



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
CENTRO DE ENGENHARIAS
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

ANA KAROLINE DE SOUSA OLIVEIRA

**Influência da água produzida nos parâmetros reológicos de filtração e
corrosividade dos fluidos de perfuração aquosos.**

MOSSORÓ

2018

ANA KAROLINE DE SOUSA OLIVEIRA

Influência da água produzida nos parâmetros reológicos de filtração e corrosividade dos fluidos de perfuração aquosos.

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em ENGENHARIA MECÂNICA.

Orientador: Jardel Dantas da Cunha Prof. Dr.

Co-orientador: Keila Regina Santana Fagundes, Prof. Dra.

MOSSORÒ

2018

©Todos os direitos estão reservados à Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996, e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tornar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata, exceto as pesquisas que estejam vinculadas ao processo de patenteamento. Esta investigação será base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) seja devidamente citado e mencionado os seus créditos bibliográficos

O48i

Oliveira, Ana Karoline de Sousa. Influência da água produzida nos parâmetros reológicos de filtração e corrosividade dos fluidos de perfuração aquosos. / Ana Karoline de Sousa Oliveira. - 2018.

44 f. : il.

Orientador: Jardel Dantas Da Cunha.

Coorientadora: Keila Regina Santana Fagundes.

Monografia (graduação) - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia Mecânica, 2018.

1. Corrosão . 2. Aços . 3. Água produzida . 4. Fluidos de perfuração. I. Da Cunha, Jardel Dantas, orient. II. Fagundes, Keila Regina Santana, coorient. III. Título.

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

ANA KAROLINE DE SOUSA OLIVEIRA

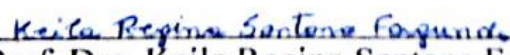
Influência da água produzida nos parâmetros reológicos de filtração e corrosividade dos fluidos de perfuração aquosos.

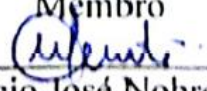
Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em ENGENHARIA MECÂNICA.

Defendida em: 16/04/2018.

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Jardel Dantas da Cunha
Presidente


Prof. Dra. Keila Regina Santana Fagundes
Membro


Prof. Dr. Fabricio José Nobrega Cavalcante
Membro

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por todas as coisas da minha vida sem ele tudo se torna nada, a virgem de Fatima por ser uma mãe zelosa e complacente.

Aos meus avós Jesomar e Altair por serem tão maravilhosos com tantos conselhos e sempre com um ombro amigo e palavras de incentivo, por confiarem mais em mim que eu mesma.

A minha mãe Eliane tão bondosa e generosa que sempre confiou em mim me dando apoio financeiro e emocional.

A meu pai Wanderley que mesmo de longe me apoia nas minhas decisões e torce por mim.

A minha Vó Maria Helena, sempre firme sendo um exemplo de mulher.

Ao meu orientador Jardel por ser paciente, presente e disposto a me orientar para que eu consiga dar o meu melhor.

A minha Co-orientadora Keila Regina por me ajudar desde o período de C&T até agora sempre tentando facilitar as coisas e sendo muito justa.

A técnica de laboratório Daianni por ser solícita e muito gentil.

As minhas amigas Roberta e Sâmia, que me acompanham desde a infância e estão sempre me dando palavras de apoio quando as coisas ficam difíceis e confusas.

Aos meus amigos Michel, Valdivia e Liliana que tornaram essa estada em Mossoró mais fácil com sua amizade.

A minha equipe de lixa Paloma e Marina.

A UFERSA por me dá todo apoio e estrutura para começar e terminar o curso da melhor forma possível.

*Já vi o fim do mundo algumas vezes e na
manhã seguinte estava tudo bem.*

Engenheiros do Hawaii

RESUMO

Os aços estão sempre sujeitos à corrosão, que pode ser definida como a deterioração do material, quando está submetido ao meio ambiente contendo agentes oxidantes. Os dutos e equipamentos sofrem ataques constantes de corrosão em todas as etapas da produção do óleo e gás na indústria de petróleo (extração e operações de refino) assim como no seu transporte e estocagem. Durante o processo de perfuração é trazida a superfície a chamada água produzida, a qual é rica em salinidade e contém partículas de óleo, o descarte inadequado da mesma pode causar danos ambientais se fazendo necessário uma avaliação de descarte. A indústria de petróleo contém uma grande variedade de ambientes corrosivos e, alguns destes são exclusivos para essa indústria. A água produzida com o petróleo apresenta de um modo geral, características muito corrosivas para os equipamentos de superfície e os de subsuperfície devido a elevada salinidade. O presente trabalho tem como objetivo avaliar as propriedades reológicas e corrosivas de fluidos de perfuração confeccionados a partir da reutilização da água produzida. Planejamento estatístico 2³ foi empregado com o objetivo de avaliar a taxa de corrosão dos aços ARBL (Alta Resistência Baixa Liga), ARAL (Alta Resistência Alta Liga) e AISI 1020, utilizando a Água produzida como componente principal dos fluidos de perfuração simulando diferentes salinidades. Os fluidos apresentaram características reológicas positivas onde concluiu-se que é um Pseudoplástico e que não ocorreram grandes alterações reológicas, assim como também foram avaliadas a viscosidade aparente e volume de filtrado, relacionando-as em uma superfície de resposta para melhor visualização dos resultados. As análises de Corrosividade dos aços indicaram que os aços analisados sofreram perda de massa no tempo que estiveram imersos no fluido, sendo o ARBL (Alta Resistência Baixa Liga) o que obteve uma maior taxa de corrosão, os mesmos se apresentaram na seguinte ordem crescente de Corrosividade ARAL (Alta Resistência Alta Liga), AISI 1020 e ARBL (Aço Resistente de Alta Liga). Foi detectado a predominância do processo corrosivo Uniforme e por Placas.

Palavras chave: Corrosão, Aços, Água Produzida, Fluidos de Perfuração.

ABSTRACT

Steels are always subject to corrosion, which can be defined as deterioration of the material when subjected to the environment containing oxidizing agents. Pipelines and equipment suffer constant corrosion attacks at all stages of oil and gas production in the oil industry (extraction and refining operations) as well as transportation and storage. The oil industry contains a wide variety of corrosive environments and some of these are unique to this industry. Water produced from petroleum generally has very corrosive characteristics for surface and subsurface equipment due to high salinity. The present work has as objective to evaluate the rheological and corrosive properties of drilling fluids made from the water produced. Statistical planning ²³ was used to evaluate the corrosion rate of the ARBL (High Resistencia Low Alloy), ARAL (High Resistencia High Alloy) and AISI 1020 steels, where the fluid salinity levels were 1%, 3% and 5% %. The results showed that the fluid was a Pseudoplastic and that no large rheological changes were observed, as well as the apparent viscosity and volume of the filtrate, relating them to a response surface for better visualization of the results. The Corrosivity analysis of the steels indicated that the steels suffered a loss of mass during the time they were immersed in the fluid, being ARBL (High Resistencia Lower Alloy) that obtained a higher rate of corrosion, they were presented in the following ascending order of Corrosivity ARAL (High Alloy High Strength), AISI 1020 and ARBL (High Alloy Resistant Steel). The predominance of the corrosive process Uniforme and by Placas was detected.

Keywords: Corrosion, Steels, Produced Water, Drilling Fluids.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Modelo dos corpos de prova usinados	27
Figura 2: Exemplo do Carretel imersos nos nove fluidos.	28
Figura 3: Curva de superfície Viscosidade aparente.	31
Figura 4: Superfície de resposta- Volume de Filtrado.....	33
Figura 5: Superfície de resposta-Taxa de corrosão.	36
Figura 6: Superfície de resposta- Taxa de corrosão, Salinidade e Tipo de Aço.....	36
Figura 7: Superfície de Resposta- Taxa de corrosão, TOG e Tipo de aço	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação da corrosividade em função da taxa de corrosão.....	23
Tabela 2: Dimensões dos corpos de prova	27
Tabela 3: Parâmetros reológicos dos fluidos aquosos	30
Tabela 4: Volume de filtrado.....	32
Tabela 5: Classificação da Corrosividade.	35

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 OBJETIVOS	14
3 REVISAO DE LITERATURA	15
3.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	15
3.1.1 Fluidos a base de água	16
3.1.2 Propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração.	17
3.1.3. Parâmetros reológicos	17
3.1.4. Parâmetros de Filtração	19
3.2 CORROSÃO	19
3.2.1. Meios corrosivos.	20
3.2.2. Formas de corrosão.	20
3.2.3. Corrosão na indústria petrolífera	21
3.2.4 Análise da Gravimétrica	22
3.2.5 Agua produzida	24
3.3 TIPOS DE AÇOS	24
3.3.1 Aço resistente de Baixa liga (ARBL)	25
3.3.2 Aços resistentes de Alta liga (ARAL)	25
3.3.3 Aço AISI 1020.	25
4 MATERIAIS E MÉTODOS	26
4.1 MATERIAIS	26
4.2 MÉTODOS	26
4.2.1 Confecção dos fluidos	26
4.2.2 Preparação do corpo de prova	27
4.2.4 Ensaios de Imersão continua	28
4.2.5 Retirada dos corpos de prova	29
4.3 CARACTERÍSTICAS AVALIADAS	29
4.3.1. Determinação dos parâmetros reológicos	29
4.3.2. Determinação dos parâmetros de salinidade	29
4.3.3. Perda de massa	30
4.3.4 Analise estatística	30
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	30
4.1 PARÂMETROS REOLÓGICOS DOS FLUIDOS AQUOSOS	30
5. 2 VOLUME DE FILTRADO	32
5.3 PERDA DE MASSA	33

