



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
CENTRO DE ENGENHARIAS
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

GUILHERME MACIEL BARBOSA

**INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO E TIPO DE SAL NAS PROPRIEDADES
DE FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO**

MOSSORÓ – RN

2016

GUILHERME MACIEL BARBOSA

**INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO E TIPO DE SAL NAS PROPRIEDADES
DE FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO**

Monografia apresentada a Universidade
Federal Rural do Semi-Árido– UFERSA,
Centro de Engenharias, para obtenção do
Título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Rodrigo César Santiago, Prof.
Dr.

Coorientadora: Keila Regina Santana
Fagundes, Prof^a. Dra.

Coorientador: Jardel Dantas da Cunha, Prf.
Dr.

MOSSORÓ-RN

2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Central Orlando Teixeira (BCOT)
Setor de Informação e Referência

M238e Maciel Barbosa, Guilherme. Influência da
concentração e tipo de sal nas propriedades de
fluidos de completação / Guilherme Maciel
Barbosa. - 2016.
66 f. : il.

Orientador: Rodrigo César Santiago.
Coorientadora: Keila Regina Santana Fagundes.
Coorientador: Jardel Dantas da Cunha.
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia de
Petróleo, 2016.

1. Petróleo. 2. Completação. 3. Revestimentos.
4. Fluidos de Completação. 5. Corrosão. I. César
Santiago, Rodrigo , orient. II. Regina Santana
Fagundes, Keila, co-orient. III. Dantas da Cunha,
Jardel, co-orient. IV. Título.

GUILHERME MACIEL BARBOSA

**INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO E TIPO DE SAL NAS PROPRIEDADES DE
FLUIDO DE COMPLETAÇÃO**

Monografia apresentada à Universidade
Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA,
Campus Mossoró para obtenção do título de
Engenheiro de Petróleo.

Aprovado em: 09 / 11 / 2016

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Rodrigo César Santiago - UFERSA

Presidente



Profª. Dra. Keila Regina Santana Fagundes - UFERSA

Primeiro Membro



Prof. Dr. Jardel Dantas da Cunha - UFERSA

Segundo Membro

AGRADECIMENTOS

Antes de tudo quero agradecer a Deus em primeiro lugar. Sei que nos momentos que mais precisei Ele sempre estava junto comigo me dando forças para superar esses momentos. Sei também, que mesmo sem eu merecer, seu amor por mim é incondicional, e é por isso que quero compartilhar essa felicidade com Ele. Acima de tudo dedico essa vitória em minha vida ao Senhor, meu Deus.

A toda a minha família, pelo suporte necessário para que eu pudesse concluir mais essa etapa em minha vida. Meus pais (Lúcia de Fátima Maciel Barbosa e Eliseu Paz Barbosa), pela educação e formação como pessoa que eles me propiciaram, pela dedicação que tiveram, por estarem sempre ao meu lado nos momentos tristes me dando apoio e orientações, como também compartilhando as alegrias nos momentos felizes. Sei que sempre pude confiar na amizade de vocês, muito obrigado por tudo mamãe e papai. Aos meus irmãos, (Francisco Sandro Maciel Barbosa e Eveline Maciel Barbosa Ribeiro) que sempre confiaram em mim, obrigado pelos conselhos que me deram e que me ajudou muito a trilhar essa jornada até aqui.

A todos os docentes que tive o privilégio de ser aluno, em especial os professores ao meu orientador, Rodrigo César Santiago, e meus coorientadores Keila Regina Santana Fagundes e Jardel Dantas da Cunha pela disposição, apoio e orientação necessária para que fosse possível realizar esse trabalho, sendo assim, essenciais para concluir mais uma etapa em minha vida.

A minha noiva (Dayane Kelly da Silva Lima), por toda a compreensão que teve, pelo apoio em todas as minhas decisões e pelo companheirismo em todos os momentos.

Quero também agradecer as velhas amizades e também às que conquistei durante a vida acadêmica, por todo companheirismo, força e ajuda que me deram nessa caminhada até aqui.

Lembre da minha ordem: “Seja forte e corajoso! Não fique desanimado, nem tenha medo, porque eu, o Senhor, seu Deus, estarei com você em qualquer lugar para onde você for!”

(Josué 1:9)

RESUMO

Durante todo o processo para colocar um poço petrolífero em funcionamento existem algumas etapas a serem seguidas. Várias fases complexas devem ser cumpridas para que o óleo bruto armazenado seja extraído. Dentre essas fases, duas são muito importantes: a perfuração, que é a fase de construção do poço em si, e logo após essa dar-se início à completção, a qual tem como objetivo deixar o poço em condições de produção ou injeção. Entretanto, para obter o sucesso dessas operações se faz necessário o uso de fluidos específicos para cada uma das etapas e chamados respectivamente de perfuração e de completção. O objetivo deste trabalho é formular fluidos de completção e analisar suas influências na corrosão de tubos de revestimentos. Foram preparados fluidos de completção variando o tipo de sal (KCl, NaCl e CaCl_2) e concentração (50, 100 e 150 lb/bbl). Foram avaliadas as densidades e salinidade, assim como ensaios eletroquímicos de polarização linear de corrosão em tudo de revestimento. A partir deste estudo, pôde-se determinar quais os sais e faixas de concentração que melhor se enquadram para elaboração de fluidos de completção para aplicação em poços de petróleo com menor grau de corrosão às tubulações presentes.

Palavras-chave: Petróleo, completção, revestimentos, fluidos de completção, corrosão.

ABSTRACT

Throughout the process to put an oil well in operation there are some steps to follow. Several complex stages must be fulfilled so that the stored crude oil is extracted. Among these phases, there are two very important: the drilling, which is the well construction phase itself, and soon after that be initiated to completion, which aims to leave the well in the conditions of production or injection. However, for the success of such operations is the use of special fluids for each step, and respectively called drilling and completion is required. The objective of this study is to formulate completion fluids and analyze their influence on corrosion coatings tubes. completion fluids were prepared by varying the type of salt (KCl, NaCl, and CaCl₂) and concentration (50, 100, and 150 lb / bbl). Analyses were made of the fluid properties and corrosion experiments were performed in electrochemical tests linearly polarized all the corrosion coating was prepared with NaCl, whereas the lowest showed corrosion rate was formulated with CaCl₂. Starting from this study, you could determine which salts and concentration ranges that best fit for the preparation of completion fluids for use in oil wells with a lower degree of corrosion to these pipes.

Keywords: Oil, completion, coatings, completion fluids, corrosion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Tipos de Completação	14
Figura 02 – Métodos de Completação quanto ao Revestimento de Produção	16
Figura 03 – Tipos de Completação quanto ao número de Zonas Explotadas.....	17
Figura 04 – Densidade em função da concentração de sal	30
Figura 05 – Salinidade em função da concentração de sal	31
Figura 06 – a) Superfície de resposta para os parâmetros analisados concentração do sal e tipo do sal e b) Diagrama de Pareto para a concentração do sal e tipo do sal.	32
Figura 07 – Superfície do eletrodo após análise potenciométrica para os fluidos preparados com o sal NaCl nas concentrações: a) 50 lb/bbl, b) 100 lb/bbl e c) 150 lb/bbl	33
Figura 08 – Superfície do eletrodo após análise potenciométrica para os fluidos preparados com o sal CaCl_2 nas concentrações: a) 50 lb/bbl, b) 100 lb/bbl e c) 150 lb/bbl.....	33
Figura 09 – Superfície do eletrodo após análise potenciométrica para os fluidos preparados com o sal KCl nas concentrações: a) 50 lb/bbl, b) 100 lb/bbl e c) 150 lb/bbl	34
Figura 10 – Microestrutura do aço API 5L X80.....	34
Figura 11 – Curvas de polarização potenciodinâmicas para os fluidos confeccionados com o NaCl nas concentrações 50, 100 e 150 lb/bbl.....	35
Figura 12 – Curvas de polarização potenciodinâmicas para os fluidos confeccionados com o CaCl_2 nas concentrações 50, 100 e 150 lb/bbl.....	35
Figura 13 – Curvas de polarização potenciodinâmicas para os fluidos confeccionados com o KCl nas concentrações 50, 100 e 150 lb/bbl.....	36

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. OBJETIVOS	12
2.1 OBJETIVO GERAL	12
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	13
3.1 COMPLETAÇÃO.....	13
3.1.1 Classificação das operações de completação	14
3.1.2 Métodos de completação	15
3.2 FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO	18
3.2.1 Funções e características.....	19
3.2.2 Propriedades.....	20
3.2.3 Classificação	21
3.2.3 Fatores que afetam a escolha do fluido de completação.....	22
3.2.4 Soluções salinas	23
3.3 CORROSÃO	24
3.3.1 Classificação	24
4. MATERIAIS E MÉTODOS	27
4.1 ELABORAÇÃO DOS FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO.....	27
4.2 CONFECÇÃO DO ELETRODO DE TRABALHO.....	28
4.3 ENSAIO CORROSIVO	28
4. RESULTADOS	30
5. CONCLUSÕES.....	37
REFERÊNCIAS	38

1. INTRODUÇÃO

Segundo a Teoria Organogênica, o petróleo originou-se da decomposição de plantas e animais que teriam se depositado em grandes quantidades no fundo dos mares e lagos, ou ainda outras depressões de terrenos, tendo sofrido um processo de compactação. Essa massa de detritos orgânicos teria sido submetido a altas pressões e temperaturas ao longo do tempo, ocasionando reações químicas que a transformariam em óleo e gás. Sendo menos densos que a água, o óleo e o gás flutuam, atravessando camadas de rochas porosas até encontrar uma camada impermeável sob o qual se depositam ocupando espaços vazios da rocha. (MACHADO et. al., 2005) Assim sendo, a maior dificuldade nos dias atuais é a extração e produção de todo esse petróleo originado há milhares de anos, por isso vários estudos são feitos com o intuito de criar, melhorar e/ou aperfeiçoar os métodos, equipamentos, projetos, utensílios necessários para a extração dos hidrocarbonetos armazenados nos reservatórios, mesmo os campos de produção considerados maduros, como é o caso da cidade de Mossoró, necessitam de estudos e pesquisas para a continuação de toda a produção.

