



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO – UFERSA
CAMPUS MOSSORÓ
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E NATURAIS - DCEN
CURSO BACHARELADO EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA

JUDDSON DINIZ MEDEIROS

INFLUÊNCIA DA ÁGUA PRODUZIDA NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS,
CORROSIVAS E DE FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS

MOSSORÓ – RN

2016

JUDDSON DINIZ MEDEIROS

INFLUÊNCIA DA ÁGUA PRODUZIDA NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS,
CORROSIVAS E DE FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS

Monografia apresentada a Universidade
Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA,
campus Mossoró para a obtenção do título de
bacharel em Ciência e Tecnologia.

Orientador (a): Prof^a. Dra. Keila Regina
Santana Fagundes – UFERSA

Coorientador (a): Prof Dr. Jardel Dantas Cunha

MOSSORÓ – RN

2016

© Todos os direitos estão reservados a 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 tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

D488i DINIZ MEDEIROS, JUDDSON.
INFLUÊNCIA DA ÁGUA PRODUZIDA NAS PROPRIEDADES
REOLÓGICAS, CORROSIVAS E DE FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO AQUOSOS / JUDDSON DINIZ MEDEIROS. - 2016.
38 f. : il.

Orientadora: KEILA REGINA SANTANA FAGUNDES.
Coorientador: JARDEL DANTAS DA CUNHA.
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Ciência e
Tecnologia, 2016.

1. ÁGUA PRODUZIDA. 2. CORROSÃO. 3. FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO. I. SANTANA FAGUNDES, KEILA REGINA,
orient. II. DANTAS DA CUNHA, JARDEL, co-orient.
III. Título.

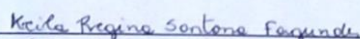
O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (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.

JUDDSON DINIZ MEDEIROS

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, campus Mossoró para a obtenção do título de bacharel em Ciência e Tecnologia.

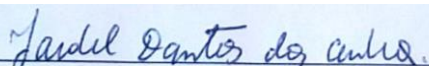
APROVADO EM: 30/05/2016

BANCA EXAMINADORA



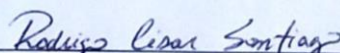
Prof. Dra. Keila Regina Santana Fagundes (UFERSA)

Presidente



Prof. Dr. Jardel Dantas Cunha (UFERSA)

Membro Examinador



Prof. Dr. Rodrigo César Santiago (UFERSA)

Membro Examinador

“Se o Senhor não constrói a casa, em vão
trabalham os construtores. Se o Senhor não
guarda a cidade, em vão vigiam as sentinelas”.

Salmo 127

**A João Medeiros da Silva e Maria Lourdes
Diniz da Silva**, meus pais, que sempre fizeram
de tudo para que eu chegasse até aqui

À Jéssyca Diniz Medeiros, minha irmã, que
sempre quero por perto.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primordialmente a Deus, aquele que me fez galgar cada degrau até aqui, ele que com um sopro divino me instruiu a ter força e persistência para batalhar e alcançar os objetivos que almejo.

Aos meus pais, João Medeiros da Silva e Maria Lourdes Diniz da Silva por serem responsáveis por cada vitória que eu tenha na vida, por todo amor, carinho e dedicação, pessoas que tenho como exemplo e tenho o maior orgulho de chamá-los de “meus pais”. Eu serei eternamente grato por sempre estarem ao meu lado, me educando, apoiando, compreendendo, cuidando e acreditando em mim.

A minha irmã, Jéssyca Diniz Medeiros pessoa que sempre busquei me espelhar, principalmente pela sua imensa inteligência e grandiosa bondade. Obrigado por todos os conselhos, conversas, brincadeiras, brigas e risadas. Agradeço por nossa união, pela mútua confiança, por estar sempre ao meu lado e ser a força que tenho para enfrentar os obstáculos e seguir em frente.

A todos os outros familiares que de forma direta ou indireta contribuiriam para o meu sucesso na vida acadêmica.

Aos meus orientadores Dra. Keila Regina e Dr. Jardel Dantas que se dispuseram a me ajudar com toda calma, atenção e competência. Sem eles eu não teria terminado, e não teria nem mesmo começado. Obrigado pelos ensinamentos que não cessaram, pelo companheirismo, pela amizade e pela instrução que me deram.

A técnica do laboratório de engenharia de petróleo, Daianni Ferreira e ao bolsista do laboratório de processos químicos, Josiel Santos pela imensa ajuda e acompanhamento nos procedimentos que realizei em ambos os laboratórios.

Aos meus amigos, em especial Guilherme Silva, Matheus Pinheiro, Valdenio Chaves e Vidal Júnior pelo consolidado apoio psicológico que me forneceram durante o engendramento deste projeto

Agradeço à Rejanne Souto, Alberto Vasconcelos, Caio Sérgio, Edilene Soares, Andreza Victor, Mayná Duarte e muitos outros. Alguns que me acompanham desde a infância e outros não menos importantes que não citei aqui, mas que dividiram comigo inúmeros momentos. E todos eles que de uma forma ou outra são responsáveis por eu ter chegado até aqui.

Por fim agradeço a empresa PETROBRAS por ter doado os aditivos e a água produzida utilizados na formulação do fluido de perfuração.

RESUMO

Com o uso do petróleo como uma das principais fontes de energia mundial, busca-se continuamente novos avanços tecnológicos para aumentar principalmente a eficiência das etapas de produção. Uma das tecnologias utilizadas na produção do petróleo, é a dos fluidos de perfuração, que podem ser formulados com base aquosa, oleosa ou a base de ar. São de fundamental importância para a perfuração, pois garantem que a mesma seja eficiente, segura e viável. Por outro lado, um fator bastante oneroso na cadeia do petróleo é a geração de água produzida, que é a água presente nas formações perfuradas e que é produzida conjuntamente ao petróleo. A água produzida geralmente é tratada de acordo com suas características e finalidades, o tratamento pode ser para uso em irrigação, reinjeção e até mesmo descarte. O objetivo principal deste trabalho foi formular um fluido de perfuração de base aquosa utilizando água produzida como fase dispersante do fluido e também analisar as propriedades reológicas, corrosivas e de filtração. Os resultados obtidos constatam que a água produzida estudada possui cloretos e outras substâncias potencialmente corrosivas, o que ocasionou um aumento da salinidade dos fluidos com o aumento da concentração de água produzida, o que influenciou diretamente no comportamento dos polímeros, com consequente redução das propriedades reológicas e aumento do volume de filtrado. Quanto a corrosividade, o fluido contendo 150ml de água produzida, que equivale a 43% do volume de líquidos, causou a menor corrosão, e o fluido preparado com 100% da água produzida causou corrosão semelhante ao fluido contendo 100% de água destilada. Verificou-se que é viável a utilização da água produzida para formulação de fluidos de perfuração, a concentração ótima do volume de líquidos é de 43% pois além de atender aos parâmetros reológicos e de filtração, também diminui a corrente de corrosão.

