTA permanece em solução. A conversão do sal para a forma ácida é feita com os ácidos clorídrico ou sulfúrico.

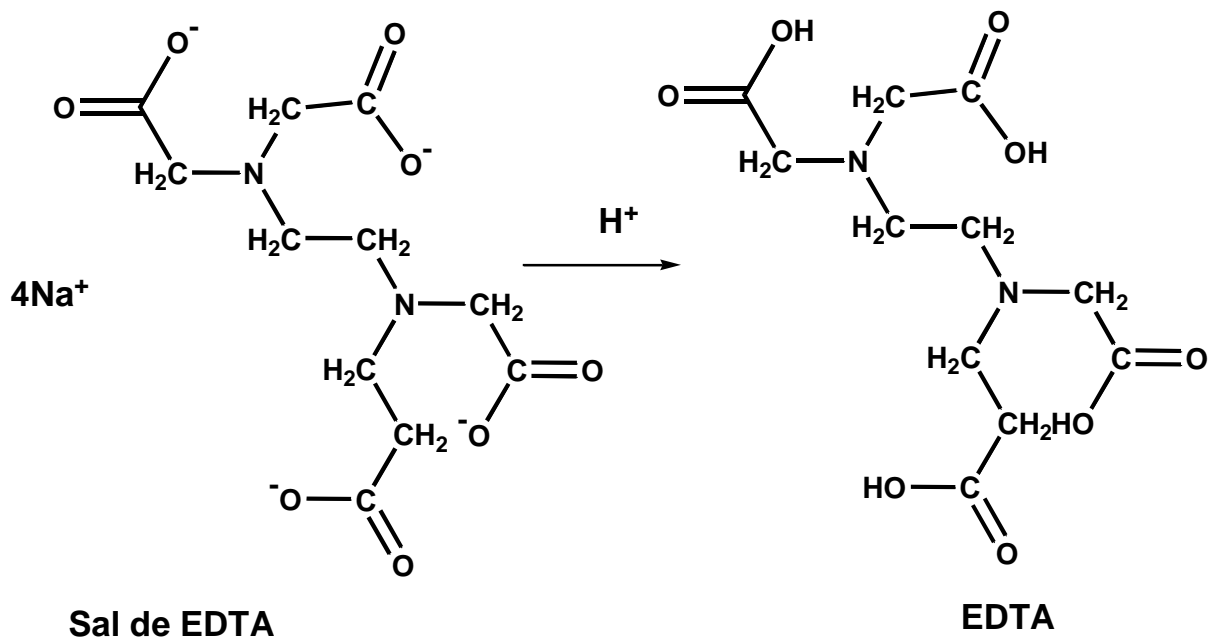


Figura 9: Esquema reacional entre sal de EDTA para o EDTA.

Fonte: modificado de Ethylenediaminetetraacetic Acid and Related Chelating Agents in Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry Vol. A10.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GERAL

Realizar revisão bibliográfica abordando a interação de poços carbonáticos com EDTA assim como suas interações com as rochas sedimentares e verificar a compatibilidade e a integridade dos equipamentos dos sistemas de circulação nas operações de bombeio de ácido em poços de petróleo. O estudo se dará a partir de pesquisas bibliográficas.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analisar e avaliar a eficácia do processo de acidificação em poços de petróleo;
- Analisar o uso do EDTA no processo de acidificação em poços carbonáticos e sua interação química com as rochas e equipamentos do sistema de bombeio;
- Incluir o EDTA como opção ácida para o processo de acidificação em poços de petróleo;

4. METODOLOGIA

O estudo se inicia com a pesquisa no portal PERIÓDICOS CAPES e SciElo a respeito da quantidade de citações e publicações com algumas palavras chaves relacionadas com o tema. As palavras chaves utilizadas foram: ACIDIFICAÇÃO, EDTA e CARBONATO.

Ao realizar a pesquisa foi possível construir a Tabela 2 abaixo com os parâmetros utilizados para tal:

Tabela 2: Parâmetros de Pesquisa – Periódicos CAPES

Palavra Chave	Resultados Totais	Filtros Selecionados	Resultados Encontrados
ACIDIFICAÇÃO	510	ACIDIFICATION; ACIDIFICAÇÃO; Science & Technology; Engenharia de Materiais; Environmental Sciences; phosphorus; Ocean Acidification; Impacto Ambiental; Water Resources; Chemistry, Multidisciplinary; Physical Sciences; Global Warming; Climate Change; Climate Change; Investigación Científica; Analysis; Biogeochemistry; Brasil; Acid Volatile Sulfides; Avaliação do Ciclo de Vida; Corte Temporal: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	130

EDTA	101.816	EDTA; Ethylenediaminetetraacetic Acid; Ethylenediaminetetraacetic Acids; Chemistry; Chemistry And Materials Science; Ethylenediamines; Edetic Acid; Chelating Agents; Oxidation; Electric Properties; Chelation. Corte Temporal: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	3.562
CARBONATO	5.017	Carbonates; Calcium Carbonate; Geosciences Multidisciplinary; Chemistry; Geology; Analysis; Engineering Multidisciplinary; Carbon Dioxide; Engineering; Civil Engineering; Calcium; Aquifers; Carbonato de Calcio; Civil Engineering; Environmental Sciences; Marine and Freshwater Biology; Porosity; Calcium; Biology.	1.149

Tabela 3: Parâmetros de Pesquisa – SciELO

Palavra Chave	Resultados Totais	Filtros Selecionados	Resultados Encontrados
ACIDIFICAÇÃO	167	Corte temporal: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	52
EDTA	532	Corte temporal: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	266
CARBONATO	682	Corte temporal: Desde 2012 até 2022. Idiomas: Inglês, Português e Espanhol.	377

Portanto essa pesquisa inicialmente trata-se de uma pesquisa bibliográfica, de um estudo sistematizado desenvolvido com base em artigos científicos referentes ao assunto. [56]

Quando elaborada a partir de material já publicado, constituído principalmente de: livros, revistas, publicações em periódicos e artigos científicos, jornais, boletins, monografias, dissertações, teses, material cartográfico, internet, com o objetivo de colocar o pesquisador em contato direto com todo material já escrito sobre o assunto da pesquisa. Em relação aos dados coletados na internet, devemos atentar à confiabilidade e fidelidade das fontes consultadas eletronicamente. Na pesquisa bibliográfica, é importante que o pesquisador verifique a veracidade dos dados obtidos, observando as possíveis incoerências ou contradições que as obras possam apresentar. [56]

A pesquisa foi toda baseada em análise dos artigos encontrados acerca das palavras chaves escolhidas, sendo assim, a pesquisa pode ser classificada como bibliográfica onde os procedimentos metodológicos incluíram pesquisa bibliográfica de abordagem quantitativa.

A metodologia realizada para selecionar os artigos os quais se enquadram no tema deste trabalho foi realizar a breve leitura do tema e resumo a fim de identificar compatibilidade do tema e assim iniciar as leituras e fichamentos dos artigos encontrados no banco de dados do PERIÓDICOS CAPES.

Após selecionar os artigos compatíveis ao trabalho, é possível perceber que não há muitos artigos, teses, publicações relacionadas a união das palavras chaves ou seja, a respeito do presente trabalho.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir dos estudos realizados através da revisão bibliográfica no portal PERIÓDICOS CAPES foram selecionados entre os artigos encontrados um total de 10 artigos para discussão. A pesquisa foi realizada considerando as palavras chaves escolhidas “ACIDIFICAÇÃO”, “EDTA” e “CARBONÁTICOS” utilizando filtros de cronologia, idiomas e assuntos dentro da área de química. Considerando os critérios descritos na metodologia do presente trabalho, os artigos foram lidos e fichados para discussão no decorrer dos resultados demonstrados na Tabela 2.

Tabela 4: Artigos Selecionados

Código	Título	Autores	Ano
J 1	Agentes quelantes para estimulação de campos petrolíferos: lições aprendidas e perspectivas futuras.	Tariq Albumbarak, Jun Hong Ng, Raja Ramanathan, Hisham A. Nasr-El-Din	2021
J 2	EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs.	HANSAN, Al-Hashim. MOHAMED, Mahmoud. Mohamed Attia.	2016
J 3	Influência da Natureza do EDTA na Corrosão do Aço em Fluidos de Estimulação de Poços de Petróleo.	CALDERÓN, JORGE A. VASQUEZ, FARLEY A. CARREÑO, JAVIER A.	2014
J 4	Aplicação de sistemas microemulsionados ácidos em acidificação de poços.	AUM, P. T. P.	2012
J 5	Avaliação da eficiência de inibição de compostos orgânicos para tratamento de acidificação de poços de petróleo a partir de análises estatísticas.	ELIAS, ELIZANDRA C.S; CHRISMAN, ERICKA C.A.N.	2012
J 6	Estudo do processo de acidificação de rochas reservatório por meio de RMN e microtomografia de raios-X.	POLLI, R.S	2016.
J 7	Aplicação de Nanoemulsão Ácida de Poços de Petróleo.	SOUSA, Talles Nóbrega	2015
J 8	Comparação de Tratamento de Incrustação Através de Acidificação.	PEREIRA, Fernanda Silva	2016

J 9	Varição Espaço-temporal de Teores de Nitrato e Cloreto nas Águas Subterrâneas da Bacia Carbonática de Irecê.	SANTOS, Rodrigo A.; 2012 CRUZ, Manoel J.M.; SOUZA, Jacqueline L.; JUNIOR, Antônio B. R.; GONÇALVES, Manuel V. P
J 10	Caracterização Geológica da Distribuição de Reservatórios Carbonáticos Albianos, Sudoeste da Bacia de Campos (Brasil).	HABERMANN, Leonardo; 2018 VICENTELLI, Maria Gabriela C. CONTRERAS, Sergio A. C. PERINOTTO, José A. J.

O **primeiro artigo** selecionado, código **J1**, caracterizado como uma revisão, fornece uma boa base para o comportamento dos agentes quelantes na estimulação de campos petrolíferos através da acidificação. O artigo também traz um estudo dos agentes quelantes mais utilizados e suas características químicas. Além de abordar a introdução dos agentes quelantes no processo de acidificação. Agentes quelantes foram introduzidos no processo de estimulação de poços devido a vários problemas associados aos ácidos inorgânicos durante a estimulação de campos de petróleo. Os objetivos da acidificação carbonática incluem o aumento da permeabilidade e danos próximos ao poço. Tratamentos acidificantes tradicionais, incluindo HCl, consomem grandes quantidades de ácido para criar buracos de minhoca profundos. O HCl também pode causar corrosão severa em altas temperaturas. Sistemas ácidos mistos contendo ácidos orgânicos e inorgânicos foram avaliados.

Rochas carbonáticas e de arenito foram estimuladas usando diferentes tipos de sistemas ácidos. Algumas deficiências dos sistemas de ácidos inorgânicos precisam ser compensadas por agentes quelantes. Foram realizados experimentos de inundação de núcleo, testes de corrosão, compatibilidade, Plasma Indutivamente Acoplado (ICP), Microscópio Eletrônico de Varredura Ambiental (ESEM) e Difração de Raios X (XRD) que auxiliaram em focar as vantagens dos agentes quelantes. Os autores apresentam o progresso da pesquisa desde a quelação até a acidificação do carbonato e resumem as principais descobertas em:

- a) Os mecanismos de ataque de quelante em carbonato;
- b) Cinética de reação e propagação de buracos de minhoca;
- c) Nuances de aplicação de quelante;
- d) Estudos de modelagem;
- e) Compatibilidade com argilas e outros fluidos;
- f) Blendas sinérgicas para aumentar a dissolução.