Durante o processo para colocar um poço de petróleo em funcionamento existem algumas etapas a serem seguidas entre a exploração e a exploração. Duas dessas etapas muito importantes são a fase de perfuração que é a fase de construção do poço em si até chegar na zona de interesse, e logo após se dá a fase de completção, a qual tem a finalidade de deixar o poço estável e em condições de produzir em segurança e sem prejudicar o reservatório. Tanto na etapa da perfuração quanto da completção são necessários fluidos para o sucesso de cada etapa, esses fluidos são específicos para cada uma das etapas e são chamados de fluidos de perfuração e fluidos de completção. Segundo Plácido (2013) é de extrema importância o uso de um fluido para auxílio das operações realizadas durante a completção, por isso seu estudo torna-se fundamental.

Verificando que os equipamentos utilizados no processo de exploração e produção do petróleo, passam por diversos fatores de desgastes, sejam físicos ou químicos. Um fator de desgaste bastante presente é a corrosão. Para que ocorra a produção segura de óleo e gás precisa haver o controle dos processos corrosivos a materiais constituintes das instalações, dos equipamentos e também nos tubos, principalmente dos tubos de revestimentos, que serão usados em toda fase produtiva do reservatório.

Assim, os processos corrosivos tem sido responsáveis por elevados gastos para repor os equipamentos degradados pela ação do meio, bem como já ocasionaram inúmeros acidentes graves devido à falha estrutural de equipamentos, contendo substâncias tóxicas e explosivas, que são típicas da indústria de petróleo e gás. O adequado controle da corrosão é garantido pela soma dos benefícios obtidos por diversos fatores dentre os quais se destaca a injeção de inibidores de corrosão. (FARCHES, 2013 apud MOURA et. al., 2015)

Um dos grandes responsáveis por problemas de corrosão são os fluidos, tanto os de perfuração quanto os de completação, por isso é tão importante o estudo desses fluidos, principalmente os de completação, que ficam em contato direto com os tubos de revestimentos, estes feitos de aço e responsáveis por manter as paredes do poço estáveis e por onde escoará toda a produção de óleo e gás.

Assim é possível elaborar fluidos de completação mais apropriados para determinados poços e também para áreas específicas, como é o caso do campo petrolífero na região de Mossoró/RN. Por ser bastante conhecido, fica mais fácil elaborar (composição e preparação) fluidos específicos para a completação de poços futuros, pois são conhecidos problemas ocasionados em poços anteriormente completados e também por já se ter várias informações sobre a geologia da área.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como ênfase a análise do fenômeno corrosivo dos fluidos de completação confeccionado com NaCl, CaCl₂ e KCl.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Elaborar fluidos de completação confeccionados com Cloreto de Sódio, Cloreto de Cálcio e Cloreto de Potássio;
- b) verificar a influência da concentração do sal nas propriedades corrosivas;
- c) mapear a influência do sal e sua concentração empregando modelagem vetorial.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 COMPLETAÇÃO

Ao término de uma perfuração de um poço de petróleo, seja ele em terra (*onshore*) ou em mar (*offshore*), é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda sua vida produtiva. (PLÁCIDO, 2013)

Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás denomina-se completação; ou seja, a partir do momento em que a broca de perfuração penetra na formação produtora inicia-se a completação. Qualquer intervenção no poço, após a conclusão da perfuração faz parte da engenharia de completação. (FEEREIRA, 2009)

São diversas as operações com o objetivo de colocar o poço para produzir óleo e/ou gás, esse conjunto de operações, tais como; instalação dos equipamentos de superfície, condicionamento do poço, avaliação da qualidade da cimentação, canhoneio entre outras denomina-se completação.

Completção é a transformação do esforço de perfuração e avaliação em uma unidade produtiva, ou seja, o poço passa a produzir óleo e/ou gás. Ela consiste no conjunto de serviços efetuados no poço desde o momento em que, na fase de perfuração, a broca atinge o topo da zona produtora até o momento em que o poço entra em produção. (SILVA, 2010)

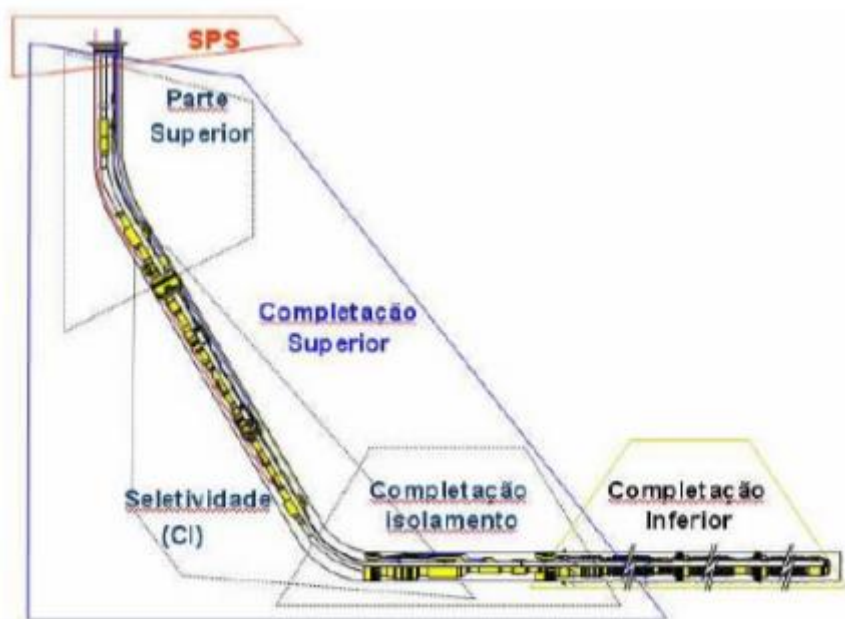
A completação tem reflexos em toda vida produtiva do poço e envolve vários custos, se faz necessário um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa.

Um dos significados da palavra completação, talvez o principal, refere-se aos equipamentos de acabamento de um poço (cabeça de poço, revestimentos de produção, coluna de produção, interface poço-reservatório, interfaces na superfície).

A completação pode ser dividida em (Figura 01):

1. Completção na formação ou completção inferior
2. Completção intermediária ou de isolamento
3. Completção superior

Figura 01 – Tipos de completção.



Fonte: Ferreira (2009).

3.1.1 Classificação das operações de completção

As intervenções posteriores à perfuração do poço podem ser classificadas como operações de investimentos ou como operações de manutenção. Nas operações de investimentos, equipamentos são instalados ou operações com o intuito de concluir o poço e equipá-lo para sua finalidade são realizadas. Já nas operações de manutenção (*workover*), ocorrem em poços já em operação, a fim de recuperar uma condição melhor de produção. (GOMES, 2013)

a) Operações de investimentos

São operações que visam verificar as condições de reservatório e a equipagem do poço na intervenção após a perfuração ou modificar a finalidade do poço em intervenção posterior.

Atividade realizada com o objetivo de avaliar a formação produtora, para definir os parâmetros da formação, constatar a procedência dos fluidos e o índice de produtividade.

b) *Operações de manutenção*

É o conjunto de operações realizadas no poço depois da completação inicial, durante sua vida produtiva, com o objetivo de corrigir problemas de modo a permitir que a produção de fluidos retorne ao nível normal ou operacional. As operações de manutenção podem ser de avaliação, limpeza, restauração, estimulação, mudança de método de elevação e abandono. As principais causas para se fazer uma intervenção são a baixa produtividade; produção excessiva de gás e/ou água; produção de areia e falhas mecânicas.

3.1.2 Métodos de completação

Buscando atender os requisitos básicos de economicidade, praticidade, durabilidade e segurança, as completações podem ser realizadas de acordo com alguns métodos. Tais métodos referem-se às configurações básicas do poço e interação com a formação, que por serem aplicáveis a cada situação específica podem apresentar variações, tornando-se bem mais sofisticadas.

a) *Quanto ao posicionamento da cabeça dos poços*

Uma característica das reservas brasileiras é que as mesmas apresentam tanto lâminas d'água rasas quanto profundas. Disto resultam importantes diferenças na maneira como é perfurado e completado um poço, principalmente no que se refere aos sistemas de cabeça do poço submarino utilizados pela perfuração, e ao tipo de árvore de natal utilizada pela completação, se molhada ou convencional.

b) *Quanto ao revestimento de produção*

Tais métodos se referem às configurações básicas que existem entre o poço e a formação, aplicáveis a cada situação e podem apresentar variações que os tornam bem mais sofisticados.

- Poço aberto

Durante a perfuração, ao se atingir o topo da zona produtora, o revestimento de produção é descido e cimentado, logo em seguida esta zona é perfurada até a profundidade final, sendo posteriormente colocado o poço em produção com a zona totalmente aberta. Obviamente, tal método é, somente, aplicável a formações totalmente

competentes e possíveis sua realização, como os embasamentos fraturados; os calcários; dolomitas e os arenitos muito bem consolidados.