Palavras-chaves: Água produzida, Corrosão, Fluidos de perfuração

ABSTRACT

Petroleum, as a major source of energy worldwide, we seek to continuously new technological advance mainly increasing the efficiency of production steps. One of the technologies used in oil production which may be formulated with aqueous base, oil or air based. They are essential for the drilling because they ensure that it's efficient, safe and feasible. On the other hand, a very costly factor in the oil chain is the generation of produced water, which is the water produced in the drilled formations together with petroleum. Water produced is usually treated according to its characteristics and purposes, and it can be used for irrigation, reinjection, and even disposal. The main objective of this work is to formulate an aqueous-based drilling fluid, using water produced as a dispersing phase of the fluid, and also analyze the rheological, corrosive and filtration properties. The results showed that the studied produced water contains chlorides and other potentially corrosive substances, which caused an increase in the salinity of fluid with the increase of the water produced, and that influenced directly on the behavior of polymers, with a consequent reduction of the rheological properties and increased filtrate volume. The corrosivity, the fluid containing the produced water 150 ml, equivalent to 43% of the liquid volume, caused less corrosion, and the fluid prepared in 100% of produced water caused corrosion similar to the fluid containing 100% distilled water. It was found that it is feasible to use the water produced for formulation of drilling fluids, the optimal concentration of the liquid volume is 43% as well as meet the rheological parameters and filtration also reduces the corrosion current.

Key-words: Drilling Fluids. Water produced, Corrosion

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Método de perfuração rotativa.....	15
Figura 2 - Eletrodo de aço API 5L X80	25
Figura 3 - Potenciostato galvanostato	25
Figura 4 - Influência da concentração de água produzida na salinidade do fluido	29
Figura 5 - Influência do volume do filtrado com a concentração de água produzida.....	29
Figura 6 - Influência da concentração de água produzida na corrente de corrosão.....	30
Figura 7 - Curvas de polarização anódica e catódica num diagrama mono logarítmico para os ensaios realizados a temperatura ambiente e nas concentrações dos fluidos estudados	31

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Formulação dos fluidos de perfuração	23
Tabela 2 - Determinação dos parâmetros reológicos	23
Tabela 3 - Composição do aço API 5L X80.....	24
Tabela 4 - Características da água produzida	27
Tabela 5 - Parâmetros reológicos dos fluidos aquosos	27

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. OBJETIVOS	13
2.1 OBJETIVO GERAL	13
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
3.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	14
3.1.1 Fluidos De Perfuração Aquosos	16
3.1.2 Propriedades Dos Fluidos De Perfuração	16
3.1.2.1 Parâmetros reológicos	16
3.1.2.2 Filtração	17
3.1.2.3 Corrosividade	18
3.2. ÁGUA PRODUZIDA	18
3.3 CORROSÃO	19
3.3.1. Polarização Potenciodinâmica Linear	21
4 MATERIAIS E MÉTODOS	22
4.1 MATERIAIS	22
4.2 CARACTERIZAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA	22
4.3 PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS	22
4.4 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS REOLÓGICOS	23
4.5 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE FILTRAÇÃO	23
4.6 DETERMINAÇÃO DA SALINIDADE	23
4.7 ENSAIOS ELETROQUÍMICOS	24
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	27
5.1 CARACTERIZAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA	27
5.2 PARÂMETROS REOLÓGICOS	27
5.3 SALINIDADE	28
5.4 PARÂMETROS DE FILTRAÇÃO	29
5.5 CORROSIVIDADE DOS FLUIDOS	30
6 CONCLUSÕES	33
REFERÊNCIAS	34

1. INTRODUÇÃO

Desde o fortalecimento do petróleo como uma das principais fontes de energia mundial, começou-se a estudar os diferentes processos e tecnologias envolvidos em sua produção como: prospecção, perfuração e refino.

Apesar dos imensos avanços ocorridos no setor petrolífero quanto à inovação de seus processos tecnológicos, ainda existem alguns problemas preocupantes. Um exemplo disso refere-se à água produzida, a qual consiste em toda água contaminada, presente na exploração e produção de hidrocarbonetos por metais pesados, óleo e gás emulsionado, além de outros compostos.

A quantidade de água gerada varia muito durante o processo de produção. No início, um campo produz pouca água, em torno de 5 a 15% da corrente produzida. Entretanto, à medida que a vida econômica dos poços vai se esgotando, o volume de água pode aumentar significativamente, correspondendo a uma faixa de 75 a 90% (THOMAS et al, 2004). O tratamento e descarte dessa água tem se tornado um dos maiores desafios da indústria do petróleo atual.

Esta água costuma ser tratada, e dependendo do tratamento feito, a água produzida poderá ser utilizada nas mais diversificadas atividades. O projeto do sistema de tratamento será baseado, principalmente nas características da água e ao destino esperado. Os principais destinos da água produzida são: Disposição no solo, disposição em rios, irrigação, água potável, descarte no mar, descarte no subsolo e reinjeção.

Dentre as tecnologias empregadas no setor, pode-se destacar o método de perfuração rotativa. Esse método revolucionou a indústria petrolífera no que diz respeito à segurança operacional diminuindo a quantidade de acidentes causados por influxos de gás que chegavam a perda total de controle do poço. Aliado a utilização de fluidos de perfuração, o método proporcionou uma perfuração de poços cada vez mais profundas.

Segundo Caenn e Chillingar (1996), é crescente a necessidade de se perfurar em regiões de elevadas temperatura e diferenciais de pressão. Estes fatores influenciam significativamente nas características de um fluido de perfuração especialmente as relacionadas as propriedades reológicas, corrosivas e de filtração, que são responsáveis por afetar diretamente a estabilidade dos poços tornando a prospecção nestas áreas um desafio.

Fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos (água ou óleo), produtos químicos (aditivos) e, às vezes, até gases, constituem o fluido de perfuração. (THOMAS et al, 2004).

Diante do entendimento da importância dos fluidos para a viabilidade da etapa de perfuração e conhecendo a problemática acerca da água produzida, este trabalho pretende formular um fluido de perfuração que utiliza água produzida como fase dispersante. Pretende-se também, avaliar as propriedades físicas e químicas deste fluido. Um desafio chave a fim de se reaproveitar o que seria tratado, descartado ou reinjetado, além de minimizar os custos associados ao tratamento.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

- Avaliar a influência da utilização de água produzida como fase dispersante de fluidos de perfuração aquosos sobre suas propriedades reológicas, corrosivas e de filtração.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Formular fluidos de perfuração a base de água produzida em diferentes concentrações.
- Avaliar os efeitos da água produzida sobre as propriedades reológicas, corrosivas e de filtração dos fluidos de perfuração.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A perfuração é uma das etapas da exploração de óleo e gás que atualmente é capaz de atingir regiões de grande complexidade, desde poços com grande profundidade até poços com uma geometria complicada como os poços direcionais e horizontais. Nessas perfurações se faz necessário manter a estabilidade dos poços durante a perfuração, e isso só é possível com a utilização dos fluidos de perfuração, que são considerados sistemas multifásicos, contendo água, compostos orgânicos, sais dissolvidos, sólidos em suspensão e aditivos nas mais diversas proporções (HUIGOL, 2006).

Os fluidos de perfuração, podem ser definidos como fluidos de circulação utilizados para auxiliar a perfuração de poços, desempenhando uma série de funções. Seu uso antecede à indústria de petróleo, pois desde a antiguidade os fluidos eram utilizados para auxiliar as ferramentas na perfuração de poços com outras finalidades (AMORIM, 2003).