Segundo os autores do artigo, Fredd e Folgler (1997), relataram através de pesquisas que o EDTA é cerca de duas vezes menos reativo com o $\text{Ca}(\text{CO}_3)_2$ do que o HCl em pH 5 a 93,3 °C. O EDTA com um pH de 4 foi melhor na produção de buracos de minhoca sem muita ramificação [43]. O agente quelante pode formar buracos de minhoca dominantes em temperaturas de até 204,4 °C. Este artigo analisa os quelantes comumente usados e fornece uma visão abrangente da identificação das propriedades exclusivas dos quelantes. Testes de laboratório foram realizados para estudar cinética de reação, mecanismos de dissolução, aumento de permeabilidade, propagação de buracos de minhoca, problemas de precipitação secundária, condutividade, interações com fluidos de fundo de poço, degradação térmica, produção de areia, instabilidade da argila, interação-não-argilosa e corrosão. Os autores analisaram que a solução do tratamento depende de vários fatores, como o tipo de quelante, pH da solução, concentração, método de preparação química, composição da salmoura, temperatura, mineralogia, estrutura dos poros da rocha. O controle do ferro por agentes quelantes reduz a precipitação de hidróxido férrico e a formação de sulfeto férrico, melhorando as propriedades reológicas. As reservas de hidrocarbonetos justificam a economia do tratamento.

O **segundo artigo J2**, busca analisar o sistema EDTA/Água do Mar para melhor recuperação do petróleo em reservatórios areníticos. Usar água de baixa salinidade como EOR é um processo caro que requer grandes quantidades de água doce. O EDTA é um agente quelante de baixa concentração e alto pH. Pode ser usado em modos de inundação secundários e terciários por efeito de EDTA. Para determinar a eficácia do sistema EOR EDTA/fluido de água do mar, foram realizados experimentos de inundação do núcleo e como referência foram utilizados núcleos de arenito Berea a 100°C. Também foram realizadas análises do potencial Zeta no núcleo utilizando o sistema escolhido.

Outros efeitos também foram analisados:

- Efeito do teor de ferro no enchimento do arenito usando um arenito com alto teor de ferro (arenito Scioto);
- Efeito da concentração de EDTA e do pH na recuperação do óleo;
- Efeito dos agentes quelantes na tensão superficial e interfacial (IFT) e na recuperação de óleo;
- Efeito do sal de EDTA e do tipo quelante na recuperação de óleo.

Como resultado dos experimentos realizados, pode-se confirmar que o sistema EDTA/Fluido de água do mar pode recuperar até 30% do óleo inicial em três modos. O sal de sódio EDTA tem um desempenho superior ao sal de amônio EDTA em experimentos de

recuperação de petróleo. Experimentos de inundação mostram que o EDTA deve ser usado em níveis superiores a 5% em peso para obter altos rendimentos de óleo. Sendo assim, podemos concluir que os agentes quelantes de EDTA podem ser usados para melhor performance quando se fala em recuperação de óleo de reservatórios arenitos podendo ressaltar algumas conclusões apresentadas pelo autor:

1. Sob as mesmas condições, o sal de sódio de EDTA é melhor que o sal de amônio para melhorar a recuperação do óleo;
2. O sal de sódio de EDTA (Na_4EDTA) deve ser usado em valores de pH acima de 12 para alta recuperação;
3. O aumento da concentração do agente quelante EDTA aumenta o rendimento do óleo;
4. O agente quelante EDTA apresentou melhor recuperação que o HEDTA nas mesmas condições.
5. O teor de ferro teve um forte efeito sobre a carga superficial da rocha, que foi eliminada usando o agente quelante EDTA.
6. Quando os quelantes de EDTA de alto pH são usados como fluidos de recuperação de petróleo aprimorados em reservatórios de arenito, a molhabilidade alterada, o IFT reduzido e a dissolução da rocha são possíveis mecanismos de recuperação de petróleo.

O **terceiro artigo J3**, traz o estudo da cinética de corrosão do aço P-110 exposto a fluidos à base de EDTA. Destaca a técnica de acidificação como estimulação de poços de petróleo e o uso do agente quelante EDTA como um fluido nesse processo. Medidas eletroquímicas como polarização linear e impedância eletroquímica foram realizadas em diferentes regimes hidrodinâmicos. O aumento da temperatura de 25 °C para 80 °C aumenta a taxa de corrosão do aço em pelo menos uma ordem de grandeza. A solução de agente quelante é usada para limpeza e estimulação de formação, especialmente em formações que podem ser danificadas por ácidos fortes. Portanto, os íons quelantes podem atuar por mecanismos diferentes daqueles associados ao processo Acidificação porque quando uma solução acidificada atua sobre os ânions carbonato, os íons quelantes atuam sobre os cátions, principalmente na formação do cálcio.

A ação do EDTA durante a estimulação do poço é atuar como um agente sequestrante para os cátions presentes na formação. O EDTA também aumenta o volume dos poros e inibe a formação de compostos calcários. Quando os fluidos à base de EDTA funcionam em pH baixo, o efeito líquido é estimular o poço por meio da dissolução da matriz, aumentando o papel do hidrogênio nos processos de protonação e quelação.

Este trabalho de pesquisa foi guiado pela avaliação baseada em EDTA do comportamento do aço P-110 imerso em fluidos aquosos. As medições eletroquímicas foram realizadas em diferentes condições de temperatura e hidrodinâmica. A hidrodinâmica desempenha um papel importante na corrosão do aço P-110 apenas em solução dissódica de EDTA. Aumentar a temperatura de 25 °C para 80 °C em ambos os eletrólitos de EDTA aumenta a taxa de corrosão em pelo menos uma ordem de grandeza. A despolarização catódica é mais importante na solução de EDTA-Na₂. Os resultados são apresentados como uma contribuição para a tecnologia da indústria de produção de óleo e gás.

No **quarto artigo J4**, trata-se de uma dissertação de mestrado que traz muitos conceitos dentro do assunto de fluidos de perfuração e estimulação. O autor Pedro AUM apresenta o estudo de operações de estimulação de poços através de sistemas microemulsionados estáveis em diferentes condições. Pela definição de Thomas, estimulação é o conjunto de atividades que visam aumentar o índice de produtividade ou injetividade do poço. Essas estimulações podem tratar danos na formação.

Neste trabalho, destaca-se a acidificação de matriz, técnica que consiste no bombeamento de uma solução ácida na formação com pressão abaixo da pressão de fratura da rocha. A injeção do ácido tem por objetivo solubilizar ou dispersar materiais que estejam obstruindo os poros da rocha ou formar canais de escoamento, wormholes, na rocha. [32]

Para as operações de estimulação, podemos classificá-las como acidificação de matriz, fraturamento hidráulico e fraturamento ácido.

A **acidificação da matriz** envolve uma técnica de injeção de uma solução ácida em uma formação a uma pressão abaixo da pressão de fratura. A operação visa restaurar a permeabilidade removendo danos na porção radial do poço. O método pode ser aplicado a formações de carbonato e arenito.

O **fraturamento hidráulico** é a injeção do fluido fraturante na formação sob alta pressão causando a ruptura da rocha por tração.

O **fraturamento ácido** envolve a injeção de uma solução ácida em uma formação a uma pressão maior que a pressão de fratura da formação, provocando a fratura da formação. Esta operação geralmente é realizada apenas em formações carbonáticas. Devido à natureza irregular das formações calcárias naturais e naturalmente fraturadas, como calcário e dolomita, a fraturação ácida pode ser usada para superar danos existentes ou para aumentar a condutividade hidráulica de formações não danificadas.

O método escolhido pelo autor neste trabalho foi o método de **acidificação de matriz**, o ácido mais utilizado nesta técnica é o ácido clorídrico para poços carbonáticos e ácido clorídrico e fluorídrico para poços areníticos.

O objetivo do trabalho foi obter sistemas de microemulsão estáveis sob diferentes condições encontradas no campo aplicado, avaliar a cinética de dissolução de calcita nesses sistemas e simular a injeção desses sistemas realizando testes em plugues. Foi utilizado um sistema de microemulsão obtido dos tensoativos Renex 110, Unitol L90 e OMS (óleo de rícino saponificado). S-butanol e n-butanol foram usados como cosurfactantes. Como componentes orgânicos são utilizados xileno e querosene, e como componentes aquosos são utilizadas soluções de HCl em concentrações que variam entre 15-26,1%.

Os resultados mostraram que o sistema de microemulsão foi estável em temperaturas de até 100°C, altas concentrações de cálcio, salinidades de até 35.000ppm e concentrações de HCl de até 25%. A cinética de dissolução da calcita foi até 14 vezes mais lenta usando um sistema de microemulsão ácida em comparação com uma solução de HCl a 15%. Os resultados injetados no sistema ácido mostraram que a microemulsão favoreceu um fluxo mais uniforme e formou canais mais longos em relação a 15% de HCl, facilitando assim um aumento na permeabilidade do tampão de 177% para 890%. Os resultados mostraram que o sistema A microemulsão tem aplicação potencial na operação de acidificação de poços de petróleo.

O quinto artigo J5, retrata que a utilização de inibidores de corrosão para controlar o processo de corrosão de materiais metálicos em ambientes corrosivos é uma prática tradicional na indústria do petróleo. A pesquisa mostra que certos compostos na presença de heteroátomos N, S e O mostraram eficiências de inibição notáveis. A maioria desses compostos é altamente tóxica em termos de tolerância máxima do organismo. O artigo visa aplicar a análise estatística (análise fatorial - análise multivariada de variância) para avaliar as condições operacionais envolvidas no processo de acidificação de poços de petróleo.

A injeção de soluções ácidas em poços de petróleo ou gás natural é uma atividade tradicional na indústria do petróleo. A penetração do ácido na rocha, formando fraturas ou formando novos caminhos para a migração do óleo, depende de vários fatores como: pressão de bombeamento, velocidade do fluido, taxa de dissolução da rocha, concentração e propriedades físico-químicas. Os ácidos mais utilizados nestas operações são misturas de HCl, HF e ácidos orgânicos (acético e fórmico) [64]. No entanto, devido a essa exposição, essa prática aumenta muito a taxa de corrosão do tubo de aço. A partir da década de 1950, a tecnologia dos inibidores de corrosão avançou no desenvolvimento sintético visando à obtenção

de produtos orgânicos com alta eficiência em termos de capacidade de adsorção e formação de filme aderido a superfícies metálica. [64]

O presente trabalho tem como objetivo discutir o uso de inibidores de corrosão, considerando que formulações comercialmente tóxicas, porém eficazes, ainda são utilizadas para proteção anticorrosiva de metais e ligas. Nesta etapa do trabalho de referência, foi avaliado o comportamento da taxa de corrosão de materiais metálicos para entender a importância de determinados parâmetros operacionais envolvidos no processo de acidificação de poços de petróleo, utilizando o método de programação fatorial, a fim de auxiliar na indicação de compostos orgânicos que atuam como potenciais inibidores de corrosão. O método aplicado baseou-se na construção de um modelo estatístico que descreve a relação entre as condições de operação e a eficiência de inibição de três tipos de compostos orgânicos. Para construir modelos estatísticos para tais propósitos, o ciclo anterior experimentos que permitem estabelecer de forma reprodutível as condições em que os procedimentos são realizados.