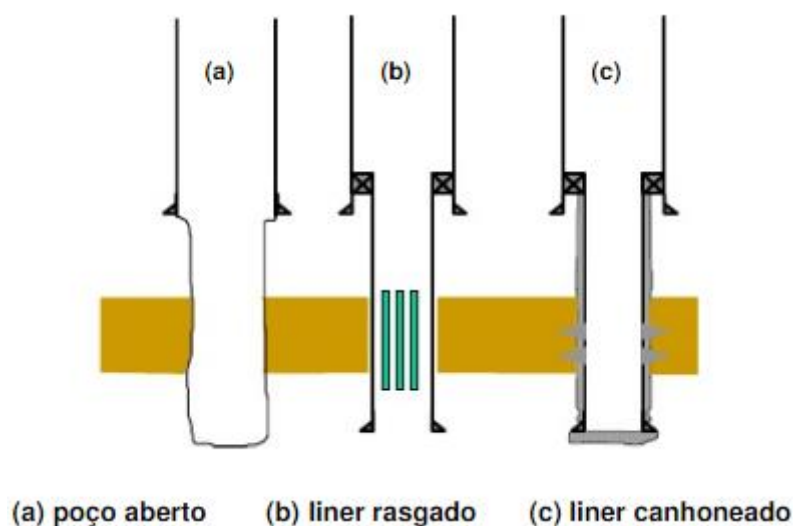
- Liner rasgado

Quando utiliza-se liner, a coluna de revestimento anterior é assentada e cimentada acima do topo da zona prevista, prosseguindo-se posteriormente a perfuração até a profundidade final prevista. Avaliada a zona e decidido completar, é descida uma coluna de tubos, os quais podem ser rasgados ou lisos, a que ficará assentado no fundo do poço e suspensa pela extremidade inferior do revestimento de produção (FERREIRA, 2009).

- Liner canhoneado

Já nesse método, quando a perfuração atinge a profundidade final e esta zona é avaliada como viável comercialmente ou não, é descido o revestimento de produção até o fundo do poço, sendo em seguida cimentado. Posteriormente é canhoneado o revestimento defronte aos intervalos de interesse mediante a utilização de cargas explosivas, colocando assim o reservatório produtor em comunicação com o interior do poço e sendo possível a produção de óleo e/ou gás.

Figura 02 – Métodos de completção quanto ao revestimento de produção.



Fonte: Ferreira (2103).

c) *Quanto ao número de zonas explotadas*

- Simples

Caracterizam-se pelo poço possuir uma tubulação descida pelo interior do revestimento de produção da superfície até próximo à formação produtora. Essa tubulação, acompanhada de outros equipamentos, denomina-se coluna de produção.

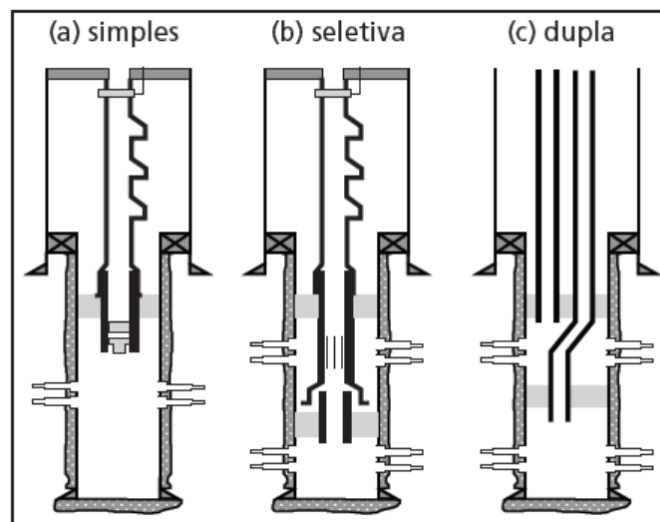
- Seletiva

Neste caso, somente uma coluna de produção é descida e equipada de forma a permitir a produção de várias zonas ou reservatórios seletivamente, bem como a facilidade operacional de se alterar a zona em produção.

- Dupla

Esse tipo de completação, ainda não utilizado em poços marítimos, possibilita produzir, simultaneamente, em um mesmo poço, duas zonas ou reservatórios diferentes, de modo controlado e independente, tanto no que diz respeito a volumes produzidos como a pressões, razões gás/óleo e óleo/água etc. Isso só é possível instalando-se duas colunas de produção com obturadores.

Figura 03 – Tipos de completação quanto ao número de zonas explotadas.



Fonte: GOMES (2013).

Grande parte da literatura de engenharia de petróleo ensina que uma boa completação é aquela onde são observados os aspectos técnico/operacional e econômico. Assim uma boa completação deve oferecer:

- Segurança na operação do poço, seja durante as intervenções ou durante a vida produtiva;
- proteção do meio ambiente, evitando derramamento de óleo;
- possibilidade de se obter a maior vazão de óleo e/ou gás permitida pelo gerenciamento do reservatório, sempre otimizando a produção;
- maior longevidade possível, reduzindo o número de intervenções futuras no poço e consequentemente reduzindo o custo total do projeto.

3.2 FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO

No ramo industrial do petróleo existem vários fatores que levam empresas a investir bastante quando se trata de perfuração de poços. Normalmente nas áreas de interesse, onde o petróleo está armazenado na forma de gás/óleo, faz-se necessário à utilização do processo de perfuração que inclui o uso de ferramentas especiais juntamente com o fluido com propriedades também especiais, conhecido na sonda como lamas de perfuração e completção. Esses fluidos, que estão presentes durante todo o processo de perfuração e completção, em que desempenham inúmeras funções que contribuem bastante no processo de extração do óleo. (MOURA et. al., 2015)

Assim como na perfuração do poço, durante sua completção também é indispensável o uso de um fluido para auxílio, só que agora recebe o nome de fluido de completção, ou seja, fluidos de completção são fluidos utilizados durante as operações de completção ou em trabalhos posteriores visando obter um acréscimo de produção. São utilizados no poço por ocasião do condicionamento do mesmo ou antes da operação de canhoneio e posteriormente em todas as intervenções que venham a ser realizadas no mesmo.

Os fluidos de completção, como também são conhecidos os fluidos de completção é, por definição, uma solução salina isenta de sólidos. Esta é que é a grande diferença entre o fluido de perfuração e o fluido de completção, que é a uma suspensão de sólidos em líquidos. A ausência de sólidos se deve ao fato de que estes causam dano à formação. Assim, durante a perfuração do poço, a rocha nas imediações do poço fica danificada, e sua permeabilidade bastante reduzida.

O fluido de completção é uma solução isenta de sólidos em suspensão, utilizada nas operações de completção de poços de óleo ou gás sem causar dano às zonas produtoras. É utilizado no poço para facilitar as operações que antecedem o início da

produção do poço, tais como descida de telas, liner de produção, packers, canhoneio da zona produtora, etc. (PINTO, 2012)

Segundo Alberto (2002), os fluidos de completação (*packer fluids*) são utilizados nas operações de produção, visando à contenção dos reservatórios através da pressão hidrostática imposta por esses fluidos, causando um mínimo de dano à formação produtora.

Após a descida e cimentação do revestimento, o fluido de perfuração deve ser substituído por fluido de completação, antes de ser efetuado o canhoneio. O canhoneio deve então perfurar e atravessar não só o aço do revestimento e o cimento, como também a área invadida e danificada da rocha, atingindo assim uma parte da rocha com a permeabilidade original. Nesta hora, o fluido do poço será colocado em contato com a formação. Portanto, além de ser isento de sólidos, os fluidos de completação devem também possuir aditivos que inibam a reação química com a rocha e a formação de emulsão com o óleo da formação. Além desse tipo de fluido ser utilizado após a cimentação do revestimento, ele ainda é utilizado em operações posteriores tais como, estimulação, restauração, recompletação, limpeza e outros trabalhos que visam possibilitar a produção do poço com segurança e sem dano de formação.

Em resumo o fluido de completação, também conhecido como fluidos de amortecimento e utilizados nas operações de completação, cuja composição deve ser compatível com o reservatório e com os fluidos nele contidos, visando à contenção dos reservatórios através da pressão hidrostática imposta por eles, causando o mínimo de dano à formação, ou seja, originar obstruções que possam restringir o rendimento do poço.

3.2.1 Funções e características

Tão importante para a perfuração, o fluido torna-se também um dos elementos mais importantes para uma completação segura evitando problemas futuros. Assim esses fluidos também possuem suas funções e/ou características, são elas: (PLÁCIDO, 2013)

- Deve impedir a migração do fluido da formação para o poço;
- Não deve danificar a formação;
- Deve promover o carreamento de partículas sólidas que se encontrem no poço tais como: cimento, areia, detritos ou limalha;

- Deve ser limpo;
- Não deve ser corrosivo;
- Não deve trapear gás;
- Deve ser econômico (barato).

Segundo Ferreira (2009), esses fluidos ainda têm as seguintes funções e características:

- Deve ter densidade capaz de fornecer pressão hidrostática no fundo do poço suficiente para impedir que haja influxo de fluidos da formação para dentro do poço e mantendo o poço amortecido;
- Evitar a hidratação das argilas da formação, o que causaria o inchamento da formação com posterior dano à mesma. Por isso na maioria dos casos é utilizado nesses sais um sal inorgânico;
- Deslocar fluidos de tratamento para um determinado intervalo do poço e manter a estabilidade das paredes do poço;
- Deve ser inerte a ação de bactérias;
- Ser estável química e termicamente;
- Não tóxico e essencialmente limpo;
- Ambientalmente amigável;
- Preservar elastômeros.

3.2.2 Propriedades

a) Propriedades físicas

- Massa específica
- Turbidez
- Viscosidade

b) Propriedades químicas

- pH – Potencial hidrogeniônico
- Salinidade
- Teor de cálcio
- Dureza
- Sulfatos

3.2.3 Classificação

São divididos basicamente em dois tipos, conforme a fase contínua que o compõe.