5.3.1 Retirada dos corpos de prova.	33
5.3.2 Preparação dos corpos após a retirada.....	34
4.3.4 Influência da salinidade e do TOG sobre a taxa de corrosão.	35
5.3.5 Influência do TOG na Taxa de Corrosão media para cada tipo de aço.	37
6. CONCLUSÕES	39
REFERÊNCIAS	40
DUARTE, R.G - Avaliação da interação folhelho- fluido de perfuração para estudos de estabilidade de poços- Dissertação de mestrado – Departamento de Engenharia civil – Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro - 2014.....	41
HONEYCOMBE, Robert William Kerr; FORTES, Manuel Amaral; FERRO, A. Cabral. Aços: microestruturas e propriedades. 1985.	41
APÊNDICE A- CORPOS DE PROVA APÓS SEREM RETIRADOS DOS FLUIDOS.	44
APÊNDICE B- CORPOS DE PROVA APÓS SEREM RETIRADOS DOS FLUIDOS II.	45
APÊNDICE C- TABELA COM DADOS COLETADOS DOS CORPOS DE PROVA.	46

1 INTRODUÇÃO

A estabilidade durante a perfuração de poços é algo necessário, tendo como método utilizado para mantê-la é a utilização de fluidos especialmente desenvolvidos para tal atividade. Estes fluidos são chamados de fluidos de perfuração e são circulados dentro do poço ao longo de todo o processo, com o intuito de garantir condições favoráveis e seguras para o sucesso da operação. Este fluido consiste em uma fase dispersante e em uma fase dispersa (aditivos químicos). Classificados de acordo com a fase dispersante podendo ser base água, óleo ou gás. O fluido tem uma função indispensável na perfuração e o seu desempenho está diretamente ligado as suas propriedades. Os processos de aditivação são empregados na composição do fluido para fornecer estas propriedades, que são essenciais, e proporcionar, ao mesmo, condições de garantir uma perfuração segura e de qualidade (MELO, 2008).

A água produzida é rica em salinidade e contém partículas de óleo, também podendo conter compostos químicos, essas características fazem com que o gerenciamento da AP requeira cuidados específicos, não apenas relacionados com aspectos técnicos e operacionais, mas, também, os ambientais, principalmente durante o descarte. Como consequência, o gerenciamento da AP resulta em custos consideravelmente elevados e que representam um percentual significativo dos custos de produção

A corrosão é um efeito natural e vem sendo um desafio para a ciência, ela ocorre nos mais diversos materiais, a falta de tratamento e manutenção pode acelerar seu efeito, assim como a utilização de material inadequado para sua função. Portanto, se faz necessário um estudo de material e ambiente para a elaboração de um projeto.

Na indústria de petróleo, em suas atividades de extração, transporte, processamento, distribuição e armazenamento de produtos, observam-se frequentes e graves problemas ocasionados pela ação corrosiva em componentes metálicos (MACHADO *et al*, 2005 e CORRÊA, 2003). Tomando conhecimento disso se tem ideia do quão é importante a avaliação e estudo da corrosão nessa indústria, seja das tubulações e ferramentas, como dos fluidos utilizados para a perfuração.

Este trabalho teve como objetivo avaliar a possibilidade reutilização da água produzida na confecção de fluido de perfuração de base aquosa e sua influência na taxa de corrosão aos aços ARBL (Alta Resistência Baixa Liga) o aço ARAL (Alta Resistência Alta liga) e o aço AISI 1020.

2 OBJETIVOS

Nessa seção serão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos do trabalho.

2.2 OBJETIVO GERAL

Medir a Taxa de Corrosão Média dos aços ARBL (aço resistente de baixa liga), aço ARAL (alta resistência de alta liga) e do aço SAE 1020, quando imersos em fluidos de perfuração confeccionados a partir da reutilização da água produzida.

2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Reproduzir a água produzida e a utilizar para a confecção de fluidos de perfuração aquosos.
- Medir os parâmetros reológicos dos fluidos de perfuração confeccionados.
- Fazer a análise da perda de massa dos corpos de prova em imersão nos fluidos.
- Medir e classificar a taxa de corrosividade dos aços.

3 REVISAO DE LITERATURA

3.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração são vistos de diferentes maneiras por diferentes autores. O instituto Americano de Petróleo (API) considera fluido de perfuração qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável. Contudo, autores como Thomas *et al* (2001) classifica os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (Machado, 2002).

Diversos fatores afetam os fluidos de perfuração durante uma operação como por exemplo as variações de profundidade, interação com a formação rochosa do poço, variações de pressão e temperatura são citadas como alguns desses fatores. Portanto, um fluido de perfuração além de ter de realizar suas funções primordiais, que são a suspensão, o controle de pressão, a estabilização das formações, apresentar poder de flutuação e de resfriamento da broca (Duarte, 2004) também devem apresentar características adequadas para que possam ser utilizados nas diversas formações. Sendo assim, um fluido de perfuração deve ser estável quimicamente, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, ser inerte (não reagir) com as rochas produtoras, ser capaz de aceitar tratamento físico e/ou químico, ser passível de bombeamento, e ainda deve apresentar baixo grau de corrosão e abrasão em relação à coluna de perfuração e a outros equipamentos da coluna de perfuração, além de não ser agressivo ao meio ambiente (Thomas *et al.*, 2001). Além das funções cruciais de um fluido de perfuração, eles apresentam funções e características secundárias, tais como: resfriar e limpar pequenas impurezas, apresentar baixo custo de operação, facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço, dentre outras.

Os fluidos de perfuração são comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua. Esses componentes podem ser: água, óleo ou gás. Quando o componente principal da fase contínua é água, é dito que ele é à base de água, e quando é óleo, o fluido é à base de óleo.

Os fluidos à base de gás incluem aqueles em que o gás é a fase contínua (gás seco), e aqueles onde o gás é a fase descontínua, como em espumas e espumas compactas. A presença de ambos os líquidos (óleo e água) juntos resulta em uma emulsão, formada através de agitação e da presença de um emulsificante adequado. A natureza química do agente emulsificante determina se o óleo está emulsionado na água (emulsão direta) ou se a água está emulsionada no óleo (emulsão inversa), (DEHGHANPOUR; KURU, 2011; MEDEIROS *et al.*, 2008).

3.1.1 Fluidos a base de água

A definição e classificação de um fluido base água considera, principalmente, a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Consequentemente, a composição é o fator principal no controle das propriedades desses fluidos (Machado, 2002).

Os fluidos base água tem uma vasta possibilidade de aplicações, sua usabilidade vai depender do aditivo presente e se a água é doce ou salgada, entre muitas possibilidades de aplicações, ele pode ser usado para perfuração de rochas com elevado teor de sal, perfuração de rochas sedimentares argilosas, perfuração de formações salinas e anidritas, perfuração de folhelhos em maiores temperaturas de operação, perfuração rápida em formações rochosas estáveis e pouco duras, usado para início de poço (incorpora sólidos em formação), (GRAY & DARLEY, 1981.).

Segundo Thomas (2001), a principal função da água neste tipo de fluido é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros. A água utilizada para aplicação industrial em fluidos de perfuração pode ser doce, dura ou salgada. A água doce não precisa de pré-tratamento químico, pois praticamente não afeta o desempenho dos aditivos empregados no preparo do fluido. Já a água dura tem como característica principal a presença de sais de cálcio e de magnésio dissolvidos, em concentração suficiente para alterar o desempenho dos aditivos químicos. É considerada água salgada aquela que apresenta salinidade superior a 1000 ppm de NaCl equivalente e pode ser natural, como a água do mar, ou pode ser salgada com a adição de sais como os cloretos de sódio, de cálcio e de potássio (CAENN; CHILLINGAR, 1996; MEDEIROS *et al.*, 2008).

Os aditivos mais comuns utilizados nos fluidos de perfuração correspondem aos polímeros, surfactantes, sais e bentonitas. Além destes, ainda podem ser usados aditivos como a baritina, os fosfatos, os taninos, os carbonatos, os paraformaldeídos e outros. Os sais atuam como inibidores das formações ativas, eles atuam de maneira a reduzir o escoamento hidráulico para a formação, devido principalmente a viscosidade dos seus filtrados e por estimular o escoamento de água da formação argilosa para o fluido de perfuração. Este escoamento inverso reduz a hidratação da formação e as pressões de poros da formação ao redor do poço, o que gera um aumento da tensão efetiva (PUC-RJ). Os sais mais comuns utilizados em fluidos de perfuração a base de água são os sais de cloretos: cloreto de sódio (NaCl); cloreto de potássio (KCl) e cloreto de cálcio (CaCl₂) (Guimaraes e Rossi, 2007).