Os resultados experimentais demonstram que o método estatístico proposto pode ser usado para indicar novas formulações de inibidores comerciais baseados em compostos orgânicos com baixa toxicidade e alta eficiência de inibição contra uma ampla gama de metais e ligas metálicas em meios agressivos. Como conclusão o autor relata alguns pontos como os descritos abaixo:

- O processo de corrosão é um eterno desafio para a humanidade, pois quanto mais a ciência cria e desenvolve, mais ela existe;
- O desenvolvimento de novas rotas para formulações de inibidores de corrosão deve ser ambientalmente consciente para minimizar o uso de produtos mais tóxicos e, assim, evitar o impacto ambiental. Propõe-se que o uso de inibidores de corrosão em processos industriais seja incluído nos padrões de tecnologia de limpeza;
- É importante que a pesquisa de novos produtos seja orientada para o atendimento das necessidades industriais sob critérios rígidos para que esses produtos não contrariem os objetivos da sociedade;
- A aplicação de métodos estatísticos permitiu avaliar e confirmar o comportamento lógico dos principais parâmetros operacionais envolvidos no processo de acidificação de poços, dada a evolução dos índices de corrosão de estruturas metálicas;
- Esses resultados sugerem que novas rotas para formulação de inibidores podem ser elaboradas a partir da análise de misturas, visando utilizar concentrações ligeiramente maiores de substâncias menos tóxicas com ou sem a adição de concentrações mínimas de substâncias tóxicas mais potentes;

- O método estatístico empregado (MANOVA) é uma ferramenta apropriada ao planejar experimentos e analisar parâmetros operacionais próximos. Uma análise fatorial completa gera um modelo estatístico eficiente, permitindo ver entre os fatores estudados (tempo de exposição, temperatura de operação e concentração do inibidor) aqueles que efetivamente exercem influência minimize a taxa de corrosão (variável dependente ou resposta) para dois metais selecionados.

O **sexto artigo J6**, trata-se do estudo do processo de acidificação de rochas reservatório por meio de RMN. A RMN é uma das ferramentas básicas usadas na caracterização de poços. O objetivo deste trabalho é obter métodos para a análise de técnicas de estimulação para melhor entender o processo de acidificação. O segundo objetivo é desenvolver um sistema IRM, incluindo bobinas de gradiente, bobinas de radiofrequência e bancos de filtros analógicos.

O processo de acidificação foi estudado por medidas morfológicas da dimensão fractal, comprimento do caminho principal e volume do buraco de minhoca extraídos de imagens uCT. As medidas de secagem permitem observar o comportamento de diferentes regiões: água livre, água cuja mobilidade é limitada pela capilaridade e água ligada à argila.

Até onde sabemos, não existe um método para secagem de amostras usando apenas vácuo, principalmente para aplicações geológicas. No geral, os resultados mostram que, além da dimensão fractal, outros indicadores como T2 médio, comprimento do caminho principal e padrão de secagem não variam em função da geologia das rochas estudadas. No entanto, para rochas carbonáticas padrão (indianas), o valor da dimensão fractal é 1,6, semelhante à morfologia em uma estrutura 2D. Para rochas reservatórias, a dimensão fractal é maior que 1,9, consistente com sua forma tridimensional e maiores ramificações.

Em relação à instrumentação, foi apresentado as etapas necessárias para adaptar o sistema de espectroscopia e relaxometria ao sistema de imagem, resultando em imagens fantasmas. Melhorias neste sistema serão muito úteis para estudar meios porosos usando técnicas de imagem de rotina e específicas de problemas, que provaram ser de grande importância para o estudo de buracos de minhoca. A tese apresenta outras formas de análise de buracos de minhoca com resultados satisfatórios que podem ser correlacionados com as técnicas mais utilizadas na literatura.

O **sétimo artigo J7**, é uma dissertação de mestrado que trás o estudo sobre a aplicação de nanoemulsões ácidas em poços de petróleo. O trabalho tem o objetivo de investigar a aplicação de nanoemulsões ácidas na acidificação de matrizes. As nanoemulsões são capazes de retardar as reações ao reduzir a difusão do ácido no meio, o que permite a acidificação em reservatórios de baixa permeabilidade.

Foram realizados estudos de tensão superficial, cinética de reação, avaliação de rochas carbonáticas injetadas e testes de remoção de lodo asfáltico. As nanoemulsões têm uma tensão superficial menor do que as microemulsões originais. Nanoemulsões formam efetivamente canais de fluxo artificial em plugs de rocha calcítica carbonática com baixa permeabilidade natural, atingindo um valor de 390mD, mostrando grande potencial de aplicação na acidificação de matrizes eficiente e de baixo custo. Os sistemas ácidos de microemulsão e nanoemulsão apresentaram bons resultados na remoção da pasta asfáltica, sugerindo que esses sistemas têm potencial para remover tais danos.

O sistema de nanoemulsão mostrou um bom efeito em comparação com a microemulsão não ácida na remoção de lodo asfáltico. Especulou-se que as nanoemulsões também tinham grande potencial para remover o lodo asfáltico. O autor listou suas conclusões em relação às nanoemulsões como segue:

- Tem uma tensão superficial menor que a microemulsão original para melhor penetração no reservatório;
- Aparência é clara e a viscosidade não houve nenhuma mudança óbvia.
- Em relação à sua eficiência no tratamento ácido de rochas carbonáticas, pode-se concluir:
 - a. As nanoemulsões mostraram-se eficazes em diminuir a velocidade da reação entre CaCO_3 e HCl devido à menor difusão do ácido no meio;
 - b. Nanoemulsões ácidas formam buracos de minhoca com eficiência para melhorar a permeabilidade da rocha.

Esses sistemas foram avaliados em termos de comportamento dinâmico, eficiência de formação de buracos de minhoca e aumento da permeabilidade da rocha. Quando a taxa de fluxo de injeção do sistema de ácido é aumentada em três vezes, a formação de buracos de minhoca e o aumento da permeabilidade não apresentam mudanças óbvias.

O **oitavo artigo J8**, o trabalho ressalta os processos de estimulação das operações em aumentar a produtividade e a capacidade de injeção de um poço de petróleo, o que possibilita a exploração do campo petrolífero. A estimulação aumenta a permeabilidade de uma formação criando vias condutoras ou removendo danos. Nas operações de estimulação, ocorre a acidificação da matriz, que envolve a injeção de soluções ácidas abaixo da pressão de fratura da formação. A produção do poço pode ser significativamente aumentada se a operação de acidificação for projetada adequadamente.

O objetivo do trabalho foi fornecer uma visão abrangente do processo necessário para uma abordagem sistemática da acidificação da matriz. O trabalho apresenta ainda uma análise comparativa de dois casos onde esta operação foi aplicada na dissolução de incrustações

causadas por sulfato de bário. A aplicação dessa tecnologia foi demonstrada no gerenciamento de incrustações por meio da injeção de ácido para dissolver esses danos.

Os métodos de estimulação são amplamente utilizados na indústria do petróleo para aumentar a taxa de produção/taxa de injeção de um poço de petróleo, a fim de maximizar os lucros ou alcançar uma produção economicamente viável. Dentre esses métodos, podemos focar na acidificação da matriz conforme delineado neste trabalho. Além disso, a aplicação dessa tecnologia tem sido demonstrada no gerenciamento de incrustações por meio da injeção de ácido para dissolver esses danos.

A acidificação da matriz pode ser muito benéfica para muitos poços danificados de petróleo, gás e água, mas nem todos os tratamentos com ácido da matriz são bem-sucedidos, mesmo que o poço esteja gravemente danificado. análise completa e Poço e formação precisos, projeto de tratamento, supervisão e monitoramento das operações são necessários para obter o máximo benefício da acidificação da matriz.

Para evitar a formação e subsequente precipitação desses compostos, vários métodos foram desenvolvidos. Mesmo nos acampamentos, os métodos de prevenção nos casos em que a terapia preventiva primária falha ou é insuficiente, é necessário o uso de técnicas de remoção desses compostos. A remoção química é amplamente utilizada devido ao seu baixo custo e alta taxa de sucesso.

Nos campos de Bijupirá e Salema, as amostras de solo recuperadas mostraram que o mesmo era constituído principalmente por $BaSO_4$. Isso ocorre devido ao contato da água injetada (água do mar) com SO_4^{2-} com água de formação contendo Ba^{+2} . A remoção química é amplamente utilizada devido ao seu baixo custo e alta taxa de sucesso.

Pacote de solventes composto por solvente $BaSO_4$ (EC6475A) para dissolver possíveis minerais e solventes mútuos. As soluções avaliadas apresentaram solubilidade muito efetiva entre 20% e 30%. Em testes estáticos, usando amostras de campos petrolíferos do Mar do Norte, foi demonstrado que a dissolução pelo solvente SD3 também foi importante.

Comparações analíticas entre pacotes de solventes para duas aplicações em campos petrolíferos mostraram que o EC6475A foi capaz de dissolver mais sulfato de bário em formações de arenito como Bijupirá e Salema, bem como em campos petrolíferos do Mar do Norte. Durante a seleção de solventes incrustantes para uso em reservatórios e poços, é avaliado e considerado o dano potencial que os solventes avaliados podem causar à formação, exceto a quantidade dissolvida do produto.

O **nono artigo J9**, investiga a evolução dos níveis de nitrato e cloreto nas águas subterrâneas da bacia carbonáticas de Irecê no período de 2000-2011 usando dados de poços

tubulares da Companhia de Energia Ambiental da Bahia (CERB). O objetivo do trabalho foi utilizar ferramentas de geoprocessamento e com base em Banco de Dados da Empresa Baiana de Engenharia Ambiental.

O caráter físico fértil e ligeiramente acidentado da área favorece a consolidação do núcleo urbano e o desenvolvimento de atividades agrícolas. O clima semiárido, caracterizado por baixa pluviosidade, drenagem intermitente e intensa classificação da rocha e do solo, exige o uso de águas subterrâneas captadas por meio de poços tubulares. Dessa forma, foram utilizadas ferramentas de geoprocessamento e foi estabelecido um sistema de informação geográfica baseado na base de dados do CERB.

Os resultados mostraram que, dos 553 poços analisados, na faixa de 30-40% apresentaram, teores de nitrato e cloreto acima do limite máximo para água potável estabelecido pela Portaria 2.914/11. Essa poluição pode estar diretamente ligada às práticas agrícolas, por meio do uso de fertilizantes ricos em nitrogênio e do lançamento de esgoto doméstico em fossas. As áreas mais afetadas correspondem às regiões nordeste, noroeste e centro da bacia. A análise de dados mostrou que a poluição estava diretamente relacionada ao uso de fertilizantes nitrogenados na agricultura e ao lançamento direto de esgoto doméstico em fossas sépticas.

O **décimo artigo J10**, trás um histórico dos reservatórios carbonáticos da Bacia de Campos. Localizada na região sudoeste, a presença de reservatórios carbonáticos é condicionada por características estruturais e estratigráficas. Desta forma, os autores visam descrever a distribuição e os tipos associados aos principais reservatórios dessa natureza determinados a partir da análise geológico-geofísica dos oito campos maduros localizados na área de estudo. O trabalho tem como objetivo descrever os mecanismos que permitem o acúmulo local de hidrocarbonetos nos reservatórios primários predominantes na região.

A Bacia de Campos é considerada a mais prolífica do país, respondendo por 60% da produção nacional de petróleo em 2016, na década de 1970 no campo de Enchova, seguida por Garoupa, Pampo, Badejo e Linguado no sudoeste, até 1981 quando a bacia. [65]

Em todos esses campos, os primeiros reservatórios explorados corresponderam aos mesocenitos da Formação Quissamã, que ainda hoje são fonte de uma parcela considerável dos hidrocarbonetos extraídos da bacia.