3.2.3.1 Fluidos à base de água

a) *Fluidos de perfuração modificados*

Como o próprio nome indica, são fluidos que foram usados na perfuração da zona de interesse, após a remoção de sólidos em suspensão e um controle mais rígido do filtrado e da massa específica eles são reutilizados, mas agora como fluidos complementares.

b) *Soluções salinas*

As soluções salinas são isentas de sólidos, uma vez que o sal adicionado será totalmente dissolvido. O controle da densidade é facilitado, pois para aumentá-la adiciona-se sal e para baixá-la adiciona-se água. Impurezas vindas da água de mistura ou do próprio sal usado podem ser facilmente removidos por filtração, o que torna estas soluções “fluidos limpos”.

c) *Soluções poliméricas*

Quando se necessita de um fluido de completação, com controle de filtração, são normalmente empregados soluções poliméricas, já que as soluções salinas, não atendem a este requisito.

3.2.3.2 Fluidos à base de óleo

a) *Petróleo*

Dado o seu baixo peso específico, o óleo cru é utilizado em reservatórios exauridos ou com baixa pressão original.

b) *Packer Fluid*

É o fluido deixado acima do packer, entre o tubo de produção e o revestimento por longos períodos de tempo, após a completação ou qualquer outra operação no poço.

Tendo como principal função permitir a manipulação da coluna e /ou packer sem decantação de detritos sobre os mesmos.

O *packer fluid* não deve ser corrosivo, ou então deve permitir um controle de corrosão. Deve ser livre de sólidos, como qualquer outro fluido de completação, e também deve ter condições de manter os sólidos em suspensão por longos períodos em condições estáticas. Não deve apresentar dificuldade na reentrada do poço em operações de workover. Pode ser utilizado como fluido de completação ou amortecimento com pequena ou nenhuma modificação.

c) *Emulsões verdadeiras*

São fluidos preparados com a dispersão de óleo em água, formando uma emulsão, onde pequenas gotículas de óleo ficam espalhadas e cercadas de água. Necessitam dos agentes estabilizadores, emulsionantes, para impedir a separação das fases. Esse tipo de fluido possui um peso específico intermediário entre a solução salina e o óleo, tendo assim um excelente poder de sustentação com agentes gelificantes. Como desvantagens, as emulsões verdadeiras apresentam necessidade de condições dinâmicas e um elevado índice de poluição. Sendo assim não uma opção eficiente, já que nos dias atuais um dos fatores mais buscados é a preservação do meio ambiente.

d) *Emulsões inversas*

São fluidos onde a água é dispersa no óleo, possuindo elevada estabilidade térmica e baixo filtrado. O fluido filtrado é óleo, que não apresenta problemas com argilas, no entanto pode ocorrer um tipo de dano causado por inversão de molhabilidade, levando o óleo a grudar nas rochas da formação. Pode ser inflamável, dependendo do óleo utilizado.

3.2.3 Fatores que afetam a escolha do fluido de completação

a) *Temperatura*

Em altas temperaturas ocorre um aumento do volume da solução, mas como a massa é constante, ocorre uma redução da densidade, sendo necessário uma correção.

b) *Pressão de formação*

Os fluidos complementares tem que ter a capacidade de exercer no interior dos poros da formação a pressão necessária e suficiente para que não danifique as paredes do poço e prejudique toda a operação.

3.2.4 Soluções salinas

As soluções salinas são utilizadas em grande escala, são os fluidos de completação mais utilizados a nível mundial.

Nos referidos fluidos é utilizado um sal inorgânico com a finalidade de evitar a hidratação das argilas de formação, o que causaria o inchamento da formação com posterior danos às mesmas. Geralmente os referidos fluidos utilizam como sal inorgânico o cloreto de sódio (NaCl), cloreto de potássio (KCl) entre outros, sendo a escolha feita em função do peso específico do fluido a ser utilizado.

Estes sais conferem agressividade ao meio causando a corrosão dos materiais metálicos, tanto os equipamentos envolvidos na operação quanto os tubos usados na coluna de produção e os tubos de revestimentos. Tem como vantagens: livres de sólidos pois as impurezas existentes nos sais são removidas na filtração, são de fácil manuseio e preparo, são compatíveis com a formação. E como desvantagens: difícil controle e filtrado, são altamente corrosivos, possuem baixo teor de carregamento, cristalização do sal nas soluções saturadas em baixas temperaturas

a) Soluções de cloreto de sódio (NaCl)

É a mais simples, econômica e portanto mais usada. A densidade máxima das soluções de NaCl é de 10,0 lb/gal a 60° F. São compatíveis com a maioria dos aditivos e também não são muito corrosivos.

b) Solução de cloreto de potássio (KCl)

São apropriadas para formações com alta argilosidade e hidratáveis e possuem taxas de corrosão toleráveis com o uso de inibidor e manutenção de pH entre 7 e 8.

c) Cloreto de cálcio (CaCl₂)

Excelentes para quando há a necessidade de densidades maiores que 10 lb/gal e menores que 11,7 lb/gal. A temperatura de cristalização de soluções próximas a saturação é 56°F o que torna impraticável seu uso em climas frios. E ainda possui taxa de corrosão menor que as soluções de cloreto de sódio e cloreto de potássio.

3.3 CORROSÃO

A corrosão tem sido definida de forma bastante variada, muitas vezes enfocando apenas uma peculiaridade do fenômeno. Assim, por exemplo, uma definição bastante popular é aquela que afirma que a corrosão é o processo inverso da metalurgia extrativa, em que o metal retorna ao seu estado original, ou seja, o minério do qual foi extraído. (FILHO, 2010)

Ainda segundo Gentil (2011), a deterioração devido à interação físico-química do material e o seu uso meio, representa alterações indesejáveis, tais como desgaste, variações químicas ou modificações estruturais, tomando-o inadequado para o uso. Portanto, diante do efeito da deterioração que ocorre no material, se este aspecto não for levado em conta no momento da especificação do material em seu projeto os efeitos de um acidente podem ser catastróficos.

De acordo com Bertness, Chilingarian, AL-Bassam (1989), a destruição de metais é influenciada por vários fatores físicos e químicos que localizam e aumentam danos da corrosão. Os constituintes que promovem corrosão incluem: (a) energias diferentes sob a forma de gradientes de estresse ou reações químicas em uma superfície de metal em contato com uma solução corrosiva. (b) As diferenças de concentração de sais ou outros componentes na solução eletrolítico. (c) As diferenças na quantidade de depósitos, sólidos ou líquidos, nas superfícies do metal, que são insolúveis nas soluções eletrolíticas. (d) Inclinações de temperatura na superfície do metal em contato com uma solução corrosiva. (e) Diferenças na composição da superfície do metal.

Na indústria do petróleo não é diferente, a corrosão é um problema grave enfrentado nesse setor, é uma das principais causas de falhas em equipamentos e tubulações de plataformas de perfuração, produção e em equipamentos de refino. Como diz Terzi e Mainier (2008), essas falhas prejudicam o processo, atrasam o cronograma operacional de perfuração e produção, geram altos custos de manutenção, geram prejuízos, além de geram também riscos à saúde e ao meio ambiente.

3.3.1 Classificação

Segundo Ponte (2003), os processos de corrosão podem ser classificados segundo o meio em que ocorre e segundo sua morfologia. Descritos a seguir:

3.3.1.1 Classificação segundo o meio

- *Corrosão Química*

São os casos em que o metal reage com um meio não iônico como, por exemplo, ocorre no caso de oxidação ao ar a alta temperatura.

- *Corrosão Eletroquímica*

Em todos os casos de corrosão a participação de íons metálicos, No entanto, defini-se corrosão eletroquímica para os casos em que ocorre um transporte simultâneo de eletricidade através de um eletrólito. A este grupo pertencem a corrosão em soluções salinas (tema do trabalho em questão) e água do mar, a corrosão atmosférica, a corrosão em solos, etc.

3.3.1.2 Classificação segundo a morfologia

- *Corrosão Uniforme*

O ataque corrosivo, neste caso, se estende de forma uniforme sobre toda a superfície metálica, e sua penetração média é igual em todos os pontos. É a forma menos agressiva de corrosão.

- *Corrosão em Placas*

Abrange os casos intermediários entre a corrosão uniforme e a corrosão localizada. Ocorre em algumas regiões da superfície.

- *Corrosão Puntiforme (Pite)*

Durante a corrosão puntiforme o ataque se localiza em um ponto isolado da superfície metálica e se propaga até o interior do metal, muitas vezes transpassando.

- *Corrosão em frestas*

É uma variação da corrosão puntiforme e se apresenta em uniões ou zonas em que a renovação do meio corrosivo só pode ser obtida por difusão (movimento de íons causado por um gradiente de concentração). Esta condição de não renovação do meio corrosivo pode ser obtida também quando se tem sedimentação ou quando se utilizam juntas de material absorvente ou poroso.

De uma maneira geral este tipo de corrosão ocorre em frestas com espessura de poucos centésimos de milímetro ou menor.

- *Corrosão Intergranular*

Este tipo de corrosão localiza-se entre os grãos da estrutura cristalina do material metálico, o qual perde suas propriedades mecânicas e pode fraturar quando submetido a esforços mecânicos menores que o esperado, como é o caso da corrosão sob tensão fraturante.

- *Corrosão Intragranular*

Este tipo de corrosão se processa no interior dos grãos cristalino do material metálico o qual, pela perda de suas propriedades mecânicas, assim como no caso da corrosão Intergranular, poderá fraturar a menor solicitação mecânica com efeitos muito mais catastróficos que o caso da intergranular.

- *Corrosão Filiforme*

A corrosão filiforme se processa sob a forma de finos filamentos que se propagam em diferentes direções e que não se cruzam. Ocorre geralmente em superfícies metálicas revestidas com filmes poliméricos, tintas ou metais ocasionando o deslocamento do revestimento.

- *Corrosão por Esfoliação*

Na corrosão por esfoliação ocorre em diferentes camadas e o produto de corrosão, formado entre a estrutura de grãos alongados, separa as camadas ocasionando um inchamento do material metálico.

