



PROJETO DE GRADUAÇÃO

**Pré-qualificação de materiais disponíveis no
mercado brasileiro para fabricação de
tubulação de top side de plataformas offshore**

Por,
Rafael Bruno Delmondes de Lima

Brasília, 26 de Junho de 2015

UNIVERSIDADE DE BRASILIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica

PROJETO DE GRADUAÇÃO

**Pré-qualificação de materiais disponíveis no
mercado brasileiro para fabricação de
tubulação de top side de plataformas offshore**

POR,

Rafael Bruno Delmondes de Lima

Relatório submetido como requisito final para obtenção
do grau de Engenheiro Mecânico.

Banca examinadora

Prof. Palloma Vieira Muterlle, UnB/ ENM (Orientador) _____

Prof., Cosme Roberto Moreira da Silva, UnB/ ENM _____

Prof., Flaminio Levy Neto, UnB/ ENM _____

Brasília, 26 de Junho de 2015

Agradecimentos

Á minha mãe pelo amor e apoio dado durante todo o tempo do trabalho

Á toda minha família, pela força e incentivo dados.

Á minha orientadora Professora Palloma, pela confiança, apoio e conhecimento compartilhado.

A todos os meus amigos que estiveram comigo e me apoiaram durante a realização do trabalho.

Aos meus companheiros de trabalho Edson, Filipe, Paulo, Tiago e todos que me auxiliaram para a realização do mesmo.

Sou muito grato a todos,
Rafael Lima.

RESUMO

A construção de plataformas *offshore* está em alta, ainda mais com a descoberta de petróleo em águas cada vez mais profundas, o que causa um problema com a qualidade dos materiais que precisam ser mais resistentes e duráveis, pela dificuldade de manutenção devido à distância do continente. Assim, esse estudo tem o objetivo de verificar a corrosão nos seguintes aços: aço carbono SA 516 grau 60, aço carbono 516 grau 70 e aço inoxidável austenítico 254 SMO[®]. Primeiramente, foi feita uma caracterização dos materiais usados, por meio de análise metalográfica em um microscópio confocal, ensaios de dureza, ensaios de microdureza e ensaios de corrosão.

O ensaio de corrosão por pite foi realizado segundo norma Norsok M-630 para o aço inoxidável austenítico e ASTM G-31 para os aços carbonos, onde as amostras foram imersas em uma solução de cloreto de ferro para o aço inoxidável e cloreto de sódio para os aços carbonos e deixadas por 24 horas a 25°C, 50°C e 80°C. Os ensaios de dureza mostraram que os aços apresentam valores aproximadamente homogêneos em todo o material, onde para o aço inoxidável austenítico 254 SMO[®] a dureza média encontrada foi em torno de 89,92 HRB, para o aço carbono SA 516 grau 60 foi de aproximadamente 79 HRB e para o aço carbono SA 516 grau 70 foi de aproximadamente 77 HRB. Nos ensaios de corrosão a perda de massa nos aços carbonos SA 516 na temperatura de 80°C foi praticamente 3 vezes maior que na temperatura 25°C, no aço inoxidável a temperatura também foi um fator importante fazendo a perda de massa variar de 0,0003 g(25°) a 1,05300 g (80°C).

Palavras chave: SA 516 grau 60, 516 grau 70, 254 SMO[®], análise microestrutural, corrosão por pite, tubulações *top side*, plataformas *offshore*.

ABSTRACT

The construction of offshore platforms is on the rise, especially with the discovery of oil in ever deeper water, which causes a problem with the quality of materials that need to be tougher, the difficulty of maintenance due to the distance from the mainland. Thus, this study aims to verify the corrosion in the following steels: carbon steel SA 516 grade 60, carbon steel 516 grade 70 and austenitic stainless steel 254 SMO[®]. First, a characterization of the materials used was taken through metallographic analysis on a confocal microscope, hardness tests, hardness tests and corrosion tests. The pitting corrosion test was conducted according to standard Norsok M-630 for the austenitic stainless steel and ASTM G-31 for carbon steel, where the samples were immersed in a ferric chloride solution for stainless steel and Sodium Chloride carbon steel and left for 24 hours at 25 ° C, 50 ° C and 80 ° C. Hardness tests showed that the steels have approximately homogeneous values throughout the material, which for austenitic stainless steel 254 SMO[®] hardness was found around 89.92 HRB, for carbon steel SA 516 grade 60 was approximately 79 HRB and for carbon steel grade 70 SA 516 was approximately 77 HRB. In the corrosion tests the weight loss in SA 516 carbon steel at the temperature of 80 ° C was almost 3 times greater than in the 25 ° C temperature, the stainless steel temperature is also an important factor causing the mass loss varied from 0, 0004 g (25 °) to 1.05300 g (80 ° C).

Keywords: SA 516 grade 60, 516 grade 70, 254 SMO[®], microstructural analysis, pitting corrosion, piping top side, offshore platforms.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO DO ESTUDO	1
1.2	OBJETIVO	2
1.3	METODOLOGIA	2
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	PRÉ-SAL	3
2.2	PLATAFORMAS <i>OFFSHORE</i>	5
2.2.1	Plataforma fixa	6
2.2.2	Plataforma flutuante	6
2.3	CORROSÃO	8
2.4	AÇO INOXIDÁVEL	18
2.4.1	Aço inoxidável austenítico 254 SMO®	20
2.5	AÇO CARBONO	23
3	MATERIAIS E MÉTODOS	27
3.1	MATERIAIS	27
3.2	PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS	27
3.2.1	Preparação metalográfica	27
3.2.2	Ensaio de dureza	29
3.2.3	Ensaio de microdureza	29
3.2.4	Ensaio de corrosão	30
4	RESULTADOS	31
4.1	ANÁLISE METALOGRÁFICA NO CONFOCAL PARA OS AÇOS CARBONO	31
4.2	ENSAIO DE DUREZA	35
4.3	MICRODUREZA	36
4.4	Ensaio de corrosão	37
5	CONCLUSÕES	42
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Detalhamento dos poços perfurados e suas concessões (FOSTER, 2014)	4
Figura 2-2 – Produção de petróleo na área do pré-sal (FOSTER, 2014).....	5
Figura 2-3 Corrosão uniforme em uma tubulação (OUTOKUMPU, 2013).....	11
Figura 2-4 Corrosão por pite em um tubo de aço inoxidável (OUTOKUMPU, 2013)	12
Figura 2-5 Corrosão em fresta entre o tubo e o parafuso e entre a porca e a chapa onde é parafusada (Inspeção de equipamentos: Estudo de casos, 2014).....	14
Figura 2-6 Série galvânica para água do mar (TELLES, 2003).	15
Figura 2-7 Corrosão galvânica em tubos (BRANCO, 2011)	16
Figura 2-8 Corrosão sob tensão no aço inoxidável (OUTOKUMPU, 2013).....	18
Figura 2-9 Variação do PRE entre aços inoxidáveis austeníticos (Modificado de OUTOKUMPU, 2013)	22
Figura 2-10 Temperatura crítica de pite (TCP) para aços inoxidáveis austeníticos (Modificado de OUTOKUMPU, 2014)	22
Figura 2-11 %C ~ 0,2 (PAVANATI, 2010)	24
Figura 2-12 Vasos de pressão da Asvotec (ASVOTEC, 2013)	26
Figura 3-1 Corte das amostras nas três direções para o embutimento	28
Figura 3-2 Esquema de corte da amostra	28
Figura 3-3 Amostra embutida em resina.....	29
Figura 3-4 Amostras para ensaio de corrosão.....	30
Figura 4-1 a) SA 516 grau 60 face A com aumento de 432x b) SA 516 grau 60 face A com aumento de 1080x	31
Figura 4-2 a) SA 516 grau 60 face B com aumento de 432x b) SA 516 grau 60 face A com aumento de 1080x	32
Figura 4-3 SA 516 grau 60 face B com aumento de 1080x.....	32
Figura 4-4 SA 516 grau 60 face C com aumento de 432x b) SA 516 grau 60 face C com aumento de 1080x	32
Figura 4-5 SA 516 grau 70 face A com aumento de 432x b) SA 516 grau 70 face A com aumento de 1080x	33
Figura 4-6 SA 516 grau 70 face B com aumento de 432x b) SA 516 grau 70 face B com aumento de 1080x	33
Figura 4-7 SA 516 grau 70 face B com aumento de 432x.....	33
Figura 4-8 SA 516 grau 70 face C com aumento de 432x b) SA 516 grau 70 face C com aumento de 1080x	34
Figura 4-9 Valores médios de microdureza dos aços carbono SA 516 grau 60 e 70 e do aço inoxidável austenítico 254 SMO®	37
Figura 4-10 Ensaio de corrosão montado	37
Figura 4-11 Perda de massa em função da temperatura	39
Figura 4-12 Corrosão no aço carbono SA 516 grau 60 a 25°C e 50°C.....	39

Figura 4-13 Corrosão aço carbono SA 516 grau 60 a 80°C.....	40
Figura 4-14 Corrosão aço carbono SA 516 grau 70 a 25°C e 50°C	40
Figura 4-15 Corrosão aço carbono SA 516 grau 70 a 80°C.....	40
Figura 4-16 Corrosão aço inoxidável austenítico 254 SMO a 25°C e 50°C	41
Figura 4-17 Corrosão aço inoxidável austenítico 254 SMO a 80°C.....	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 Combinações do material com meio corrosivo em função das condições (TELLES, 2003)	17
Tabela 2-2 Composição química do aço inoxidável austenítico 254 SMO® (Modificado de OUTOKUMPU, 2013)	21
Tabela 2-3 Composição química e propriedades mecânica do aço-carbono ASME SA 516/ASTM AA-516 de acordo com a espessura determinada (Modificado de CEMAÇO)..	25
Tabela 4-1 Tamanho dos grãos nos aços carbono SA 516 grau 60 e 70.	34
Tabela 4-2 Porcentagem de fase nos aços carbono SA 516 grau 60 e 70.	35
Tabela 4-3 Resultados dos ensaios de dureza.....	35
Tabela 4-4 Valores de microdureza	36
Tabela 4-5 Perda de massa em diferentes temperaturas.....	38

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

C	Elemento carbono
Cu	Elemento Cobre
Fe	Elemento ferro
Mn	Elemento manganês
Nb	Elemento nióbio
P	Elemento fósforo
S	Elemento enxofre
Si	Elemento silício
V	Elemento vanádio

Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas técnicas	
AISI	American Iron and Steel Institute	
ASM	American Society for Metals	
ASME	American Society of Mechanical Engineers	
ASTM	American Society for Testing and Materials	
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading	
MEV	Microscópio Eletrônico de Varreruda	
NBR	Norma Brasileira	
PRE	Pitting Resistance Equivalent	
TCP	Temperatura Crítica de Pite	[°C]
TLP	Tension Leg Platform	
UnB	Universidade de Brasília	
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO DO ESTUDO

Dados atuais indicam a ocorrência de grandes reservatórios de petróleo e gás natural abaixo de uma camada de sal que deve se estender, pelo menos, do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina. Essa camada tem aproximadamente 800 km de comprimento. Grande parte dos reservatórios devem estar em lâminas de água superiores a 2.000 m. Cálculos estimam que a área da província do pré-sal é de aproximadamente 112 mil km² (FERRO e TEIXEIRA, 2009).

A descoberta dessa enorme reserva de pré-sal trouxe para a Agência Nacional de Petróleo (ANP) a discussão sobre como extrair o petróleo, visto que, dadas as condições existem vários problemas a serem solucionados.

Entre esses problemas que se impõem nos projetos dessas plataformas marítimas (*offshore*) foi tratado da seleção de materiais que possibilitam a operação por longos períodos e um custo de manutenção baixo, tendo em vista as dificuldades de transporte e logística que existe nas unidades produtoras mais afastadas da costa. O maior peso de metal utilizado na construção dessas plataformas vem das tubulações *top side*, ou seja, as tubulações que se localizam sobre as plataformas, juntamente com os vasos de pressão e as estruturas metálicas. Sendo esse um ponto crítico no projeto de uma plataforma marítima, porque, além da tendência mundial seguir o caminho dos projetos de plataformas de vidas úteis mais longas, com a descoberta de grandes reservatórios na área do pré-sal é necessário que as plataformas sejam projetadas para produzir por um período de tempo maior, o que necessita de materiais mais resistentes às condições de trabalho (FERRO e TEIXEIRA, 2009).

Com a necessidade de materiais próprios para o uso em plataformas marítimas na área do pré-sal foram pesquisados vários aços para realizar o trabalho. Na seleção de materiais existem situações nas quais pode-se utilizar um aço-carbono simples e manter um plano de manutenção periódico, mas como há também elementos em condições adversas e que se localizam em ambientes de difícil acesso ou que representam grave risco em casos de falha, nestes casos deve-se utilizar um aço de melhor qualidade. Um bom exemplo é o aço inoxidável, que possui uma resistência ao desgaste corrosivo muito maior se comparado com ao aço carbono.

Sabendo desse problema para projetos de plataformas marítimas, é importante a pesquisa e o estudo de aços para esse tipo de projeto. Normas técnicas devem ser respeitadas, o principal conjunto de normas internacionais na área da seleção de materiais de tubulações *top side* é a Norsok, uma entidade norueguesa. É importante ressaltar que as normas NORSOK baseiam-se na experiência do Mar do Norte, onde as condições climáticas são bastante diferentes das que são encontradas no litoral brasileiro.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é avaliar a resistência à corrosão por imersão em ambiente salino a diferentes temperaturas (25°C, 50°C e 80°C), para o aço inoxidável 254 SMO® (fabricado pela Otokumpu) e para os aços carbonos SA 516 grau 60 e SA 516 grau 70 (utilizado pela Asvotec para fabricação de vários componentes de plataformas *offshore* como *risers* e vasos de pressão).

1.3 METODOLOGIA

Os materiais usados foram: o aço inoxidável 254 SMO® (Otokumpu) e os aço carbono SA 516 grau 60 e SA 516 grau 70, esses dois últimos cedidos pela Asvotec.

As amostras foram fornecidas no formato de chapas finas de diferentes dimensões, no caso do aço inoxidável 254 SMO® a chapa possui 3x200x300mm, já as chapas que vieram da Asvotec possuem as seguintes dimensões 8x200x300mm. Estas chapas foram cortadas em pedaços menores, utilizando as máquinas de corte indicadas para cada dimensão, visto que a espessura é quase o triplo de uma para outra, para a realização da preparação metalográfica, ensaios de dureza, ensaios de microdureza e por último o teste de corrosão por imersão.

Os testes de corrosão por imersão serão realizados em ambientes com a adição de sais, variando a temperatura de 25°C até 80°C. As amostras serão pesadas antes e após o período de imersão, para verificar se houve perda de massa resultante da corrosão. Após isso as amostras serão observadas ao microscópico confocal para verificar a corrosão do material.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é dividido em 5 capítulos. O capítulo 1 exhibe a motivação de estudo, uma introdução ao tema proposto, descrevendo o problema em estudo e os objetivos. A metodologia que será seguida no projeto é definida para o alcance dos objetivos propostos.

O capítulo 2 contextualiza a matéria que será necessária para um bom entendimento do trabalho, abordando os principais conceitos, como a definição e estudo do pré-sal, as plataformas *offshore*, as características dos aços envolvidos no projeto.

O capítulo 3 descreve os materiais e métodos experimentais que serão utilizados para a caracterização das amostras, para os ensaios de dureza, microdureza e corrosão.

O capítulo 4 exhibe os resultados do procedimento de caracterização das amostras, dos ensaios de dureza, microdureza, corrosão além da análise de dados e discussão dos resultados e o capítulo 5 contém a conclusão.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PRÉ-SAL

A área de reservas petrolíferas encontrada sob uma profunda camada de rocha salina, é intitulada de pré-sal. O pré-sal forma uma das várias camadas rochosas do subsolo marinho. (Diário do Pré-sal, 2009).