Foram estudados dois grupos de campos petrolíferos: **Campos de Badejo, Linguado Pampo e Trilha; e Campos de Enchova, Enchova Oeste, Bicudo e Bonito.**

Campos de Badejo, Linguado Pampo e Trilha: O grupo Quissamã inclui apenas os níveis de produção de Linguado e Pampo, não tendo sido detectados eventos economicamente significativos em Badejo e Trilha [65]. Reservatórios carbonáticos locais exibem controle

estrutural e estratigráfico. O primeiro está relacionado a mudanças laterais e verticais nas faces, distribuídas em ciclos ascendentes de rasamento. Esses ciclos são caracterizados pela deposição de calcita microporosa altamente cimentada e calcita no fundo, que gradualmente se transformam em calcita olítica e oncolítica no topo [65]. As rochas calcíticas no fundo do ciclo de raso atuaram como selantes, enquanto para reservatórios no topo da Formação Quissamã (focado neste artigo), calcita e margas da Formação Outeiro atuaram como hidrocarbonetos de barreira.

Campos de Enchova, Enchova Oeste, Bicudo e Bonito: Desses quatro campos, apenas Enchova Oeste não possui reservatórios significativos na Formação Quissamã. A maioria dos mecanismos que levam à acumulação de hidrocarbonetos no carbonato de Enchova são de natureza estratigráfica, e as falhas normais desempenham um papel importante na migração e aprisionamento de hidrocarbonetos. No campo de Bicudo e Bonito predominam principalmente os mecanismos estruturais. O limite Bicudo-Bonito é marcado por uma falha com rejeitos maiores que 100 m, e seu bloco baixo separa a parte sudoeste dessas duas áreas (Baumgarten, 1986). Outra falha fica no extremo oeste do Bicudo, que separa o campo da região do Pampo. O Cânion da Enchova corresponde a uma importante feição estratigráfica na região limítrofe entre os campos de Bicudo e Bonito que regula a presença de acumulações de óleo em formações turbidíticas do Paleógeno.

Os artigos **J4, J5, J6, J7 e J8**, trazem uma boa base da técnica de estimulação escolhida. A acidificação inclui a técnica de injeção de soluções ácidas na formação a pressões abaixo da pressão de fratura. Essa operação pretende restaurar a permeabilidade removendo danos na porção radial do poço. O método pode ser aplicado nas formações de rochas carbonáticas e areníticas.

A utilização de agentes quelantes como fluido ácido no processo de estimulação é uma alternativa recente para substituir a utilização dos ácidos convencionais, HCl e HF, com a finalidade de diminuir os efeitos causados por eles. Devido aos vários problemas associados aos ácidos convencionais, os agentes quelantes foram uma grande descoberta e logo introduzidos no processo de estimulação.

Os artigos **J1, J2 e J3**, abordam estudos sobre a utilização de agentes quelantes no processo de acidificação. Destacam ser um tratamento mais ecologicamente melhor que o uso de ácidos convencionais e principalmente mais econômico. O foco do trabalho foi relacionar a utilização do processo de acidificação em rochas carbonáticas, porém os artigos encontrados fazem relação também às rochas areníticas. O artigo **J1** trás experimentos de estimulação

utilizando os dois tipos de rocha e destaca a eficácia da utilização do ácido EDTA como fluido da acidificação.

Como resultado da pesquisa realizada, objetivo foi alcançado através da análise de perfil geofísico, correlação de poços e interpretação de dados sísmicos 2D e 3D, o que permitiu verificar a dominância de armadilhas estruturais nos campos de Linguado e Pampo, correlacionadas com características regionais de domos, e em Bicudo, o Os níveis do produtor aparecem em estruturas de tipo invertido.

6. CONCLUSÃO

A partir do estudo bibliográfico realizado podemos afirmar que o processo de acidificação em poços de petróleo é bastante utilizado na indústria do petróleo a fim de melhorar a produtividade dos poços, maximizando os lucros e permitindo uma produção economicamente mais viável. Porém, podemos destacar que ainda é um processo pobre de artigos e estudos e, existe uma necessidade de haver mais estudos acerca deste tema.

Com base no que foi dito e estudado, podemos afirmar que o método de acidificação em poços de petróleo é eficaz e traz benefícios econômicos para todo processo de produção na indústria do petróleo. A escolha de agentes quelantes e a utilização do EDTA como fluido ácido do processo de estimulação, também traz muitos benefícios por ser um ácido orgânico fraco performa muito bem em pH baixo entre 3 e 4, alta pressão e temperaturas. É um fluido econômico, mais ecológico do que os ácidos convencionais e não traz grandes perdas aos equipamentos utilizados no bombeio.

7. REFERÊNCIAS

- [1]. CAMPOS, C. W M., 1982. **A extração de petróleo no Brasil**, 2º Congresso brasileiro de Petróleo, Rio de Janeiro.
- [2]. LUCCHESI, CELSO FERNANDO. **Petróleo**. Scielo Brasil, São Paulo, p.17-40, Agosto 1998. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0103-40141998000200003>. Acesso em: 13 de abr. 2022.
- [3]. KLEIN, Carla; MIZUSAKI, Ana Maria Pimentel. **Cimentação Carbonática em Reservatórios Siliciclásticos: O Papel da Dolomita**. Pesquisas em Geociências, Porto Alegre, p. 91-108, 2007. Disponível em: <https://rigeo.cprm.gov.br/handle/doc/580>. Acesso em: 10 ago. 2022.
- [4]. ANDRADE, PAULA B. M. DE. **EDTA**. (2004) – Disponível em: <http://qnint.s bq.org.br/> Acesso em 15 de abr. 2022.
- [5]. FONSECA, J. J. S. **Metodologia da pesquisa científica**. Fortaleza: UEC, 2002. Apostila.
- [6]. SOUSA, Angélica Silva de; OLIVEIRA, Guilherme Saramago de; ALVES, Laís Hilário. **A Pesquisa Bibliográfica:: Princípios e Fundamentos**. Cadernos da Fucamp, São Paulo, v. 20, n. 43, p. 64-83, 2021. Disponível em: <https://www.fucamp.edu.br/editora/index.php/cadernos/article/view/2336>. Acesso em: 19 mar. 2022.
- [7]. SATTER, G. M. Lqbal, e J. L. Buchwalter. **Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software**. 1. Ed. PenWell 2007.
- [8]. FONSECA, P. C. D. Sobre a intencionalidade da política industrializante do Brasil na década de 1930. **Brazilian Journal of Political Economy**, v. 23, p. 138-153, 2003.

- [9]. FGV CPDOC. **Diretrizes do Estado Novo (1937 - 1945)** - Conselho Nacional do Petróleo. Disponível em: <https://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas1/anos37-45/EstadoEconomia/ConselhoPetroleo> Acesso em: 03 de jan. 2022.
- [10]. MORAIS, J. M. D. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília- Ipea, 2013.
- [11]. THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2.ed. Rio de Janeiro: Interciencia, 2011.
- [12]. BARROS, F. **Formação do petróleo: teoria orgânica**, Rio de Janeiro, 2009.
- [13]. DICKNEIDER, Trudy. Química Verde: Módulo de Química Verde. *In: University of Scranton*. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.scranton.edu/faculty/canm/green-chemistry/portuguese/industrialchemistrymodule.shtml>. Acesso em: 12 jul. 2022.
- [14]. THOMAS, J. E. **Fundamentos da engenharia de petróleo**. 2º Edição. Editora Interciência. PETROBRAS. Rio de Janeiro, 2001.
- [15]. AMORIM, L. V. **Melhoria, Proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. Campina Grande, PB, 2003. Tese (Doutorado) – Centro de Ciências e Tecnologia Engenharia de processos, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. 2003.
- [16]. KIRSCHNER, B. D. **Avaliação da Estabilidade de Fluidos de Perfuração Base Água**. 2008. 40 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.
- [17]. SCHAFFEL, S. B. **A Questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil**. 2002, 126 p. Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro/RJ

- [18] CORRÊA, O. L. S. **Petróleo: Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.
- [19]. MEDEIROS, C. S. D. **Uso de nanopartículas em fluidos de perfuração**. 2022. 59 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2022.
- [20]. Petrobrás - **Atuação, exploração e produção de petróleo e gás**. Disponível no Website: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em: 2 jun. 2022.
- [21]. DUARTE, R. G. **Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para estudo de Estabilidade de Poço**. 2004. Dissertação (Mestrado). Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2004.
- [22]. BURKE, C. J.; VEIL, J. A. Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses. **Oil & Gas Journal**, v. 27, p. 59-64, 1995.
- [23]. GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. **Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 4., 2007, Campinas, SP. Campinas, SP: Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2007.
- [24]. LUZ, A. B.; BALTAR, C. A. M. A função dos minerais industriais componentes da lama de perfuração de poços. **Insumos Minerais para a Perfuração de Poços de Petróleo. Capítulo**, v. 1, p. 11-20, 2003.
- [25]. SEIXAS, J. E. **Aditivção de fluidos de perfuração**. Niterói, RJ: [s.n.], 2010. Originalmente apresentado como trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal Fluminense, 2010.

- [26]. SILVA, Natália Santamarina. **Estudo sobre a aplicação dos métodos de estimulação de poço para a remoção do dano de formação**. 2018. 79f. TCC
- [27]. PEREIRA, F. S. **Comparação de tratamento de incrustação através de acidificação**. 2016. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2016.
- [29]. IBP – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO - **Evolução da Produção de Petróleo e Gás Natural no Pré Sal**. Disponível no Website:
<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-pre-sal/>>. Acesso em: 3 set. 2022.
- [30]. LUCENA, D.V.; LIRA, H.L.; AMORIM, L.V. **Efeitos de Aditivos Poliméricos nas Propriedades Reológicas de Filtração de Fluidos de Perfuração**. Revista Tecnologia em Metalurgia, Materiais e Mineração. São Paulo, V 11, n.1, p. 66-73, jan/mar. 2014. Disponível em: <https://www.tecnologiammm.com.br/article/10.4322/tmm.2014.010/pdf/tmm-11-1-66.pdf>. Acesso em: 03 out. 2022.
- [31]. MIRANDA, M.C.; SILVA, J. O.; FARIAS, K.V. **Uso de aditivos Poliméricos para Fluidos de Perfuração: Estudo de Caso. Anais III Conepetro**. Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Realize Editora, 2018. Disponível em:
<https://www.editorarealize.com.br/artigo/visualizar/44135>. Acesso em: 03 out. 2022.
- [32]. AUM, P. T. P. **Aplicação de sistemas microemulsionados ácidos em acidificação de poços**. 2011. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2011.
- [33]. BANAT, I. M.; Bioresour. Technol., v.51, n.1, 1995. (citação de 2 grau) – publicado no Anais do VII Simpósio de Engenharia de Produção de Sergipe (2015).
- [34]. FREDD, C. N.; FOGLER, H. S. The influence of chelating agents on the kinetics of calcite dissolution. **Journal of colloid and interface science**, v. 204, n. 1, p. 187-197, 1998.

- [35]. TAVARES, L. S. **Estado da arte da operação de fraturamento hidráulico**. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo da Escola de Engenharia da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo. 2010.
- [36]. RAJEEV, P.; SURENDRANATHAN, A. O.; MURTHY, Ch. S. N. Corrosion mitigation of the oil well steels using organic inhibitors – A review. **J. Mater. Environ. Sci.**, v. 3, n. 5, p. 856-869, 2012.
- [37]. BERA, A.; MANDAL, A. Microemulsions : a novel approach to enhanced oil recovery : a review. **Journal Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 5, n. 3, p. 255–268, 2014
- [38]. MANIASSO, N. Ambientes micelares em química analítica. **Química Nova**, v. 24, n. 1, p. 87–93, 2001.
- [39]. SUBRAMANI, K.; AHMED, W. Self-Assembly of Proteins and Peptides and Their Applications in Bionanotechnology and Dentistry. In:___(Org.). **Emerging Nanotechnologies in Dentistry: Materials, Processes, and Applications**. Oxford: Elsevier, 2012. p. 411.
- [40]. EVANS, D. F.; WENNERSTRON, H. **The Colloidal domain: where physics, chemistry, biology, and technology meet**. New York: VHC Publishers, 1994.
- [41]. BOYUN, G. LYONS, W. C, GHALAMBOR, A. **Petroleum Production Engineering: A computer-assisted approach**. Nova York: Gulf Professional Pub. 2007.
- [42]. DUARTE, R. G. **Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para estudo de Estabilidade de Poço**. 2004. Dissertação (Mestrado). Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2004.
- [43]. FREDD, C. N.; FOGLER, H. Scott. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing. In: **SPE Formation Damage Control Symposium**. OnePetro, 1996.