Devido ao fato de que a maioria dos produtos, equipamentos, tubulações e dutos usados na indústria petrolífera são formados de aço, a corrosão então será sempre um problema enfrentado.

Um dos grandes responsáveis pela corrosão nos equipamentos de subsuperfície, superfície como também nos tubos de perfuração e revestimentos, são os fluidos tanto de perfuração quanto os de completação. Assim uma das questões mais estudadas nos fluidos é em relação ao poder corrosivo que eles apresentam e a procura de soluções para minimizar ou até mesmo anular esse problema.

Diante dos fatos, os sistemas diversificados em que as operações petrolíferas atuam o homem, a segurança industrial e o meio ambiente são itens fundamentais. Portanto, os processos corrosivos independentes dos avanços tecnológicos se fazem presentes.

Como os fluidos de completação, na sua maioria utilizam sais (ex.: cloreto de sódio - NaCl; cloreto de Potássio - KCl), esses sais conferem agressividade ao meio causando a corrosão dos materiais metálicos, ou seja, uma questão que não pode passar despercebido, pois podem causar vários problemas durante a completação, na fase de

abandono (temporário ou definitivo) ou futuramente durante a fase de produção. Assim, se faz necessário o estudo desses fluidos para saber qual o melhor a se usar em determinada operação de completação onde já se conhece toda a aparelhagem usada e a geologia da formação perfurada como no caso de campos maduros, como exemplo o campo da cidade de Mossoró, Rio Grande do Norte, o maior produtor de petróleo onshore. A seleção de qual fluido de completação usar não é uma tarefa simples, estudos são necessários para optar qual fluido será usado em determinada operação de completação, com o objetivo principalmente de diminuir o problema da corrosividade causada por eles nos tubos de revestimentos.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 ELABORAÇÃO DOS FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO

Na primeira parte prática do projeto foram elaborados os fluidos de completação para primeiramente serem analisados as densidades e as salinidades dos mesmos.

Os fluidos preparados foram à base de água, alterando apenas o tipo de sal e a sua concentração. Os sais utilizados foram:

- Cloreto de sódio (NaCl)
- Cloreto de potássio (KCl)
- Cloreto de cálcio (CaCl_2)

Suas concentrações:

- 50 lb/bbl
- 100 lb/bbl
- 150 lb/bbl

Todos os fluidos foram feitos usando a mesma quantidade de água destilada: 1 barril (bbl) equivalente. (1 bbl = 350 mililitro)

Cada sal foi usado para elaborar 3 fluidos diferentes, variando apenas sua concentração, totalizando no final 9 concentrações, com o objetivo de avaliar o efeito da variação dessas concentrações de sal sobre a densidade dos fluidos.

A água juntamente com o sal foram homogeneizados com o auxílio do misturador Hamilton Beach pelo tempo de 30 minutos cada concentração.

Posteriormente foi medido o peso (densidade) de cada fluido com o uso da balança densimétrica Fann.

Já a salinidade foi medida utilizando o seguinte método: Foi adicionado 4 gotas da solução Cromato de Potássio com o auxílio de um conta gotas dentro de um backer contendo 1 mililitro de fluido, sempre homogeneizado até que a solução fique com a cor amarelo.

Em seguida é adicionada a solução Nitrato de Prata, com o auxílio de uma bureta eletrônica, uma quantidade suficiente até que o fluido mude da cor amarelo para a cor laranja telha. Essa quantidade que foi adicionada será equivalente à salinidade do fluido trabalhado. Assim é finalizado a 1ª parte dos experimentos.

4.2 CONFECÇÃO DO ELETRODO DE TRABALHO

Nessa etapa do trabalho foi exclusiva para a confecção do eletrodo de trabalho, eletrodo este que será usado na etapa subsequente, que será relacionada à corrosão.

Uma “moeda” foi usinada a partir do mesmo aço de um tudo de revestimento, pois será a superfície desse material que sofrerá os efeitos corrosivos do meio (fluido de completação) simulando a realidade de um poço de petróleo. A amostra tem as dimensões de 1,4 cm de diâmetro e uma área superficial exposta de 1,53cm².

4.3 ENSAIO CORROSIVO

Na última etapa foi foram feitos os experimentos para análise da corrosividade dos fluidos de completação elaborados na 1ª etapa no aço dos tubos de revestimentos representados no eletrodo confeccionado na 2ª etapa. Os experimentos foram realizados em ensaios eletroquímicos de polarização linear executados em uma célula eletroquímica de vidro clássica composta por 3 eletrodos: Eletrodo de Trabalho (corpo-de-prova), Contra Eletrodo e Eletrodo de Referência. O contra eletrodo utilizado no presente trabalho foi o de Platina (Pt) e teve a finalidade de permitir a conexão elétrica, de forma que uma corrente pudesse ser aplicada ao eletrodo de trabalho. O contra eletrodo tem um papel fundamental por evitar a queda ôhmica no sistema absorvendo qualquer excesso de íons que possam interferir nas leituras (SILVA, 2006). O eletrodo de referência utilizado no presente trabalho foi o de Prata/Cloreto de Prata (Ag/AgCl). Destaca-se ainda, que foram utilizados os mesmos eletrodos para a realização de todas as medidas na célula eletroquímica, variando apenas o meio eletrolítico com os diferentes fluidos elaborados da 1ª etapa.

Optou-se por usar utilizar curvas de polarização nesse trabalho, como uma das técnicas eletroquímicas, por permitir resposta muito rápida, bastante reprodutiva e ter sido utilizada com sucesso por outros trabalhos por alguns estudantes da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA / Mossoró/RN).

A célula eletrolítica depois de montada, é ligada a um potenciostato/galvanostato PGSTAT101 da Metrohm Autolab, instrumento que controla a diferença de potencial que atravessa o conjunto eletrodo de trabalho/contra eletrodo. O sistema foi ajustado para manter a diferença de potencial entre o eletrodo de trabalho e o eletrodo de referência de acordo com o programa fornecido por um gerador de função. Seu objetivo é forçar, através do eletrodo de trabalho, qualquer corrente de modo a alcançar o potencial desejado a qualquer tempo, conforme destaca BARD & FAULKNER, 1980 apud SILVA, 2008.

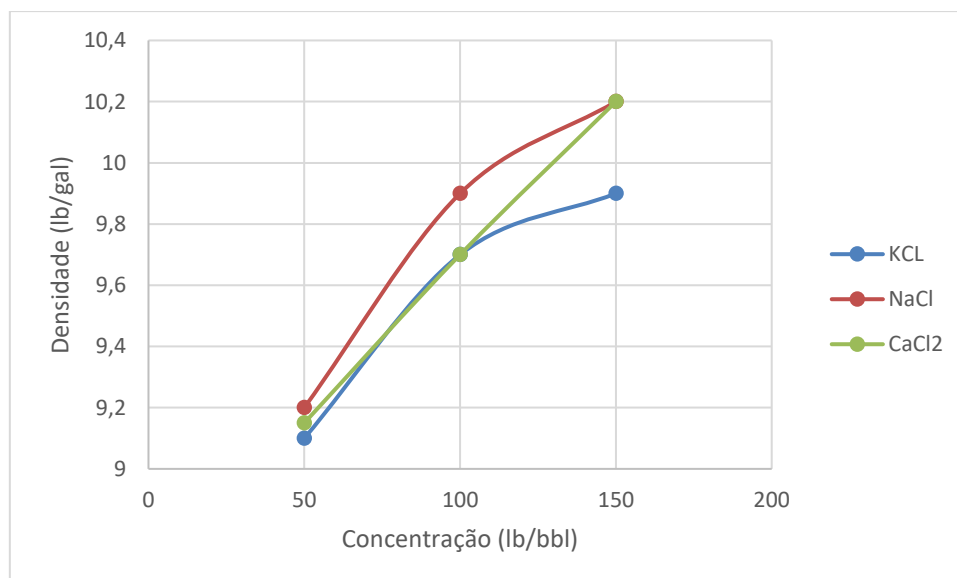
As medidas foram feitas em cima de um potencial de circuito aberto em uma faixa de potencial de -300 mV a +300 mV e com uma varredura de 0,001 V/s. O volume da solução foi de aproximadamente 100 mL imersas pelo tempo de 60 segundos em cada ensaio.

Durante todo o experimento o potenciostato ficou ligado a um computador monitorado pelo SOFTWARE. As medidas da intensidade de corrosão foram determinadas utilizando-se a técnica de curvas de polarização, que permite, através da utilização do potenciostato com compensação de queda ôhmica, a medida da corrente de corrosão em cada ensaio, mediante a operação denominada: aquisição de potencial *versus* tempo. Desse modo, o programa gerador de função desconecta o contra eletrodo e adquire o potencial do eletrodo de trabalho com relação ao eletrodo de referência. Assim, várias informações como potencial de corrosão, corrente de corrosão e resistência de polarização foram obtidas.

4. RESULTADOS

A Figura 04 mostra a densidade em função da concentração dos diferentes sais estudados.