O litoral brasileiro abriga o maior campo petrolífero encontrado em uma região abaixo da camada salina, além disso essas reservas do pré-sal se localizam a uma profundidade onde jamais foi encontrado petróleo em todo o mundo. Com uma área estimada de 112 mil km² (FERRO e TEIXEIRA, 2009).

Outros locais com camadas semelhantes da rocha pré-sal são encontrados no litoral do Atlântico da África, Golfo do México, Mar Cáspio e Mar do Norte. Nessas regiões foram encontrados indícios de petróleo em camadas rochosas do pré-sal (FILHO, 2011).

Pré-sal é o nome dado às reservas de hidrocarbonetos em rochas calcárias que se localizam abaixo da camada de sal. Ele foi descoberto em camadas de 5 a 7 mil metros de profundidade. Mesmo se localizando em uma profundidade tão elevada, o termo “pré” refere-se à temporalidade geológica e não a profundidade. As rochas são classificadas segundo uma nomenclatura da Geologia, que tem como referência a escala temporal em que os diferentes estratigráficos foram formados. A rocha reservatório do pré-sal foi coberta por outra rocha salina milhões de anos depois da sua formação. Portanto, afirma-se o que foi dito anteriormente sobre o termo “pré” do pré-sal, ele se refere a escala de tempo, a camada de rochas salinas é mais recente, ou seja, está em uma camada estratigráfica mais nova que a camada da rocha-reservatório do pré-sal (FRANCISCO, 2008).

Os reservatórios do pré-sal foram formados há cerca de 122 milhões de anos, quando existia um ambiente lacustre em uma faixa limitada de mar que foi aberta entre a África e a América. Com essa separação das placas americana e africana seguindo de modo contínuo, sedimentos foram entrando e sendo enterrados a grandes profundidades com uma elevada pressão e temperatura, o que favoreceu a geração do petróleo e do gás-natural do pré-sal (FERRO e TEIXEIRA, 2009) . A Fig. (2.1) mostra onde se encontram os poços perfurados e suas concessões.



Figura 2-1 – Detalhamento dos poços perfurados e suas concessões (FOSTER, 2014)

Alguns dados e resultados referentes ao poço RJS-628 são mostrados a seguir (FERRO e TEIXEIRA, 2009):

Bloco: BM-S-11;

Tipo: vertical;

Tipo de reservatório: carbonato microbiano (micro biólito) de alto índice de produtividade;

Vazão de óleo: 4.900 barris de petróleo por dia;

Vazão de gás: 150 mil metros cúbicos por dia;

Abertura da entrada: 16 mm;

Comportamento de pressão: estável.

Segundo a Petrobras, o volume de 520 mil barris de petróleo produzidos por dia no pré-sal, foi conquistado em apenas 8 anos após a primeira descoberta. O óleo da província do pré-sal é leve, de excelente qualidade e possui um alto valor comercial (FOSTER, 2014). A Fig. (2.2) mostra a produção de petróleo na área do pré-sal.

Se for analisada a produção acumulada, são mais de 360 milhões de barris de barris de óleo equivalente. No período de 2010 a 2014, a produção média diária dos reservatórios cresceu dez vezes, saindo de 42 mil barris por dia em 2010 para 411 mil barris por dia no mês de maio de 2014. A produção do pré-sal corresponde a aproximadamente 20% do total e em 2018 chegará a 52%. Os investimentos na área do pré-sal estão aumentando e até 2018 chegarão a um valor acumulado de US\$ 102 bilhões (Petrobras, 2012).

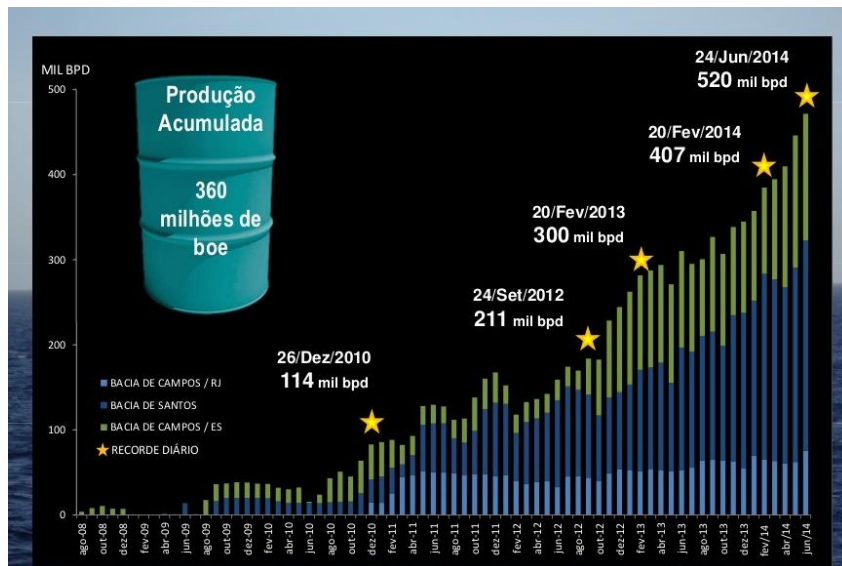


Figura 2-2 – Produção de petróleo na área do pré-sal (FOSTER, 2014)

2.2 PLATAFORMAS OFFSHORE

Com a exploração de petróleo em profundidades cada vez maiores, e com as crescentes descobertas de reservas no pré-sal, a engenharia precisou acompanhar no mesmo ritmo para criar plataformas específicas para cada situação.

Atualmente, o conjunto de normas para seleção de materiais para área *offshore* restringe-se à Norsok M-001. A Norsok é uma entidade norueguesa que publica normas para a área *offshore*, baseado na experiência dos operadores no mar do norte e tem foco tanto para *top side* como *sub sea*.

Sendo a norma M-001 da Norsok, a principal norma para a aplicação em *top side* de plataformas *offshore* ela apresenta as diretrizes e os requisitos para (SERRA, 2010):

- Avaliação de corrosão e seleção de materiais;
- Selecionar materiais adequados para determinados serviços;
- Proteção contra a corrosão;
- Limites de projeto para materiais específicos;
- Requisitos de qualificação para novos materiais e novas aplicações para os materiais.

Existem vários tipos de plataformas utilizadas e podem ser classificadas de várias maneiras, sabe-se também que o impacto ambiental que elas causam está de acordo com a forma de instalação e nas subestruturas utilizadas, por isso diferem entre si (AMORIM, 2010).

É o estudo de viabilidade técnico econômico (EVTE) que mostra qual a melhor plataforma a ser usada em cada caso, observando as limitações como o escoamento do óleo, a lâmina d'água e a viabilidade econômica do processo (AMORIM, 2010).

São três as maneiras mais usadas para classificação de plataformas *offshore*:

- i. Fixa ou Flutuante: a primeira sendo aquelas que são apoiadas no fundo do mar e flutuante uma estrutura complacente que é posicionada através de um sistema de ancoragem (BARROS, 2011).
- ii. Perfuração ou Produção: a primeira tem como finalidade perfurar os poços produtores e os poços exploratórios, já a de produção são arranjadas nos campos já descobertos com a finalidade de abrigar os equipamentos para a extração de petróleo e separação do gás e da água, produzidos juntamente com o óleo (BARROS, 2011).
- iii. Completação Seca ou Molhada: a primeira é quando a árvore de natal, uma válvula de segurança e de controle do fluxo de petróleo que possibilita o fechamento do poço em uma situação de emergência ou necessidade operacional, localiza-se em cima da plataforma e na completação molhada a árvore de natal é colocada no fundo do mar (AMORIM, 2010).

Nesse trabalho, será explicitado o primeiro modo de classificação de plataformas, no entanto os outros dois modos também serão citados, pois os três se completam, ou seja, uma plataforma pode ser flutuante, de produção e possuindo sua árvore de natal em cima da plataforma (completação seca).

2.2.1 Plataforma fixa

Foram as primeiras plataformas *offshore* criadas e as mais utilizadas. São fixadas no solo marinho por gravidade ou por estacas e servem para produção ou perfuração. A desvantagem desse tipo de plataforma é sua limitação quanto a lâmina d'água, máxima 300 metros (AMORIM, 2010).

Como são fixadas diretamente no solo marinho, sua utilização nos poços recentes, localizados em águas profundas, é inviável devido à quantidade de aço que seria usada para fixá-la (AMORIM, 2010).

Existem quatro tipos de plataformas fixas: jaqueta, auto-elevatória (*jack-up*) e de gravidade.

2.2.2 Plataforma flutuante

Com as descobertas de reservatórios de petróleo em águas profundas (lâmina d'água maior que 1.000 metros) houve a necessidade de novas técnicas de exploração. Uma saída foram as plataformas flutuantes que, ao contrário das plataformas fixas, as quais são fixadas por estacas, se tornando inviável para exploração em águas profundas, as plataformas flutuantes, são estruturas esbeltas e instaladas através de um sistema de ancoragem (AMORIM, 2010).

A ancoragem pode ter uma composição homogênea ou heterogênea sendo comumente formada por amarras, cabos de aço e/ou cabos sintéticos (CARBONO, 2005).

As plataformas flutuantes se dividem em vários tipos e são classificadas de acordo com a produção e/ou armazenamento do petróleo, a seguir elas serão apresentadas.

2.2.2.1 Plataforma semi-submersível

São compostas por estruturas flutuantes, muito usadas na produção e perfuração. Formadas basicamente por um casco compartilhado e composto por flutuadores e colunas (CARBONO, 2005).

A grande desvantagem desse tipo de plataforma é o fato de não serem adequadas para o armazenamento de óleo produzido durante o processo de exploração, necessitando assim de dutos para o escoamento do óleo ou navios de armazenamento acoplados junto à plataforma (AMORIM, 2010).

Segundo AMORIM (2010), a instalação desta plataforma é feita através do sistema de ancoragem *spread mooring* onde as linhas de ancoragem são dispostas em torno da plataforma permitindo a capacidade de resistir aos esforços ambientais, como o vento, correntes e onda, independentemente da direção de atuação destes esforços.

2.2.2.2 Plataforma Navio

Também conhecida como FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading Vessel*), esse tipo de plataforma possui uma grande vantagem sobre as semi-submersíveis, o armazenamento do óleo produzido. Além de produzir e armazenar elas também efetuam o escoamento. Seu surgimento provém da necessidade de exploração em águas profundas (como o pré-sal) e o término de vida útil de navios petroleiros (AMORIM, 2010).

O objetivo principal dos FPSO's é garantir uma grande capacidade de armazenamento, permitindo a instalação dessas unidades em campos de exploração a grandes distâncias da costa, onde a instalação de dutos torna-se proibitiva.

A instalação das plataformas navio seguem um sistema de ancoragem definido no projeto da plataforma, pode ser de três maneiras: Monobóias (*Single Point Mooring*), Propagação do ancoradouro (*Spread Mooring*), Torre (*Turret*) (CARBONO, 2005).

2.2.2.3 Plataforma TLP (*Tension Leg Platform*)

São plataformas usadas para perfuração e produção de petróleo. Seu casco é semelhante ao da plataforma semi-submersível, com a diferença na ancoragem que no caso da TLP é feita por tendões de aço fixados no mar através de estacas, a força de empuxo na unidade flutuante deixa os cabos tracionados. Esse tipo de ancoragem é conhecido como vertical, a qual consiste na constante tração gerada pelo excesso de empuxo, fornecido pelo casco da plataforma (AMORIM, 2010).

O casco da TLP se comparado com as outras plataformas, apresenta movimentos menores, resultado na possibilidade de completação do poço ser seca, ou seja, o controle e a intervenção nos poços são feitos na plataforma, gerando uma redução dos custos na instalação e produção dos poços (CARBONO, 2005).

2.2.2.4 Plataforma Spar

Segundo AMORIOM (2010) as *SPAR's* são plataformas utilizadas para a exploração em águas profundas, em torno de 1650 metros. Constituídas por um único cilindro vertical de aço, de grande diâmetro, ancorado, que opera com um calado de profundidade constante, aproximadamente 200 metros.

Possui uma maior estabilidade quando comparada as outras plataformas flutuantes, gerando poucos movimentos verticais, devido ao tamanho do calado. O uso de riser rígido é liberado pois com um calado grande a resultante do vento, de corrente e de onda não conseguem deslocar significativamente o centro de rotação, assim deixando os efeitos de onda e os movimentos verticais limitados (CARBONO, 2005).

Existem três tipos de plataformas SPARs, que são (AMORIM, 2010):

- i. *Spar Buoy*;
- ii. *Truss Spar*;
- iii. *Cell Spar*.

2.3 CORROSÃO

Corrosão é definida como sendo um conjunto de fenômenos de deterioração progressiva dos materiais, principalmente metálicos, em consequência de reações químicas ou eletroquímicas entre o material e o meio ambiente. No caso dos equipamentos de processo, o agente que geralmente causa problemas de corrosão mais graves ou mais frequentes no material é o próprio fluido contido no equipamento. Mas a corrosão também pode ser provocada pela atmosfera externa devido à poluição e à maresia, pelo contato com a água ou com o solo, pelo contato entre metais diferentes ou pela ação simultânea de mais de uma dessas causas. Em muitos casos a corrosão causa a destruição completa do material no fim de um certo tempo e, como é um processo espontâneo, ocorre sempre (TELLES, 2003).

A corrosão também é, responsável por numerosas perdas indiretas, tais como paradas não-programadas de equipamentos e de sistemas - com os respectivos lucros cessantes -, perdas de produtos por vazamento e outras causas, perda de eficiência de equipamentos devido a incrustações que causam aumento do atrito e redução da transferência de calor, contaminação de produtos por resíduos da corrosão etc. As perdas econômicas podem ser classificadas em diretas e indiretas (GENTIL, 2011).

Diretas:

- a) os custos de substituição das peças ou equipamentos que sofreram corrosão;
- b) os custos e a manutenção dos processos de proteção (proteção catódica, recobrimentos, pinturas, etc.)

Indiretas:

- a) Paralisações acidentais;

- b) Perda de produto;
- c) Perda de eficiência;
- d) Contaminação de produtos;
- e) Superdimensionamento nos projetos

Em muitos casos, a corrosão nada mais é do que a reversão natural dos metais para a forma de compostos mais estáveis, por exemplo os óxidos, que são justamente os minérios de origem, isto é, os minerais existentes na natureza. Para se obter os metais, a partir dos minérios, adiciona-se energia, através dos processos metalúrgicos, enquanto que nas reações de corrosão essa energia é liberada, voltando o metal à forma combinada, que é a forma estável na natureza (TELLES, 2003). Pode-se admitir a corrosão como o inverso do processo metalúrgico, cujo objetivo principal é a extração do metal a partir de seus minérios ou de outros compostos, ao passo que a corrosão tende a oxidar o metal. Assim, muitas vezes o produto da corrosão de um metal é bem semelhante ao minério do qual é originalmente extraído. O óxido de ferro mais comumente encontrado na natureza é a hematita, Fe_2O_3 , e a ferrugem é o Fe_2O_3 hidratado, $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$, isto é, o metal tendendo a retornar a sua condição de estabilidade (GENTIL, 2011).