Em concordância com Caenn, Darley e Gray (2014), na perfuração rotativa, as principais funções executadas pelo fluido de perfuração são:

1. Carrear os cascalhos gerados na broca, transportá-los pelo espaço anular e permitir sua separação na superfície.
2. Resfriar e limpar a broca.
3. Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as laterais do poço.
4. Manter a estabilidade das seções não revestidas do poço.
5. Prevenir a entrada de fluidos – óleo, gás ou água – a partir das rochas permeáveis penetradas.
6. Formar um reboco (*filter cake*) fino e de baixa permeabilidade que sele os poros e outras aberturas nas formações penetradas pela broca.
7. Auxiliar na coleta e na interpretação das informações disponíveis a partir dos cascalhos provenientes da perfuração, de testemunhos e do perfil elétrico.

De acordo com Duarte (2004), a seleção e a utilização de um fluido de perfuração adequado tem sido um importante papel técnico e econômico na perfuração de um poço. Vários aditivos, como: lubrificante, anti-espumante, viscosificante, redutor de filtrado, inibidor de

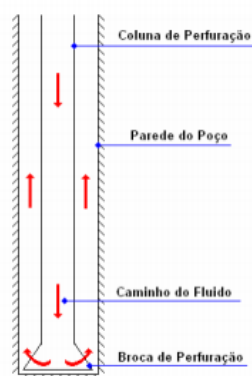
argilas hidratáveis ou expansivas, controlador de pH, selante e bactericida, são utilizados na composição do fluido.

Segundo Huigol (2006) os fluidos de perfuração são essenciais para a perfuração de um poço devendo apresentar características dentre as quais se destacam: produzir pressão hidrostática sobre as formações evitando um influxo para dentro do poço, carrear os cascalhos para a superfície, estabilizar as paredes para que não haja um colapso do poço, resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

Para isso, suas propriedades físico-químicas devem ser cuidadosamente planejadas e controladas, a fim de suportarem as condições de sub-superfície. A chamada formulação ideal de um fluido é importante uma vez que diversos problemas podem ser gerados caso não esteja de acordo com as especificações necessárias para o poço a ser perfurado. Uma especificação inadequada pode resultar em perda de circulação, ineficiência da limpeza do poço, danos ambientais, formação de hidratos, dentre outros (BOURGOYNE, 1984).

Os Fluidos de perfuração são comumente utilizados no método rotativo de perfuração como mostra a Figura 1, que de acordo com HALLIBURTON (2009), pode ser definida como a perfuração que é realizada através do movimento de rotação de uma broca, comprimindo a rocha, causando o seu esmerilhamento. A retirada dos cascalhos gerados pela rotação da broca é realizado através do bombeio de fluido de perfuração que retorna pelo espaço entre o anular da coluna de perfuração e o poço perfurado.

Figura 1 - Método de perfuração rotativa



Fonte: HALLIBURTON (2009)

Quanto a sua classificação, Caenn, Darley e Gray (2014) definem que os fluidos de perfuração são classificados de acordo com sua base: fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar. Os fluidos à base de água são aqueles onde partículas sólidas ficam

suspensas em água ou em salmoura. Nos fluidos à base de óleo, as partículas sólidas ficam suspensas em óleo. E nos fluidos a base de gás, os cascalhos da perfuração são removidos por um fluxo de alta velocidade de ar ou gás natural.

3.1.1 Fluidos De Perfuração Aquosos

Os fluidos aquosos são utilizados na maioria das operações de perfuração em todo o mundo, por apresentarem custo relativamente baixo, menor impacto ambiental e propriedades físico-químicas necessárias para o sucesso da perfuração (Caenn e Chillingar, 1996).

Os fluidos à base de água apresentam vantagens em relação aos outros por apresentar baixo custo, boa biodegradabilidade e baixo impacto ambiental. (DARLEY; GRAY, 1988).

De acordo com Melo (2008), os fluidos à base de água 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. Eles têm um papel importante na perfuração e o seu desempenho está diretamente ligado às suas propriedades.

Segundo Thomas (2004), a definição e classificação de um fluido a base de água considera principalmente a natureza da água e os aditivos 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 principal fator a considerar no controle das propriedades desses fluidos.

3.1.2 Propriedades Dos Fluidos De Perfuração

Para o controle de fluidos, propriedades físicas e químicas devem ser avaliadas. As propriedades físicas podem ser medidas em qualquer tipo de fluido, entretanto as químicas são mais específicas e alguns testes só são feitos para determinados tipos de fluidos (THOMAS, 2004).

3.1.2.1 Parâmetros reológicos

A definição de reologia é dada por Asme (2011), como sendo o estudo da deformação e de fluxo de matéria e a viscosidade é uma medida da resistência feita por uma força de deformação.

Segundo Guria, Kumar e Mishra (2013), o comportamento reológico dos fluidos de perfuração é complexo, durante a perfuração o ponto de escoamento (medida das forças eletroquímicas), a viscosidade plástica e a viscosidade aparente são continuamente controladas e verificadas.

Conforme os estudos de Meng et al (2012), as propriedades reológicas são muito importantes para os fluidos de perfuração pois a reologia adequada permitirá o transporte dos cascalhos até a superfície, melhora a taxa de penetração e mantém o poço em segurança.

O limite de escoamento está associado com a resistência ao movimento do fluido de perfuração, isto é, quanto maior o limite de escoamento, maior será a potência necessária para a bomba movimentar este fluido. Segundo Machado (2002), limite de escoamento é a tensão mínima necessária para que haja tensão cisalhante no fluido.

3.1.2.2 Filtração

Quando a pressão hidrostática do fluido é maior que a do poro da formação, o fluido invade a formação ocorrendo perda de filtrado. Neste momento, os sólidos suspensos tendem a penetrar com o líquido, mas as partículas menores começam a formar uma massa na parede da formação e no decorrer da perfuração mais partículas finas se agregam formando um reboco em que apenas líquido (filtrado) consegue penetrar na formação (ASME, 2011).

Quando as partículas sólidas têm dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e apenas o filtrado invade a formação. Então, a perda de fluido pode ser controlada pela adição de sólidos apropriados para formar um reboco poroso e com baixa permeabilidade, onde somente a fase dispersante possa passar. Quanto menor o volume de filtrado que invade a formação rochosa, maior o poder de retenção do fluido (LOMBA, 2010).

A capacidade do fluido de perfuração formar uma camada de partículas sólidas úmidas chamadas reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração. Para ocorrer a formação do reboco deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Esse processo se chama filtração. O reboco deve permitir a mínima filtração, prevenindo invasões de componentes sólidos para a formação e prevenindo grande diferencial de pressão (YAO et al., 2014).

Conforme Ribeiro (2015), compostos orgânicos macromoleculares, como amidos, reduzem a permeabilidade do reboco por possuírem capacidade de deformação e pequenos tamanhos de suas moléculas hidrolisadas. Outros polímeros orgânicos como os polieletrólitos

(CMC – Carboximetil celulose), adsorvem-se nas partículas sólidas dispersas no fluido obstruindo parcialmente os poros do reboco.

O filtrado e o reboco, quando não são controlados adequadamente, podem ocasionar problemas, como: excessivas invasões de filtrado nas formações geológicas; desmoronamento das formações hidratáveis; avaliações equivocadas das formações que estão sendo perfuradas; redução do anular do poço ocasionando aprisionamento da coluna de perfuração, que contribui para o processo de prisão diferencial. Parte desse problema é causado pela elevada espessura do reboco, onde o controle do reboco pode ser a solução para os problemas gerados pelas características inadequadas de filtração (FARIAS et al, 2006).