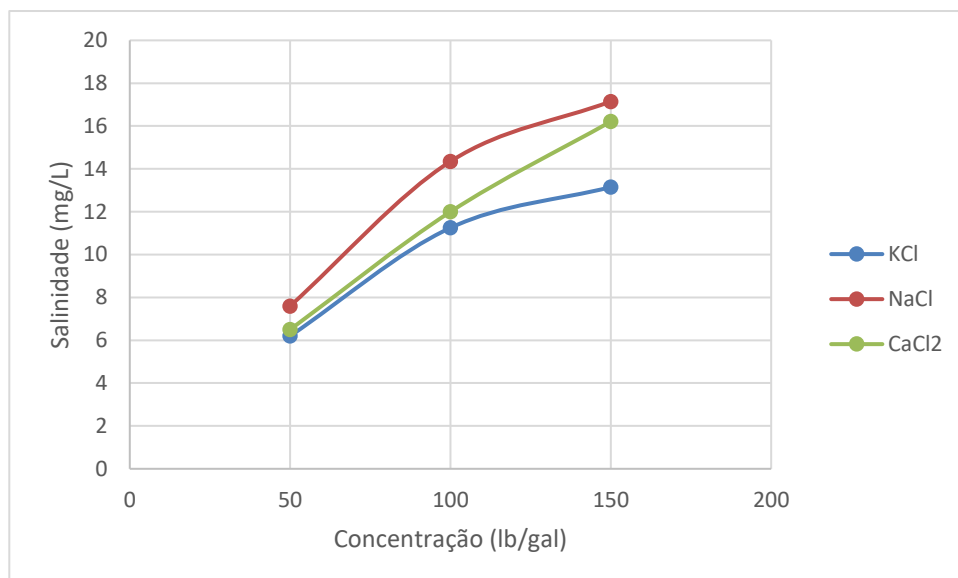
Figura 04 – Densidade em função da concentração de sal.



Fonte: Autoria própria.

O coeficiente de Solubilidade representa a maior massa que pode ser dissolvida em certa quantidade padrão de um solvente, em determinada temperatura. De acordo com a literatura, NaCl, KCl e o CaCl₂ apresentam, respectivamente, 35,7 g/100 mL, 78,6 g/100 mL e 330 g/100 mL de H₂O, respectivamente. Por outro lado, com base nos dados apresentados na Figura 04, as densidades de 9,9, 10,2 e 10,2 foram as máximas encontradas pela adição de NaCl, KCl e CaCl₂, respectivamente, nas concentrações utilizadas. Essa discrepância com os dados obtidos na literatura é atribuída a pureza de cada sal utilizado e consequentemente, a massa molar de cada um dos compostos. Esses valores encontram-se abaixo do ponto de saturação de sal nos fluidos, conforme pode ser visualizado na Figura 05, onde pode-se observar ainda uma tendência ao incremento de densidade. No entanto, em virtude das concentrações atribuídas para efeito de estudo estatístico, foram utilizados os níveis: mínimo (50 lb/gal), central (100 lb/gal) e máximo (150 lb/gal) das concentrações.

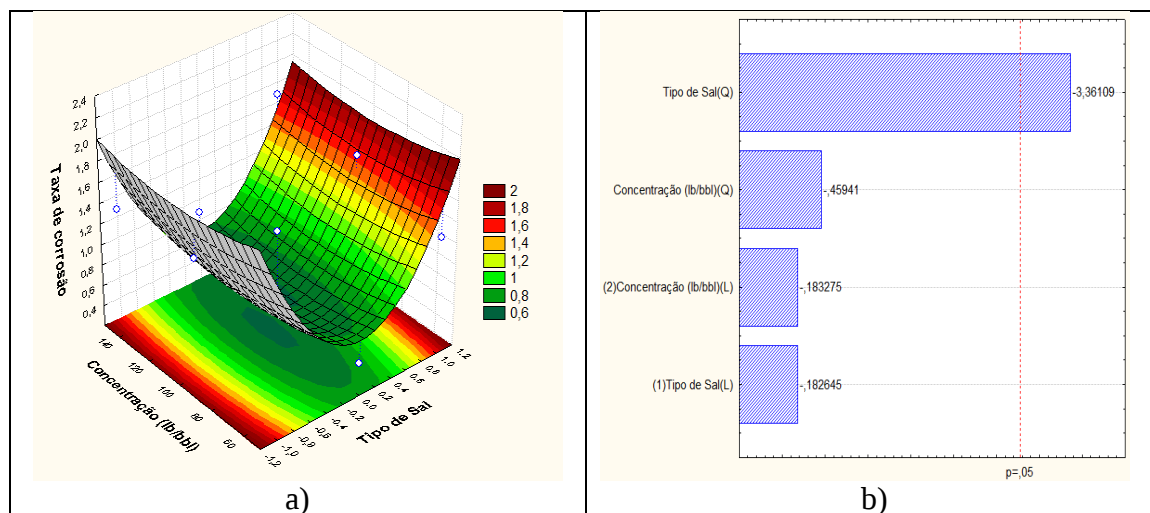
Figura 05 – Salinidade em função da concentração de sal.



Fonte: Autoria própria.

A figura 06.a mostra a superfície de resposta do efeito concentração do sal versus o tipo de sal, tendo como resposta a taxa de corrosão. Foi observado que os máximos valores da taxa de corrosão ocorrem quando o fluido de completção é confeccionado com o NaCl (-1) e neste caso para qualquer concentração deste sal que é empregada. Em outro extremo observasse que o sal KCl (+1) apresenta os máximos valores de taxa de corrosão também quando o fluido é elaborado com qualquer concentração. Os fluidos de completção confeccionados com CaCl₂ (0) apresentaram comportamento intermediário no que remete-se a taxa de corrosão, onde observa-se comportamento semelhante ao sal KCl (+1). As variações das taxas corrosivas podem ser explicadas em virtude do caratê do sal quando solubilizado.

Figura 06 – a) Superfície de resposta para os parâmetros analisados concentração do sal e tipo do sal e b) Diagrama de Pareto para a concentração do sal e tipo do sal.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com o Diagrama de Pareto, figura 06.b, o tipo do sal é o único parâmetro que influencia significativamente a taxa de corrosão. Neste caso o tipo de sal desencadeia uma série de efeitos relacionados a taxa de corrosão e morfologia do ataque corrosivo.

A Figura 07, 08 e 09 apresenta a superfície dos eletrodos após os ensaios de polarização potenciodinâmicas para os fluidos confeccionados com os sais NaCl, CaCl₂ e KCl nas concentrações 50, 100 e 150 lb/bbl. A figura 45 observa-se que após o ensaio, polarização potenciodinâmica, todas as superfícies ficaram recobertas por uma camada de óxido de coloração escura, estando essa associada a formação do Fe₃O₄ (magnetita) resultado esta da reação conforme apresentado abaixo.

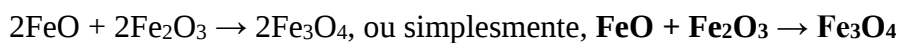
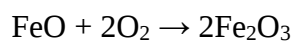
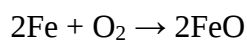
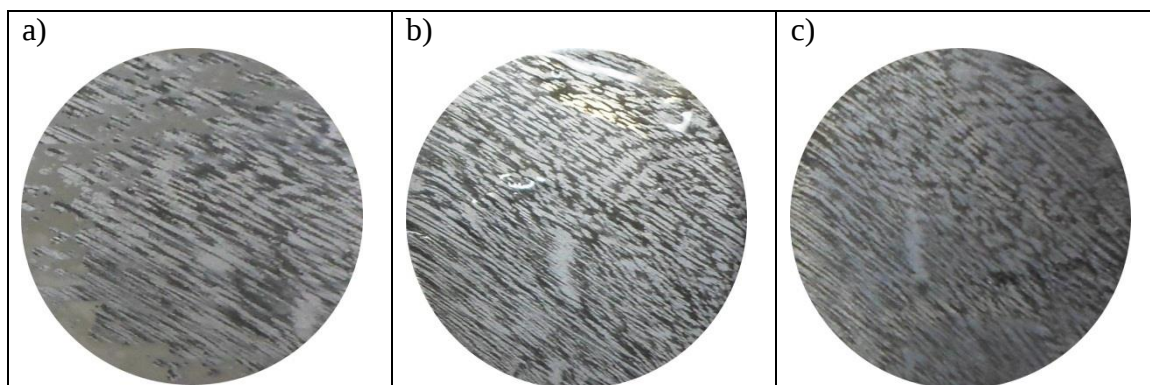


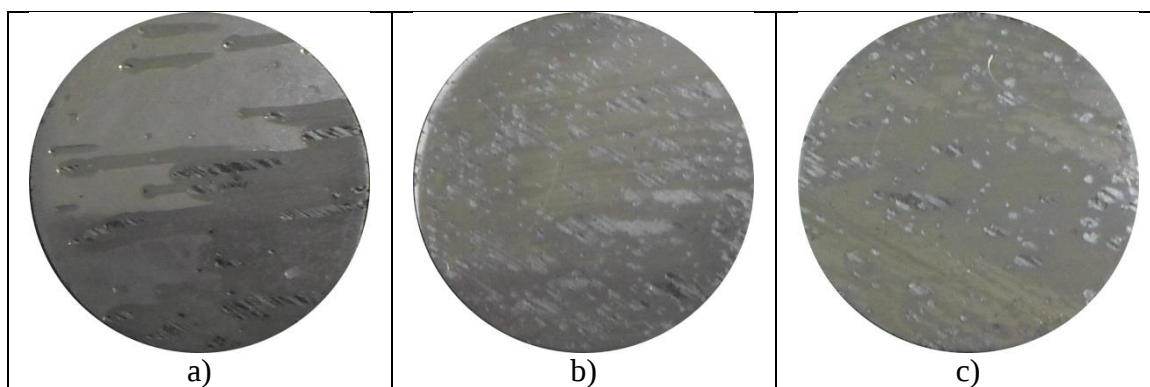
Figura 07 – Superfície do eletrodo após análise potenciométrica para os fluidos preparados com o sal NaCl nas concentrações: a) 50 lb/bbl, b) 100 lb/bbl e c) 150 lb/bbl.



Fonte: Autoria própria.

A figura 07, é observado a formação de processo corrosivo localizado com aumento na densidade de pites até a formulação do fluido com concentração do sal de 100 lb/bbl, em concentrações superiores ocorreu uma redução na densidade dos pites mas com aumento na sua taxa corrosiva localizada. Em virtude de não ocorrência de camada passiva após ensaio de polarização, indica a ocorrência de redução de pH.