3.1.2 Propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração.

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades químicas são mais genéricas e podem ser medidas em qualquer tipo de fluido. Já as propriedades físicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos. As propriedades químicas determinadas com maior frequência nos laboratórios das sondas são o pH, teor de cloreto e a alcalinidade. Outras propriedades químicas que podem ser avaliadas são o excesso de cal, o teor de cálcio e de magnésio e a concentração de potássio. As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis e o teor de sólidos. Outras propriedades físicas de menor uso são a resistividade elétrica, o índice de lubricidade e a estabilidade elétrica. (TAYLOR; NASR-EL-DIN, 1998; FERRAZ, 1977).

3.1.3. Parâmetros reológicos

A reologia é o estudo da deformação e do escoamento da matéria, sendo que a deformação se aplica no caso da matéria sólida e o escoamento quando a matéria é líquida. No caso mais simples, a propriedade reológica de interesse para sólidos é a sua elasticidade, e nos líquidos é a viscosidade, que pode ser interpretada como a resistência que um fluido oferece para escoar ou também como a medida da fricção interna de um fluído (PASQUEL, 1999).

As propriedades reológicas de um fluido de perfuração são aquelas propriedades que descrevem as características de fluxo de um fluido sob várias circunstâncias de deformação. Em um sistema de circulação de fluido, o fluxo ocorre em uma variedade de taxas nas canalizações de tamanhos e de formas diferentes. No interesse de saber ou prever os efeitos deste fluxo é preciso saber o comportamento reológico do fluido nos vários pontos do interesse no sistema de circulação (Annis e Smith, 1996).

O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto considera-se que o fluido é definido como um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de cargas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (Machado, 2002b).

Os fluidos de perfuração são geralmente compostos de uma fase fluida contínua em que sólidos estão dispersos. A viscosidade plástica é a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica. Esta fricção pode ser causada por: concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e viscosidade da fase fluida. Para aplicação de campo, a viscosidade plástica é considerada como um guia de controle de sólidos, se a viscosidade plástica aumenta, o volume percentual de sólidos aumenta, ou se o volume percentual permanece constante, o tamanho das partículas sólidas diminui. Diminuindo o tamanho das partículas aumenta a área superficial das partículas que aumenta a fricção das mesmas dentro do fluido. Esta propriedade pode ser aumentada pelo aumento da concentração dos sólidos ou pela diminuição da área superficial. E pode ser diminuída pela redução da concentração dos sólidos, pela diluição ou pela separação mecânica (Amoco, 2018).

A viscosidade aparente é medida através do cisalhamento constante e em um único ponto, expressa em unidades de Poise (Pa.s) ou centipoise (mPa.s). Utilizada na leitura de fluidos pseudo-plásticos. O limite de escoamento representa o esforço requerido para iniciar um fluido em movimento. É um indicador das forças de atração entre as partículas quando o fluido de perfuração está em movimento. Ele pode ser diminuído com afinantes ou, reduzindo o teor de sólidos. A adição de sólidos, a quebra de sólidos em pedaços menores, a introdução de contaminantes, inadequado tratamento químico e a instabilidade à temperatura pode aumentar o limite de escoamento (Thomas et al., 2001).

É importante controlar as propriedades reológicas do fluido visando aperfeiçoar a operação de perfuração, através da maximização da limpeza do poço, minimização da pressão de bombas, evitando o influxo da formação e prevenindo perda de circulação para a formação perfurada. Nos líquidos, a transferência de quantidade de movimento devido

à atividade molecular é pequena em comparação com a força de coesão entre as moléculas, e, por isso, a tensão de cisalhamento e a viscosidade dependem principalmente da ordem de grandeza destas forças de coesão que tendem a manter as moléculas adjacentes em uma posição fixa e a resistir ao movimento (HAMED; MANSOUR, 2009).

3.1.4. Parâmetros de Filtração

O controle do filtrado é um importante parâmetro tanto para a produção do poço tanto quanto para o desempenho do mesmo. Durante o processo de perfuração de um poço, a fase líquida de um fluido de perfuração é forçada contra a formação rochosa permeável através de um diferencial de pressão. Ocorrido esse processo, as partículas sólidas dos fluidos são “filtradas”, ou seja, ficam retidas na formação, enquanto ocorre o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação, formando, assim, um reboco, *filter cake* ou *mud cake* (Catarina 2007 *apud* Moraes, 2009).

É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha. O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração (DEHGHANPOUR; KURU, 2011; MEDEIROS et al., 2008).

3.2 CORROSÃO

Ao se considerar o emprego de materiais na construção de equipamentos ou instalações é necessário que estes resistam à ação de diferentes meios corrosivos, além de apresentar propriedades mecânicas suficientemente boas e características de fabricação adequadas.

A corrosão pode incidir sobre diversos tipos de materiais, sejam metálicos como os aços e ligas de cobre, ou não metálicos, como plásticos, cerâmicas ou concreto. A ênfase aqui descrita será sobre a corrosão dos materiais metálicos, denominada corrosão metálica. Dependendo do tipo de ação do meio corrosivo sobre o material, os processos corrosivos podem ser classificados em dois grandes grupos, abrangendo todos os casos

de deterioração por corrosão, Corrosão Eletroquímica e Corrosão Química (POURBAIX, 1988).

Nos processos de corrosão, os metais reagem com substâncias não metálicas presentes no meio, como por exemplo Oxigênio (O_2), Ácido sulfúrico (H_2S), Enxofre (S), Dióxido de carbono (CO_2) entre outros, produzindo compostos semelhantes aos encontrados na natureza, dos quais foram extraídos. Dessa forma pode-se interpretar que a corrosão corresponde ao inverso do processo metalúrgico

3.2.1. Meios corrosivos.

Os meios nos quais estão imersos os diversos materiais que podem sofrer corrosão eletroquímica são caracteristicamente identificados pelo eletrólito. O eletrólito é uma solução eletricamente condutora constituída, em primeira análise, de água contendo sais, ácidos ou bases (ABRACO, 2017).

-*Atmosfera*: o ar contém umidade, sais em suspensão, gases industriais, poeira, etc. O eletrólito constitui-se da água que condensa na superfície metálica, na presença de sais ou gases presentes no ambiente. Outros constituintes como poeira e poluentes diversos podem acelerar o processo corrosivo.

-*Solos*: Os solos contêm umidade, sais minerais e bactérias. Alguns solos apresentam também, características ácidas ou básicas. O eletrólito constitui-se principalmente da água com sais dissolvidos.

-*Águas naturais (rios, lagos e do subsolo)*: Podem conter sais minerais, eventualmente ácidos ou bases, resíduos industriais, bactérias, poluentes diversos e gases dissolvidos. O eletrólito constitui-se principalmente da água com sais dissolvidos. Os outros constituintes podem acelerar o processo corrosivo.

-*Água do mar*: estas águas contêm umas quantidades apreciáveis de sais, que acabam acelerando o processo corrosivo em virtude da presença acentuada de sais, é um eletrólito por excelência.

-*Produtos químicos*: os produtos químicos, desde que em contato com água ou com umidade e formem um eletrólito, podem provocar corrosão eletroquímica.

3.2.2. Formas de corrosão.

As formas segundo as quais a corrosão pode manifestar-se são definidas principalmente pela aparência da superfície corroída, sendo as principais:

-*Corrosão uniforme*: quando a corrosão se processa de modo aproximadamente uniforme em toda a superfície atacada. Esta forma é comum em metais que não formam películas protetoras, como resultado do ataque;

-*Corrosão por placas*: quando os produtos de corrosão se formam em placas que se desprendem progressivamente. É comum em metais que formam película inicialmente protetora, mas que, ao se tornarem espessas, fraturam e perdem aderência, expondo o metal a novo ataque; *corrosão alveolar*: quando o desgaste provocado pela corrosão se dá sob forma localizada, com o aspecto de crateras. É frequente em metais formadores de películas semi protetoras ou quando se tem corrosão sob depósito, como no caso da corrosão por aeração diferencial;

-*Corrosão por pite*: quando o desgaste se dá de forma muito localizada e de alta intensidade, geralmente com profundidade maior que o diâmetro e bordos angulosos. A corrosão por pite é frequente em metais formadores de películas protetoras, em geral passivas, que, sob a ação de certos agentes agressivos, são destruídas em pontos localizados, os quais tornam-se ativos, possibilitando corrosão muito intensa. Exemplo comum é representado pelos aços inoxidáveis austeníticos em meios que contêm cloretos (ABRACO, 2017).

-*Corrosão intergranular ou intercristalina*: quando o ataque se manifesta no contorno dos grãos, como no caso dos aços inoxidáveis austeníticos sensibilizados, expostos a meios corrosivos;

-*Corrosão transgranular ou transcristalina*: quando o fenômeno se manifesta sob a forma de trincas que se propagam pelo interior dos grãos do material, como no caso da corrosão sob tensão de aços inoxidáveis austeníticos.

3.2.3. Corrosão na indústria petrolífera

Os equipamentos em todas as etapas da produção do óleo e gás na indústria de petróleo (extração e operações de refino) e, no seu transporte e estocagem, sofrem ataques constantes da corrosão. A indústria de petróleo contém uma grande variedade de ambientes corrosivos e, alguns destes são exclusivos para essa indústria. Ela se faz presente na indústria ocasionando danos à superfície metálica dos tanques, tubulação,

linhas de dutos e outros equipamentos, geralmente envolve perda de material numa determinada localização da superfície exposta, podendo ocorrer de várias formas, que vai desde um ataque generalizado sobre uma determinada superfície a um ataque profundo e localizado (GENTIL, 2011; ROBERGE, 1999).