A corrosão eletroquímica, que pode se apresentar sob muitas formas, é devido à ocorrência de reações que envolvem o transporte de cargas elétricas através de um eletrólito. As diversas formas de corrosão eletroquímica ocorrem necessariamente em meios úmidos, com presença de água ou de umidade, sendo que, em muitos casos, alguns poucos ppm de umidade já são suficientes para provocar a corrosão. Por esse motivo, não há corrosão eletroquímica em temperaturas acima do ponto de orvalho (Ponto de orvalho designa a temperatura à qual o vapor de água presente no ar ambiente passa ao estado líquido na forma de pequenas gotas por via da condensação, o chamado orvalho). Em outras palavras, é a temperatura à qual o vapor d'água que está em suspensão no ar condensaria sob a mesma pressão), devendo ser observado, porém, que em cada caso, a temperatura do ponto de orvalho depende da pressão reinante, sendo tanto mais alta quanto mais alta for essa pressão. Note-se que temperaturas abaixo do ponto de orvalho acontecem não só nos equipamentos que trabalham em temperatura ambiente ou moderada, como também durante os períodos de parada de qualquer equipamento (TELLES, 2003).

Para que as reações eletroquímicas ocorram, é necessário que haja um circuito elétrico completo, o qual em um sistema de corrosão é constituído de quatro componentes que formam a denominada “pilha de corrosão”: anodo, catodo, eletrólito, circuito metálico. Existindo esses quatro componentes, haverá o aparecimento de uma corrente elétrica entre o anodo e o catodo, que provocará um desgaste de material no anodo, que será o elemento corroído, enquanto que o catodo será o elemento protegido. O anodo e o catodo são dois elementos metálicos (duas peças metálicas diferentes ou duas regiões da mesma peça), entre os quais existe uma diferença de potencial. O eletrólito pode ser qualquer meio condutor de corrente elétrica, tal como água, umidade, soluções aquosas em geral (ácidas, alcalinas ou salinas), atmosfera úmida ou poluída, solo úmido. É necessário que o eletrólito esteja em contato simultâneo com

o anodo e o catodo, se não houver contato elétrico entre o catodo e o anodo não haverá corrosão. O circuito metálico é uma cadeia metálica contínua, ligando o anodo ao catodo, de forma a possibilitar o retorno da corrente elétrica, e que, na maioria das vezes, é a própria peça metálica (TELLES, 2003).

Passividade

Em muitos casos, a corrosão apenas se inicia, sendo estancada espontaneamente pelos próprios resíduos da corrosão; esse fenômeno, denominado de “passivação”, ocorre quando os resíduos da corrosão formam uma película forte, contínua, impermeável e aderente sobre a superfície do material, isolando-o do contato com o ambiente corrosivo, interrompendo, dessa forma, a pilha de corrosão e impedindo o seu prosseguimento. Nota-se que qualquer processo corrosivo gera resíduos, consequentes de ataque às áreas anódicas, mas nem sempre esses resíduos são capazes de formar a película passivante protetora. Para que um metal seja passivado, é indispensável a presença do ambiente corrosivo capaz de gerar os produtos de corrosão passivantes, sem o qual a passivação não se dará. (TELLES, 2003).

Em reação a um determinado meio corrosivo, os materiais metálicos podem ter, portanto, três tipos de comportamento (TELLES, 2003):

- ativo: o material reage com o meio, havendo um processo corrosivo;
- passivo: o material reage e, em seguida, se passiva, estancando a corrosão;
- imune: o material é não reage em relação ao meio.

Observa-se, experimentalmente, que alguns metais podem apresentar comportamento diferente do que seria previsto pelas suas posições na tabela de potenciais. Assim, o ferro é rapidamente atacado pelo ácido nítrico diluído, mas não é pelo ácido nítrico concentrado. Se o ferro for retirado do ácido nítrico concentrado e novamente colocado no ácido nítrico diluído, observa-se que ele não é mais atacado. Diz-se que o metal está no estado passivo, não mais podendo ser atacado por HNO_3 diluído ou deslocar cobre de solução de CuSO_4 . Alguns materiais metálicos, como alumínio, cromo, aços inoxidáveis podem apresentar também comportamento semelhante ao do ferro, isto é, se tornarem passivos em determinados meios (GENTIL, 2011).

Duas teorias tentam explicar o fenômeno da passividade. A teoria mais aceita assume que a passividade é o resultado da formação de uma película altamente protetora, mas muito fina e invisível na superfície de um metal ou uma liga metálica que faz o seu potencial mais nobre. A espessura dessa película pode variar dentro de limites amplos, de 1 nm até 10 μm . Esta película é considerada insolúvel, não porosa, e de uma tal natureza auto cura que, quando quebrada, ele irá reparar-se na reexposição a condições oxidantes. A outra teoria assume que um metal se torna passivo por causa de uma camada de oxigênio quimicamente absorvida na superfície do metal. Essas duas teorias não se contradizem, mas se complementam (JASTRZEBSKI, 1987).

Passivação não é o estado constante, mas aplica-se apenas a certas condições ambientais, que tendem a manter uma película de óxido de proteção na superfície. Na presença de oxigênio ou um meio

oxidante o filme vai ser reparado automaticamente, sempre que ocorrer qualquer dano. No entanto, quando o oxigênio não está disponível, as ligas e metais passivos podem tornar-se quimicamente ativos e pode corroer rapidamente. A ação de soluções mais concentradas de ácido nítrico em tais metais ativos como ferro e alumínio produzem uma película de óxido de proteção, que produz uma reação anódica causando sua passividade. Isto é particularmente notável no alumínio, que embora muito ativo quimicamente, não é atacado por ácido nítrico altamente concentrado, mas é rapidamente atacado por soluções diluídas de ácido nítrico (JASTRZEBSKI, 1987).

Corrosão uniforme

A corrosão uniforme, ou generalizada, é uma forma de corrosão que se manifesta por igual em toda a superfície da peça em contato com o meio corrosivo, causando uma redução mais ou menos constante de espessura. Embora seja o tipo mais comum de corrosão e, portanto, o que causa maior perda global de material, não é, em geral, o mais perigoso porque pode ser facilmente medido, controlado e previsto. Na corrosão uniforme, as diferenças de potencial são causadas pelas irregularidades microscópicas na estrutura metalúrgica do material e teremos, assim, milhões de anodos e catodos espalhados por toda a superfície do metal em contato com o meio eletrolítico, o que explica a perda uniforme de material. A ferrugem em peças de ferro ou de aço assume normalmente a forma de corrosão uniforme, sendo essa forma de corrosão a mais frequente em materiais não passiváveis. A perda de espessura por unidade de tempo pode ser monitorada medindo-se a perda de massa. Esse tipo de corrosão é o que frequentemente acomete o aço carbono (TELLES, 2003). A Fig. (2.3) mostra como o aço fica quando sofre uma corrosão uniforme.



Figura 2-3 Corrosão uniforme em uma tubulação (*OUTOKUMPU, 2013*)

Corrosão por Pite

Essa forma de corrosão consiste na formação de cavidades de pequeno diâmetro e maior profundidade na peça metálica, que podem chegar a perfurar toda peça, com pouca ou nenhuma perda de espessura do material, sendo, por isso, muito destrutiva e perigosa. Além disso, devido à distribuição irregular do ataque corrosivo, é muito difícil estimar o tempo de vida do material. Existe sempre um tempo de incubação, antes dos pites se formarem. Geralmente as cavidades progredem no sentido da

ação da gravidade, e a velocidade de penetração é, em geral, crescente. A corrosão por pites é característica - embora não exclusiva – dos materiais passiváveis, isto é, dos materiais que apresentam, devido à passivação, grande resistência à corrosão uniforme. Pode, entretanto, acontecer também em materiais não-passiváveis, como é o caso do aço-carbono (TELLES, 2003).

A causa geral da corrosão por pites é a existência, de pequenas áreas no material altamente anódicas em relação às áreas catódicas adjacentes. Entre os motivos que causam esse fenômeno, podemos citar (TELLES, 2003):

- danificação, destruição ou não-regeneração, em alguns pontos da camada passivadora;
- defeitos locais no material (inclusões, fases secundárias, regiões de composição heterogênea), superficiais ou na camada passivadora;
- quaisquer defeitos ou descontinuidades em revestimentos anti-corrosivos.

Em qualquer caso, as áreas passivas em volta do pite funcionam como catodo, agravando a corrosão na pequena área anódica do próprio pite (TELLES, 2003).

Nos aços inoxidáveis, a corrosão por pites é agravada com o aumento da temperatura e em meios corrosivos parados ou em velocidade muito baixa e, também, em regiões de pouca oxigenação (como é o caso das pequenas áreas por baixo de porcas, arruelas e cabeças de parafuso), onde a camada passivadora de óxidos forma-se de maneira descontínua ou não se regenera (TELLES, 2003).

O estado de acabamento da superfície é muito importante para essa forma de corrosão, sendo a resistência tanto maior quanto melhor for o acabamento superficial, recomendando-se, assim, o polimento da superfície como meio auxiliar de combate a essa forma de corrosão. Entretanto, se, nesse caso, ocorrer a corrosão, os pites serão em pequena quantidade e com crescimento mais rápido (TELLES, 2003).

A Fig. (2.4) mostra a corrosão por pite em um tubo de aço inoxidável.

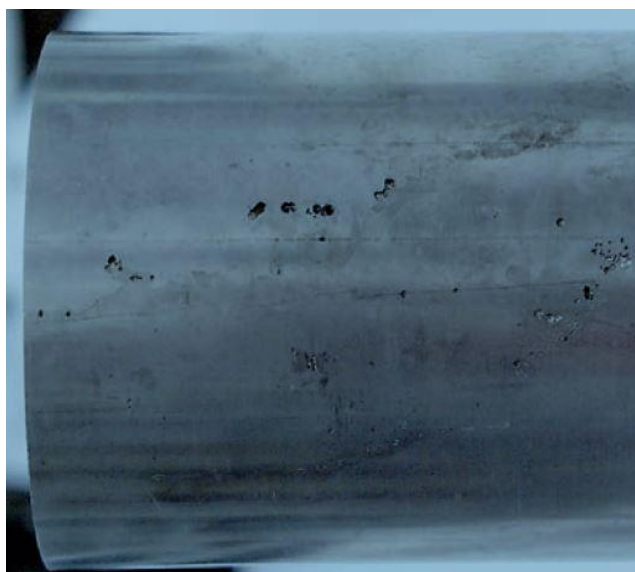


Figura 2-4 Corrosão por pite em um tubo de aço inoxidável (OUTOKUMPU, 2013)

Corrosão em fresta

É um tipo de corrosão localizada que acontece quando pequenas quantidades de um líquido corrosivo ficam retidas ou estagnadas em frestas, cavidades ou quaisquer espaços confinados. Nesses espaços confinados, o fluxo do líquido corrosivo é difícil ou mesmo nulo, e o suprimento de oxigênio fica, assim, diminuído (TELLES, 2003).

No interior da fresta, ocorrem reações eletroquímicas que modificam a composição do eletrólito, tornando-o mais ácido. A diminuição do pH permite a ruptura da camada passivadora dos aços inoxidáveis, resultando em intensa corrosão localizada (TELLES, 2003).

Essa forma de corrosão está frequentemente associada à corrosão por pites, porque nos pontos onde a passivação é deficiente surge um pite que, por sua vez, passa a ser uma cavidade onde uma pequena porção de líquido pode ficar retida (TELLES, 2003).

São exemplos de cavidades confinadas: frestas entre juntas e superfícies, folgas entre uma peça e um parafuso, porca, arruela ou rebite, frestas entre chapas superpostas, frestas entre espelho e tubos de troca de calor, cavidades resultantes de irregularidades ou mordeduras de soldas, frestas entre duas peças soldadas por solda descontínua, cavidades ou folgas por baixo de camadas de tinta de ferrugem ou de qualquer revestimento protetor, depósitos de detritos etc. Essas regiões confinadas tornam-se áreas anódicas (onde haverá corrosão), formando pilhas de corrosão com as áreas passivadas e catódicas adjacentes. Para provocar a corrosão, a cavidade deve ser suficientemente larga para permitir a entrada do líquido, mas também suficientemente estreita para mantê-lo parado; por isso, cavidades com abertura superior a 3 mm, em geral, não oferecem risco. A corrosão é, principalmente grave, para cavidades em forma de fresta, sendo o ataque tanto mais intenso quanto menor for a abertura da fresta e quanto maior for a sua profundidade (TELLES, 2003), como mostrado na Fig. (2.5).

A corrosão em frestas é, também, chamada de corrosão sob contato, de corrosão “por célula de concentração” e de “corrosão intersticial”.



Figura 2-5 Corrosão em fresta entre o tubo e o parafuso e entre a porca e a chapa onde é parafusada
(*Inspeção de equipamentos: Estudo de casos, 2014*)

Corrosão galvânica (bi metálica)

É a corrosão característica que se dá quando dois metais ou duas ligas metálicas diferentes estão em contato mútuo em um meio eletrolítico, formando uma pilha ativa-passiva, e na qual o material menos nobre (anodo) é corroído. A corrosão galvânica é tanto mais intensa quanto mais distanciados entre si estiverem os dois materiais na série de potencial elétrico ou quanto melhor condutor de eletricidade for o meio eletrolítico.

Um fator importante na corrosão galvânica é a relação entre a área anódica e a catódica. Se a relação de área anódica/área catódica for muito maior que um, isto é, área catódica pequena em relação à área anódica, a corrosão não será tão prejudicial, mas no caso contrário, isto é, área catódica maior que a anódica, a corrosão será tanto mais intensa quanto maior for a área catódica e menor a anódica, pois tem-se uma alta densidade de corrente na parte do metal, anodo, que está sendo corroída. Por isso, quando necessário, é mais indicado o uso de parafusos e rebites de material metálico catódico, em uma estrutura que seja anódica, do que no caso inverso. Assim, por exemplo, placas de aço justapostas por rebites de aço, a taxa de corrosão dos rebites de aço (área anódica) seria acentuadamente perigosa, pois a pequena área do rebite poderia provocar a sua ruptura (GENTIL, 2011).

A Fig. (2.6) relaciona alguns metais e ligas metálicas, ordenados de acordo com os respectivos potenciais elétricos (série galvânica). A ordem relativa dos materiais pode variar um pouco, de acordo com o meio eletrolítico considerado. A lista mostrada na Fig. (2.6) é a ordem para a água do mar. Nota-se que alguns metais e ligas aparecem em duas posições denominadas de “passivo” e “ativo”. O passivo é o metal passivado. De um modo geral, a resistência à corrosão de um material é tanto maior quanto mais próximo ele estiver da extremidade catódica da série galvânica (TELLES, 2003).

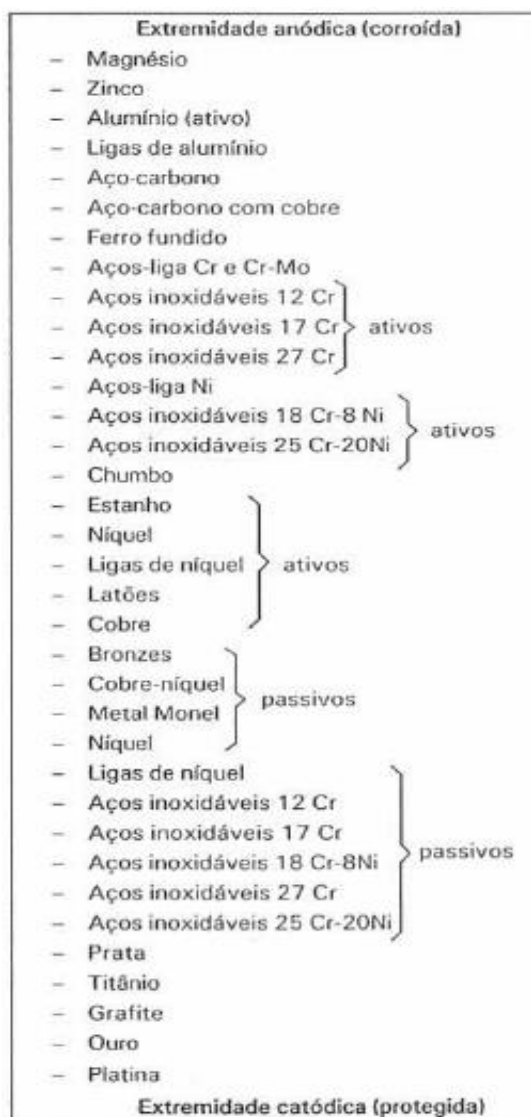


Figura 2-6 Série galvânica para água do mar (TELLES, 2003).