3.1.2.3 Corrosividade

Normalmente, na indústria de perfuração de poços de petróleo, o processo de corrosão nos equipamentos se dá pela presença de ácidos no meio em que se encontram, podemos citar H_2S que é um dos principais ácidos que ocasiona a corrosão do aço utilizado. Outros fatores também influenciam na ocorrência do ataque corrosivo como a relação óleo/gás, o teor de cloretos existentes, pH, presença de oxigênio que são materiais que se encontram na composição da lama de perfuração (FERREIRA e HONORATO, 2011).

Quando o fluido de perfuração está com característica ácida, torna-se um problema para as ferramentas que estão no poço, pois o fluido estando com característica ácida, poderá em especial causar corrosão das ferramentas de perfuração que estão no poço (como por exemplo, nos *drill pipes*; comandos; broca e outros). (SANTOS, 2012).

Segundo Ribeiro (2015), o pH indica o caráter ácido ou básico do fluido. Normalmente os fluidos trabalham na faixa de pH básico, de 7 a 10, para diminuir a corrosão, ajudar no combate a presença de gases ácidos, evitar a dispersão das formações argilosas e propiciar a melhoria no rendimento de diversos aditivos.

Para o controle do pH utiliza-se de aditivos como $Ca(OH)_2$ (Cal), NaOH (soda cáustica) e MgO (Óxido de Magnésio) que mantém a alcalinidade e a taxa de corrosão em níveis aceitáveis.

3.2. ÁGUA PRODUZIDA

Para Cavaco (2000), a origem da água produzida está associada à origem do petróleo. Os hidrocarbonetos são formados por uma mistura complexa de compostos de carbono e

hidrogênio. Podem se encontrar em estado sólido, líquido ou gasoso, dependendo de sua composição, pressão e temperatura. Esta matéria orgânica foi originada no fundo de antigos oceanos, onde plantas e micro animais morreram e ficaram depositados em forma de sedimentos, por ação de bactérias, temperatura e pressão são geradas nas rochas que dão origem ao petróleo (rochas geradoras).

Após a ocorrência deste cenário, a compressão destas rochas matrizes gerou pressão e temperatura suficientes para a migração do gás e do petróleo para rochas porosas e permeáveis adjacentes, foi à migração primária. Essas rochas adjacentes também eram de origem sedimentar e depositaram-se em um meio marinho, tendo seus poros cheios de água com graus variados de salinidade. Em seguida deu-se a segunda migração de petróleo e gás, que é a segregação através da água, até encontrarem uma rocha selante ou trapa, onde o movimento é interrompido em função das rochas capeadoras. Cabe ressaltar que o petróleo segregado permanece em contato com a linha d'água do aquífero, de onde recebe pressão e o gás pode estar dissolvido no petróleo ou se apresentar como uma camada independente entre o óleo e a rocha selante. (CAVACO, 2000).

De acordo com Nonato (2009), na indústria do petróleo a geração de resíduos é inevitável, destacando a quantidade de águas residuais gerada em todas as etapas do processo de produção: extração, transporte e refino. Esta é a chamada água de formação, ou água produzida quando atinge a superfície.

A água residual ou água produzida é o efluente resultante dos processos de separação existentes nas estações coletoras e de tratamento na produção de petróleo, normalmente proveniente da própria rocha reservatório ou de poços de injeção, mecanismo bastante utilizado na recuperação secundária do óleo (SILVA, 2000).

As características físico-químicas da AP são funções da localização do campo, da formação geológica com que esteve em contato e do tipo de hidrocarboneto produzido pelo poço (DURASAMY, BENI e HENNI, 2013).

A extração de petróleo e gás está associada à geração de grandes volumes de água residual, os quais tendem a aumentar com o amadurecimento do reservatório. Em esfera global, estima-se que são produzidos três barris de água residual para cada barril de petróleo (AHMADUN et al., 2009).

3.3 CORROSÃO

A corrosão consiste na deterioração dos materiais pela ação química ou eletroquímica do meio, podendo estar ou não associado a esforços mecânicos. Ao se considerar o emprego de materiais na construção de equipamentos ou instalações é necessário que estes resistam à ação do meio corrosivo, além de apresentar propriedades mecânicas suficientes e características de fabricação adequadas. “A corrosão pode incidir sobre diversos tipos de materiais, sejam metálicos como os aços ou as ligas de cobre, por exemplo, ou não metálicos, como plásticos, cerâmica ou concreto” (GENTIL, 2007).

Frauches (2013) verificando que os equipamentos utilizados no processo de exploração do petróleo, passam por diversos fatores de desgastes, sejam físicos ou químicos. Um fator de desgaste na área química muito presente é a corrosão. Para que possa ocorrer a produção segura de óleo e gás precisa haver o controle dos processos corrosivos das matérias constituintes das instalações produtivas. Todos os cuidados são necessários, pois existem grandes riscos com relação à integridade das pessoas, à contaminação do meio ambiente e de ocasionar prejuízos financeiros e de imagem à companhia, tornam o gerenciamento da corrosão ponto capital dentro das propriedades da confiabilidade de equipamentos e instalações usados na produção offshore de petróleo e gás.

Ainda para Gentil (2007), a ênfase descrita será sobre a corrosão dos materiais metálicos, neste caso o aço carbono, que consiste em um tipo de aço muito utilizado para a fabricação dos módulos de equipamentos, que são destinados para a exploração do petróleo. Ele classificou os processos corrosivos em dois grandes grupos, abrangendo todos os casos deterioração por corrosão:

Corrosão Eletroquímica: este é o tipo de corrosão mais comum, pois é a que ocorre com os metais, geralmente na presença de água. Ela pode se dar quando o metal está em contato com um eletrólito (solução condutora ou condutor iônico que envolve áreas anódicas e catódicas ao mesmo tempo), formando uma pilha de corrosão.

Corrosão Química: é o ataque de algum agente químico diretamente sobre determinado material, que pode ou não ser um metal. Ela não precisa da presença de água e não há transferência de elétrons como na corrosão eletroquímica.

Para Ferreira e Honorato (2011), na indústria de perfuração de poços de petróleo, o processo de corrosão nos equipamentos, se dá normalmente pela presença de ácidos no meio em que se encontram, podemos citar H_2S que é um dos principais ácidos que ocasiona a corrosão do aço utilizado. Outros fatores também influenciam na ocorrência do ataque corrosivo como a relação óleo/gás, o teor de cloretos existentes, pH, presença de oxigênio que são materiais que se encontram na composição da lama de perfuração.

3.3.1. Polarização Potenciodinâmica Linear

A técnica de polarização potenciodinâmica tem sido amplamente utilizada para estudar os sistemas de corrosão (ZHANG et al., 2009).

Polarização potenciodinâmica é uma técnica em que o potencial do eletrodo é variado a uma taxa selecionada pela aplicação de uma corrente através do eletrólito. Provavelmente, é o método de teste de polarização mais comumente usado para medir a resistência à corrosão e é utilizada para uma grande variedade de funções (CORROSION DOCTORS, 2016).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 MATERIAIS

Os materiais utilizados na preparação dos fluidos de perfuração foram: água destilada, água produzida, goma xantana (GX), carboximetilcelulose (CMC), cloreto de sódio (NaCl) e carbonato de cálcio (CaCO_3) todos doados pela PETROBRAS.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA

A amostra objeto deste estudo foi coletada na estação de tratamento de efluentes que realiza tratamento dos efluentes oriundos do campo maduro de petróleo localizado na bacia Potiguar.