A água está presente em óleos brutos, e sua remoção completa é muito difícil assim ela acaba atuando como um eletrólito causando a corrosão, além disso tende a hidrolisar outros compostos, particularmente cloretos, causando o aumento da acidez. O dióxido de carbono e o gás sulfídrico, em combinação com a água, são os maiores responsáveis por problemas decorrentes da corrosão em tanques e dutos de petróleo bruto, embora apresentem taxas de corrosão distintas, os ácidos naftênicos são substâncias bastante corrosivas, sendo responsáveis por parte da corrosão de dutos e de estruturas de aço de refinarias (THOMAS, 2004).

Em tanques de armazenamento de óleo bruto dispostos em navios petroleiros é muito comum a ocorrência de processo corrosivo, que resulta em acidentes. Soares *et al.* (2008) relataram que nos tanques de carga, a região superior foi bastante atingida pelo processo corrosivo, pois gases são evaporados a partir do produto armazenado, tais como compostos de enxofre, que se dissolveram na água gerando um meio ácido diluído, que tem um efeito muito corrosivo.

3.2.4 Análise da Gravimétrica

A análise gravimétrica, quando tem seus métodos são seguidos cuidadosamente, fornece análises excessivamente precisas, por exemplo, a análise gravimétrica foi usada para determinar as massas atômicas de muitos elementos com seis casas decimais de precisão. Na análise gravimétrica existe pouco espaço para o erro instrumental e não requer uma série de padrões para o cálculo de uma variável desconhecida. Também, os métodos não exigem equipamentos de alto custo. Devido a seu alto grau de precisão, quando realizada corretamente, podendo ser usada para calibrar outros instrumentos em substituição de padrões de referências (OHLWEILER, 1982).

A taxa de corrosão constitui um parâmetro de grande importância para o acompanhamento do processo corrosivo em qualquer sistema, seja este livre ou com presença de micro-organismos (TORRES, 2005). Esse parâmetro fornece informações a

respeito da intensidade e severidade do contínuo processo de deterioração ao qual um determinado sistema esteja submetido. A taxa de corrosão é obtida a partir de diferentes técnicas, como exemplo pode ser citada a determinação gravimétrica utilizando-se dados de perda de massa (GENTIL, 2011).

O princípio deste método baseia-se na obtenção de dados de perda de massa de corpos-de-prova metálicos, representativos do material utilizado que se deseja avaliar. Esses corpos-de-prova metálicos devem possuir geometria padronizada e serem expostos em sistemas ou em locais representativos dos processos de corrosão em estudo (GENTIL, 2011). O valor da taxa de corrosão para corpos-de-prova metálicos, em mm/ano pode ser calculado através da Equação 1(GENTIL, 2011):

$$Tx = \frac{3,65 \times 10^5 \cdot \Delta m}{A \cdot t \cdot \rho} \quad (1)$$

Tx - taxa de corrosão média (mm/ano);

Δm - variação ou perda de massa (g);

A - área total da superfície exposta ao ataque corrosivo (mm²);

t - tempo de exposição (dias);

ρ - massa específica (g/cm³). Para o aço carbono adota-se $\rho = 7,86$.

Onde, a Norma NACE-RP-07-75 classifica a corrosividade dos meios em função da taxa de corrosão, conforme a Tabela 1, Classificação da corrosividade em função da taxa de corrosão.

Tabela 1: Classificação da corrosividade em função da taxa de corrosão

<i>Taxa de Corrosão uniforme (mm/ano)</i>	<i>Corrosividade</i>
<i><0,025</i>	<i>Baixa</i>
<i>0,025 a 0,12</i>	<i>Moderada</i>
<i>0,13 a 0,25</i>	<i>Alta</i>
<i>>0,25</i>	<i>Severa</i>

Fonte: Norma NACE-RP-07-75 (2018).

3.2.5 Água produzida

A água produzida (AP) é a água aprisionada nas formações subterrâneas que é trazida à superfície juntamente com petróleo e gás durante as atividades de produção desses fluidos. Entre os aspectos da AP que merecem atenção estão os seus elevados volumes e a complexidade da sua composição. Esses aspectos fazem com que o gerenciamento da AP requeira cuidados específicos, não apenas relacionados com aspectos técnicos e operacionais, mas, também, os ambientais. Como consequência, o gerenciamento da AP resulta em custos consideravelmente elevados e que representam um percentual significativo dos custos de produção (AMINI et al., 2012).

A AP representa a corrente de efluentes líquidos de maior volume das atividades de produção de petróleo (AMINI et al., 2012). Estima-se um volume de AP produzido no mundo, em 2011, em 260 milhões de barris por dia, considerando-se a citada produção mundial de 2011 — 83,58 milhões de barris por dia, conforme BP (2012), e a relação entre os volumes de AP e petróleo de 3,12 citada por Dal Ferro e Smith (2007). No Brasil, a produção aproximada de AP é de 3,8 milhões de barris por dia (NUNES, 2010).

Essa água associada à extração de petróleo pode ser originária de acumulações de água, chamadas aquíferos, que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos ou pode estar relacionada à água injetada em projetos que visam aumentar a recuperação de óleo, denominados de recuperação secundária (THOMAS, 2001). A água produzida, geralmente apresenta alta salinidade, partículas de óleo em suspensão, produtos químicos adicionados nos diversos processos de produção, metais pesados, sólidos em suspensão, micro-organismos e por vezes alguma radioatividade. Os fatores citados agravam-se com o expressivo volume envolvido, o que torna esse efluente, um poluente de difícil descarte, a água produzida apresenta uma grande quantidade de sais: carbonatos, sulfatos e cloretos de sódio, potássio e magnésio. O teor de sais expresso em concentrações (g/L) de NaCl pode chegar a valores superiores a 300 g/L, enquanto que a água do mar geralmente tem salinidade entre 30g/L a 40g/L (THOMAS, 2004).

3.3 TIPOS DE AÇOS

Aço é uma liga metálica formada essencialmente por ferro e carbono, com porcentagens deste último variando entre 0,008 e 2,11%. Distingue-se do ferro fundido,

que também é uma liga de ferro e carbono, mas com teor de carbono entre 2,11% e 6,67% (CHIAVERINE, 1982).

O aço é o material de uso geral para os equipamentos de processo, isto é, um material que ao contrário dos outros materiais, não tem casos específicos de uso, sendo empregados em todos os casos, exceto quando tem uma circunstância que proíba ou não recomende seu emprego (TELLES, 2003).

3.3.1 Aço resistente de Baixa liga (ARBL)

São aços cujas normas AISI-SAE não classifica como aços ligados (tais como, 4340, 8620, 4320), apesar de conterem elementos de liga adicionados para fins de obtenção de resistência mecânica e a corrosão atmosférica superiores aos aços de baixo carbono.

Os aços ARBL apresentam resistência entre 300 e 700 Mpa, tendo sido desenvolvidos para elevar a relação entre resistência e peso, visando aplicação em estruturas moveis. A soma de elementos de liga geralmente não ultrapassa a 2%, e o teor de carbono situa-se abaixo de 0.3% (HONEYCOMBE, 1985).

3.3.2 Aços resistentes de Alta liga (ARAL)

A quantidade dos elementos de liga nesses aços é maior do que 10%. Tem uma resistência ao escoamento entre 220 e 550 Mpa, e a tração entre 515 e 1000 Mpa. São aços que podem ser aplicados em diversas finalidade, como elevada resistência a oxidação (aços inoxidáveis %Cr >12%); elevada resistência mecânica e ao desgaste (aços D6: 2%C; 0,3%Mn; 0,85%Si; 12%Cr; 0,75%W) sendo aplicáveis em matrizes para forjamento e estampagem; capacidade de corte, como nos aços rápidos, utilizados como ferramentas de corte por manterem dureza a quente (aços M1: 0.85%C; 0,3%Mn; 0,3%Si; 0,4%Cr; 1,5%W; 1V 8,5MO); capacidade de endurecer sob impacto (aços Hadfield: 1C; 12,7Mn; 0.5Si) utilizados para moinhos e martelos para britagem de rochas. Estes aços são austeníticos e se transformam em martensíticos sob impacto com as rochas durante o serviço (HONEYCOMBE, 1985).

3.3.3 Aço AISI 1020

Os Aços 1020 são aços carbonos de ligas metálicas constituídas basicamente de ferro, carbono, silício e manganês, apresentando também outros elementos inerentes ao processo de fabricação, em percentuais controlados. O aço carbono SAE 1020 é um dos aços mais utilizados, devido a sua baixa temperabilidade, excelente forjabilidade e soldabilidade e baixo valor de mercado, porém sua usinagem é relativamente pobre. Este tipo de aço pode ser aplicado de diversas formas com cementação com excelente relação custo benefício comparado com aços utilizados para o mesmo propósito. Sua microestrutura no seu estado normalizado é perlita fina e ferrita (AÇOESPORTE, 2018).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 MATERIAIS

Tabela 2: Materiais para confecção da água produzida.