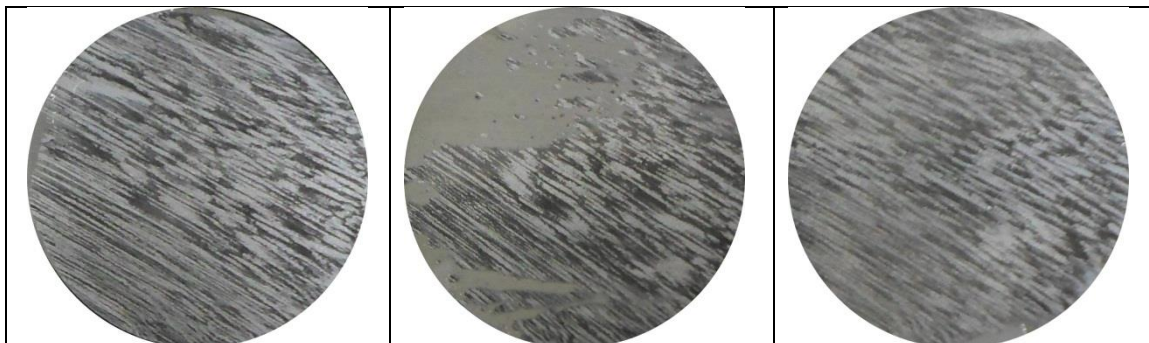
Figura 08 – Superfície do eletrodo após análise potenciométrica para os fluidos preparados com o sal CaCl_2 nas concentrações: a) 50 lb/bbl, b) 100 lb/bbl e c) 150 lb/bbl.



Fonte: Autoria própria.

A figura 08, apresenta corrosão localizada, ou seja, diferente das outras superfícies que apresentaram camada uniforme de corrosão, na superfície gerada pelo sal CaCl_2 ocasionou pontos específicos de corrosão, os conhecidos pites. Onde com o aumento da concentração do sal, aumenta também o número desses pites. Isso é explicado pelo fato que nesse experimento houve a ocorrência de uma camada de repassivação, onde pode-se dizer que houve uma proteção maior da superfície do material, fazendo com que tenha ocorrido esses pontos específicos de corrosão.

Figura 09 – Superfície do eletrodo após análise potenciométrica para os fluidos preparados com o sal KCl nas concentrações: a) 50 lb/bbl, b) 100 lb/bbl e c) 150 lb/bbl.

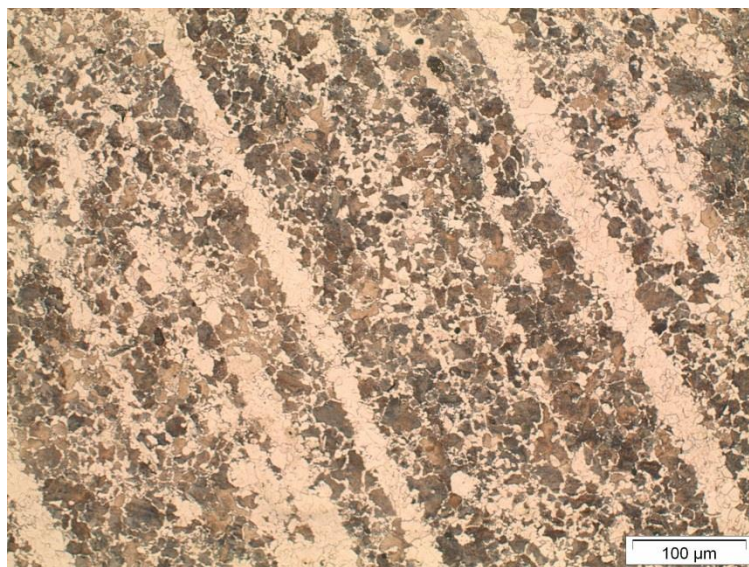


Fonte: Autoria própria.

A figura 09, observa-se um comportamento semelhante ao obtido quando o fluido foi preparado com o NaCl (figura 07).

Em todos os casos para os fluidos confeccionados com os sais observa-se um direcionamento preferencial para o processo corrosivo, sendo estes ocasionados pela microestrutura do aço que apresenta grãos deformados resultado do processo de laminação, conforme é mostrado na figura seguinte.

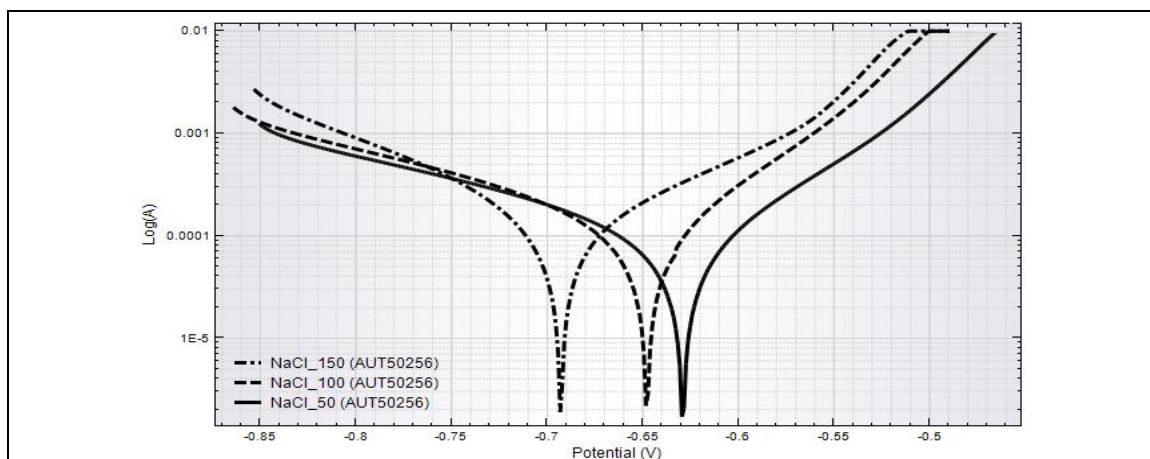
Figura 10 – Microestrutura do aço API 5L X80.



Fonte: Autoria própria.

As figuras 11, 12 e 13, apresentam o comportamento das curvas de polarização potenciodinâmicas para os sais estudados nas concentrações de 50, 100 e 150 lb/bbl, respectivamente.

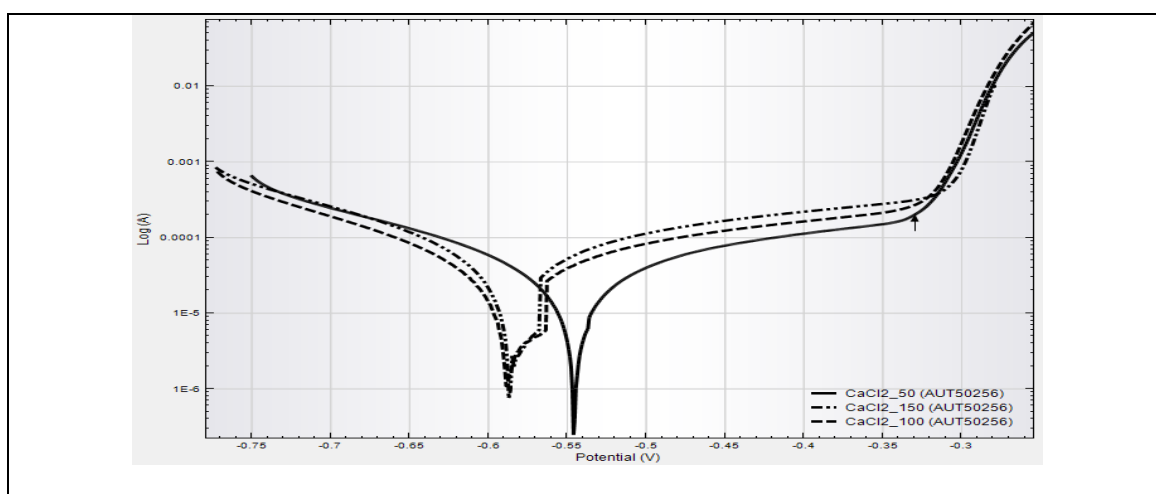
Figura 11 – Curvas de polarização potenciodinâmicas para os fluidos confeccionados com o NaCl nas concentrações 50, 100 e 150 lb/bbl.



Fonte: Autoria própria.

A figura 11 apresenta para o fluido confeccionado com o NaCl com concentração de 50 lb/bbl um potencial de corrosão mais elevado que os demais fluidos confeccionados com concentração de 100 e 150 lb/bbl. As curvas apresentaram comportamentos distintos para os ramos anódicos das curvas de Tafel onde o aumento da concentração promoveu uma mudança na inclinação da curva que indicam uma passivação da superfície reduzindo assim, a corrente da corrosão. Os ramos catódicos indicaram comportamentos semelhantes com pouca mudança na liberação de hidrogênio.

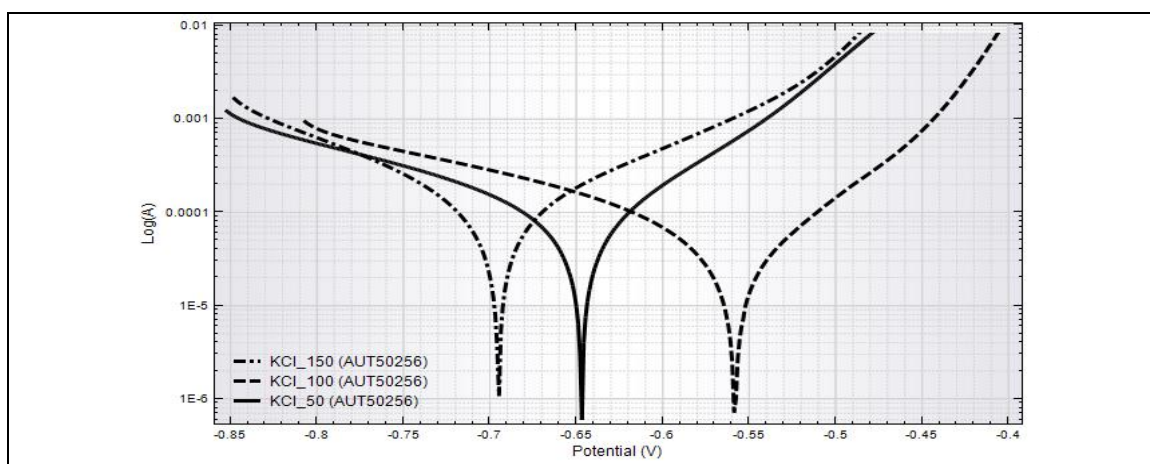
Figura 12 – Curvas de polarização potenciodinâmicas para os fluidos confeccionados com o CaCl_2 nas concentrações 50, 100 e 150 lb/bbl.