Para a determinação dos cátions e ânions, foi utilizado um Cromatógrafo de Íons da marca DIONEX, modelo ICS-2000 trabalhando em conjunto com um ICS-3000, da DIONEX, ambos operando com detector de condutividade e supressão eletroquímica. As condições cromatográficas: Para Ânions, foi utilizada geração de eluente de KOH, 10 mM de 0-10 min, 10 a 50 mM até 22 min, 22-28 min ficou em 50 mM, 28-33 min 10mM. A coluna analítica AS19 (2mm x 250mm) a coluna de guarda foi a AG19 (2mm x 50mm). Para cátions o eluente foi o H_2SO_4 , 20mM realizada em regime isocrático. A coluna analítica foi a CS12A de (4mm x 250mm) e a de guarda CG12A (4mm x 50mm).

4.3 PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS

Os fluidos de perfuração (Tabela 1) foram preparados em um agitador Hamilton Beach, adicionando sequencialmente todos os aditivos. Os aditivos foram incorporados ao fluido em intervalos de 10 minutos e, posteriormente submetidos a análise de suas propriedades reológicas e de filtração, onde foram avaliados os efeitos da concentração de água produzida.

Tabela 1 - Formulação dos fluidos de perfuração

Aditivo	F 1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Água destilada (ml)	350	300	250	200	150	100	50	-
Água produzida (ml)	-	50	100	150	200	250	300	350
Goma Xantana (lb/bbl)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
CMC (lb/bbl)	3	3	3	3	3	3	3	3
NaCl (lb/bbl)	20	20	20	20	20	20	20	20
CaCO ₃ (lb/bbl)	20	20	20	20	20	20	20	20

Fonte: Autor (2016)

4.4 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS REOLÓGICOS

As propriedades reológicas foram determinadas em um viscosímetro rotativo da FANN, modelo 35 A, combinação de R1-B1 e mola de torção F1. A análise reológica de cada fluido foi realizada em diferentes rotações (600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm) e, posteriormente, a viscosidade plástica (VP), viscosidade aparente (VA), limite de escoamento (LE) e a força gel (Gel inicial e final) foram determinadas, conforme a norma API 13B-1 descrita na Tabela 2:

Tabela 2 - Determinação dos parâmetros reológicos

Propriedades reológicas	Fórmula	Unidade
VA	$L_{600}/2$	cP
VP	$L_{600} - L_{300}$	cP
LE	$L_{300} - VP$	lbf/100ft ²
Gel inicial	L_3 após 10 s	lbf/100ft ²
Gel final	L_3 após 10 min	lbf/100ft ²

Fonte: API (2003)

4.5 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE FILTRAÇÃO

Os fluidos foram filtrados através de um filtro de papel Whatman N° 50, sob pressão de 100 PSI exercida com nitrogênio gasoso, por 30 minutos, em filtro prensa API Baixa Pressão, Baixa Temperatura (BPBT) da FANN. Este teste foi realizado conforme a norma API 13B-1.

4.6 DETERMINAÇÃO DA 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. Os valores foram determinados de acordo com a equação 1.

$$Cl^{-} (mg / L) = \frac{10.000 \times V(AgNO_3, ml)}{Vol_da_amostra(ml)} \quad (\text{Equação 1})$$

4.7 ENSAIOS ELETROQUÍMICOS

O eletrodo utilizado nos ensaios foi fabricado com aço de tubulação de uma coluna de perfuração. O API 5L que especifica os aços da indústria do petróleo segundo sua aplicação, composição química e resistência mecânica. (API 5L, 2004). O aço utilizado foi o aço API 5L X80 que possui ferro e outros metais, a porcentagem máxima destes metais está definida na (Tabela 3):

Tabela 3 - Composição do aço API 5L X80

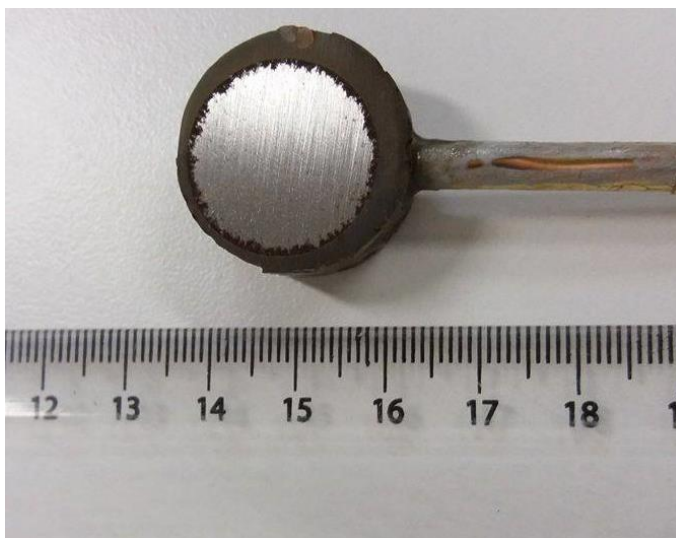
Elemento	Porcentagem (%)
Carbono	0,24
Manganês	1,4
Fósforo	0,025
Enxofre	0,015
Titânio	0,06

Fonte: Adaptado de API 5L (2004).

Pode haver também uma porcentagem de metais como nióbio, vanádio ou titânio, que podem ser usados desde que sejam acordados com o comprador e desde que a soma dos três metais não ultrapasse 0,15% (API 5L, 2004).

O eletrodo foi polido com lixas d'água em granulações de 220, 360, 400, 600 e 1200 mesh, com a finalidade de remover óxidos e outras impurezas presentes na superfície do metal. O eletrodo é mostrado na Figura 2.

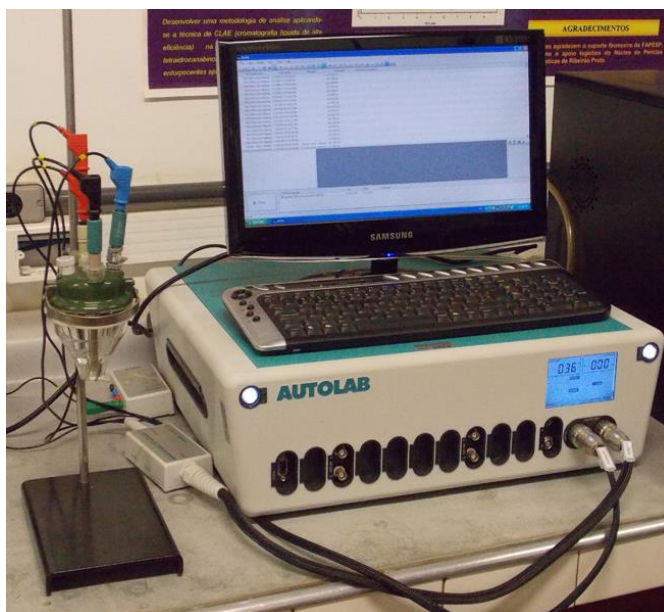
Figura 2 - Eletrodo de aço API 5L X80



Fonte: Autor (2016)

Os ensaios de corrosão foram feitos em cada fluido preparado, utilizando uma célula eletroquímica composta de três eletrodos: Ag/AgCl (Prata/Cloreto de Prata), como eletrodo de referência, platina, como contra eletrodo, e um eletrodo de aço API 5L X80, como eletrodo de trabalho. A célula eletroquímica está mostrada na Figura 3:

Figura 3 - Potenciostato galvanostato



Fonte: Autor (2016)

A avaliação da resistência à corrosão foi feita utilizando as técnicas de Polarização Potenciodinâmica Linear (PLP).