Água produzida sintética	Quantidade
Água destilada	1L
NaCl/ Salinidade	1%, 3% e 5%
TOG	100mg/L, 200mg/L, 300mg/L

Tabela 3: Materiais para a confecção dos fluidos de perfuração.

Fluido de perfuração.	Quantidade
Água produzida	350,5 ml
Goma Xantana	1,5lb/bbl
CMC	3lb/bbl
Cloreto de sódio (NaCl)	20lb/bbl
Carbonato de Cálcio (CaCO ₃)	20lb/bbl

4.2 MÉTODOS

4.2.1 Confecção dos fluidos

Os fluidos foram confeccionados conforme planejamento fatorial 3² usando três quantidades distintas de sal (10.000 mg L⁻¹, 30.000 mg L⁻¹, 50.000 mg L⁻¹) e Óleo. A mistura dos fluidos foi realizada em um Becker onde foi adicionado um litro de água com os respectivos valores de óleo e o sal correspondente para cada tratamento para a

confeção da água produzida, após a mistura o Becker foi colocado em agitador magnético por trinta minutos. Dessa mistura foram retirados o equivalente a um barril (1 bbl), e foram transferidos para o agitador em seguida foram adicionados lentamente os aditivos Goma Xantana, CMC, Cloreto de sódio NaCl e Carbonato de Cálcio nesta ordem descrita.

4.2.2 Preparação do corpo de prova

Os ensaios foram conduzidos com corpos de prova de aço ARAL (Aço resistente de alta liga) ARBL (Aço Resistente de baixa liga) e o Aço 1020, segundo designação AISI-SAE. Para o ensaio os corpos de prova foram oriundos de tarugos e usinados nas dimensões especificadas a seguir, cada tipo de aço tem uma área distinta para melhor diferenciação dos mesmos durante o processo. Foram usinados vinte e sete corpos de prova nove de cada tipo de aço já descritos, seguindo o planejamento fatorial 3³.

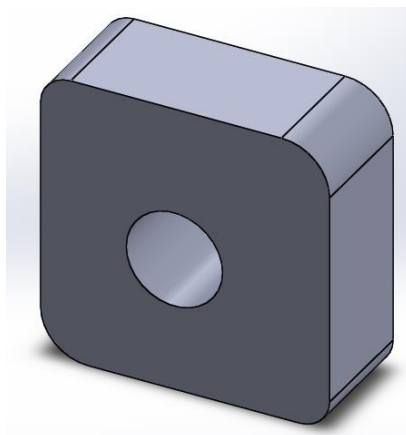
A Tabela 4 apresenta as dimensões de cada corpo de prova, e sua área final.

Tabela 4: Dimensões dos corpos de prova

AMOSTRAS	ARAL	ARBL	AÇO 1020
DIMENSÕES	20mmX20mmX8mm	30mmX30mmX10mm	24mmX24mmX10mm
ORIFÍCIO CENTRAL	8mm	8mm	8mm
BORDAS ARREDONDADAS	AS QUATRO 2,5mm	AS QUATRO 3mm	DOIS RAIOS 2,5mm DOIS RAIOS 4mm
ÁREA	1580,68 mm ²	2943.86 mm ²	2187.90 mm ²

Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 1: Modelo dos corpos de prova



4.2.3 Limpeza dos corpos de prova

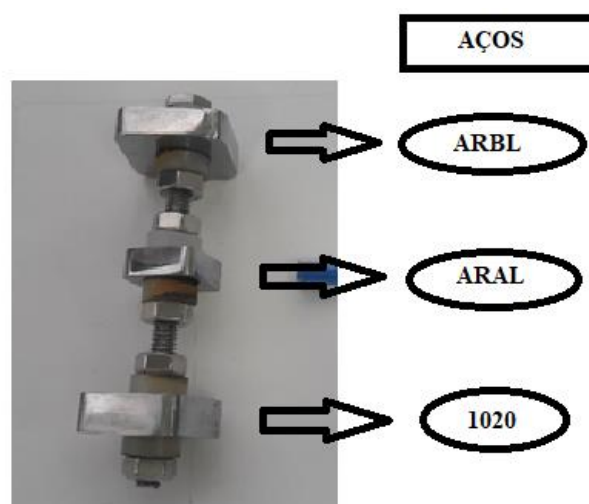
Os corpos de prova foram submetidos à limpeza mecânica conforme a norma NBR10611 de 11/2011, onde as lixas foram anexadas em uma Politriz, a qual tem duas opções de velocidade de rotação, os corpos de prova estavam submetidos à refrigeração com água, após esse processo a camada oxidada foi retirada deixando os aços com aspecto polido.

Entre as trocas das lixas, o material metálico foi limpo com álcool etílico e álcool isopropílico e seco através de um jato quente, depois do procedimento de limpeza mecânica as peças de aço foram pesadas em uma balança analítica de precisão de 0,0001g.

4.2.4 Ensaios de Imersão continua

Para o ensaio de imersão com o intuito da análise gravimétrica foram confeccionados os nove fluidos que já tiveram suas propriedades analisadas, após isso os corpos de prova já preparados foram fixados em uma espécie de carretel da Figura 2, dessa forma os três corpos de prova um de cada tipo de aço, na seguinte ordem de cima para baixo ARBL, ARAL e o 1020 ficaram submersos juntos no mesmo fluido durante trinta dias. Os corpos de prova foram pesados antes da imersão e após para que se pudesse medir a perda de massa que ocorreu durante os trinta dias em que os corpos ficaram imersos.

Figura 2: Exemplo do Carretel utilizado.



4.2.5 Retirada dos corpos de prova

Após um tempo de imersão de trinta dias, ocorreu a retirada dos corpos de prova foi a limpeza com uma escova de cerdas macias com o auxílio de uma pasta de limpeza, logo após foi feita uma limpeza química os corpos foram mergulhados um de cada vez em um Becker com uma solução acida que cobria todo o corpo de prova, o mesmo foi deixado na solução por vinte cinco segundos em seguida foi mergulhado em água destilada por mais vinte cinco segundos, depois da limpeza química foi passado novamente uma escova com cerdas macias com o auxílio da pasta de limpeza, por fim os corpos foram lavados com uma solução de acetona secados no jato quente embalados no algodão e armazenados no dessecador para resfriarem, quando resfriados foram pesados e anotados os valores de massa de cada um. Os dados foram colocados em uma planilha no Excel que consta em mais detalhes no **(APÊNDICE C)**, através desses dados com o auxílio da (Equação 1) e da (Tabela 1) se obtém a taxa de corrosão uniforme de cada corpo de prova seguindo a Norma NACE-RP-07-75 que classifica a corrosividade como Baixa, Moderada, Alta e Severa como esta detalhado para cada fluido com sua respectiva salinidade na (Tabela 5).

4.3 CARACTERÍSTICAS AVALIADAS

4.3.1. Determinação dos parâmetros reológicos

Foi colocado no viscosímetro a quantidade de fluido que estava no agitador 350.5 ml, foram efetuadas leituras a 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm, conforme a metodologia de preparação das dispersões e agitação. Com base nos valores determinados, as viscosidades, plásticas e aparente, o limite de escoamento, o índice de comportamento de fluxo e índice de consistência foram calculados.

4.3.2. Determinação dos parâmetros de salinidade

Utilizando o filtrado coletado no teste de filtrado API, foi verificado o teor de cloretos com o uso de indicadores através de titulação, sendo usados como indicadores a fenolftaleína e o cromato de potássio.

4.3.3. Perda de massa

Essa característica é avaliada por meio de ensaios de imersão, onde a taxa de perda de massa é medida. Os corpos de prova após passarem pelo processo de preparação foram pesados e em seguida imergidos nos Fluidos de Perfuração, esperado um tempo de trinta dias os corpos foram retirados dos fluidos e pesados novamente.

4.3.4 Analise estatística

As variáveis analisadas foram os parâmetros reológicos dos fluidos e a taxa de corrosão dos corpos quando imersos nos fluidos.

Níveis dos aços, ARBL (-1), ARAL (0), 1020 (1).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 PARÂMETROS REOLÓGICOS DOS FLUIDOS AQUOSOS

A Tabela 5 mostra os parâmetros reológicos dos fluidos aquosos de forma detalhada.