Fonte: Autoria própria.

Na figura 12, apresentou dois comportamentos distintos para os fluidos confeccionados com o CaCl_2 nas concentrações de 100 e 150 lb/bbl. No fluido confeccionado com concentração de 100 e 150lb/bbl observa-se uma alteração no potencial com uma súbita elevação em potenciais de -0,586V, sendo este atribuído a formação de uma camada passiva intermediária, que a medida que o potencial é elevado a mesma mantém-se estável. Em potenciais acima de -0,32V um aumento abrupto do potencial indica possivelmente a ruptura da camada formada. Essas camadas intermediárias ao serem rompidas e re-passivadas promoveram a formação de zonas de corrosão localizada, conforme visualizado nas figuras 07.a, 07.b e 07.c.

Figura 13 – Curvas de polarização potenciodinâmicas para os fluidos confeccionados com o KCl nas concentrações 50, 100 e 150 lb/bbl.



Fonte: Autoria própria.

As curvas de polarização para os fluidos confeccionados com o KCl, apresentaram comportamentos distintos a medida que a concentração do sal é elevada. Tal comportamento está atribuído a preparação da superfície do eletrodo que influencia diretamente na adsorção do sal, modificando o comportamento da dupla camada elétrica.

5. CONCLUSÕES

Nessa pesquisa estudou-se a influência do sal nos fluidos de completação como também sua relação com a corrosão nos materiais metálicos envolvidos em uma completação, dando ênfase aos tubos de revestimentos. Para isso foram elaborados diversos fluidos com sais diferentes variando suas concentrações e posteriormente foram obtidas as curvas de Tafel para uma análise das taxas de corrosão desses fluidos em relação ao aço de que é feito os tubos de revestimentos. Assim podem ser estabelecidas as seguintes conclusões:

- Foi observado que os máximos valores da taxa de corrosão ocorrem quando o fluido de completação é confeccionado com o NaCl e neste caso quando baixas concentrações deste sal (50 lb/bbl) são empregadas. Os fluidos de completação confeccionados com CaCl_2 apresentaram comportamento intermediário no que remete-se a corrosão, onde observa-se comportamento com menores taxas de corrosão;
- Os experimentos de potencial de corrosão permitiram avaliar na qualidade e na quantidade o comportamento dos fluidos de completação variando suas concentrações;
- Os experimentos de curvas de polarização apresentaram resultados de corrente de corrosão excelentes. Desde que seja feito um bom condicionamento nos corpos-de-prova e que os ensaios sejam feitos de maneira correta;
- A técnica de curvas de polarização, além de se obter respostas rápidas, mostrou-se adequada para avaliar o potencial de corrosão de cada fluido a cada concentração diferente.

REFERÊNCIAS

BARD, A. J.; FAULKNER, L. R. **Eletrochemical methods: Fundamentals and applications**. Ed. John Wiley & Sons, USA, 1980, 718 P.

BERTNESS, T. A.; CHILINGARIEN, George V.; AL-BASSAM, Moayed. CORROSION IN DRILLING AND PRODUCING OPERATIONS. In: CHILINGARIAN, G.V.; ROBERTSON, J.O.; KUMAR, S. **Surface Operations in Petroleum Production, II**. Los Angeles: Elsevier, 1989. p. 283-317.

C., Alberto Klayson S.; MATTOS, O. R.; JOIA, C. J. B. M.. Seleção de Inibidores para Fluidos de Completação. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CORROSÃO, 22., 2002, Salvador. **Anais...** . Salvador: Coppe, 2002. p. 3 - 10.

CARDOSO, Sheila Pressentin; REIS, Fernanda Almeida dos; MASSAPUST, Filipe Castelleti. Avaliação de Indicadores de Uso Diverso como Inibidores de Corrosão. **Química Nova**, Nilópolis, v. 28, n. 5, p.756-760, jun. 2005.

CCAENN, Ryen; DARLEY, H. C. H.; GRAY, George R.. **Fluidos de Perfuração e Completação**. 6. ed. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda, 2014.

DRILLING, Vagas Offshore - Subsea - (Org.). **FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO**. Disponível em: <<http://vagaoffshore.blogspot.com.br/2009/09/fluidos-de-completacao.html>>. Acesso em: 08 jul. 2014.

FAGUNDES, Keila Regina Santana. **Fluidos de Completação**. Mossoró: Sonoro, 2014. 42 slides, color.

FERNANDES, Paulo Eduardo Alves. **Avaliação da tenacidade à fratura da zona afetada pelo calor (ZAC) do aço API 5L X80 soldado pelos processos SMAW e FCAW**. 2011. 109 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

FERREIRA, Marcus Vinicius Duarte. **Completação de Poços: Aspectos Relevantes no Projeto de Completação**. Fluidos de Completação. Principais Equipamentos Utilizados na Completação.. 2009. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

GARCIA, José Eduardo de Lima. **A completção de Poços no Mar**. São Paulo, 1997. (Apostila)

GENTIL, Vicente. **Corrosão**. 6. ed. Rio de Janeiro: Ltc, 2011.

MACHADO, João Paulo Sampaio Eufrásio et al. Avaliação da corrosão microbológica no aço inoxidável AISI 444 por microrganismos presentes em amostras de petróleo. **Matéria**, Fortaleza, v. 10, n. 2, p.258-264, jun. 2005.

MEDINA, Gustavo; MARTINS, Gysele; SOUZA, Filipe. **Corrosão: características fundamentais e métodos protetores**. 2010. 31 f. Monografia (Especialização) - Curso

de Tecnologia em Construção Naval, Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, Rio de Janeiro, 2010.

MELCHÍADES, Ana Cláudia Bento. **Operações de perfuração de poços de petróleo**. Campina Grande: Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, 2011. 47 slides, color. Disponível em: <<http://pt.slideshare.net/CacauMelchiades/operaes-de-perfurao-de-poos-de-petrleo>>. Acesso em: 04 jun. 2015.

MOURA, Jéssyca Souza et al. Corrosão: colunas de perfuração de poços de petróleo. **Cadernos de Graduação**, Maceió, v. 3, n. 1, p.65-74, nov. 2015.

PONTE, Haroldo de Araújo. Fundamentos da corrosão. Curitiba, 2003. (Apostila)

PINTO, Gustavo Henrique Vieira Pereira. **Metodologia para Avaliação de Cinemática de Partículas Gasosas em Fluidos de Viscosidade Variável com o Tempo e sua Aplicação na Construção de Poços de Petróleo**. 2012. 89 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Ciências Exatas e da Terra - Ccet, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

PLÁCIDO, João Carlos R.. **Completação**. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAAbt8AD/apostila-completacao>>. Acesso em: 08 jul. 2014.

RAMANATHAN, Lalgudi V.. **Corrosão e seu controle**. São Paulo: Hemus, 1988.

RIBEIRO, Laís Sibaldo. **Fluidos de Perfuração, Completação e Estações de Fluidos**. 2013. 70 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

RODRIGUES JUNIOR, Roberto Melo. **Engenharia de poços - Fluido completção**. Rio de Janeiro: Docslide, 2015. 22 slides, color. Disponível em: <<http://docslide.com.br/documents/engenharia-de-pocos-fluido-completacao.html>>. Acesso em: 16 maio 2016.

SANTOS, Anderson Rabello dos. **EEW - 412: Completação de poços**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010. 96 slides, color. Disponível em: <[http://www.saviesa.org.br/mapeamento/biblioteca/completacao de pocos de PeG.pdf](http://www.saviesa.org.br/mapeamento/biblioteca/completacao%20de%20pocos%20de%20PeG.pdf)>. Acesso em: 05 jun. 2015.

SILVA, D. R. “Estudo de inibidores de corrosão em concreto armado visando a melhoria em sua durabilidade” 2006. 190 p. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia dos Materiais) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Doutorado em Ciência e Engenharia de Matérias, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal

SILVA, Alfonso Humberto Celia; CALMETO, João Carlos Neves. **Noções de Perfuração e Completação**. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/90443389/Apostila-da-Petrobras-Nocoas-de-Perfuracao-e-Completacao-Alfonso-Silva-e-Joao-Calmeto-1366-AS059-1>>. Acesso em: 07 jul. 2014.

SOUZA, Erivaldo Dias de. **Análise de corrosão por meio de perda de massa e espessura em aços pela ação da água produzida de poços petrolíferas**. 2010. 143 f.

Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Materias, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2010.

TERZI, Rafael; MAINIER, Fernando B.. Monitoramento da Corrosão Interna em Plataformas Offshore. **Tecno-logica**, Santa Cruz do Sul, v. 12, n. 1, p.14-21, jun. 2008.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

FERNANDES, Paulo Eduardo Alves. **Avaliação da tenacidade à fratura da zona afetada pelo calor (ZAC) do aço API 5L X80 soldado pelos processos SMAW e FCAW**. 2011. 109 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.