A análise de Polarização Potênciodinâmica Linear foi feita no intervalo de varredura de 300mV abaixo e 300mV acima do potencial de circuito aberto para obtenção da taxa de corrosão, potencial de corrosão e corrente de corrosão das amostras. Após cada análise o eletrodo foi lixado novamente, nas lixas de granulometria 400, 600 e 1200 mesh.

Este procedimento foi realizado no equipamento potenciostato galvanostato da AUTOLAB modelo PG STATE 30®, e o software NOVA versão 1.11.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 CARACTERIZAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA

A Tabela 4 apresenta o resultado da água produzida empregada na formulação dos fluidos de perfuração.

Tabela 4 - Características da água produzida

Parâmetro	Unidade	LD	LQ	Resultado
Acetato	mg/L CH ₃ COOO	0,1943	0,5829	124,61
Brometo	mg/L Br	0,0775	0,2580	98,50
Cloreto	mg/L	0,5455	1,8166	12037,21
Sulfato	mg/L	0,1391	0,4631	5,39

Fonte: Autor (2016)

A água produzida em comparação com a água doce apresenta como os principais agentes corrosivos, os ânions cloreto (Cl⁻), acetato (CH₃COO), e brometos (Br⁻), os quais apresentaram valores de 12307,21 mg/L, 124,61 mg/L e 98,50 mg/L respectivamente. Estes valores são considerados altos quando comparados com as características de água doce dispostas no CONAMA 357, que delimite um teor máximo de 250 mg/L de cloreto e de sulfatos, e não especifica valores máximos para brometos e acetatos

5.2 PARÂMETROS REOLÓGICOS

A Tabela 5 mostra os parâmetros reológicos dos fluidos poliméricos em função da concentração de água produzida.

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	0,362	4,0307	0,9955	22	12	20
F2	0,3504	3,8292	0,9908	19,5	10	19
F3	0,3437	3,817	0,9915	19	10	18
F4	0,3615	3,2074	0,9957	17,5	10	15
F5	0,3813	2,5385	0,9952	16	10	12
F6	0,3437	3,871	0,9915	19	10	18

F7	0,3326	3,3567	0,9971	15	8	14
F8	0,3235	3,7168	0,9832	16	8	16

Fonte: Autor (2016)

Observando-se o coeficiente de regressão (R^2), percebe-se que houve um bom ajuste do modelo de potência (Equação 1) aos dados reológicos de todos os fluidos. Além disso, o índice de comportamento (n) apresentou valores típicos de fluidos pseudoplásticos, variando de 0,32 a 0,38.

$$\tau = K \left(\dot{\gamma} \right)^n \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

τ = tensão de cisalhamento (Pa)

$\dot{\gamma}$ = taxa de cisalhamento (s^{-1})

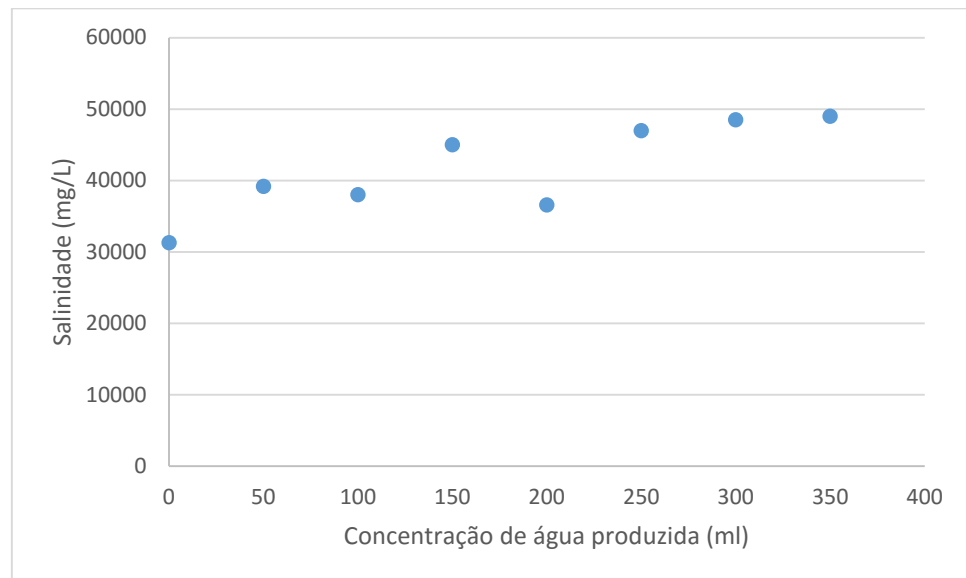
K = índice de consistência ($Pa.s^n$)

n = índice de comportamento ou de fluxo

5.3 SALINIDADE

De acordo com dados apresentados na Tabela 5, fica evidenciado a redução dos parâmetros reológicos com a concentração de água produzida utilizada. Esse efeito pode ser explicado devido ao aumento da salinidade do fluido, como pode ser observado na Figura 4, corroborando com a literatura, onde esta reporta que o aumento da força iônica é responsável por blindar eletrostaticamente os grupos carboxilatos presentes na goma xantana e assim, reduzir o volume hidrodinâmico da molécula e consequentemente reduzindo as propriedades reológicas dos fluidos.

Figura 4 - Influência da concentração de água produzida na salinidade do fluido

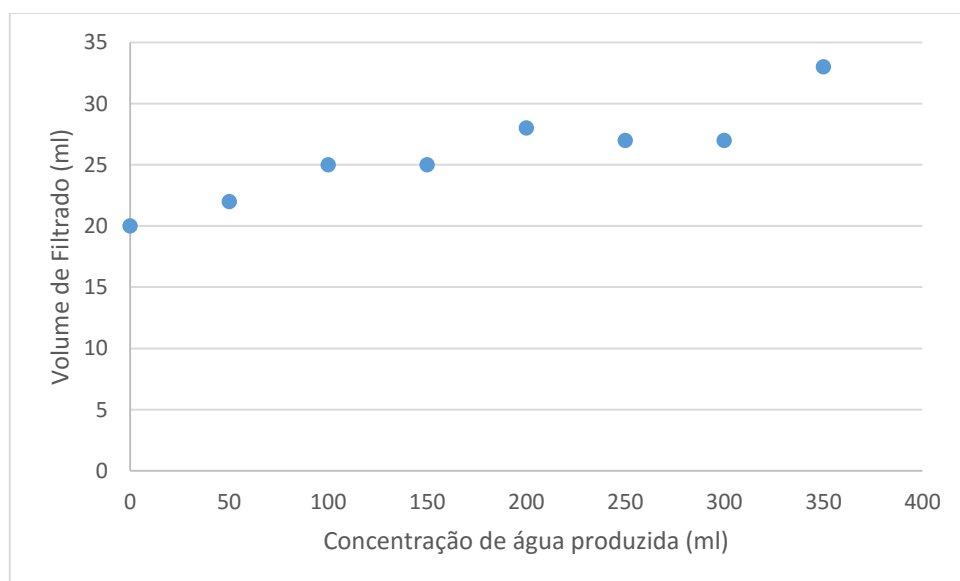


Fonte: Autor (2016)

5.4 PARÂMETROS DE FILTRAÇÃO

A Figura 5 mostra a influência do volume de filtrado em função da concentração de água produzida.