Em princípio, não se devem colocar em contato materiais com grande diferença de potencial, principalmente quando o meio ambiente for bom condutor de eletricidade, como água salgada, por exemplo. Para os casos em que for inevitável o uso de materiais distanciados entre si na série galvânica, pode-se controlar a corrosão evitando-se o contato direto entre os materiais, o que pode ser obtido pela colocação de uma junta, arruela ou outro elemento de um material dielétrico (borracha, plásticos etc.) entre as peças metálicas (GENTIL, 2011).

A corrosão galvânica pode, também, ser controlada pela colocação de anodos de sacrifício, presos ao metal anódico e próximos ao local de contato dos dois materiais. Os anodos de sacrifício são constituídos por elementos de metais altamente anódicos (Mg, Zn, Al) e que, por isso, são corroídos preferencialmente, protegendo o equipamento. Apesar de ser um recurso eficiente, quando bem feito, é dispendioso e obriga a um constante cuidado de inspeção e de troca de anodos de sacrifício (TELLES, 2003).

A Fig. (2.7) mostra uma tubulação com corrosão galvânica.



Figura 2-7 Corrosão galvânica em tubos (**BRANCO, 2011**)

Corrosão sob tensão

Corrosão sob tensão (*stress-corrosion*) é definida como uma forma de corrosão que é provocada pela existência de tensões de tração em algumas regiões da peça metálica. Esse tipo de corrosão manifesta-se pelo aparecimento de trincas perpendiculares à direção das tensões, podendo as trincas ser intergranulares ou transgranulares, ramificadas ou não. Essas trincas, uma vez iniciadas, vão aumentando e se propagando até causarem a ruptura da peça. Em geral, não há perda de espessura ou qualquer outro dano no material adjacente às trincas. Não há, também, perda de peso na peça metálica, e a peça rompida poderá não apresentar nenhuma deformação plástica. O tempo necessário para o início de uma trinca (tempo de incubação) pode levar de alguns minutos a anos, e as trincas são, a princípio, microscópicas, mas, uma vez iniciadas, o progresso é em geral muito rápido, podendo a ruptura da peça sobrevir inesperadamente (TELLES, 2003).

As tensões residuais que causam corrosão sob tensão são geralmente provenientes de operações de soldagem e deformações a frio, como estampagem e dobramento (GENTIL, 2011).

Para essa forma de corrosão, é necessário a presença simultânea de três fatores (TELLES, 2003):

- tensão de tração elevada;
- meio corrosivo;
- material metálico suscetível.

Essa forma de corrosão é agravada pelos seguintes fatores:

- altos valores do limite de escoamento e da dureza do material;
- nível de tensões de tração;
- concentração e temperatura do meio corrosivo.

O estado de acabamento da superfície tem, em muitos casos, uma decisiva influência no tempo de início das trincas, que terá uma resistência maior quanto melhor for o acabamento. (TELLES, 2003).

O tempo necessário para ocorrer corrosão sob tensão de dado material metálico depende da (GENTIL, 2011):

- tensão
- concentração ou natureza do meio corrosivo
- temperatura
- estrutura e da composição do material

A estrutura cristalina também influencia a corrosão sob tensão, assim o aço inoxidável ferrítico (cúbica de corpo centrado, c.c.c.) é muito mais resistente à corrosão sob tensão quando exposto a soluções de cloreto do que o aço inoxidável austenítico (cúbica de face centrada c.f.c.). Metais puros são geralmente imunes à corrosão sob tensão, mas no caso do cobre traços de impurezas podem torná-lo suscetível à corrosão sob tensão (GENTIL, 2011).

A Tab. (2.1), mostra as combinações mais conhecidas e importantes de material metálico - meio corrosivo capazes de provocar trincas por corrosão sob tensão (TELLES, 2003).

Tabela 2-1 Combinações do material com meio corrosivo em função das condições (TELLES, 2003)

Materiais	Meios corrosivos	Condições
Aço-carbono e aços-liga ferríticos	Soda cáustica.	Concentrações e temperaturas dentro da região I da figura 4.4.
	Nitratos.	
	Amônia anidra.	Tensões elevadas, temperaturas superiores a -5°C .
	H_2S .	Meio úmido – Dureza do aço elevada.
Aços inoxidáveis austeníticos	HCl, cloretos, hipocloritos, clorofórmio, água salgada (íon cloro em geral).	Meio úmido, temperaturas acima de 50°C .
	Ácidos politiônicos.	Meio úmido – Aços sensibilizados.
	Soda cáustica.	Temperaturas acima de 120°C .
Cobre, latões, bronze	Aminas, amônia, soluções amoniacaís.	Meio úmido com oxigênio.
	Mercúrio e seus sais.	
Alumínio	HCl, cloretos, hipocloritos (íon cloro em geral).	Meio úmido.
	Mercúrio e seus sais.	

Diversos recursos estão à disposição do projetista para enfrentar e diminuir os efeitos da corrosão sob tensão. De um lado deverá haver a preocupação de, durante o projeto, prever e evitar as situações em que poderá ocorrer a corrosão sob tensão; alternativamente, poderá dar-se o caso de, constatada uma

fratura desta natureza, modificar-se convenientemente o sistema para evitar sua repetição. As medidas seguintes podem ser tomadas quando constatada uma fratura (GENTIL, 2011):

- redução das tensões;
- alterações no ambiente corrosivo;
- substituição do material empregado por outro não sujeito à corrosão sob tensão nas condições de uso previstas.

O martelamento de toda superfície do material exposta ao meio corrosivo é um outro recurso auxiliar que pode ser usado com efeito semelhante ao alívio de tensões. O martelamento resulta em produzir tensões de compressão, da ordem do limite de escoamento, em uma camada superficial do material, com cerca de 0,5 mm de espessura. Como as trincas de corrosão sob tensão não se iniciam e não se propagam onde há compressão, o martelamento pode constituir uma defesa eficiente, porque mesmo quando o equipamento é pressurizado em serviço ainda permanece, na superfície, algum nível de tensões de compressão (TELLES, 2003).

A Fig. (2.8) exemplifica esse tipo de corrosão.



Figura 2-8 Corrosão sob tensão no aço inoxidável (OUTOKUMPU, 2013)

2.4 AÇO INOXIDÁVEL

Segundo Callister (2007), os aços inoxidáveis são altamente resistentes à corrosão numa variedade de ambientes, especialmente as atmosferas com maresia e poluição. Seu elemento de liga predominante é o cromo sendo necessário uma concentração de pelo menos 11% em peso de Cr. A resistência à corrosão também pode ser reforçada pela adição de níquel e molibdênio.

Existe uma grande variedade de aços inoxidáveis com propriedades melhores se comparados ao aço carbono, como maior tenacidade, resistência mecânica, resistência à corrosão. Isso é resultado da adição

controlada de elementos de liga, cada um deles originando atributos específicos com relação a resistência mecânica e possibilidade de resistir a diferentes meios ambientes.

Os aços inoxidáveis são divididos, de acordo com a sua microestrutura, sendo as principais: as dos aços Austeníticos, Ferríticos, Martensíticos e Duplex.

Austeníticos

É o maior grupo, em termos de número de ligas e de utilização. Não podem ser endurecidos por tratamento térmico, devido seu baixo teor de carbono. A adição de níquel favorece o trabalho a frio com aumento da resistência mecânica, credenciando-o para o uso em operações adversas de conformação, evitando trincas e ruptura prematura. Os aços austeníticos podem se tornar ligeiramente magnéticos (alta permeabilidade magnética), resultado do endurecimento por encruamento que é acompanhado pelas mudanças parciais na estrutura (ABINOX, 2011).

Para se conseguir uma maior resistência aos mecanismos de corrosão localizada, como por pite e corrosão galvânica, é adicionado o molibdênio. Alguns exemplos desse tipo de aço são:

- AISI 301
- AISI 302
- AISI 304/304L
- AISI 321

Ferríticos

Os aços inoxidáveis ferríticos possuem uma limitada resistência à corrosão comparado aos aços austeníticos. Por isso são mais baratos e também apresentam uma baixa tenacidade, conformabilidade e soldabilidade comparados aos aços austeníticos. Possuem uma estrutura igual à do ferro puro a temperatura ambiente, ou seja, cúbica de corpo centrado (ABINOX, 2011).

O cromo é o principal elemento da liga e é apresentado entre 11 e 29%. Sendo o teor de carbono baixo, a resistência mecânica é limitada. Não podem ser endurecidos por tratamento térmico e seu limite de escoamento fica na faixa de 275 a 350 MPa no estado recozido (ABINOX, 2011).

As dimensões de fornecimento (ou seja, espessura) são restritas devida à baixa tenacidade. São, entretanto, do grupo ferro magnético “mole”, apresentam boa resistência à corrosão em meios menos agressivos, boa ductilidade. Podem ser endurecidos moderadamente no trabalho a frio.

Alguns exemplos de aços inoxidáveis ferríticos, são:

- AISI 430
- AISI 439
- AISI 409

Martensíticos

Possuem uma estrutura similar aos ferríticos com estrutura cristalina “tetragonal de corpo centrado”. Como os aços carbonos de baixa liga, eles podem ter a resistência aumentada e endurecido pelo tratamento térmico em função da adição de carbono. Seu principal elemento de liga é o cromo, com um teor típico variando de 12% e 15% (ABINOX, 2011).

Como dito anteriormente, aos aços inoxidáveis martensíticos são similares aos aços carbono de baixa liga. Com o aumento no teor de carbono, tem-se um aumento potencial da resistência e dureza com uma diminuição da ductilidade e tenacidade. Para uma melhor resistência a corrosão, o aço é submetido a um tratamento térmico, e atinge sua condição ótima quando está temperado ou revenido.

Alguns exemplos de aços inoxidáveis martensíticos são:

- AISI 420
- AISI 431
- AISI 248SV

Duplex

Possuem uma estrutura mista de austenita e ferrita. Sua composição química típica tem 22% de cromo, 5% de níquel e 3% molibdênio com adições pequenas de nitrogênio. Em comparação com os aços inoxidáveis ferríticos e austeníticos, possuem uma dureza maior na condição recozida mole e tem limite de escoamento médio em torno de 450 MPa. Como os aços inoxidáveis ferríticos são ferro magnéticos, no entanto possuem uma conformabilidade e soldabilidade semelhante aos aços austeníticos. Além da possibilidade de uso em projeto com seções mais finas que os aços austeníticos apresentam a grande vantagem de possuir uma maior resistência a corrosão sob tensão. O molibdênio é normalmente adicionado para aumentar a resistência a corrosão galvânica e por pite.

Alguns exemplos de aços inoxidáveis duplex são:

- UNS 32205
- UNS S32760

2.4.1 Aço inoxidável austenítico 254 SMO®

Segundo a Outokumpu, empresa responsável pela produção do aço inoxidável austenítico 254 SMO®, ele é um aço inoxidável austenítico projetado para máxima resistência à corrosão por pite e corrosão sob fresta. Possui elevados níveis de cromo, molibdênio e nitrogênio, sendo assim é especialmente indicado para ambientes de alta concentração de cloreto. Tem sido um substituto à altura e com um preço menor para ligas à base de níquel e titânio. Se comparado aos aços inoxidáveis austeníticos comuns é considerado mais forte, e também caracterizado por uma ductilidade e resistência ao impacto elevada (OUTOKUMPU, 2014). A composição química do aço inoxidável austenítico 254 SMO® é mostrada na Tab. (2.1).

Tabela 2-2 Composição química do aço inoxidável austenítico 254 SMO® (Modificado de OUTOKUMPU, 2013)

Nome do aço Otokumpu	Número internacional do aço		Composição química, % p.p. Valores típicos					
	UNS	EN	C	N	Cr	Ni	Mo	Outros
254 SMO®	S31254	14547	0,01	0,20	20,0	18,0	6,1	Cu

O aço 254 SMO® pode ser usado em várias aplicações, como já foi dito, e é essencialmente usado em ambientes com alta concentração de cloreto, por exemplo (OUTOKUMPU, 2014):

- equipamentos de canalização de água do mar;
- sistemas de branqueamento da fábrica de celulose;
- colunas de destilação de óleo de pinho e equipamentos;
- equipamentos de processamento químico;
- equipamentos de processamento de alimentos;
- equipamentos de dessalinização;
- lavadores de dessulfurização de gases de combustão;
- equipamentos de produção de petróleo e gás.

A composição química do aço 254 SMO®, segundo a Otokumpu, é 0,01%p.p. de C + 20%p.p. de cromo + 18%p.p. de Ni + 6,1%p.p. de Mo e uma adição de Cu. O alto desempenho se deve a sua estrutura ser totalmente austenítica no estado recozido. O limite de resistência a tração, à 20°C, é de 650 MPa (OUTOKUMPU, 2013).

O elevado teor de elementos de liga dá aos aços 254 SMO®, excepcionalmente boa resistência à corrosão uniforme. Quando exposto a ambientes ácidos, como ácido clorídrico, ácido fluorídrico, ácido sulfúrico, cloreto de contaminados, ácido fosfórico e misturas de ácido fluorídrico, o aço 254 SMO® é uma alternativa a outras ligas consideravelmente mais caras (OUTOKUMPU, 2013).

A resistência à corrosão localizada é determinada principalmente pelos teores de cromo, molibdênio e nitrogênio no material. Isso é muitas vezes ilustrado usando o equivalente o *Pitting resistance equivalent* (PRE) para o material, que pode ser calculada utilizando a fórmula: $PRE = \% Cr + 3,3 \times \% Mo + 16 \times \% N$. O valor de PRE do aço 254 SMO é de 43, um número elevado o que comprova sua alta resistência à corrosão. Pode-se ter uma ideia da diferença do PRE entre alguns aços inoxidáveis austeníticos com composições químicas diferentes na Fig. (2.8) (OUTOKUMPU, 2013).

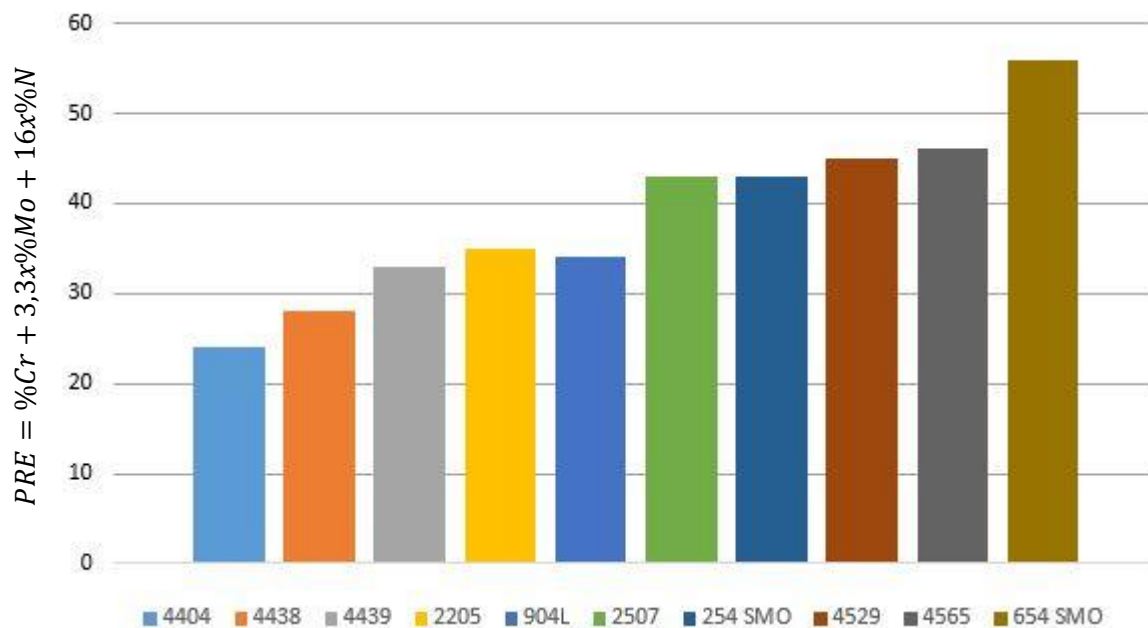


Figura 2-9 Variação do PRE entre aços inoxidáveis austeníticos (Modificado de OUTOKUMPU, 2013)

A temperatura crítica de pite definida pela temperatura onde o aço tende a apresentar esse tipo de corrosão, pode ser observada na Fig. (2.9).