Tabela 5: Parâmetros reológicos dos fluidos aquosos

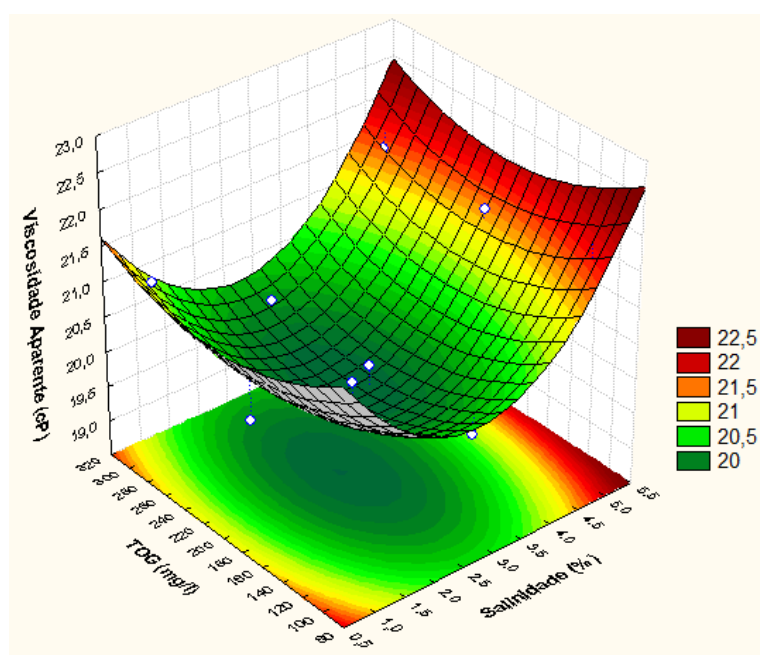
Fluido	Índice de fluxo (n)	Índice de consistência (K) (mPas ⁿ)	R ²	Viscosidade Aparente (cP)	Viscosidade Plástica (cP)	Limite de Escoamento (lbf/100ft ²)
F1	0,3192	5,3238	0,9961	21,5	10	23
F2	0,3252	4,5793	0,9880	20	10	20
F3	0,3308	4,5509	0,9894	21	12	18
F4	0,3357	4,3693	0,9954	20	10	20
F5	0,3240	4,9172	0,9925	20	11	18
F6	0,3427	4,1272	0,9930	20	11	18
F7	0,3486	3,6524	0,9223	21,5	15	13
F8	0,3380	4,5260	0,9926	21,5	12	19
F9	0,3401	4,5111	0,9925	21,5	11	21

Observando-se na Tabela 5 o coeficiente de regressão (R^2), percebe-se que houve um bom ajuste do modelo de potência aos dados reológicos de todos os fluidos. Além disso, o índice de comportamento (n) apresentou valores típicos de fluidos pseudoplásticos, variando de 0,31 a 0,34. Também nota-se observando a Tabela 5 que a utilização do efluente sintético nos fluidos não é responsável por governar a reologia dos fluidos de perfuração no poço, no entanto é indispensável que seu uso promova uma menor perda de carga no sistema e um menor torque na coluna.

Sendo portanto indispensável associar as propriedades reológicas com as de filtração dos fluidos.

A Figura 3 mostra a superfície de resposta relacionando a viscosidade aparente com o TOG e a Salinidade.

Figura 3: Curva de superfície Viscosidade aparente.



Através da superfície de resposta da Figura 3 percebe-se que a viscosidade é máxima quando a salinidade atinge o seu ponto máximo de 5%, tendo com essa característica, também observa-se que ouve pouca influência do TOG do fluido. O aumento da viscosidade aparente com a salinidade pode ser explicado devido provavelmente a maior interação da cadeia lateral da cadeia principal da Goma Xantana.

5. 2 VOLUME DE FILTRADO

A Tabela 6 mostra o volume de filtrado para cada fluido.

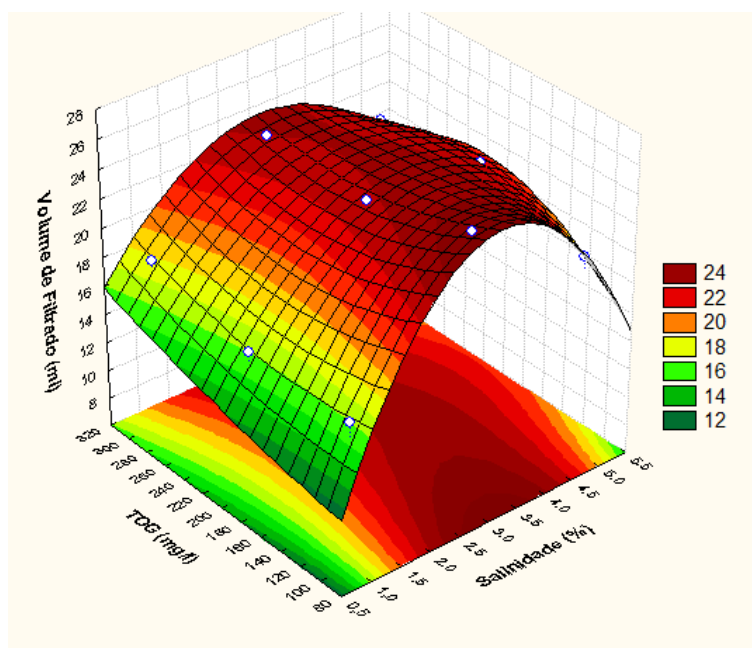
Tabela 6: Volume de filtrado

Fluido	Volume de Filtrado (ml)
F1	16
F2	16
F3	17,8
F4	25
F5	22,8
F6	23
F7	19,8
F8	22
F9	20,8

Através da Tabela 6 percebe-se que o volume de filtrado é menor nos fluidos F1, F2 e F3 com salinidade de 1%, pois com o aumento de sal o fluido tende a sofrer com a precipitação do Polímero, pois quando se tem uma quantidade em excesso de sal os aditivos CMC e o Carbonato de Cálcio (CaCO_3) acabam não agindo como controladores de filtrado.

A Figura 4 mostra a superfície de resposta relacionando a salinidade o volume de filtrado e o TOG.

Figura 4: Superfície de resposta- Volume de Filtrado.



Como os polieletrólitos apresentam uma conformação estrutural dependente do sal, logo o aumento de cargas catiônicas no meio é responsável por uma maior interação intermolecular, o que dificulta a absorção na superfície do obturante Carbonato de Cálcio (CaCO_3) promovendo um aumento na permeabilidade do reboco com consequente elevação do volume de filtrado.

5.3 PERDA DE MASSA

5.3.1 Retirada dos corpos de prova.

Esperado o tempo de trinta dias os corpos de prova foram retirados dos fluidos, primeiramente foi feita uma análise visual na qual foi observado que o aço ARBL foi o mais afetado visualmente pela ação corrosiva dos fluidos de salinidade 3%, não foi observada corrosão por pites, o mesmo ficava no topo do carretel (Figura 2), essa localização pode ter afetado o mesmo pela diferença de concentração de oxigênio fazendo com que tenha corroído mais que o 1020, aço mais suscetível a corrosão nesse caso, em seguida os corpos foram catalogados e fotografados as fotos se encontram no (APÊNDICE A) e (APÊNDICE B).

5.3.2 Preparação dos corpos após a retirada

Com os dados coletados observou-se que a salinidade influenciou diretamente na taxa corrosiva do aço ARBL, tendo ele atingido a Classificação de Corrosividade severa na salinidade de 5%. Pode-se observar que nas três salinidades testadas ocorreu uma Taxa de Corrosão Média igual a zero para alguns aços, o aço ARAL (Alta Resistência Alta Liga) é o mais resistente a corrosão dos três tipos analisados nesse estudo por ter uma alta adição de elementos de liga, isso junto com o óleo da água produzida reduz o efeito da salinidade no mesmo o tornando o mais resistente justificando sua ausência de perda de massa em alguns fluidos ao qual foi imerso, o ARBL também teve taxa de corrosão zero em alguns fluidos, o que pode ter ocorrido por não ter ficado totalmente submerso, pois os fluidos formaram uma considerável quantidade de espuma que demorou bastante tempo para se desfazer dando a impressão no momento da imersão que o carretel estaria totalmente submerso, contudo, posteriormente através dos resultados e da análise visual no momento de retirada dos corpos foi notado que alguns fluidos não estavam mais cobrindo totalmente os corpos e como o ARBL era o primeiro corpo que estava no Backer esse acabou sendo o mais afetado, o aço AIRI 1020 apesar de ser segundo a literatura muito susceptível a corrosão também teve taxa zero em alguns fluidos, isso provavelmente ocorreu por algum descuido no momento em que se passava um verniz no furo do corpo para anexá-lo no carretel, podendo ter envernizado algumas partes do corpo diminuindo a área exposta a corrosão, utilizada para evitar contato direto do corpo com a porca, que também pode ter tido influência na diminuição da área totalmente exposta ao fluido.

Tabela 7: Classificação da Corrosividade.