Figura 5 - Influência do volume do filtrado com a concentração de água produzida



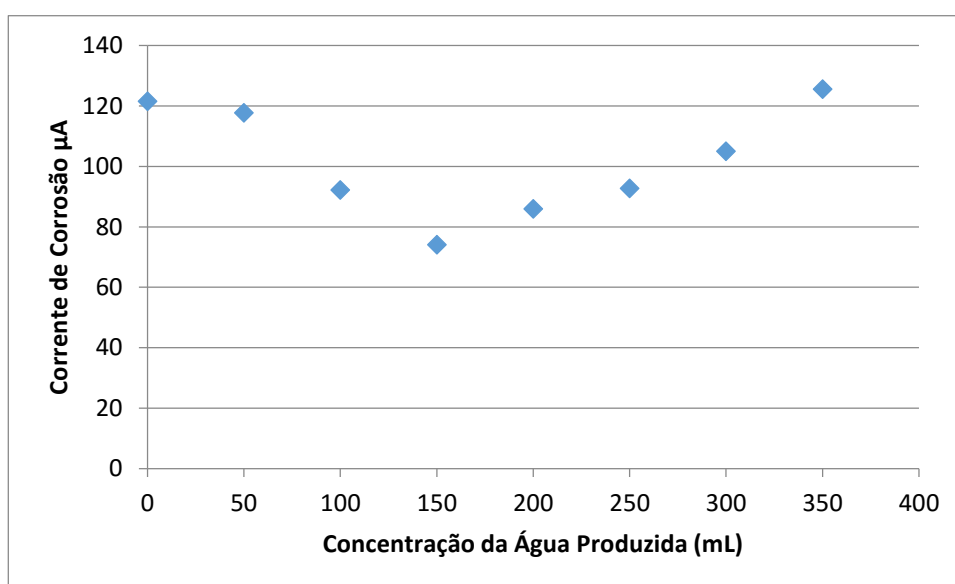
Fonte: Autor (2016)

De acordo com a Figura 5, percebe-se que houve um aumento do volume de filtrado com o aumento da concentração de água produzida no meio. Os mecanismos que controlam a adsorção dos polímeros na superfície do CaCO_3 estão fortemente associados ao impedimento estérico e a interação eletrostática. Dessa forma, em virtude dos polieletrólitos apresentarem uma conformação estrutural fortemente dependente do sal, o aumento de cargas catiônicas (provenientes da água produzida utilizada) no meio é responsável por uma maior interação intermolecular, o que dificulta a adsorção na superfície do agente obturante, promovendo assim, o aumento da permeabilidade do reboco, com consequente elevação do volume de filtrado.

5.5 CORROSIVIDADE DOS FLUIDOS

A Figura 6 apresenta a influência da concentração da água produzida na corrente de corrosão.

Figura 6 - Influência da concentração de água produzida na corrente de corrosão



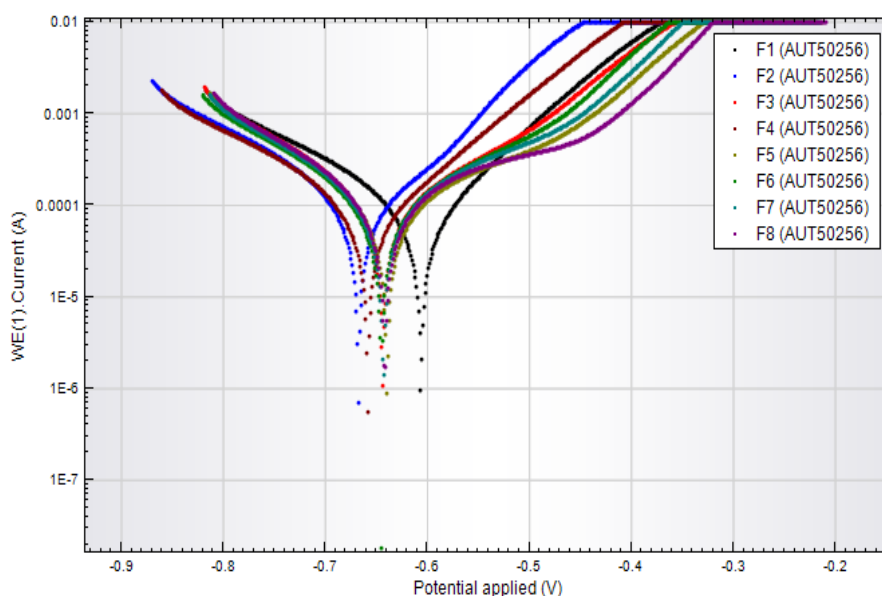
Fonte: Autor (2016)

Conforme observado na Figura 6, observa-se uma redução da corrente de corrosão com um aumento da concentração da água produzida em (43%). A presença da água produzida nesta concentração, 43%, provoca uma redução de 61% na corrente de corrosão sendo este resultado pela presença dos teores de óleos e graxas (TOG) e frações orgânicas que protegeram a superfície do eletrodo contra a corrosão.

Em concentrações de 100% de água produzida, observou-se um aumento da concentração da corrente de corrosão onde os valores obtidos se equivalem aos fluidos produzidos com 0% de água produzida, pois à medida que continuava a aumentar a concentração de água produzida no fluido, o limite de proteção contra corrosão foi atingido e o eletrodo voltou a sofrer corrosão.

Como mostra a Figura 7, em potenciais acima de $-0,68 \text{ V}/E_{\text{Ag}/\text{AgCl}}$ observa-se uma redução na inclinação do coeficiente angular da curva (Corrente VS potencial) com o aumento na concentração de água produzida. O aumento da concentração de cloreto promoveu uma maior difusão de íons cloreto (BLANC E MANKOWSKI, 1997) no seu interior com a hidrólise de cloretos de ferro ou a formação de complexo intermetálicos de FeCl^{-4} que leva a uma acidificação no fundo do pite.

Figura 7 - Curvas de polarização anódica e catódica num diagrama mono logarítmico para os ensaios realizados a temperatura ambiente e nas concentrações dos fluidos estudados



Fonte: Autor (2016)

Foi observada a formação de um gel de cor laranja a medida que a concentração do sal aumentava, sendo este ocasionado pelo aumento do potencial de corrosividade da solução, ocasionando um aumento na concentração de íons Fe^{+3} , sendo estes deslocados para a superfície, onde encontraram um pH extremamente alcalino, precipitando assim o $\text{Fe}(\text{OH})_3$ sob a forma de um gel que é carregado devido a liberação do hidrogênio.

A diferença entre as curvas apresentadas está associada ao aumento na concentração dos íons cloreto e dos demais agentes corrosivos presentes na água produzida, conforme caracterizada (Tabela 3), que promovem outros mecanismos de corrosão. A própria ação dos componentes orgânicos presentes, promovem uma modificação da adsorção dos íons presentes devido a mudança na estrutura da DCE (Dupla Camada Elétrica), mediante adsorção de espécies orgânicas (LELINSKI, 1993) em concentrações da água produzida até concentrações de 43%.