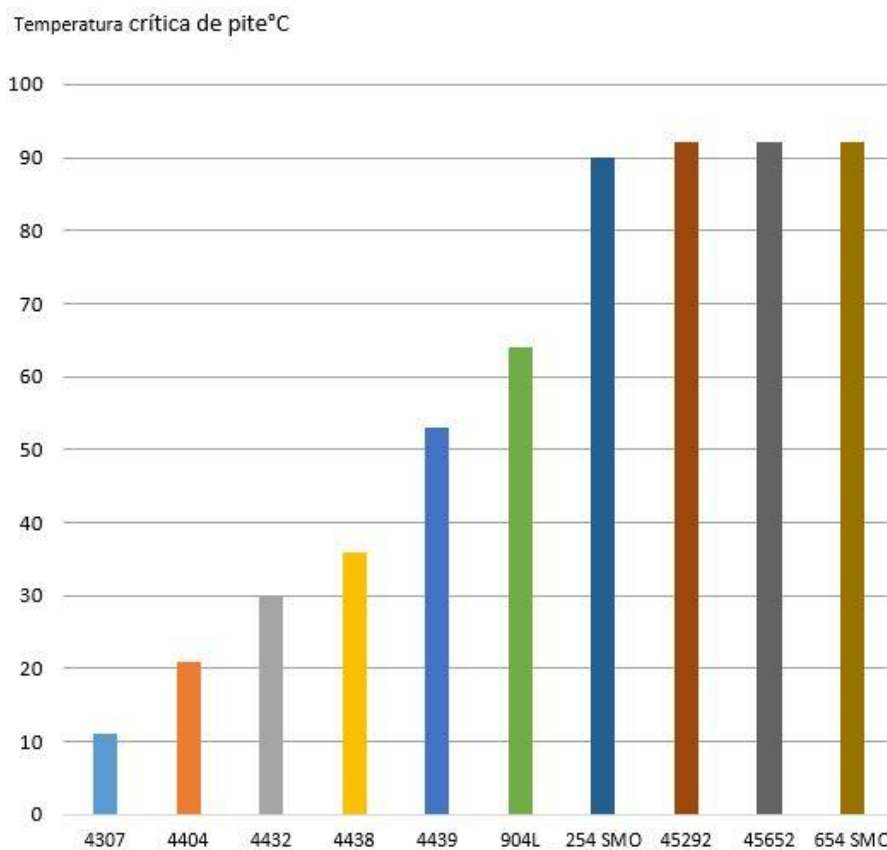


Figura 2-10 Temperatura crítica de pite (TCP) para aços inoxidáveis austeníticos (Modificado de OUTOKUMPU, 2014)

A resistência à corrosão sob tensão aumenta com a adição de níquel e molibdênio, níquel e molibdênio. Isto implica que os aços austeníticos de auto desempenho, como 254 SMO® têm muito boa resistência à corrosão sob tensão (OUTOKUMPU, 2014).

O aço austenítico de alto desempenho, 254 SMO®, não é afetado pela corrosão galvânica se estiver ligado ao titânio em sistemas utilizados para o transporte de água do mar. A intensidade da corrosão está intimamente relacionada com a relação de área de superfície entre o aço inoxidável e liga de cobre (OUTOKUMPU, 2014).

2.5 AÇO CARBONO

Segundo Callister (2008) aço carbono é a liga metálica composta quase que exclusivamente de ferro e carbono, com porcentagens deste último variando de 0,008 e 2,11%. Os aços alto carbono possuem uma maior quantidade deste elemento químico. Além do carbono, é possível encontrar neste aço outros tipos de elementos químicos, são eles: manganês, silício, enxofre e fósforo. Estes elementos, no entanto, não são considerados elementos de liga, pois não foram adicionados propositalmente, logo estes elementos químicos são considerados impurezas.

Esta classe dos aços pode ser subdividida em aços baixo ($0,008 < \%C < 0,3$), médio ($0,3 < \%C < 0,7$) e alto carbono ($0,7 < \%C < 2,11$) (CALLISTER, 2008). É importante ressaltar que em ligas comerciais o carbono varia de 0,005% a cerca de 1%.

O aço carbono é o aço que possui menor sensibilidade aos tratamentos térmicos de têmpera. Estes são geralmente realizados em peças com dimensões consideradas pequenas. A resistência à tração obtida com este material não ultrapassa os 700 MPa, sem deteriorar as demais propriedades, como a tenacidade e a ductilidade. Não são aplicáveis a baixas temperaturas, possuem baixa resistência à corrosão a alta temperatura (PAVANATI, 2010).

Devido a característica que o aço carbono possui, de alterar suas propriedades apenas com a variação do percentual do carbono, esse tipo de aço é muito popular na indústria. A variação do percentual de carbono aliada aos tratamentos térmicos permite que esta liga tenha uma ampla faixa de propriedades mecânicas e tecnológicas a um custo competitivo. Com o aumento no percentual de carbono, tem-se o aumento da dureza e da resistência à tração. No entanto, tem-se, conseqüentemente, redução da ductilidade e tenacidade. O módulo de elasticidade não é consideravelmente afetada pelo percentual de carbono. Num tratamento térmico de têmpera, realizado em um aço médio carbono, a liga pode aumentar de duas a cinco vezes seu valor de dureza (PAVANATI, 2010).

Assim como qualquer outro material o aço carbono tem suas propriedades relacionadas com sua microestrutura (PAVANATI, 2010).

A microestrutura está relacionada com a forma como os diversos constituintes do material estão organizados dentro do mesmo. A microestrutura geralmente possui aspecto característico, é uma

“impressão digital” do material. Como a microestrutura apresenta morfologia é possível então visualizá-la e identificá-la (PAVANATI, 2010).

Um exemplo de microestrutura básica do aço baixo carbono (ABNT 1020 com aproximadamente 0,20% de carbono) é mostrado na Fig. (2.11), obtida com um microscópio ótico (PAVANATI, 2010).

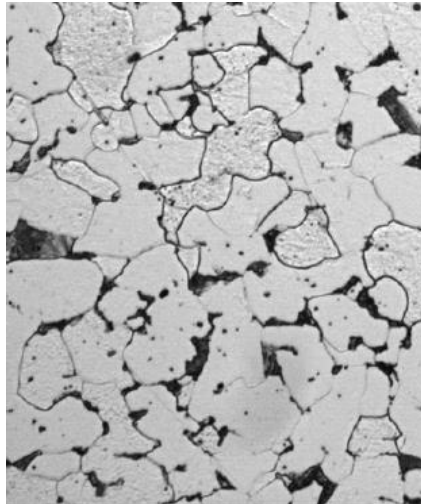


Figura 2-11 %C ~ 0,2 aumento de 50x (PAVANATI, 2010)

Baixo carbono ($0,003 < C < 0,3\%$)

Possui baixa resistência e dureza, bem como alta tenacidade e ductilidade. Pode ser usinado e soldado, além de apresentar baixo custo de produção. Normalmente nesse tipo de aço não é feito tratamento térmico para aumento de dureza, como têmpera. Algumas aplicações são: chapas automobilísticas, perfis estruturais, placas para produção de tubos, construção civil e pontes (CARUSO, 2001).

Médio carbono ($0,3\% < C < 0,7\%$)

Se comparado ao aço baixo carbono, possui uma resistência e dureza maior, já a tenacidade e ductilidade é menor. A quantidade de carbono presente possibilita a realização de tratamento térmico de têmpera. Pode ser usado em peças de máquinas, que precisam de uma resistência mecânica e ao desgaste e tenacidade elevada, como por exemplo: engrenagens, virabrequins, rodas e equipamentos rodoviários (CARUSO, 2001).

Alto carbono ($C > 0,7\%$)

É o de maior resistência e dureza. No entanto, a ductilidade é a menor entre os aços carbono. Na maioria dos casos, são tratados termicamente (têmpera e revenimento). São usados normalmente como ferramentas de corte: talhadeiras, folhas de serrote, e facas (CARUSO, 2001).

Na Fig. (2.11), pode-se notar (indicadas na figura) a presença de três regiões metalográficas importantes, que fazem parte da microestrutura. Temos os contornos de grãos, que formam linhas finas que delimitam grãos claros e escuros. Os contornos de grão são fronteiras entre regiões com diferentes orientações cristalógraficas. Pode-se entender também que as regiões que estão delimitadas por estas

linhas são os grãos. Os grãos claros são chamados de Ferrita isolada (ou mais corretamente: ferrita proeutetóide) e os escuros de Perlita (ferrita + cementita) (PAVANATI, 2010).

A resistência mecânica dos materiais é significativamente influenciada pela sua microestrutura. A ferrita é dúctil e a cementita é dura (PAVANATI, 2010).

O material se torna mais duro (e mais resistente) quanto menor o tamanho dos grãos, pois tem-se uma quantidade maior de contornos de grãos, sendo que a perlita também é uma barreira para a movimentação de discordâncias. A discordância a vê como uma sequência de “muros” a serem transpostos. Praticamente todos os defeitos cristalinos são barreiras para a movimentação de discordâncias, até mesmo uma discordância pode atrapalhar a movimentação de outras discordâncias (PAVANATI, 2010).

Assim, quanto maior a quantidade de perlita mais duro e resistente se torna o aço. Em geral, isto ocorre até percentuais em torno de 1,0% de carbono. A partir daí, nota-se a presença de cementita no contorno de grão. Como a cementita é uma cerâmica esta pode formar uma rede contínua ligando todos os contornos. Neste caso, pode ocorrer uma fragilização do material. Por este motivo, não são encontrados com frequência aços carbono com %C superiores a 1,0% (PAVANATI, 2010).

O aço carbono ASME SA 516 Grau 60 e 70 é normalmente utilizado para recipientes sob pressão resistentes ao calor. Apresenta uma boa soldabilidade e boas propriedades a altas e baixas temperaturas. A Tab. (2.3) retrata a composição química e as propriedades mecânicas aproximadas do aço ASME SA 516 grau 60 e 70.

Tabela 2-3 Composição química e propriedades mecânica do aço-carbono ASME SA 516/ASTM AA-516 de acordo com a espessura determinada (**Modificado de CEMAÇO**).

Grau			Espessura (mm)	Composição química - % p.p.					
				C	Mn (máx.)	Si (máx.)	P (máx.)	S (máx.)	Outros (máx.)
ASTM	AA-516 / SA 516	60	6,00 - 12,70	0,21 máx.	0,60 - 0,90	0,15 - 0,40	0,035	0,04	V: 0,03 Nb: 0,02 Cu: 0,4
			12,71 - 50,80	0,23 máx.	0,85 - 1,20				
			50,81 - 76,20	0,25 máx.					
		70	6,00 - 12,70	0,27 máx.	0,85 - 1,20				
			12,71 - 50,80	0,28 máx.					
			50,81 - 76,20	0,30 máx.					

As ligas fabricadas pela Asvotec são utilizadas para a fabricação de forno de aquecimento de água, riser, torre absorvedora de gás, torre fracionadora, condensador entre outros. A Fig. (2.12) retirada do catálogo da empresa exemplifica os vasos de pressão, produzidos com o aço SA 516 grau 70.



Figura 2-12 Vasos de pressão da Asvotec (ASVOTEC, 2013)

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MATERIAIS

Os aços SA 526/60 e SA 516/70 (Asvotec) foram fornecidas nas medidas 8x200x300mm e o aço 254 SMO® (Outokumpu) com as seguintes dimensões 3x200x300mm.

O aço da Outokumpu foi cortado em uma guilhotina, nas medidas 200x10x3mm. Dos aços fornecidos pela Asvotec (SA 516 grau 60 e SA 516 grau 70) foi retirado uma amostra de 200mmx10mmx8mm de cada aço para ensaios posteriores, utilizando-se uma serra manual. Retirou-se pedaços dos três planos da amostra, nas dimensões de 20x8mm cortadas lentamente em uma máquina *cut-off* com sistema de arrefecimento para metalografia e microdureza. Para cada material foi-se feita um embutimento em uma estrutura de resina à quente, mostrando os três planos.

3.2 PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS

3.2.1 Preparação metalográfica

Segundo a norma padrão *Standard Guide for Preparation of Metallographic* (ASTM, 2011) a realização das etapas de análise microestrutural segue os procedimentos básicos de preparação metalográfica, ou seja, corte, embutimento, lixamento, polimento, escolha e preparação do reagente químico indicado para a identificação das fases em questão, ataque químico com o reagente, e, por último, as análises microestruturais com microscópio óptico.

Como dito acima, as amostras foram preparadas de acordo com a norma padrão ASTM E3-11. Foram cortadas utilizando-se uma *cut-off* Struers Secotom-15, com disco Struers 01S20, a uma velocidade de disco de 3000 rpm e avanço de 0,07 mm/s, de modo que todos os planos pudessem ser usados, como mostrado nas Fig. (3.1) e Fig. (3.2).



Figura 3-1 Corte das amostras nas três direções para o embutimento

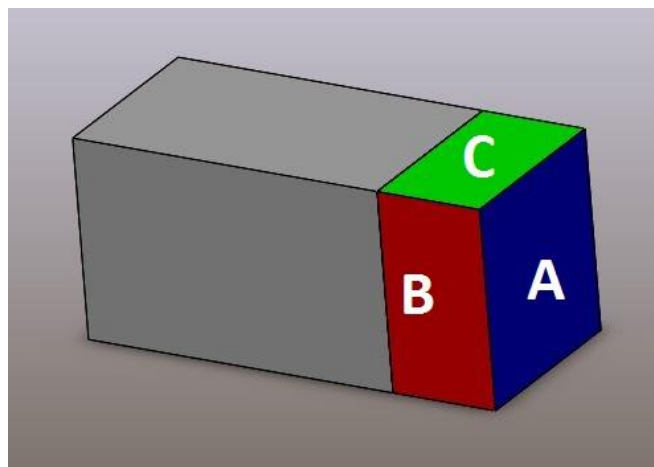


Figura 3-2 Esquema de corte da amostra

A Fig. (3.2) mostra um desenho ilustrativo de como foram feitos os cortes nas amostras, assim os 3 planos são contemplados e embutidos na mesma amostra.

Após a etapa de corte, as amostras foram embutidas utilizando-se a máquina de embutimento à quente PANTEC PANPRESS 30, com resina de embutimento a quente fenólica verde e um desmoldante em pó, ambos da Panambra. O tempo medido para a máquina realizar o embutimento foi de 15 minutos. O resultado do embutimento é visto na Fig. (3.3).