- [44]. FREY, D. A. **Case Histories of Corrosion in Industrial Boilers.** *Mater. Perform.*, v. 20, n. 2. 1981.
- [45]. GEEHAN, T.; MCKEE, A. **Drilling mud: monitoring and managing it.** *Oilfield Review*, v. 1, n. 2, p. 41-51, 2000.
- [46]. GONÇALVES, J. T. **Apostila de fluidos não aquosos.** Abril, 2013. (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2018.
- [47]. JUNIOR, C. A. M. **Estudo sobre os impactos ambientais envolvidos na utilização da técnica de fraturamento hidráulico na exploração do shale gas nos estados unidos.** 2015. 64 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2015.
- [48]. KALFAYAN, L. **Production enhancement with acid stimulation.** Tulsa, Oklahoma, United States: Penn Well Books, 2008.
- [49]. KALFAYAN, L. **Production enhancement with acid stimulation.** USA: Penn Will Book, 2000.
- [50]. KYAW, N. **Avaliação do comportamento de amilases na remoção de reboco em poços off-shore.** 2011. 93 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de processos químicos e bioquímicos) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- [51]. LIU, J.; MACDONALD, D. D. The passivity of iron in the presence of ethylenediaminetetraacetic acid. II. The defect and electronic structures of the barrier layer. *Journal of the Electrochemical Society*, v. 148, n. 11, p. B425, 2001.
- [52]. MELO, K. C. **Avaliação e modelagem reológica de fluido de perfuração.** Natal, RN, 2008. Dissertação (mestrado) – Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte -UFRN.

- [53]. NASR-EL-DIN, H. A. et al. Surface tension of HCl-based stimulation fluids at high temperatures. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 43, n. 1-2, p. 57-73, 2004.
- [54]. NOBEL Prize. **All Nobel prizes in chemistry**. Disponível em:
http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/chemistry/laureates/. Acessado em: 05 fev. 2022.
- [55]. PALMER, J. W., BODEN, P. J. Corrosion of Steel in EDTA. Brit. **Corros. J.**, v. 27, n. 4, p. 305-309, 1992.
- [56]. PRODANOV, C. C.; FREITAS, E.C. **Metodologia do trabalho científico: Métodos e Técnicas da Pesquis**
- [57]. SATTER, A.; IQBAL, G. M. **Reservoir Engineering**. 1. ed. Oxford: Elsevier, 2016.
- [58]. SILVA, H.C. a e do Trabalho Acadêmico. 2. Ed. Editora Feevale. Novo Hamburgo. 2013. **Acidificação em reservatórios carbonáticos**. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo. Niterói, 2017.
- [59]. TÜMAY, H. **Emergence, Learning Difficulties, and Misconceptions in Chemistry Undergraduate Students'** Conceptualizations of Acid Strength. *Science & Education*, v. 25, p. 21-46, 2016.
- [60]. SOUSA, Talles Nóbrega – **Aplicação de Nanoemulsão Ácida de Poços de Petróleo**. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, área de Concentração: Engenharia Química. Rio Grande do Norte, Natal – RN, 2015.
- [61]. SILVA NETO, M. A. **Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleos vegetais para fluidos de perfuração**. 2002. 105 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 2002.
- [62]. ECONOMIDES, Michael J. et al. **Petroleum well construction: Halliburton multi-author book**. Duncan, Oklahoma, USA: John Wiley and Sons, 1997. 903p.

- [63]. SELLEY, RC (1997) **Bacias Africanas (Bacias Sedimentares do Mundo)**. Volume 3, Elsevier Science BV, Amsterdam.
- [64]. ELIAS, ELIZANDRA C.S; CHRISMAN, ERICKA C.A.N. **Avaliação da eficiência de inibição de compostos orgânicos para tratamento de acidificação de poços de petróleo a partir de análises estatísticas**. 2012. ENGEVISTA, V. 13, n. 2. p. 79-90, junho 2012.
- [65]. HABERMANN, Leonardo; VICENTELLI, Maria Gabriela C. CONTRERAS, Sergio A. C. PERINOTTO, José A. J. – **Caracterização Geológica da Distribuição de Reservatórios Carbonáticos Albianos, Sudoeste da Bacia de Campos (Brasil)**. ARTIGO – São Paulo, UNESP, Geociências, v. 37, n. 2, p. 279 - 298, 2018.
- [66]. HANSAN, Al-Hashim. MOHAMED, Mahmoud. Mohamed Attia. **EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs**. 2016. Artigo. REVISTA DE CIÊNCIA E ENGENHARIA DE PETRÓLEO, Páginas 276 a 283. Disponível online em 11 de março de 2017 Elsevier BV.
- [67]. HANSAN, Al-Hashim. MOHAMED, Mahmoud. Mohamed Attia. **EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs**. 2016. Artigo. REVISTA DE CIÊNCIA E ENGENHARIA DE PETRÓLEO, Páginas 276 à 283. Disponível online em 11 de março de 2017 Elsevier BV.
- [68]. CALDERÓN, JORGE A. VASQUEZ, FARLEY A. CARREÑO, JAVIER A. **Influência da Natureza do EDTA na Corrosão do Aço em Fluidos de Estimulação de Poços de Petróleo**. 2014. Artigo. INTERCORR 2014.
- [69]. POLLI, R.S. **Estudo do processo de acidificação de rochas reservatório por meio de RMN e microtomografia de raios-X**. 2016. 126p. Tese (Doutorado em Ciências) – Instituto de Física de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

[70]. SANTOS, Rodrigo A.; CRUZ, Manoel J.M.; SOUZA, Jacqueline L.; JUNIOR, Antônio B. R.; GONÇALVES, Manuel V. P. – **Variação Espaço-temporal de Teores de Nitrato e Cloreto nas Águas Subterrâneas da Bacia Carbonática de Irecê**. Artigo – XVII Congresso Brasileiro de Água Subterrânea e XVIII Congresso Brasileiro de Perfuradores de Poços - 2012.

ANEXOS

Anexo 1

FICHAMENTO 1

Discente: Júnia Maria Dutra Bastos

1. Fichamento : **EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs.**

Tipo: Artigo publicado em Revista Científica.

Assunto/Tema: **EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs**

Referência Bibliográfica:

HANSAN, Al-Hashim. MOHAMED, Mahmoud. Mohamed Attia. **EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs.** 2016. Artigo. REVISTA DE CIÊNCIA E ENGENHARIA DE PETRÓLEO, Páginas 276 a 283. Disponível online em 11 de março de 2017 Elsevier BV.

Resumo/ Conteúdo de interesse:

O artigo fornece uma boa base para o comportamento dos agentes quelantes na estimulação de campos petrolíferos através da acidificação. O artigo também traz um estudo dos agentes quelantes mais utilizados e suas características químicas. Os agentes quelantes foram introduzidos no processo de estimulação de poços, devido a vários problemas associados aos ácidos inorgânicos durante a estimulação do campo petrolífero. Rochas carbonáticas e areníticas foram estimuladas usando diferentes tipos

de sistemas ácidos, e há uma discussão instigante sobre agentes quelantes como sistemas ácidos eficazes. Algumas deficiências do sistemas de ácidos inorgânicos precisam ser compensadas por agentes quelantes para que sua reposição seja cada vez menor.

A natureza complexa desses agentes quelantes levou a dedicação acelerada de pesquisa e desenvolvimento para entender sua aplicabilidade em diferentes condições ambientais. Este artigo fornece nexos para pesquisas realizadas nesta área e pode orientar o planejamento de pesquisas futuras. O interesse recente em agentes quelantes levou os pesquisadores a realizar testes para entender como eles interagem com rochas de formação e outros fluidos de campos petrolíferos. Foram realizados experimentos de inundação de núcleo, testes de corrosão, compatibilidade, Plasma Indutivamente Acoplado (ICP), Microscópio Eletrônico de Varredura Ambiental (ESEM) e Difração de Raios X (XRD) que auxiliaram em focar as vantagens dos agentes quelantes.

O cenário futuro das aplicações de agentes quelantes é tornar o tratamento mais econômico, ecologicamente correto e focado no alvo. A formulação química deve ser projetada para aproveitar a estabilidade de alta temperatura, baixo potencial de reprecipitação, baixa propensão para formar iodo, alta solvência, alto potencial de controle de ferro e baixas taxas de corrosão fornecidas por agentes quelantes.

Agentes quelantes são moléculas que contêm dois ou mais grupos que podem doar elétrons para formar uma ligação coordenada com um átomo metálico central. O processo de formação de múltiplas ligações coordenadas a partir de uma única molécula é chamado de quelação.

O EDTA é um ácido aminopolicarboxílico que atua como agente quelantes hexadentado ao complexar com íons metálicos. Na indústria de petróleo e gás, tem sido utilizado como fluido de estimulação e reposição, como agente de controle de ferro, descalcificante entre outros.

As pesquisas laboratoriais realizadas fornece as informações complementares referente a acidificação de carbonato. Os objetivos da acidificação de carbonatos engloba aumentar a permeabilidade e envolver os danos próximos ao poço. Tratamentos acidificantes tradicionais incluindo HCl, consomem grandes quantidades de ácido para criar buracos de minhoca profundos. O HCl também pode causar corrosão severa em altas temperaturas. Sistemas ácidos mistos contendo ácidos orgânicos e inorgânicos foram avaliados. Este sistema apresenta algumas vantagens. Como menor

taxa de dissociação, menor custo, propagação profunda do buraco de minhoca, menor corrosão maior solubilidade do metal. Porém, esses sistemas contêm HCl, que causa os mesmos problemas de incompatibilidade do petróleo bruto.

As deficiências dos sistemas ácidos tradicionais aceleraram a necessidade de testar agentes quelantes como potenciais fluidos de estimulação. Os autores apresentam o progresso da pesquisa desde a quelação até a acidificação do carbonato e resumem as principais descobertas em:

- a) Os mecanismos de ataque de quelante em carbonato;
- b) Cinética de reação e propagação de buracos de minhoca;
- c) Nuances de aplicação de quelante;
- d) Estudos de modelagem;
- e) Compatibilidade com argilas e outros fluidos;
- f) Blendas sinérgicas para aumentar a dissolução.