6 CONCLUSÕES

- A água produzida utilizada apresentou substâncias como cloretos e acetatos, estas substâncias têm características corrosivas devido ao seu caráter iônico.
- Em geral, foi possível notar diminuição nos valores dos parâmetros reológicos com o aumento da concentração de água produzida, esse efeito pode ser justificado pela presença do alto teor de cloretos presentes na água, que alteraram a conformação dos polímeros presentes nos fluidos, alterando a viscosidade dos fluidos.
- Observou-se um incremento no volume de filtrado com o aumento da concentração de água produzida, isto acontece devido ao aumento de cargas catiônicas no meio, o que dificulta a adsorção na superfície do agente obturante, aumentando a permeabilidade do reboco formado.
- O fluido que apresentou uma menor corrosão foi o fluido que continha 150ml de água produzida (43%), este fluido provocou uma redução de 61% na corrente de corrosão em comparação ao fluido de água destilada. Esta redução é explicada pela presença dos teores de óleos e graxas (TOG) e frações orgânicas.
- A água produzida pode ser utilizada sem tratamento para a formulação de fluidos de perfuração, pois apresenta valores satisfatórios de parâmetros reológicos e de filtração. Quando utilizado em concentração de 43% diminui também a corrente de corrosão nas tubulações da coluna de perfuração.

REFERÊNCIAS

AHMADUN, F.; PENDASHTEH, A.; ABDULLAH, L. C.; BIAK, D. R. A.; MADAENI, S. S.; ABIDIN, Z. Z. **Review of technologies for oil and gas produced water treatment**. J. Haz. Mat. v. 170, n. 2-3, p. 530-551, 2009.

AMORIM, Luciana Viana. Melhoria, **Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**. 2003. 290 f. Tese (Doutorado) - Curso de Doutorado em Engenharia de Processos, Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2003.

API. **API 5L: Specification For Line Pipe Steel**. 43 ed. New York, 2004.

API. **Norma API Recommended Practice 13B-1**. (2003).

Apostila Halliburton. **Petroleum Well Construction**. 2009.

ASME SHALE SHAKER COMMITTEE et al. **Drilling fluids processing handbook**. Elsevier, 2011.

BLANC, C. and MANKOWSKI, G. “**Susceptibility to Pitting Corrosion of 6056 Aluminium Alloy**” Corrosion Science 39 (1997) 949-959.

BOURGOYNE, A. T. Jr., **Applied Drilling Engineering**, SPE textbook Series, v. 2, 1984.

CAENN, R., CHILLINGAR, G. V. **Drilling Fluids: State of the Art**. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 14, p224, 1996.

CAENN, Ryen; DARLEY, H. C. H.; GRAY, George R.. **Fluidos de perfuração e completção**. 6. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

CORROSION DOCTORS. **Potentiodynamic polarization methods**. Disponível em: <<http://corrosion-doctors.org/Electrochem/PotPol.htm>>. Acesso em 05 de maio de 2016.

CAVACO, Paulo Cesar Cardoso. **Gestão de Tratamento de Efluentes e Recursos Hídricos em Instalações de produção de Petróleo Terrestres, com Enfoque em Novas Tecnologias**. 2004. p. 129 Dissertação (Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão) – Centro Tecnológico – Laboratório de Tecnologia, Gestão de Negócio e Meio Ambiente – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2004.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE - CONAMA. Resolução RE n. 357, de 17 de março de 2005. **Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res05/res35705.pdf>>. Acesso em: 04 mai. 2016.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE - CONAMA. Resolução RE n. 393, de 08 de agosto de 2007. **Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, e dá outras providências**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=393>>. Acesso em: 04 abr. 2016.

DARLEY, H.C. H & GRAY, G.R. **Composition and Properties of oil well drilling fluids**, p.509, 1988.

DUARTE, R.G. **Avaliação da Interação folhelho-fluido de perfuração para estudos de estabilidade de poços**. Dissertação de mestrado. Pontifícia universidade católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia civil. 2004.

DURASAMY, R. T.; BENI, A. H.; HENNI, A. **State of the art treatment of produced water**. INTECH Open Access Publisher, 2013.

FARIAS, K. V.; L. V. Amorim; H. C. Ferreira; E. Pereira. **Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos** (Study of rheology and filter-cake thickness of drilling fluids: influence of anionic dispersants and surfactant). Cerâmica, v. 52, p. 307- 314, 2006.

FERREIRA, D. F.; HONORATO, N. **Manual do operador de produção de petróleo e gás**. Campinas-SP: Komedi, 2011. p.596-606.

FRAUCHES-SANTOS, C.; ALBUQUERQUE, M. A.; OLIVEIRA, M. C. C.; Echevarria, A. **A corrosão e os agentes anticorrosivo**. Revista Virtual de Química, Rio de Janeiro, 20 dez. 2013. p.294-303.

GENTIL, Vicente. **Corrosão**. 3.ed. Rio de Janeiro: Saraiva, 1982.

GURIA, C; KUMAR, R; MISHRA, P. **Rheological analysis of drilling fluid using**. Marsh Funnel. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 105, p. 62-69, 2013.

HUILGOL, R.R. **A systematic procedure to determine the minimum pressure gradient required for the flow of viscoplastic fluids in pipes of symmetric cross-section**. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, v. 136, p. 140–146, 2006.

LELINSKI, D. ASH, **Flotation of dispersed Oil Droplets – A Model System for Betumen Flotation from Tar Sand**, Dissertação de Mestrado, University of Utah, USA, 1993.

LOMBA, R. **Fundamentos de filtração e controle de filtrado de fluidos de perfuração**. Rio de Janeiro, 2010.

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. p 1- 40.

MELO, K. L. **Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água**. Setembro de 2008. Dissertação(Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

MENG, X.; ZHANG, Y.; ZHOU, F.; CHU, Paul K. **Effects of carbon ash on rheological properties of water-based drilling fluids**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 100, p. 1-8, 2012.

NONATO, Paula. **Bioatenuação da geração de sulfeto, por meio da utilização de nitrato, em água produzida proveniente da extração de petróleo**. Vitória, 2009.

RIBEIRO, Laís Sibaldo. **USO DE ÁGUA PRODUZIDA NA FORMULAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**. 2015. 85 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

SANTOS, Matheus Barreto. **Perfuração de poços de petróleo: Fluidos de Perfuração**. *Revista de Divulgação do Projeto Universidade Petrobras e If Fluminense, Campos dos Goytacazes*, v. 2, n. 1, p.121-127. 2012.

SILVA, C. R. R. **Água produzida na extração de petróleo**. 2000, 27p. Monografia. Escola Politécnica. Departamento de hidráulica e saneamento. Curso de especialização em gerenciamento e tecnologias ambientais na indústria. Salvador-BA.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

YAO, Rugang.; JIANG, Guancheng.; LI, Wei.; ZHANG Hongxia . **Effect of water-based drilling fluid components on filter cake structure**. *Powder Technology*. v. 262, p. 51-61, 2014.

ZHANG, X.L.; JIANG, Z .H.; YAO, Z. P.; SONG, Y.; WU, Z. D.**Effects of scan rate on the potentiodynamic polarization curve obtained to determine the Tafel slopes and corrosion current density**. *Corrosion Science*, v. 51, p. 581–587, 2009.