Figura 3-3 Amostra embutida em resina

O lixamento foi feito na máquina POLIPAN-U com lixas d'água convencionas, partindo da granulometria 200 até a 1200, ou seja, 200, 400, 600, 800, 1200 e 2500. Esse processo foi feito com atenção para evitar o abaulamento na face a ser analisada e girando-se a amostra noventa graus no final da operação em cada lixa, com o objetivo de reduzir os riscos e homogeneizar a superfície do material analisado.

No polimento utilizou-se a mesma máquina utilizada na etapa de lixamento, POLIPAN-U. Foi usada a suspensão para polimento metalográfico de pasta de diamante $3\mu\text{m}$, para a obtenção do polimento adequado. Após o polimento as amostras de aço carbono foram submetidas a um ataque químico de 8s, utilizando o reagente químico nital 2%, indicado na literatura (ASM, 2004).

3.2.2 Ensaio de dureza

Para a caracterização do aço inoxidável 254 SMO® (UNS S31254) e dos aços carbono SA 516 grau 60 e SA 516 grau 70, se realizou o ensaio de dureza Rockwell B, na face B das amostras, em conformidade com a ASTM E18 e NBR 6671 e de dureza Vickers em conformidade com a norma ASTM E92. Foi selecionado uma chapa de cada material para o ensaio de dureza Rockwell B e uma amostra de 200x10x8mm para o ensaio de dureza Vickers.

Os ensaios de dureza Rockwell foram realizados em um durômetro da marca Panambra Pantec modelo RASN-RS, do Laboratório de Materiais da UnB. Foram feitas 5 medidas para cada amostra, sendo o resultado final a média dos valores obtidos. No caso dos ensaios de dureza Vickers HV10, foi utilizada a máquina Zwick Roell modelo ZHU250, foram feitas 7 medidas em cada amostra e o rejeitou-se o maior e o menor valor para o cálculo da média.

3.2.3 Ensaio de microdureza

Para o ensaio de microdureza, preparou-se outras amostras seguindo as mesmas etapas de corte, embutimento, lixamento e polimento descrito na seção 3.2.1.

Com o objetivo de verificar se há variação da microdureza no material, foram feitas 7 medidas em cada uma das faces das amostras: SA 516 grau 60 atacada com nital 2%, SA 516 grau 70 atacada com nital 2%. Dessas 7 medidas foi calculada a média retirando-se o maior e o menor valor, assim foram consideradas 5 medidas para o cálculo. Para isso foi utilizado um microdurômetro da marca Future Tech modelo FM-700 Dual.

Para o ensaio, ajustou-se uma carga de 300g (HV0,3) e um tempo de aplicação de 10s no aparelho. Com o auxílio de uma câmera acoplada ao microdurômetro, foram feitas as medições das diagonais das identações geradas pelo penetrador piramidal do ensaio Vickers.

3.2.4 Ensaio de corrosão

Para os ensaios de corrosão as amostras foram preparadas de acordo com a norma da ASTM G1 *Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluation Corrosion Test Specimens*. Foram confeccionadas no total 18 amostras, 6 para cada tipo de aço, medindo 25,4mm de largura, 76,2mm de altura e o furo com 7mm de diâmetro, como mostrado na Fig. (3.4).



Figura 3-4 Amostras para ensaio de corrosão

Para a limpeza das amostras, no caso do aço carbono SA 516, elas foram submetidas a uma decapagem química com ácido clorídrico a uma temperatura de 75°C como descrito na norma ASTM G1, citada anteriormente. Já no caso do aço inoxidável 254 SMO, foi feita uma decapagem química com uma solução 20 % HNO₃ + 5 % HF a uma temperatura de 60°C durante 5 minutos, como descrito norma NORSOK M-630. Após a decapagem química as amostras foram pesadas em uma balança de precisão.

Os ensaios de corrosão no aço carbono SA 516 grau 60 e SA 516 grau 70 foram realizados com uma solução aquosa de 3,5% NaCl, em um período de 24 horas. Foram realizados 3 ensaios com o aço carbono, onde a única diferença foi a temperatura que foi de 25°C no primeiro ensaio, 50°C no segundo ensaio e 80°C no terceiro ensaio. Ao final dos ensaios as amostras foram retiradas da solução salina (a limpeza foi feita com água corrente, seguindo a norma ASTM G31 *Standard Guide for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals*). Após os ensaios as amostras foram pesadas em uma balança de precisão e visualizadas no microscópio confocal.

No caso das amostras de aço inoxidável austenítico 254 SMO® as amostras foram submetidas a uma solução de 10% de $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ dissolvido em água destilada, conforme a norma ASTM G48 *Standard Test Methods for Pitting and Crevice Corrosion Resistance of Stainless Steels and Related Alloys by Use of Ferric Chloride Solution*. Foram realizados 3 ensaios na solução citada anteriormente, variando a temperatura como foi feito no caso das amostras de aço carbono. Vale ressaltar que a NORSOK M-630 diz que o ensaio deve ser feito a 50°C, as outras temperaturas foram feitas para a observação de como o material se comporta em condições abaixo e acima dessa temperatura padrão. Após os ensaios as amostras foram pesadas em uma balança de precisão e visualizadas no microscópio confocal.

4 RESULTADOS

4.1 ANÁLISE METALOGRÁFICA NO CONFOCAL PARA OS AÇOS CARBONO

Para o aço SA 516, o ataque químico foi feito com o reagente Nital 2%, tanto para o grau 60 como para o grau 70, conforme sugere a literatura (ASM, 2004). Respeitando a ordem de corte explicitada na preparação metalográfica, onde foram mostrados os três cortes feitos na amostra e como foram embutidas, obtemos suas respectivas micrografias em um microscópio confocal. Como foi dito anteriormente, esse aço é considerado de baixo carbono (grau 60 com 0,21% pp. de carbono e grau 70 com 0,27% pp.), o que é comprovado nas Fig. (4.1) à Fig. (4.14), onde a perlita (ferrita e cementita) é a parte mais escura da imagem e parte clara é a ferrita.

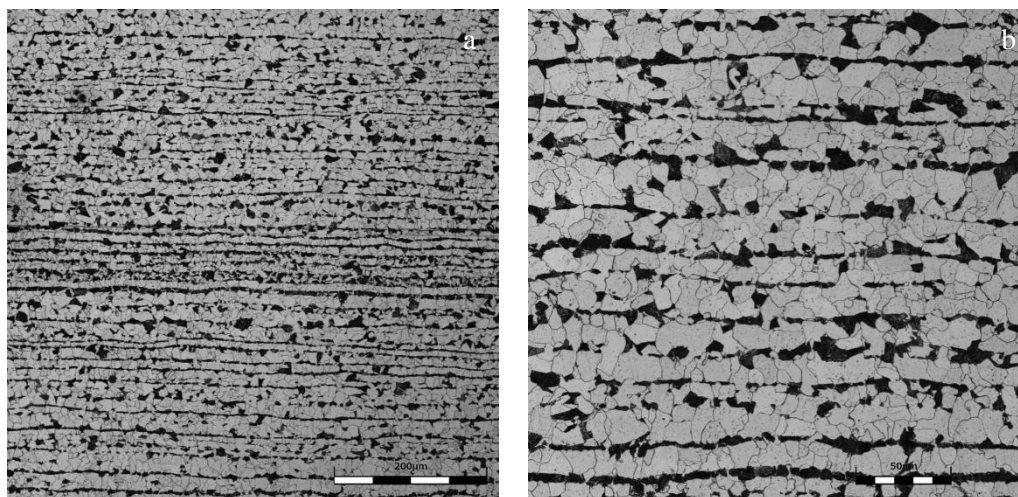


Figura 4-1 a) SA 516 grau 60 face A com aumento de 432x b) SA 516 grau 60 face A com aumento de 1080x

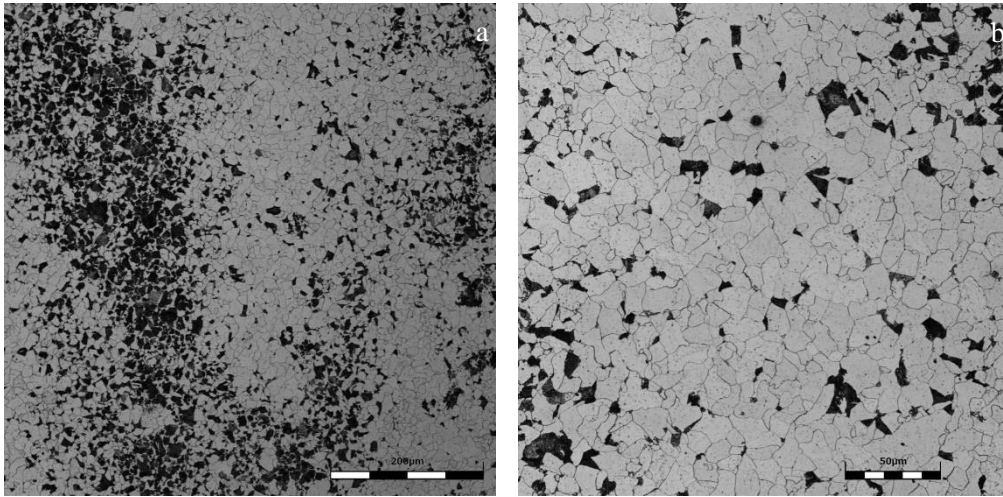


Figura 4-2 a) SA 516 grau 60 face B com aumento de 432x b) SA 516 grau 60 face B com aumento de 1080x

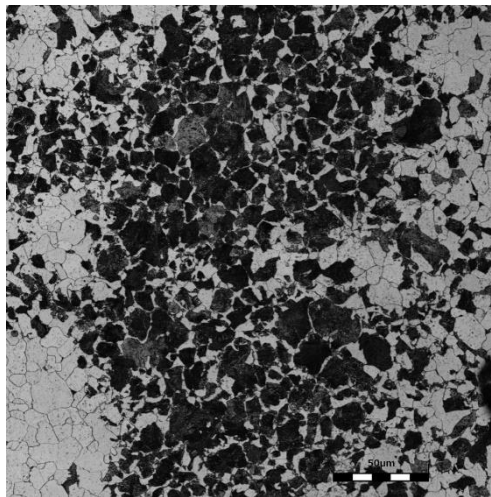


Figura 4-3 SA 516 grau 60 face B com aumento de 1080x

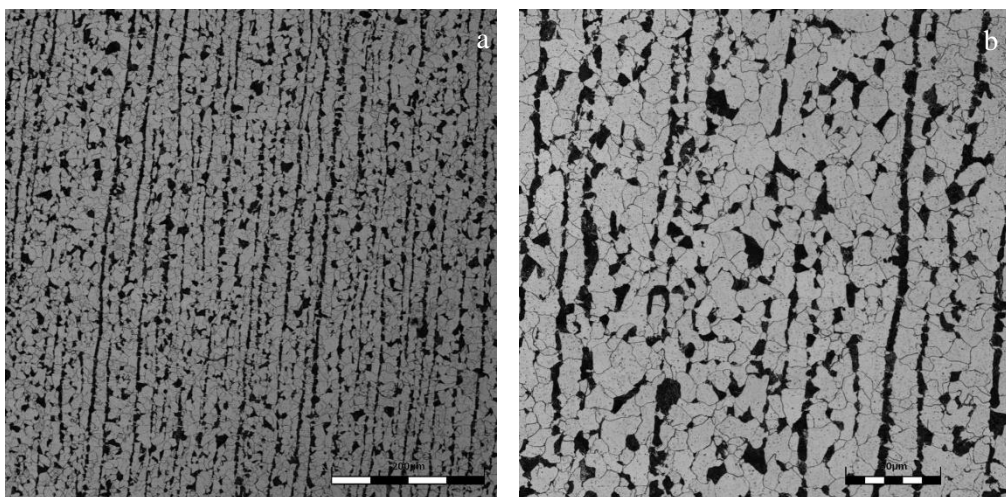


Figura 4-4 SA 516 grau 60 face C com aumento de 432x b) SA 516 grau 60 face C com aumento de 1080x

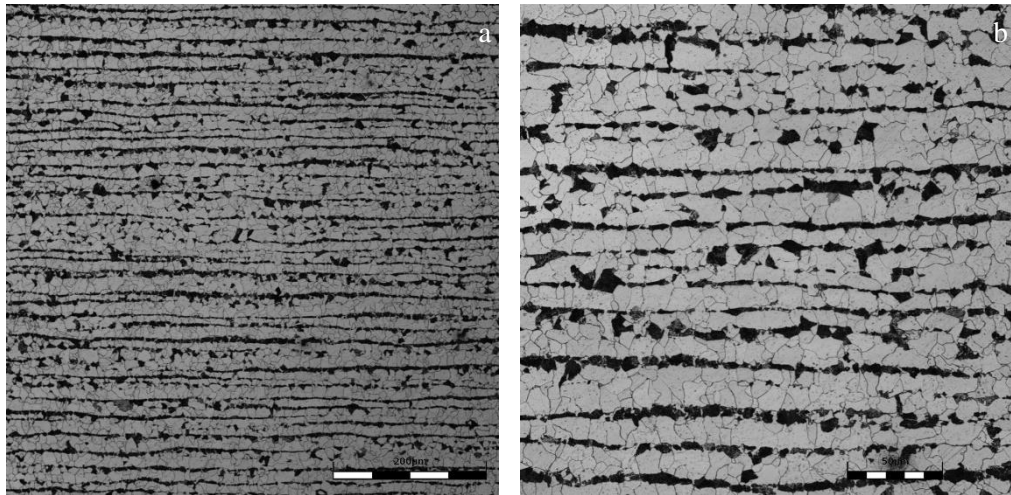


Figura 4-5 SA 516 grau 70 face A com aumento de 432x b) SA 516 grau 70 face A com aumento de 1080x

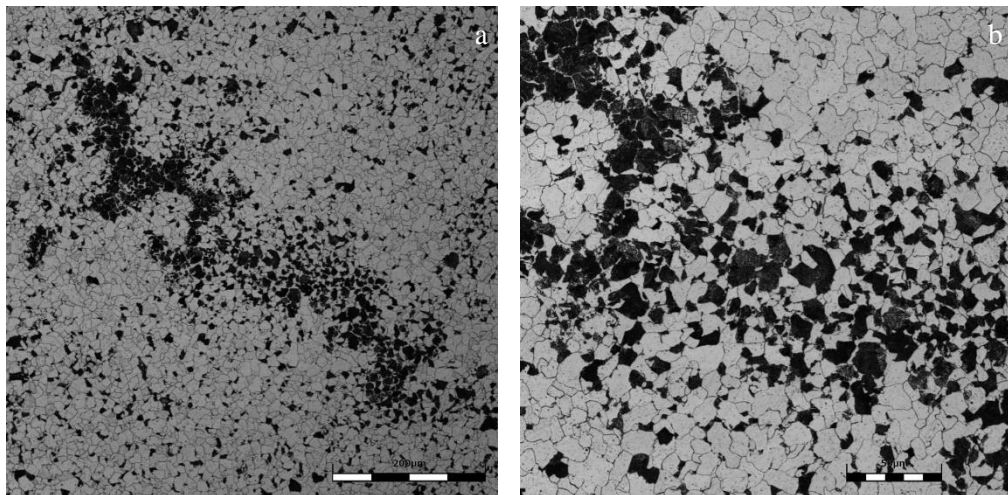


Figura 4-6 SA 516 grau 70 face B com aumento de 432x b) SA 516 grau 70 face B com aumento de 1080x