Segundo os autores do artigo, Fredd e Fogler (1997), investigaram o uso de um agente quelante (EDTA) para estimular os reservatórios de carbonato. Eles injetaram agentes quelantes em uma faixa de pH de 4 a 13 e produziram buracos de minhoca sem formação de iodo ou astalteno. Além disso, eles estudaram a cinética de dissolução da calcita com EDTA na faixa de pH 3 a 12. Eles descobriram que a dissolução dependia do pH, tipo e concentração do agente quelante. Foi relatado que o EDTA é cerca de duas vezes menos reativo com o carbonato de cálcio do que HCl em pH 5 a 200F. A dissolução lenta permite o uso de aplicações em altas temperaturas onde o HCl não pode fornecer penetração profunda. O EDTA com um pH 4 foi melhor na produção de buracos de minhoca sem muita ramificações. Eles concluíram que o agente quelante pode formar buracos de minhoca dominantes em temperaturas até 400F. O aumento no rendimento e desempenho a longo prazo confirma a eficácia. A estimulação de campos petrolíferos usando ácidos HCl ou HF convencionais apresenta muitos desafios formidáveis. A pesquisa sobre agentes quelantes foi iniciada nas últimas duas décadas e, desde então, acelerou para encontrar seu uso adequado no campo de petróleo. Este artigo analisa os quelantes comumente usados e fornece uma visão abrangente da identificação das propriedades exclusivas dos quelantes. Testes de laboratório foram realizados para estudar cinética de reação, mecanismos de dissolução, aumento de permeabilidade, propagação de buracos de minhoca, problemas de precipitação

secundária, condutividade, interações com fluidos de fundo de poço, degradação térmica, produção de areia, instabilidade da argila, interação-não-argilosa e corrosão. Os autores analisaram que a solução do tratamento depende de vários fatores, como o tipo de quelante, pH da solução, concentração, método de preparação química, composição da salmoura, temperatura, mineralogia, estrutura dos poros da rocha. O controle do ferro por agentes quelantes reduz a precipitação de hidróxido férrico e a formação de sulfeto férrico, melhorando as propriedades reológicas. As reservas de hidrocarbonetos justificam a economia do tratamento.

Anexo 2

FICHAMENTO 2

2. Fichamento: **EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs.**

Tipo: Artigo publicado em Revista Científica.
Assunto/Tema: EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs
Referência Bibliográfica: HANSAN, Al-Hashim. MOHAMED, Mahmoud. Mohamed Attia. EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs. 2016. Artigo. REVISTA DE CIÊNCIA E ENGENHARIA DE PETROLEO, Páginas 276 à 283. Disponível online em 11 de março de 2017 Elsevier BV.
Resumo/ Conteúdo de interesse: O artigo traz um estudo entre o sistema de EDTA/Água do Mar para melhor recuperação do petróleo de reservatórios areníticos. Diz ainda que o mecanismo de recuperação aprimorado para recuperação de óleo através da injeção de água de baixa salinidade é controverso e, além disso, água de baixa salinidade requer uma quantidade relativamente alta de água. A utilização de água de baixa salinidade como EOR é um processo caro que requer grande quantidade de água doce. A recuperação de petróleo em reservatórios areníticos através do sistema preparado de EDTA/ÁGUA da recuperação aprimorada de óleo e água do mar, pode ser usado em modos de inundação secundários e terciários pelo efeito do EDTA, agente quelante de baixa concentração e alto pH. Para determinar a eficácia do sistema EOR EDTA/fluido de água do mar, foram realizados experimentos de inundação do núcleo e como referencia foram utilizados

núcleos de arenito Berea a 100°C. Também foram realizadas análises do potencial Zeta no núcleo utilizando o sistema escolhido.

Outros efeitos também foram analisados:

- Efeito do teor de ferro no enchimento do arenito usando um arenito com alto teor de ferro (arenito Scioto);
- Efeito da concentração de EDTA e do pH na recuperação do óleo;
- Efeito dos agentes quelantes na tensão superficial e interfacial (IFT) e na recuperação de óleo;
- Efeito do sal de EDTA e do tipo quelante na recuperação de óleo.

Como resultados dos experimentos realizados, pode-se confirmar que o sistema EDTA/Fluido de água do mar pode recuperar até 30% de óleo inicial em três modos. Os resultados do potencial zeta mostram mais negativos para o sistema EDTA/água do mar que para água do mar e água de baixa salinidade, confirmando que a molhabilidade da rocha torna-se em um estado mais úmido à alta negatividade da superfície da rocha. O óleo cru usado nos experimentos de EDTA e água do mar e inundação produziram baixos valores de tensão interfacial. Análise de Plasma indutivamente Acoplados (CP) de amostras de efluentes de transbordamento de núcleo apresentam concentrações altas de cátions. As altas concentrações de cátions foram analisadas o aumento da concentração de cátions confirma a dissolução da rocha durante o processo de deslocamento. Experimentos de inundação apresentam que o EDTA deve ser usado em níveis superiores a 5% em peso para obter altos rendimentos de óleo e, o EDTA deve ser usado em pH maior que 12 para maior produção recuperação do óleo. O sal de sódio EDTA apresenta maior performance que o sal de amônio EDTA em experimentos de recuperação do petróleo concluindo também que, o agente quelante EDTA deu maior recuperação do que o quelante HEDTA.

Sendo assim, podemos concluir que os agentes quelantes de EDTA podem ser usados para melhor performance quando se fala em recuperação de óleo de reservatórios arenitos podendo ressaltar algumas conclusões apresentadas pelo autor:

1. Sob as mesmas condições, o sal de sódio de EDTA é melhor que o sal de amônio para melhorar a recuperação do óleo;

2. O sal de sódio de EDTA (Na_4EDTA) deve ser usado em valores de pH acima de 12 para alta recuperação;
3. O aumento da concentração do agente quelante EDTA aumenta o rendimento do óleo;
4. O agente quelante EDTA apresentou melhor recuperação que o HEDTA nas mesmas condições.
5. O teor de ferro teve um forte efeito sobre a carga superficial da rocha, que foi eliminada usando o agente quelante EDTA.
6. Quando os quelantes de EDTA de alto pH são usados como fluidos de recuperação de petróleo aprimorados em reservatórios de arenito, a molhabilidade alterada, o IFT reduzido e a dissolução da rocha são possíveis mecanismos de recuperação de petróleo.

Anexo 3

FICHAMENTO 3

3. Fichamento: **EDTA chelating agent/seawater solution as enhanced oil recovery fluid for sandstone reservoirs.**

Tipo: Artigo publicado em Revista Científica.
Assunto/Tema: Influência da Natureza do EDTA na Corrosão do Aço em Fluidos de Estimulação de Poços de Petróleo
Referência Bibliográfica: CALDERÓN, JORGE A. VASQUEZ, FARLEY A. CARREÑO, JAVIER A. Influência da Natureza do EDTA na Corrosão do Aço em Fluidos de Estimulação de Poços de Petróleo. 2014. Artigo. INTERCORR 2014.
Resumo/ Conteúdo de interesse: Neste artigo foi estudada, a cinética de corrosão do aço P-110 exposto a líquidos à base de EDTA. Este tipo de fluido é usado para estimular poços. Uma das técnicas utilizadas na estimulação de poços é a acidificação que é projetado para aumentar a produtividade dos poços de petróleo dissolvendo pedras que restringem ou impedem o fluxo de petróleo durante as operações do poço. Uma alternativa ao tratamento ácido é o uso de agentes quelantes, como Ácido etilenodiaminotetracético (EDTA) ou ácido nitrilotriacético (NTA). A solução de agente quelante é usada para limpeza e estimulação de formação, especialmente em formações que podem ser danificadas por ácidos fortes. Portanto, os íons quelantes podem atuar por mecanismos diferentes daqueles associados ao processo Acidificação porque quando uma solução acidificada atua sobre os ânions carbonato, os íons quelantes atuam sobre os cátions, principalmente na formação do cálcio.

Durante a estimulação do poço usando soluções quelantes, o EDTA atua como um agente sequestrante para os cátions presentes na formação. O EDTA também aumenta o volume dos poros e inibe a formação de compostos calcários. Quando os fluidos à base de EDTA funcionam em pH baixo, o efeito líquido é estimular o poço por meio da dissolução da matriz, aumentando o papel do hidrogênio nos processos de protonação e quelação.

Este trabalho de pesquisa foi guiado pela avaliação baseada em EDTA do comportamento do aço P-110 imerso em fluidos aquosos por meio de medições eletroquímicas. Considerando que existem poucas informações sobre a cinética de dissolução do aço carbono nestes fluidos e que as informações disponíveis são controversas, as medições foram realizadas em diferentes condições de temperatura e hidrodinâmica. Além disso, as taxas de corrosão em função das propriedades do EDTA, temperatura e condições hidrodinâmicas são apresentadas como uma contribuição para a tecnologia da indústria de produção de petróleo e gás.

Os autores concluem que Aumentar a temperatura de 25 °C para 80 °C em ambos os eletrólitos EDTA aumenta a taxa de corrosão do aço P-110 em pelo menos uma ordem de grandeza. Em solução de EDTA-Na₄, as taxas de corrosão são 7,52x10⁻³ mm ano⁻¹ e 1,04x10⁻¹ mm ano⁻¹ a 25 °C e 80 °C, respectivamente. Na mesma temperatura, as taxas de corrosão na solução de EDTA-Na₂ são 2,9 mm ano⁻¹ e 1,67x10² mm ano⁻¹, respectivamente. A hidrodinâmica só desempenha um papel importante na corrosão do aço P-110 em solução de EDTA dissódico. Tanto a densidade de corrente quanto a taxa de corrosão aumentam à medida que a velocidade de rotação do eletrodo aumenta. As taxas de corrosão obtidas foram de 1,76 mm ano⁻¹ e 6,70 mm ano⁻¹ em solução de EDTA-Na₂ a 100 rpm e 1600 rpm, respectivamente. A despolarização catódica é mais importante na solução de EDTA-Na₂ do que na solução de EDTA-Na₄, que é mais corrosiva. Além disso, a concentração de íons Fe²⁺ não complexados livres na solução de EDTA dissódico é muito maior do que no eletrólito EDTA tetrassódico, o que leva a uma maior corrosão do eletrólito dissódico.

Anexo 4

FICHAMENTO 4

4. Aplicação de sistemas microemulsionados ácidos em acidificação de poços.

Tipo: Dissertação de Mestrado
Assunto/Tema: Aplicação de sistemas microemulsionados ácidos em acidificação de poços
Referência Bibliográfica: AUM, P. T. P. Aplicação de sistemas microemulsionados ácidos em acidificação de poços . 2011. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2011.
Resumo/ Conteúdo de interesse: A tese, o autor Pedro, traz muitos conceitos dentro do assunto estudado, fluidos de perfuração e estimulação, ajudando o leitor no entendimento como um todo acerca do assunto abordado. Pedro apresenta o estudo de operações de estimulação de poços através de sistemas microemulsionados estáveis em diferentes condições. Pela definição de Thomas, estimulação é o conjunto de atividades que visam aumentar o índice de produtividade ou injetividade do poço. Essas estimulações podem tratar danos na formação. <p style="text-align: center;">Neste trabalho, destaca-se a acidificação de matriz, técnica que consiste no bombeio de uma solução ácida na formação com pressão abaixo da pressão de fratura da rocha. A injeção do ácido tem por objetivo solubilizar ou dispersar materiais que estejam obstruindo os poros da rocha ou formar canais de escoamento, wormholes, na rocha.(AUM, P.T.P, 2011, p.2.)</p> Para as operações de estimulação, podemos classifica-las como acidificação de matriz, fraturamento hidráulico e fraturamento ácido .

O **fraturamento hidráulico** é a injeção do fluido fraturante na formação sob alta pressão causando a ruptura da rocha por tração.

Assim como o presente trabalho, Pedro escolheu o método de acidificação de matriz, o ácido mais utilizado nesta técnica é o ácido clorídrico para poços carbonáticos e ácido clorídrico e fluorídrico para poços areníticos.

Pedro também cita um dos grandes desafios da técnica que é o controle da reação ácido rocha, controle necessário para que se obtenha o melhor desempenho do ácido para que ele atinja a maior distância e favoreça a formação dos wormholes – os canais de escoamento.