Salinidade	Fluído	Aço	TCM (mm/ano)	Classificação da corrosividade
1%	1	ARBL	0,0101	Baixa <0,025
		ARAL	0,0188	Baixa <0,025
		1020	0,0136	Baixa <0,025
	2	ARBL	0,0252	Moderada 0,025 a 0,12
		ARAL	0,0470	Moderada 0,025 a 0,12
		1020	0,0068	Baixa <0,025
	3	ARBL	0,0050	Baixa <0,025
		ARAL	0,0000	Baixa <0,025
		1020	0,0068	Baixa <0,025
3%	4	ARBL	0,0555	Moderada 0,025 a 0,12
		ARAL	0,0094	Baixa <0,025
		1020	0,0068	Baixa <0,025
	5	ARBL	0,0000	Baixa <0,025
		ARAL	0,0000	Baixa <0,025
		1020	0,1018	Moderada 0,025 a 0,12
	6	ARBL	0,0353	Baixa <0,025
		ARAL	0,0188	Baixa <0,025
		1020	0,0339	Baixa <0,025
5%	7	ARBL	0,0000	Baixa <0,025
		ARAL	0,0000	Baixa <0,025
		1020	0,0000	Baixa <0,025
	8	ARBL	1,0639	Severa >0,25
		ARAL	0,0188	Baixa <0,025
		1020	0,0204	Baixa <0,025
	9	ARBL	0,0050	Baixa <0,025
		ARAL	0,0094	Baixa <0,025
		1020	0,0136	Baixa <0,025

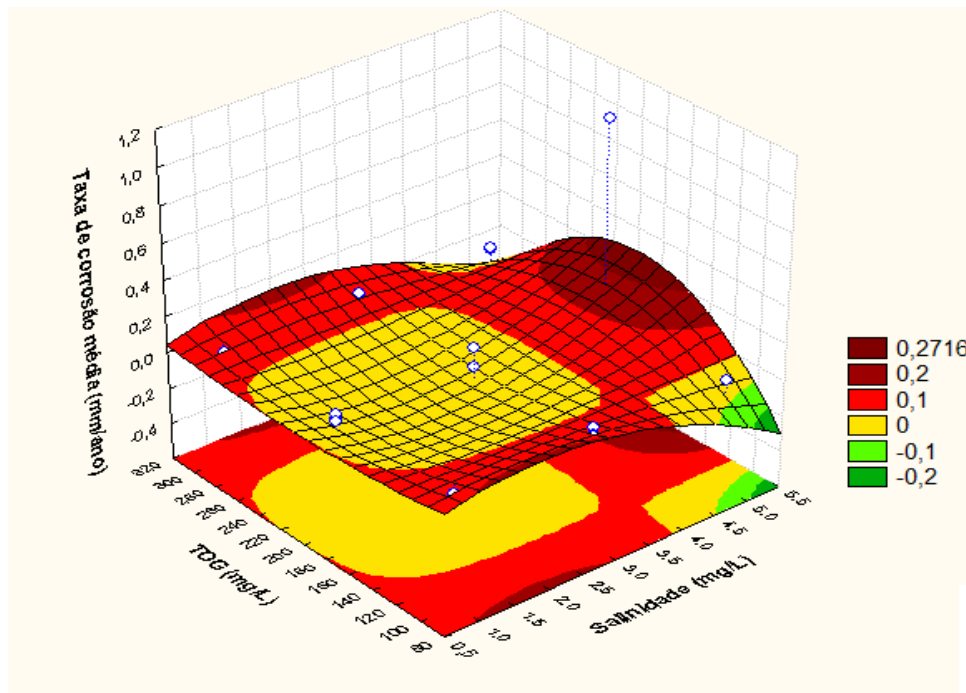
**A classificação foi realizada de acordo com a Norma NACE-RP-07-75*

4

.3.4 Influência da salinidade e do TOG sobre a taxa de corrosão.

A Figura 5 mostra a superfície de resposta relacionando o TOG, Taxa de Corrosão Media com a salinidade.

Figura 5: Superfície de resposta-Taxa de corrosão.

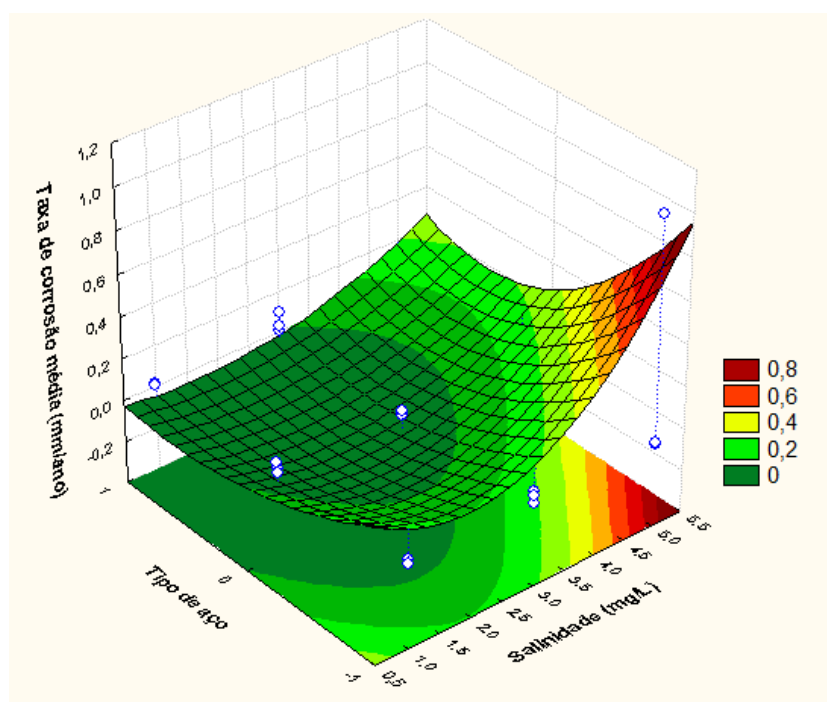


Através da superfície de resposta da Figura 5 pode-se observar que a taxa de corrosão é maior na salinidade de 5% e um TOG de 200 mg/L, uma maior salinidade aumenta as chances de corrosão dos aços pois torna o fluido um melhor eletrólito melhorando o fluxo de elétrons com isso acelerando o processo de corrosão dos metais, ou seja o aumento da salinidade afeta diretamente na corrosão dos corpos de prova, pois sua alta concentração acelera o processo de oxidação.

5.3.4 Influencia da salinidade na taxa de Corrosão media para os três tipos de aço.

A Figura 6 mostra a superfície de resposta, relacionando a Taxa de Corrosão, salinidade e os Tipos de Aços.

Figura 6: Superfície de resposta- Taxa de corrosão, Salinidade e Tipo de Aço.



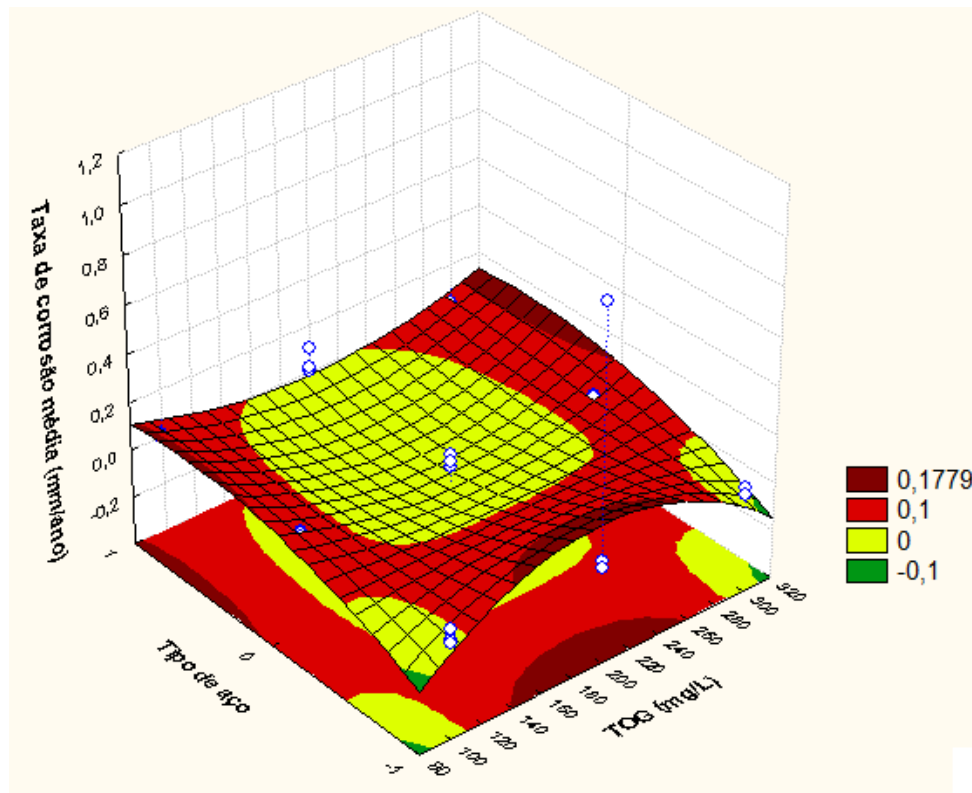
*Níveis do tipo de aço: ARBL (-1), ARAL (0), 1020 (1).

A superfície de resposta da Figura 6, mostra claramente o que já foi mostrado na Tabela 5, que houve uma maior taxa de corrosão no aço ARBL (Aço Resistente Baixa Liga), sobre a influência de uma salinidade de 5%, isso ocorreu possivelmente devido ao fator do aço estar no topo do carretel e consequentemente, mesmo com os Beckers onde os fluidos se encontravam estarem devidamente fechados com filme PVC, ocorrer um maior contato com o oxigênio, esse efeito também pode ser justificado pelo fato desse aço conter diferentes tipos de liga para sua função, provavelmente a amostra do aço utilizado tinha pouca adição de liga anticorrosiva. Já o ARAL (Aço Resistente Alta Liga) tem uma grande quantidade de elementos de liga justificando o fato de ter sido o que sofreu menos influência da fluido obtendo uma menor taxa de corrosividade entre os três aços estudados.

5.3.5 Influência do TOG na Taxa de Corrosão média para cada tipo de aço.

A Figura 7 relaciona o TOG, o tipo de aço e a taxa de corrosão.

Figura 7: Superfície de Resposta- Taxa de corrosão, TOG e Tipo de aço



*Níveis do tipo de aço: ARBL (-1), ARAL (0), 1020 (1).