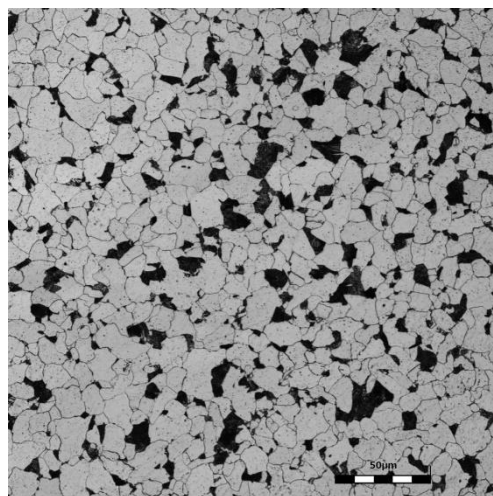


Figura 4-7 SA 516 grau 70 face B com aumento de 432x

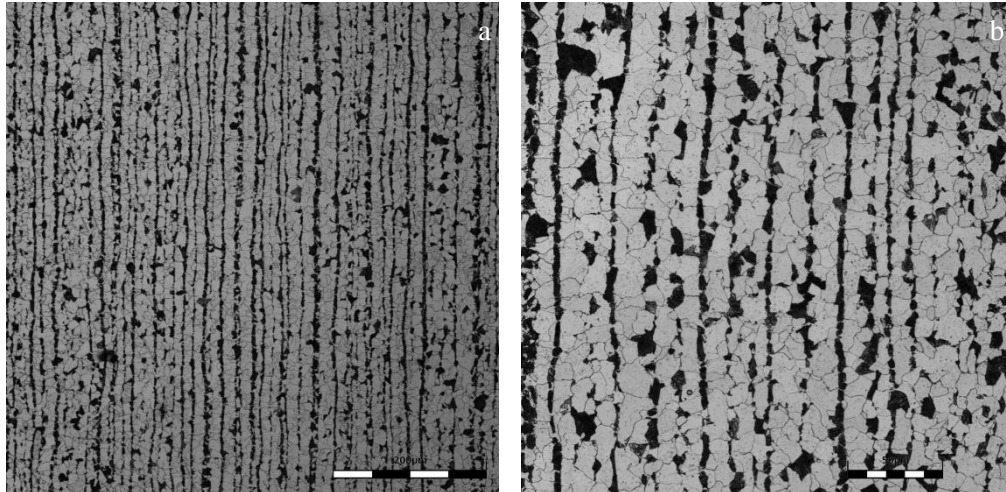


Figura 4-8 SA 516 grau 70 face C com aumento de 432x b) SA 516 grau 70 face C com aumento de 1080x

Como pode ser visto nas micrografias a face B é que apresenta uma maior discrepância, tanto no grau 60 como no grau 70, existem áreas descarbonetadas e outras com uma quantidade elevada de fase perlita, diferentemente das faces A e C, as quais apresentam a fase ferrita equiaxial e a perlita alinhada no sentido de laminação.

Através do método da interceptação linear média ou de Heyn (MEIER, 2004), foi calculado o tamanho do grão de ferrita nas amostras. Foram utilizadas as micrografias com 432x de aumento e 6 linhas de teste, o valor do tamanho dos grãos é a média desses valores e são mostrados na Tab. (4.1).

Tabela 4-1 Tamanho dos grãos nos aços carbono SA 516 grau 60 e 70.

FACES da amostra	Tamanho de grão (μm)	
	SA 516 grau 60	SA 516 grau 70
A	$16,87 \pm 1,70$	$16,28 \pm 1,08$
B	$16,66 \pm 2,83$	$16,20 \pm 0,98$
C	$13,29 \pm 1,28$	$13,14 \pm 0,49$

As amostras apresentam tamanhos de grãos semelhantes. Entre as faces a maior diferença encontrada foi na face C, a qual possui um tamanho de grão um pouco menor que nas faces A e B.

Das micrografias também foi calculada a porcentagem de fases, utilizando o Software ImageJ, e após 10 medidas em cada face, os resultados são mostrados na Tab.(4.2).

Tabela 4-2 Porcentagem de fase nos aços carbono SA 516 grau 60 e 70.

Fases		Porcentagem de fase (%)	
		SA 516 grau 60	SA 516 grau 70
A		22,741 ± 0,495 perlita	23,918 ± 0,775 perlita
		77,259 ± 0,495 ferrita	76,082 ± 0,775 ferrita
B	Área total	21,864 ± 1,285 perlita	20,418 ± 0,328 perlita
		78,136 ± 1,285 ferrita	79,583 ± 0,328 ferrita
	Área rica em perlita	62,4604 ± 1,021 perlita	37,762 ± 0,554 perlita
		37,5396 ± 1,021 ferrita	62,238 ± 0,554 ferrita
Área rica em ferrita	13,9681 ± 0,645 perlita	19,247 ± 0,333 perlita	
	86,0319 ± 0,645 ferrita	80,754 ± 0,333 ferrita	
C		22,689 ± 0,439 perlita	25,230 ± 0,492 perlita
		77,311 ± 0,439 ferrita	74,77 ± 0,492 ferrita

Comparando o Aço carbono SA 516 grau 60 com o mesmo aço de grau 70, como a liga de grau 70 possui mais carbono na sua composição, conseqüentemente apresentou uma maior quantidade de perlita nas faces A e C. Porém na face B, onde a distribuição de carbono não é homogênea, a amostra de grau 60 apresentou uma maior quantidade de perlita em quase todas as áreas analisadas.

4.2 ENSAIO DE DUREZA

Foi realizado ensaio de dureza Rockwell B (HRB) nas amostras e o resultado se encontra na Tab. (4.1), utilizando a face B.

Tabela 4-3 Resultados dos ensaios de dureza

	Dureza	
	HRB	HV10
254 SMO*	89,92 ± 0,464	225,78 ± 2,22
SA 516 grau 60	79,04 ± 1,09	181,92 ± 1,92
SA grau 70	77,2 ± 0,56	186,62 ± 1,09

Na literatura o valor de dureza do 254 SMO é 87 HRB (OUTOKUMPU, 2014), para o aço carbono SA 516 grau 60 é de 84 HRB (CARDOZO, 2003) e para o aço carbono SA 516 grau 70 encontrou-se uma dureza de 83 HRB (CHAPIN & BANGS). Os valores de dureza para os aço-carbono são um pouco menores que os da literatura, essa diferença pode ser devido a heterogeneidade na distribuição da fase perlita na face B da amostra, a qual foi usada para o ensaio.

Esse resultado de dureza é reflexo do que foi encontrado na análise quantitativa, onde o SA 516 grau 60 apresentou mais perlita que ferrita na fase B, o que deve proporcionar um aumento de dureza, como foi dito anteriormente, a quantidade de perlita está ligada a dureza do material.

4.3 MICRODUREZA

O ensaio de microdureza foi realizado em um microdurômetro FM – 700 Dual, no Laboratório de caracterização de materiais da Universidade de Brasília Campus Gama e as medidas obtidas estão na Tab. (4.4).

Tabela 4-4 Valores de microdureza

Face	Microdureza HV0,3		
	254 SMO®	SA 516 grau 60	SA 516 grau 70
A	170,86 ± 2,35	170,5 ± 4,72	161,84 ± 4,67
B	172,52 ± 4,22	181,84 ± 9,45	187,42 ± 4,22
C	173,34 ± 5,77	176,44 ± 2,23	166,7 ± 3,6

Analisando os dados tabelados pode-se notar uma constância nos valores da microdureza do aço carbono SA 516 graus 60 e 70 e no aço inoxidável 254 SMO®, o que mostra uma característica de homogeneidade do material, a face com uma maior discrepância entre os valores e com maiores valores de dureza é a face B, a qual é heterogênea. Os valores médios de dureza são exibidos na Fig. (4.9).

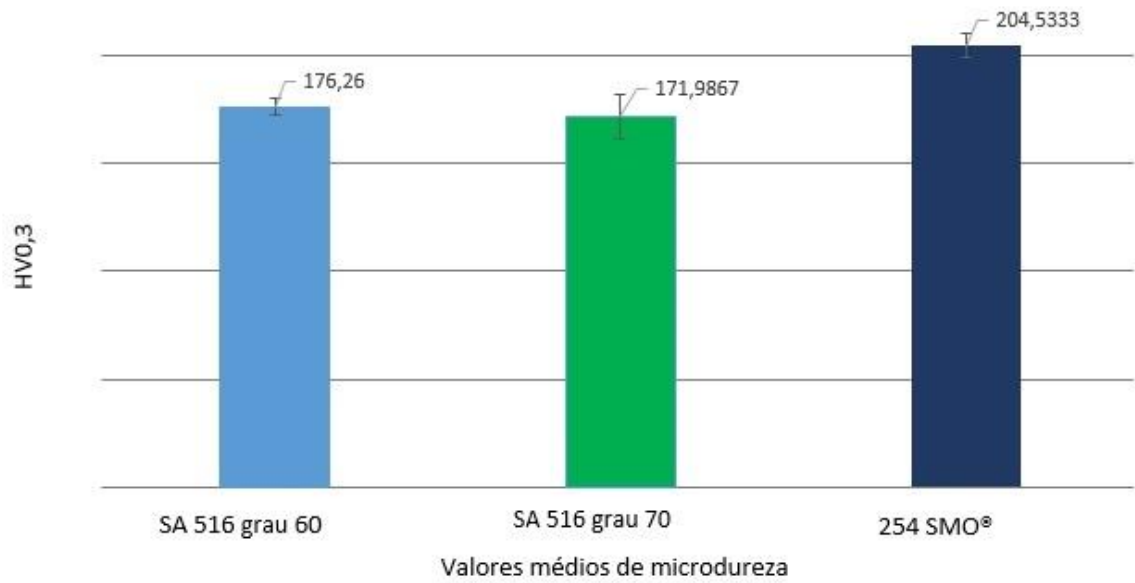


Figura 4-9 Valores médios de microdureza dos aços carbono SA 516 grau 60 e 70 e do aço inoxidável austenítico 254 SMO®

4.4 Ensaio de corrosão

Os ensaios de corrosão foram feitos utilizando um aparato instrumental conforme ilustrado na Fig. (4.10). Para os ensaios nas temperaturas de 50°C e 80°C foi confeccionada uma tampa de isopor com o objetivo de evitar a evaporação da solução.



Figura 4-10 Ensaio de corrosão montado

Após os ensaios as amostras foram pesadas para obter a perda de massa em cada ensaio. Esses valores são mostrados na Tab. (4.5).

Tabela 4-5 Perda de massa em diferentes temperaturas

Perda de massa (g)			
	25°C	50°C	80°C
SA 516 graus 60	0,02345 ± 0,00035	0,04345 ± 0,03850	0,0501 ± 0,00510
SA 516 grau 70	0,01645 ± 0,00125	0,04010 ± 0,00030	0,05745 ± 0,00595
254 SMO®	0,0003 ± 0,0004	0,16955 ± 0,03325	1,05300 ± 0,02300

Observando a Tab. (4.5), pode-se notar que para todos os materiais a temperatura é um fator importante quanto à taxa de corrosão, como já era esperado segundo a literatura.

Um ponto importante é que a perda de massa no aço carbono é maior na amostra com menor porcentagem de carbono, SA 516 grau 60, até a temperatura de 50°C, quando a temperatura é de 80°C o SA 516 grau 70 sofre uma maior perda de massa. A perda de massa no caso do aço carbono ficou em cerca de 0,05%, esse valor ficou baixo devido o tempo de imersão, sabendo que quanto mais a amostra ficar imersa em ambiente salino maior será sua perda de massa.

No aço inoxidável austenítico a perda de massa a temperatura ambiente é praticamente desprezível, podendo ser utilizado em exercício sem nenhum problema. Com o aumento da temperatura a corrosão também aumenta, na temperatura de 50°C a corrosão é de 0,5% e a corrosão a 25°C pode ser desprezada, mas isso não é um fator de muita relevância visto que a amostra ainda atende ao critério de perda de massa proposto pela NORSOK M-630, onde a taxa de massa perdida deve ser menor que 2g/cm², sabendo que a área de todas as amostras é de 13 cm². Assim como na temperatura de 50°C quando a amostra foi colocada a 80°C, ela continua atendendo o critério de perda de massa citado na norma, mesmo possuindo uma taxa de corrosão dez vezes maior.

A Fig. (4.11) mostra como a perda de massa aumenta com a temperatura.

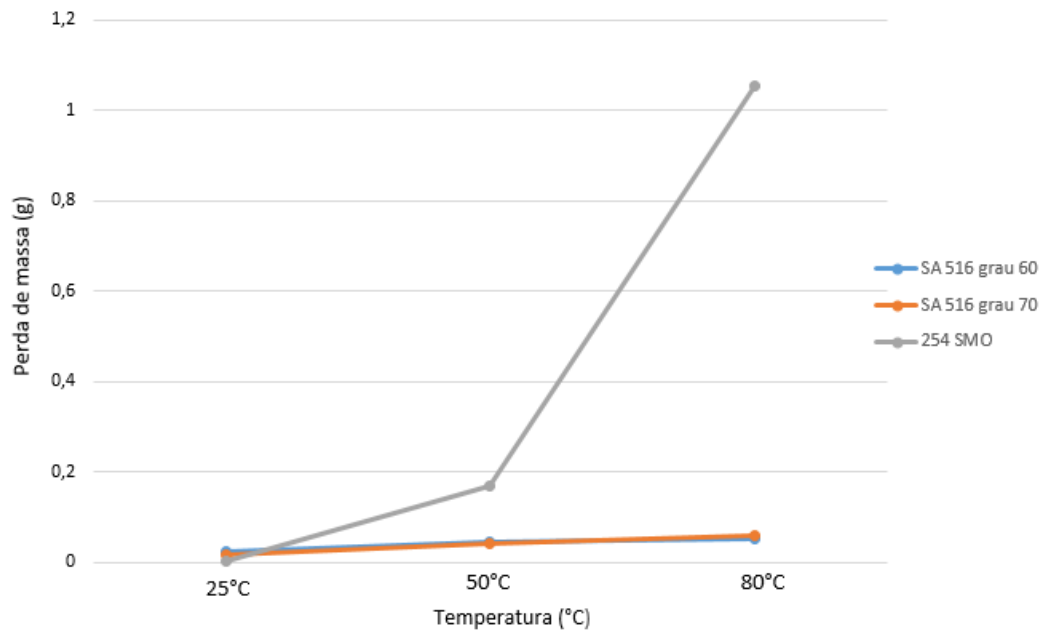


Figura 4-11 Perda de massa em função da temperatura

Na Fig. (4.11) observa-se a linearidade da perda de massa no aço carbono devido a variação de temperatura. No caso do aço inoxidável austenítico a perda de carga aumenta cerca de 10 vezes se for comparada nas temperaturas de 50°C e 80°C, comprovando o que foi dito anteriormente, que a corrosão e a temperatura aumentam ao mesmo tempo.

Após os ensaios as amostras foram observadas no microscópio confocal, e o resultado é exibido da Fig. (4.12) a Fig. (4.17).