O objetivo deste trabalho foi obter sistemas de microemulsão estáveis sob diferentes condições encontradas no campo aplicado, avaliar a cinética de dissolução de calcita nesses sistemas e simular a injeção desses sistemas realizando testes em plugues. Foi utilizado um sistema de microemulsão obtido dos tensoativos Renex 110, Unitol L90 e OMS (óleo de rícino saponificado). S-butanol e n-butanol foram usados como cosurfactantes. Como componentes orgânicos são utilizados xileno e querosene, e como componentes aquosos são utilizadas soluções de HCl em concentrações que variam entre 15-26,1%. Os resultados mostraram que o sistema de microemulsão foi estável em temperaturas de até 100°C, altas concentrações de cálcio, salinidades de até 35.000ppm e concentrações de HCl de até 25%. A cinética de dissolução da calcita foi até 14 vezes mais lenta usando um sistema de microemulsão ácida em comparação com uma solução de HCl a 15%. Os resultados injetados no sistema ácido mostraram que a microemulsão favoreceu um fluxo mais uniforme e formou canais mais longos em relação a 15% de HCl, facilitando assim um aumento na permeabilidade do tampão de 177% para 890%. Os resultados mostraram que o sistema A microemulsão tem aplicação potencial na operação de acidificação de poços de petróleo.

Anexo 5

FICHAMENTO 5

5. Avaliação da eficiência de inibição de compostos orgânicos para tratamento de acidificação de poços de petróleo a partir de análises estatísticas

Tipo: Artigo
Assunto/Tema: Avaliação da eficiência de inibição de compostos orgânicos para tratamento de acidificação de poços de petróleo a partir de análises estatísticas.
Referência Bibliográfica: ELIAS, ELIZANDRA C.S; CHRISMAN, ERICKA C.A.N. Avaliação da eficiência de inibição de compostos orgânicos para tratamento de acidificação de poços de petróleo a partir de análises estatísticas. 2012. ENGEVISTA, V. 13, n. 2. p. 79-90, junho 2012.
Resumo/ Conteúdo de interesse: <p>O artigo retrata, que a utilização de inibidores de corrosão para controlar o processo de corrosão de materiais metálicos em meios corrosivos é uma prática tradicional na indústria do petróleo. compostos orgânicos são Estudos estão em andamento para avaliar seu comportamento frente ao potencial inibitório. A pesquisa mostra certos compostos na presença de heteroátomos N, S e O mostraram eficiências de inibição notáveis. No entanto, a maioria desses compostos apresenta alta toxicidade em termos de tolerância máxima do organismo. O artigo visa aplicar a análise estatística (análise fatorial - análise multivariada de variância) para avaliar as condições operacionais envolvidas no processo de acidificação de poços de petróleo.</p> <p>Injetar soluções ácidas em poços de petróleo ou gás natural é uma atividade tradicional da indústria do petróleo que visa estimular ou aumentar sua produtividade, restaurar e/ou aumentar a permeabilidade de rochas reservatório, fraturar ou remover crostas carbonáticas e outros depósitos, aderidos a superfícies. A parede interna de um tubo impede ou restringe o fluxo normal de óleo ou gás (Pereira e Mota, 2000; Costa et al.,</p>

2000). A penetração do ácido na rocha, formando fraturas ou formando novos caminhos para a migração do óleo, depende de vários fatores como: pressão de bombeamento, velocidade do fluido, taxa de dissolução da rocha, concentração e propriedades físico-químicas, solução ácida e aditivos incorporados.

Os ácidos mais utilizados nestas operações são misturas de ácidos clorídrico e fluorídrico e ácidos orgânicos (acético e fórmico) (Aboud, 2006). No entanto, devido a essa exposição, essa prática aumenta muito a taxa de corrosão do tubo de aço. A partir da década de 1950, a tecnologia dos inibidores de corrosão avançou no desenvolvimento sintético visando a obtenção de produtos orgânicos com alta eficiência em termos de capacidade de adsorção e formação de filme aderido a superfícies metálicas (Mainier, 2004).

O presente trabalho tem como objetivo discutir o uso de inibidores de corrosão, considerando que formulações comercialmente tóxicas, porém eficazes, ainda são utilizadas para proteção anticorrosiva de metais e ligas. Nesta etapa do trabalho de referência, foi avaliado o comportamento da taxa de corrosão de materiais metálicos para entender a importância de determinados parâmetros operacionais envolvidos no processo de acidificação de poços de petróleo, utilizando o método de programação fatorial, a fim de auxiliar na indicação de compostos orgânicos que atuam como potenciais inibidores de corrosão.

O método o qual foi aplicado baseou-se na construção de um modelo estatístico que descreveu a relação entre as condições de operação e a eficiência de inibição de três tipos de compostos orgânicos testados como inibidores de corrosão durante a acidificação do poço. Para construir modelos estatísticos para tais propósitos, o ciclo anterior experimentos que permitem estabelecer de forma reprodutível as condições em que os procedimentos são realizados permitindo correlacionar a possível eficiência de substâncias menos tóxicas com as condições utilizadas para realizar os experimentos.

Os resultados experimentais demonstram que o método estatístico proposto pode ser usado para indicar novas formulações de inibidores comerciais baseados em compostos orgânicos com baixa toxicidade e alta eficiência de inibição contra uma ampla gama de metais e ligas metálicas em meios agressivos.

Como conclusão o autor relata alguns pontos como os descritos abaixo:

- O processo de corrosão é um eterno desafio para a humanidade, pois quanto mais a ciência cria e desenvolve, mais ela existe;

- O desenvolvimento de novas rotas para formulações de inibidores de corrosão deve ser ambientalmente consciente para minimizar o uso de produtos mais tóxicos e, assim, evitar o impacto ambiental. Propõe-se que o uso de inibidores de corrosão em processos industriais seja incluído nos padrões de tecnologia de limpeza;
- É importante que a pesquisa de novos produtos seja orientada para o atendimento das necessidades industriais sob critérios rígidos para que esses produtos não contrariem os objetivos da sociedade;
- A aplicação de métodos estatísticos permitiu avaliar e confirmar o comportamento lógico dos principais parâmetros operacionais envolvidos no processo de acidificação de poços, dada a evolução dos índices de corrosão de estruturas metálicas;
- Esses resultados sugerem que novas rotas para formulação de inibidores podem ser elaboradas a partir da análise de misturas, visando utilizar concentrações ligeiramente maiores de substâncias menos tóxicas com ou sem a adição de concentrações mínimas de substâncias tóxicas mais potentes;
- O método estatístico empregado (MANOVA) é uma ferramenta apropriada ao planejar experimentos e analisar parâmetros operacionais próximos. Uma análise fatorial completa gera um modelo estatístico eficiente, permitindo ver entre os fatores estudados (tempo de exposição, temperatura de operação e concentração do inibidor) aqueles que efetivamente exercem influência. Minimizar a taxa de corrosão (variável dependente ou resposta) para dois metais selecionados.

Anexo 6

FICHAMENTO 6

6. Fichamento: **Estudo do processo de acidificação de rochas reservatório por meio de RMN e microtomografia de raios-X.**

Tipo: Tese
Assunto/Tema: Estudo do processo de acidificação de rochas reservatório por meio de RMN e microtomografia de raios-X.
Referência Bibliográfica: POLLI, R.S. Estudo do processo de acidificação de rochas reservatório por meio de RMN e microtomografia de raios-X. 2016. 126p. Tese (Doutorado em Ciências) – Instituto de Física de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.
Resumo/ Conteúdo de interesse: <p>No estudo de meios porosos, como em rochas reservatório, a RMN tem papel fundamental, principalmente na indústria do petróleo, onde a RMN é uma das ferramentas básicas utilizadas na perfilagem de poços. Normalmente, informações como tempo de relaxação transversal (T2) e coeficientes de difusão são obtidas para inferir propriedades como permeabilidade e distribuição de tamanho de poro.</p> <p>O objetivo deste trabalho é obter métodos para a análise de técnicas de estimulação visando melhor compreender o processo de acidificação e as vias preferenciais para a formação dos chamados buracos de minhoca em rochas carbonáticas em afloramentos e reservatórios. O segundo objetivo é desenvolver um sistema IRM, incluindo bobinas de gradiente, bobinas de radiofrequência e bancos de filtros analógicos.</p> <p>O processo de acidificação foi estudado por medições morfológicas da dimensão fractal, comprimento do caminho principal e volume do buraco de minhoca extraído de imagens uCT, enquanto a relação entre a região de porosidade original e o volume do buraco de minhoca foi estudada pela obtenção da distribuição do tempo de relaxamento T2 durante a secagem a vácuo.</p>

As medidas de secagem permitem observar o comportamento de diferentes regiões: água livre, água cuja mobilidade é limitada pela capilaridade e água ligada à argila. Durante o processo de secagem, embora a água da argila não pudesse ser removida, a água livre se comportou como esperado, sendo seca primeiro, seguida pela água menos móvel, por capilaridade. Até onde sabemos, não existe um método para secagem de amostras usando apenas vácuo, principalmente para aplicações geológicas. No geral, os resultados mostram que, além da dimensão fractal, outros indicadores como T2 médio, comprimento do caminho principal e padrão de secagem não variam em função da geologia das rochas estudadas. No entanto, para rochas carbonáticas padrão (indianas), o valor da dimensão fractal é 1,6, semelhante à morfologia em uma estrutura 2D. Para rochas reservatório, a dimensão fractal é maior que 1,9, consistente com sua forma tridimensional e maiores ramificações.

Em relação à instrumentação, foi apresentado as etapas necessárias para adaptar o sistema de espectroscopia e relaxometria ao sistema de imagem, resultando em imagens fantasmas. Melhorias neste sistema serão muito úteis para estudar meios porosos usando técnicas de imagem de rotina e específicas de problemas, que provaram ser de grande importância para o estudo de buracos de minhoca. A tese apresenta outras formas de análise de buracos de minhoca com resultados satisfatórios que podem ser correlacionados com as técnicas mais utilizadas na literatura.

Anexo 7

FICHAMENTO 7

7. Fichamento: **Aplicação de Nanoemulsão Ácida de Poços de Petróleo.**

Tipo: Dissertação de Mestrado
Assunto/Tema: Influência da Natureza do EDTA na Corrosão do Aço em Fluidos de Estimulação de Poços de Petróleo
Referência Bibliográfica: SOUSA, Talles Nóbrega – Aplicação de Nanoemulsão Ácida de Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, área de Concentração: Engenharia Química. Rio Grande do Norte, Natal – RN, 2015.
Resumo/ Conteúdo de interesse: A indústria do petróleo busca constantemente aumentar a produção de petróleo com menores custos operacionais, por isso há a necessidade de desenvolver tecnologias que combinem essas duas necessidades. O trabalho tem o objetivo de investigar a aplicação de nanoemulsões ácidas na acidificação de matrizes. As nanoemulsões são capazes de atrasar as reações reduzindo a difusão do ácido no meio o que permite a acidificação em reservatórios de baixa permeabilidade. Foram realizados estudos de tensão superficial, cinética de reação, avaliação de rochas carbonáticas injetadas e testes de remoção de lodo asfáltico. As nanoemulsões têm uma tensão superficial menor do que as microemulsões originais. Nanoemulsões formam efetivamente canais de fluxo artificial em plugs de rocha calcítica carbonática com baixa permeabilidade natural, atingindo um valor de 390mD, mostrando grande potencial de aplicação na acidificação de matrizes eficiente e de baixo custo. Os sistemas ácidos de microemulsão e nanoemulsão apresentaram bons resultados na remoção de lama asfáltica, sugerindo que esses sistemas têm potencial para remover tais danos.