Através da superfície de resposta representada na Figura 7, pode se observar que o aço que teve maior influência pelo TOG foi o 1020, obtendo uma diferença de 20% entre o maior menor ponto.

6. CONCLUSÕES

- A salinidade tem influência direta na Viscosidade e no Volume de filtrado do fluido, tendo nesse caso o valor do TOG pouca influência nesses parâmetros mencionados.
- A água produzida sintética se mostrou eficiente no estudo, tendo os corpos de prova imersos no fluido fabricado uma baixa taxa de corrosão.
- A salinidade dos fluidos teve influência direta no processo de corrosão dos corpos de prova, notando-se que houve uma maior perda de massa nos fluidos com a maior salinidade de 5%.
- O TOG teve uma baixa influência na taxa de corrosão dos fluidos e nos parâmetros reológicos.
- O aço ARAL se mostrou o mais eficiente contra os efeitos de corrosão obtendo uma menor Taxa de Corrosão Média.
- O aço ARBL analisado mostrou ter uma pequena quantidade de elementos de liga anticorrosivos como o cobre.
- O aço ARAL mostrou ter uma alta quantidade de elementos de liga anticorrosivos.
- Apesar do 1020 apresentar um processo de oxidação mais rápido no ambiente durante o processo de preparação dos corpos o aço ARBL foi o que teve uma maior taxa de perda de massa.

REFERÊNCIAS

ABRACO; **Corrosão uma visão geral**. Rio de janeiro, 13p, 2017

AÇOSPORTE: Aço SAE 1020. Disponível em: <<http://www.acosporte.com.br/aco-sae-1020>>. Acesso em: 26 fev. 2018.

AMINI, S.; MOWLA, D.; GOLKAR, M.; ESMAEILZADEH, F. (2012) Mathematical modelling of a hydrocyclone for the down-hole oil-water separation (DOWS). Chemical Engineering Research and Design, v. 90, p. 2186-2195.

AMOCO PRODUCTION COMPANY. Drilling Fluids Manual. Disponível em: <<https://pt.slideshare.net/VyanPersad/amoco-drilling-fluid-manual>> Acesso em: 04 de março de 2018.

ANNIS R. M.; SMITH V. M. Drilling Fluids Technology, Revised Edition Exxon Company U.S.A, 1996.

CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V. **Drilling fluids: State of the art**. Journal of Petroleum Science and Engineering, I4, v. 22, 230, 1996.

CARUSO, Apostila de Tecnologia Mecânica, pag. 6, São Paulo-SP, 2001.

CATARINA, A. Perfuração de poços. Material didático, Apresentação em slides (50), 2007.

CHIAVERINI, Vicente. **Aços e ferros fundidos**: Associação Brasileira de Metais; São Paulo- SP, 1982.

DEHGHANPOUR, H.; KURU, E. Effect of viscoelasticity on the filtration loss characteristics of aqueous polymer solutions. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 76, p. 12–20, 2011.

DUARTE, R.G - Avaliação da interação folhelho- fluido de perfuração para estudos de estabilidade de poços- Dissertação de mestrado – Departamento de Engenharia civil – Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro - 2014.

FERRAZ, A.I. **Manual de Engenharia dos Fluidos de Perfuração.** Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.

GENTIL, V. **Corrosão.** 6.ed. Rio de Janeiro: Livros técnicos e científicos, 2011.

GRAY, G.R. AND. DARLEY, H.C.H,(1981), Composition and properties of oil well drilling fluids. Gulf Publishing Co., Houston, Texas. Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.

GUIMARAES, I.B.;ROSSI,L.F.S – **Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta - 4º PDPETRO** – Campinas – SP, 2007.

HAMED, S. B.; MANSOUR, B. **Rheological properties of biopolymers drilling fluids.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 67, p. 84–90, 2009 HONEYCOMBE, Robert William Kerr; FORTES, Manuel Amaral; FERRO, A. Cabral. **Aços: microestruturas e propriedades.** 1985.

MACHADO, J. C. Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. **Reologia e Escoamento de Fluidos– Ênfase na indústria do petróleo.** Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002. pg 1-40.

MEDEIROS, R. C. A.; AMORIM, L. V.; SANTANA, L. N. L. Avaliação de aditivos lubrificantes em fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v.3.3, p. 56-64, 2008.

MORAIS, Antonelle José Pereira, Análise Comparativa das Propriedades dos Fluidos de Perfuração para Poços de Água e Petróleo. São Cristovão, 2009, 55 f. Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Sergipe, Sergipe, 2009.

NACE RP 07-75: **Preparation, installation, analyses, and interpretation of corrosion in oilfield operation**, 2013.

NUNES, G.C. (2010) Water treatment in brown fields. In: INTERNATIONAL SEMINAR ON OILFIELD WATER MANAGEMENT, 3., 2010, Rio de Janeiro. Apresentações... Rio de Janeiro: IBP. SPE, 2010.

OHLWEILER, O. A., Química analítica quantitativa, 3a ed., Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Rio de Janeiro, 1982, vol. 1 e vol. 2.

PASQUEL, A. **Gomas: utilização e aspectos reológicos**. Bol. SBCTA, v. 33(1), p. 86-97, 1999.

PETROBRAS. Manual de Fluidos de Perfuração. Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

polymers for improved oil recovery: A literature review. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 19, p. 265–280, 1998.

POURBAIX, M. Lições de Corrosão Eletroquímica, CEBELCOR-Centro Belga de Estudo da Corrosão, Bruxelas, Bélgica. **Brasileira de Corrosão—ABRACO**, v. 1, p. 338-342, 1988.

PUC-RJ, Caracterização de fluidos, CAP 4, Certificação digital N°. 9824852/CA. Disponível em: www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br. Acesso em: 15 de setembro de 2017.

TAYLOR, K. C.; NASR-EL-DIN, H. A. **Water-soluble hydrophobically associating** TELLES, Pedro Carlos da Silva. **Materiais para equipamentos de processo** 6ªed.-Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ªed. Rio de Janeiro: Interciência, 271p., 2001

TORRES, E. S. **Potencialidade de PIGs na Remoção de Biofilmes Formados em Dutos**. Tese de Doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

.

APÊNDICE A- CORPOS DE PROVA APÓS SEREM RETIRADOS DOS FLUIDOS.

Figura 1A: Fluido 1



Figura 2A: Fluido 2



Figura 3A: Fluido 3



Figura 4A: Fluido 4.



Figura 5A: Fluido 5



Figura 6A: Fluido 6



APÊNDICE B- CORPOS DE PROVA APÓS SEREM RETIRADOS DOS FLUIDOS II.

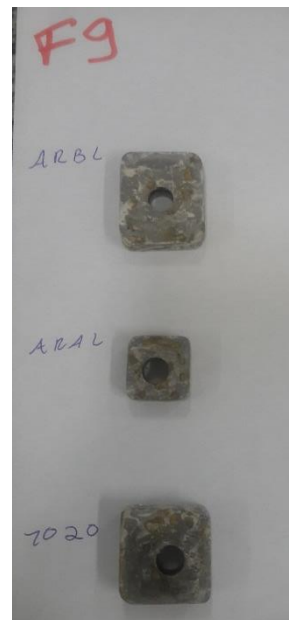
Figura 7A: Fluido 7.



Figura 8A: Fluido 8.



Figura 9A: Fluido 9



APÊNDICE C- TABELA COM DADOS COLETADOS DOS CORPOS DE PROVA.

Tabela 1A: Dados dos corpos de prova.

Salinidade	Fluído	Aço	MI (g)	MF (g)	PM (g)	TCM (mm/ano)
1%	1	ARBL	46,84	46,82	0,02	0,0101
		ARAL	16,66	16,64	0,02	0,0188
		1020	43,57	43,55	0,02	0,0136
	2	ARBL	45,45	45,40	0,05	0,0252
		ARAL	18,27	18,22	0,05	0,0470
		1020	44,19	44,18	0,01	0,0068
	3	ARBL	44,97	44,96	0,01	0,0050
		ARAL	17,18	17,18	0,00	0,0000
		1020	45,39	45,38	0,01	0,0068
3%	4	ARBL	49,68	49,57	0,11	0,0555
		ARAL	18,81	18,80	0,01	0,0094
		1020	46,81	46,80	0,01	0,0068
	5	ARBL	44,09	44,09	0,00	0,0000
		ARAL	16,53	16,53	0,00	0,0000
		1020	45,79	45,64	0,15	0,1018
	6	ARBL	48,38	48,31	0,07	0,0353
		ARAL	17,41	17,39	0,02	0,0188
		1020	45,97	45,92	0,05	0,0339
5%	7	ARBL	49,81	49,81	0,00	0,0000
		ARAL	17,87	17,87	0,00	0,0000
		1020	45,13	45,13	0,00	0,0000
	8	ARBL	51,85	49,74	2,11	1,0639
		ARAL	17,42	17,40	0,02	0,0188
		1020	45,33	45,30	0,03	0,0204
	9	ARBL	47,41	47,40	0,01	0,0050
		ARAL	18,56	18,55	0,01	0,0094
		1020	44,11	44,09	0,02	0,0136

Onde:

MI= Massa inicial.

MF= Massa Final.

PM= Peso Médio.

TCM=Taxa de Corrosão Media.