Como resultados, o autor trouxe a comparação do sistema de microemulsão ácida mostrou um bom efeito comparado com a microemulsão não ácida na remoção de iodo asfáltico, e especulou-se que a nanoemulsão também tinha grande potencial para remover Iodo asfáltico. Relacionando aos objetos de obter um sistema de nanoemulsão ácida e analisar sua eficiência na acidificação de poços de petróleo. Dito isto, o autor enumerou suas conclusões com relação as nanoemulsões conforme abaixo:

- Tem uma tensão superficial menor que a microemulsão original para melhor penetração no reservatório;
- Aparência é clara e a viscosidade não houve nenhuma mudança óbvia.

Em relação à sua eficiência no tratamento ácido de rocha carbonáticas, pode-se concluir que:

- As nanoemulsões mostraram-se eficazes em retardar a velocidade da reação entre CaCO_3 e HCl devido à menos difusão do ácido no meio;
- Nanoemulsões ácidas formam buracos de minhoca com eficiência para melhorar a permeabilidade da rocha;
- Quando a taxa de fluxo de injeção do sistema ácido é aumentada em 3 vezes, a formação de buracos de minhoca e o aumento da permeabilidade não têm nenhuma mudança óbvia.

Esses sistemas foram avaliados em termos de comportamento dinâmico, eficiência de formação de buracos de minhoca e aumento da permeabilidade da rocha

Anexo 8

FICHAMENTO 8

8. Fichamento: **Comparação de Tratamento de Incrustação Através de Acidificação.**

Tipo: Trabalho de Conclusão de Curso
Assunto/Tema: Comparação de Tratamento de Incrustação Através de Acidificação
Referência Bibliográfica: PEREIRA, Fernanda Silva. – Comparação de Tratamento de Incrustação Através de Acidificação. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Engenharia Química e de Petróleo – Universidade Federal Fluminense, 2016.
Resumo/ Conteúdo de interesse: O trabalho ressalta os processos de estimulação das operações em aumentar a produtividade e a capacidade de injeção de um poço de petróleo, o que possibilita a exploração do campo petrolífero. A estimulação aumenta a permeabilidade de uma formação criando vias condutoras ou removendo danos. Nas operações de estimulação, ocorre a acidificação da matriz, que envolve a injeção de soluções ácidas abaixo da pressão de fratura da formação. A produção do poço pode ser significativamente aumentada se a operação de acidificação for projetada adequadamente. O objetivo do trabalho foi fornecer uma visão abrangente do processo necessário para uma abordagem sistemática para a acidificação da matriz, propondo um modelo que pode alcançar os melhores resultados. O trabalho também apresenta uma análise comparativa de dois casos onde esta operação foi aplicada na dissolução de incrustações causadas por sulfato de bário. Os métodos de estimulação são amplamente utilizados na indústria do petróleo para aumentar a taxa de produção/taxa de injeção de um poço de petróleo, a fim de maximizar os lucros ou alcançar uma produção economicamente viável. Dentre esses métodos, podemos focar na acidificação da matriz conforme delineado neste trabalho.

Além disso, a aplicação dessa tecnologia tem sido demonstrada no gerenciamento de incrustações por meio da injeção de ácido para dissolver esses danos.

A acidificação da matriz pode ser muito benéfica para muitos poços danificados de petróleo, gás e água, mas nem todos os tratamentos com ácido da matriz são bem-sucedidos, mesmo que o poço esteja gravemente danificado. análise completa e Poço e formação precisos, projeto de tratamento, supervisão e monitoramento das operações são necessários para obter o máximo benefício da acidificação da matriz.

Para evitar a formação e subsequente precipitação desses compostos, vários métodos foram desenvolvidos. Mesmo nos acampamentos, os métodos de prevenção Nos casos em que a terapia preventiva primária falha ou é insuficiente, é necessário o uso de técnicas de remoção desses compostos. A remoção química é amplamente utilizada devido ao seu baixo custo e alta taxa de sucesso.

Nos campos de Bijupirá e Salema, as amostras de terra recuperadas mostraram que a mesma era constituída principalmente por BaSO_4 . Isso ocorre devido ao contato da água injetada (água do mar) com o SO_4^{2-} com água de formação contendo Ba^{+2} .

Uma história de sucesso nesta área é a aplicação de um pacote de solventes que consiste em solvente BaSO_4 (EC6475A) para dissolver possíveis minerais e solventes mútuos (EC9610A) para melhorar a adsorção de solventes. As soluções avaliadas apresentaram solubilidade muito efetiva entre 20% e 30%. Em testes estáticos, usando amostras de campos petrolíferos do Mar do Norte, foi demonstrado que a dissolução pelo solvente SD3 também foi importante.

Comparações analíticas entre pacotes de solventes para duas aplicações em campos petrolíferos mostraram que o EC6475A foi capaz de dissolver mais sulfato de bário em formações de arenito como Bijupirá e Salema, bem como em campos petrolíferos do Mar do Norte. Durante a seleção de solventes incrustantes para uso em reservatórios e poços, é avaliado e considerado o dano potencial que os solventes avaliados podem causar à formação, exceto a quantidade dissolvida do produto.

Anexo 9

FICHAMENTO 9

9. Fichamento: **Varição Espaço-temporal de Teores de Nitrato e Cloreto nas Águas Subterrâneas da Bacia Carbonática de Irecê.**

Tipo: Artigo
Assunto/Tema: Varição Espaço-temporal de Teores de Nitrato e Cloreto nas Águas Subterrâneas da Bacia Carbonática de Irecê.
Referência Bibliográfica: SANTOS, Rodrigo A.; CRUZ, Manoel J.M.; SOUZA, Jacqueline L.; JUNIOR, Antônio B. R.; GONÇALVES, Manuel V. P. – Varição Espaço-temporal de Teores de Nitrato e Cloreto nas Águas Subterrâneas da Bacia Carbonática de Irecê. Artigo – XVII Congresso Brasileiro de Água Subterrânea e XVIII Congresso Brasileiro de Perfuradores de Poços - 2012.
Resumo/ Conteúdo de interesse: O artigo investiga a evolução dos níveis de nitrato e cloreto nas águas subterrâneas da bacia carbonáticas de Irecê no período de 2000-2011 usando dados de poços tubulares da Companhia de Energia Ambiental da Bahia (CERB). O objetivo do trabalho foi utilizar ferramentas de geoprocessamento e com base em Banco de Dados da Empresa Baiana de Engenharia Ambiental. O caráter físico fértil e ligeiramente acidentado da área favorece a consolidação do núcleo urbano e o desenvolvimento de atividades agrícolas. O clima semiárido, caracterizado por baixa pluviosidade, drenagem intermitente e intensa classificação da rocha e do solo, exige o uso de águas subterrâneas captadas por meio de poços tubulares. Dessa forma, foram utilizadas ferramentas de geoprocessamento e foi estabelecido um sistema de informação geográfica baseado na base de dados do CERB. Os resultados mostraram que, dos 553 poços analisados, na faixa de 30-40% apresentara, teores de nitrato e cloreto acima do limite máximo para água potável estabelecido pela Portaria 2.914/11. Essa poluição pode estar diretamente ligada às

práticas agrícolas, por meio do uso de fertilizantes ricos em nitrogênio e do lançamento de esgoto doméstico em fossas. As áreas mais afetadas correspondem às regiões nordeste, noroeste e centro da bacia. A análise de dados mostrou que a poluição estava diretamente relacionada ao uso de fertilizantes nitrogenados na agricultura e ao lançamento direto de esgoto doméstico em fossas sépticas.

Anexo 10

FICHAMENTO 10

10. Fichamento: **Caracterização Geológica da Distribuição de Reservatórios Carbonáticos Albianos, Sudoeste da Bacia de Campos (Brasil).**

Tipo: Artigo
Assunto/Tema: Caracterização Geológica da Distribuição de Reservatórios Carbonáticos Albianos, Sudoeste da Bacia de Campos (Brasil).
Referência Bibliográfica: HABERMANN, Leonardo; VICENTELLI, Maria Gabriela C. CONTRERAS, Sergio A. C. PERINOTTO, José A. J. – Caracterização Geológica da Distribuição de Reservatórios Carbonáticos Albianos, Sudoeste da Bacia de Campos (Brasil). ARTIGO – São Paulo, UNESP, Geociências, v. 37, n. 2, p. 279 - 298, 2018.
Resumo/ Conteúdo de interesse: O artigo trouxe um histórico dos reservatórios carbonáticos da Bacia de Campos. Localizada na região sudoeste, a presença de reservatórios carbonáticos é condicionada por características estruturais e estratigráficas. Desta forma, os autores visam descrever a distribuição e os tipos associados aos principais reservatórios dessa natureza determinados a partir da análise geológico-geofísica dos oito campos maduros localizados na área de estudo. O trabalho tem como objetivo descrever os mecanismos que permitem o acúmulo local de hidrocarbonetos nos reservatórios primários predominantes na região. A Bacia de Campos é considerada a mais prolífica do país, respondendo por 60% da produção nacional de petróleo em 2016, na década de 1970 no campo de Enchova, seguida por Garoupa, Pampo, Badejo e Linguado no sudoeste, até 1981 quando a bacia (Bruhn e outros, 2003).

Em todos esses campos, os primeiros reservatórios explorados corresponderam aos mesocenitos da Formação Quissamã, que ainda hoje são fonte de uma parcela considerável dos hidrocarbonetos extraídos da bacia.

Foram estudados dois grupos de campos petrolíferos: **Campos de Badejo, Linguado Pampo e Trilha; e Campos de Enchova, Enchova Oeste, Bicudo e Bonito.**

Campos de Badejo, Linguado Pampo e Trilha:

O grupo Quissamã inclui apenas os níveis de produção de Linguado e Pampo, não tendo sido detectados eventos economicamente significativos em Badejo e Trilha. (Milani e Araujo, 2003; Bruhn et al., 2003). Reservatórios carbonáticos locais exibem controle estrutural e estratigráfico. O primeiro está relacionada a mudanças laterais e verticais nas fácies, distribuídas em ciclos ascendentes de rasamento. Esses ciclos são caracterizados pela deposição de calcita microporosa altamente cimentada e calcita no fundo, que gradualmente se transformam em calcita oolítica e oncolítica no topo (Baumgarten & Scuta 1988). As rochas calcíticas no fundo do ciclo de raso atuaram como selantes, enquanto para reservatórios no topo da Formação Quissamã (focado neste artigo), calcita e margas da Formação Outeiro atuaram como hidrocarbonetos de barreira.

Campos de Enchova, Enchova Oeste, Bicudo e Bonito:

Desses quatro campos, apenas Enchova Oeste não possui reservatórios significativos na Formação Quissamã. A maioria dos mecanismos que levam à acumulação de hidrocarbonetos no carbonato de Enchova são de natureza estratigráfica, e as falhas normais desempenham um papel importante na migração e aprisionamento de hidrocarbonetos.

No campo de Bicudo e Bonito predominam principalmente os mecanismos estruturais. O limite Bicudo-Bonito é marcado por uma falha com rejeitos maiores que 100 m, e seu bloco baixo separa a parte sudoeste dessas duas áreas (Baumgarten, 1986). Outra falha fica no extremo oeste do Bicudo, que separa o campo da região do Pampo. O Cânion da Enchova corresponde a uma importante feição estratigráfica na região

limítrofe entre os campos de Bicudo e Bonito que regula a presença de acumulações de óleo em formações turbidíticas do Paleógeno.

Como resultado da pesquisa realizada, objetivo foi alcançado através da análise de perfil geofísico, correlação de poços e interpretação de dados sísmicos 2D e 3D, o que permitiu verificar a dominância de armadilhas estruturais nos campos de Linguado e Pampo, correlacionadas com características regionais de domos, e em Bicudo, o Os níveis do produtor aparecem em estruturas de tipo invertido.