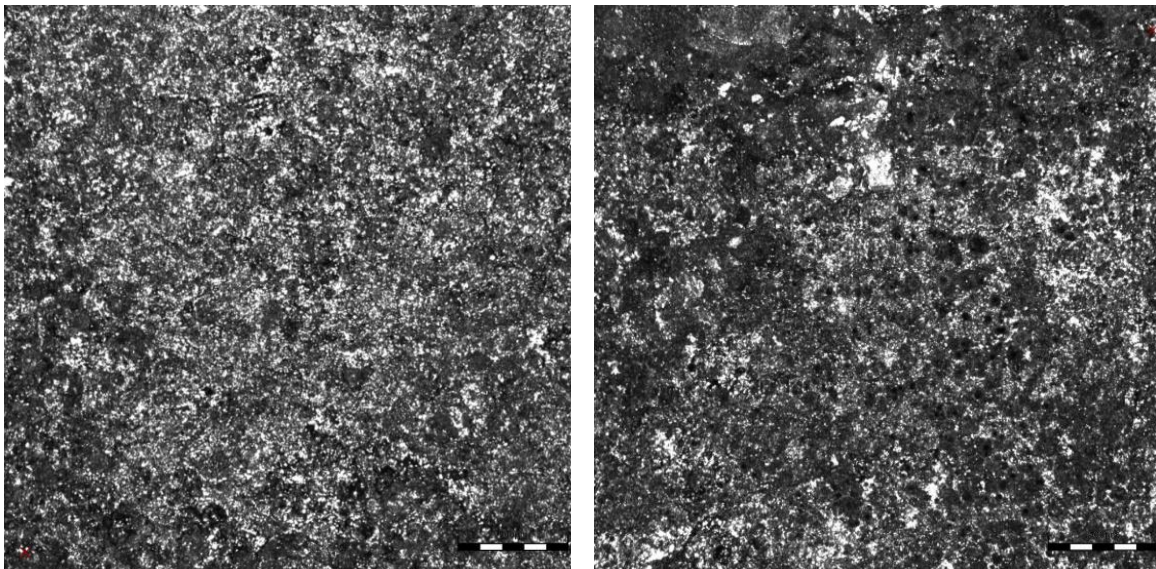


Figura 4-12 Corrosão no aço carbono SA 516 grau 60 a 25°C e 50°C

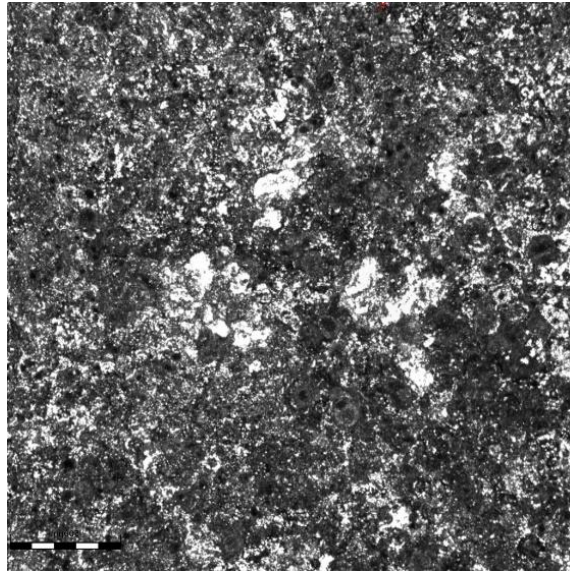


Figura 4-13 Corrosão aço carbono SA 516 grau 60 a 80°C

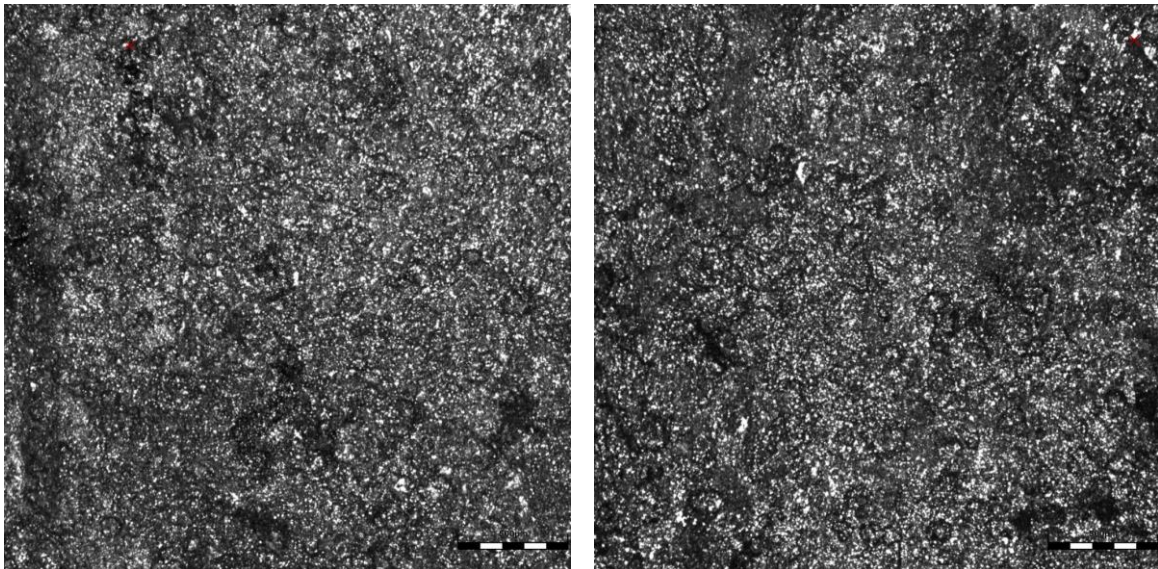


Figura 4-14 Corrosão aço carbono SA 516 grau 70 a 25°C e 50°C

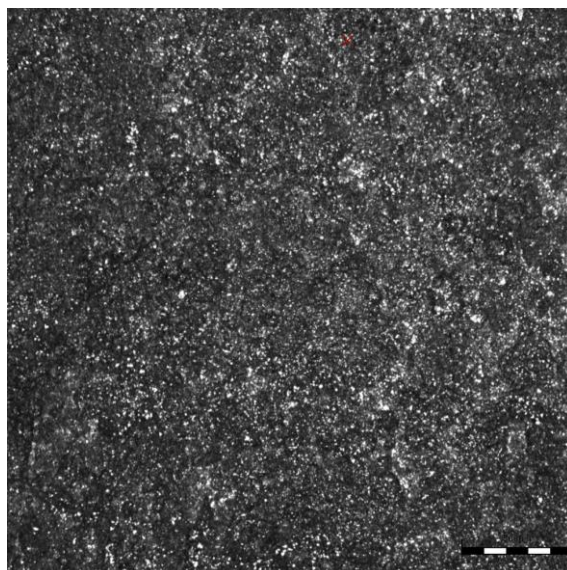


Figura 4-15 Corrosão aço carbono SA 516 grau 70 a 80°C

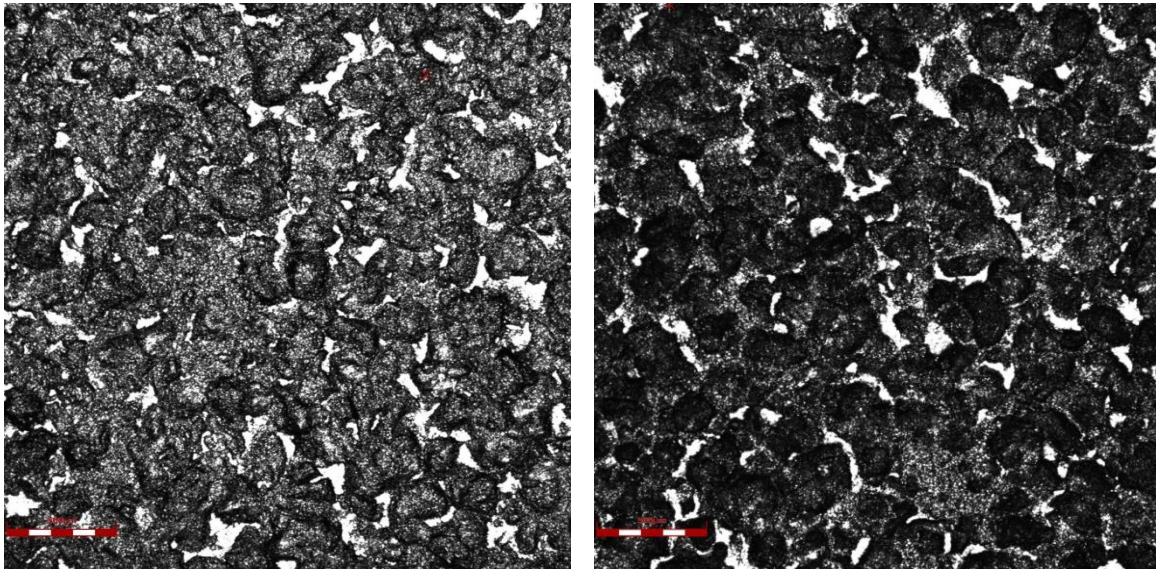


Figura 4-16 Corrosão aço inoxidável austenítico 254 SMO a 25°C e 50°C

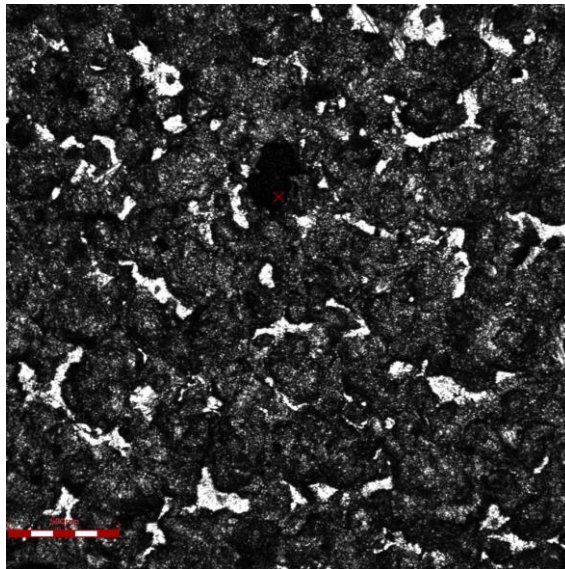


Figura 4-17 Corrosão aço inoxidável austenítico 254 SMO a 80°C

No caso do aço inoxidável austenítico 254 SMO, a corrosão teve um efeito desprezível a temperatura de 25°C (Fig. (4.16)). Quando se aumentou a temperatura para 50°C (Fig. (4.16)), que é a temperatura indicada pela Norsok M-630 para o ensaio de corrosão, tanto o critério de perda de massa quanto o da existência de pites numa ampliação de 20x do microscópio foram atendidas, visto que com um aumento de mais de 100x não apresentou nenhum pite. Mas quando as amostras foram colocadas na temperatura de 80°C (Fig. 4.17)) houve a formação de pites que podiam ser vistos a olho nu, portanto o material seria reprovado segundo os critérios de aceitação da Norsok M-630.

5 CONCLUSÕES

Um estudo com os conceitos fundamentais existentes no trabalho foi feito, através de uma revisão bibliográfica de três materiais utilizados para a construção de tubulações e equipamentos para *top side* de plataformas *offshore*.

Por meio de uma análise metalográfica dos aços carbonos realizada em um microscópio confocal pode-se observar uma microestrutura com predominância de ferrita, visto que são aços de baixo carbono. O aço carbono SA 516 grau 60 apresentou aproximadamente 23%p.p. de ferrita e o mesmo aço de grau 70 24%p.p. ferrita. Dessa análise também foi contabilizado o tamanho dos grãos sendo que a liga de aço carbono SA 516 grau 60 apresentou em média 16,22 μ m e a liga de aço carbono 516 grau 70 um tamanho médio de 15,04 μ m.

Os ensaios de dureza retornaram os seguintes valores: para o aço carbono SA 516 grau 60 foi de 79,04 \pm 1,09 HRB, para o mesmo aço carbono de grau 70 foi de 77,2 \pm 0,56 HRB e para o aço inoxidável austenítico 254 SMO[®] foi de 89,92 \pm 0,464 HRB. Esses resultados foram satisfatórios e corresponderam ao esperado, ou seja, o que é dito na literatura: SA 516 grau 60 é de 84 HRB (CARDOZO, 2003), SA 516 grau 70 é de 83 HRB (CHAPIN & BANGS) e do 254 SMO[®] é de 87 HRB (OUTOKUMPU, 2014).

Os ensaios de corrosão mostraram que se o o aço carbono for escolhido para operar em ambiente salino é necessário tomar cuidado, como ele possui uma perda de massa considerável mesmo na temperatura de 25° faz-se necessário uma manutenção preventiva para que não ocorra nenhum imprevisto durante sua aplicação nas plataformas de petróleo, a corrosão aumento três vezes quando a temperatura vario de 25°C para 80°C. Já o aço inoxidável austenítico mostrou-se dotado de uma boa resistência à corrosão até a temperatura de 50°C, porém quando a temperatura chega em 80°C ocorre a formação de pites e a corrosão uniforme aumenta em cerca de 10 vezes. Para resolver esse problema da formação de pites, deve-se fazer algum tratamento no aço ou aplicar uma “película” apassivadora, com uma material mais anódico isso também serve para o aço carbono, mas deve-se atentar para que esse material com a película apassivadora não tenha risco de choques onde pode-se arranhar ou até mesmo retirar a película.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABINOX, A. B. D. A. I. **Manual técnico do aço inoxidável**. [S.l.]: [s.n.], 2011.
- AMORIM, T. O. **Plataformas Offshore: Um breve análise desde a construção ao descomissionamento**. Centro Universitário da Zona Oeste. Rio de Janeiro, p. 70. 2010.
- ASM, A. S. F. M. **Metallography and Microstructures**. [S.l.]: [s.n.], v. 9, 2004.
- ASTM, A. S. F. T. A. M. **Standard Practice for Preparation of Metallographic Specimens**. ASTM. [S.l.], p. 12. 2011.
- ASVOTEC. Asvotec. **Asvotec Termointustrial LTDA.**, 2013. Disponível em: <<http://www.asvotec.com.br/br/catalogos.html>>. Acesso em: Agosto 2014.
- BARROS, D. **Instalações de produção**. Universidade Potiguar. Mossoró, p. 46. 2011.
- BRANCO, R. Manutenção e suprimentos. **Manutenção e suprimentos**, 2011. Disponível em: <<http://www.manutencaoesuprimentos.com.br/conteudo/4159-corrosao-galvanica/>>. Acesso em: 8 Novembro 2014.
- CALLISTER, J. . W. D. **Ciência e Engenharia de Materiais Uma introdução**. 7ª. ed. Rio de Janeiro: Grupo Editorial Nacional , 2008.
- CARBONO, A. J. J. **Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem, utilizando Algoritmos Genéticos**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 91. 2005.
- CARDOZO, F. I. B. **Previsão da dureza em junta soldada de um aço ASTM A 516 grau 60 sujeito à corrosão sob tensão com H₂S**. Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p. 165. 2003.
- CARUSO. **Informações gerais sobre aços**. Centro federal de educação tecnológica de São Paulo. São Paulo, p. 16. 2001.
- CDA, COOPER DEVELOPMENT ASSOCIATION. **Materials for Seawater Pipeline Systems**. London, p. 16. 1986.
- CEMAÇO. Cemaço. **Centro manufatureiro do aço**. Disponível em: <<http://www.cemacobr.com.br/tabelas/a285.pdf>>. Acesso em: Setembro 2014.
- CHAPIN & BANGS. Chapin & Bangs. **Chapin & Bangs**. Disponível em: <<http://www.cbsteel.com/pdf/cb-data.pdf>>. Acesso em: Setembro 2014.
- DIÁRIO do Pré-sal. **Diário do Pré-sal**, 2009. Disponível em: <<http://diariodopresal.wordpress.com/o-que-e-o-pre-sal/>>. Acesso em: Setembro 2014.
- FERRO, F.; TEIXEIRA, P. **Os desafios do Pré-Sal**. Brasília: Edições Câmara, 2009.

- FILHO, J. A. R. G. **A retomada da indústria naval no Brasil: características e potencialidades na construção de plataformas offshore**. Univerdidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 52. 2011.
- FOSTER, M. G. S. Petrobras. **Petrobras**, 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>>. Acesso em: 10 Outubro 2014.
- FRANCISCO, W. C. Brasil escola. **Brasil escola**, 2008. Disponível em: <<http://www.brasilecola.com/brasil/presal.htm>>. Acesso em: Setembro 2014.
- GENTIL, V. **Corrosão**. 6ª. ed. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora SA, v. I, 2011.
- INSPEÇÃO de equipamentos: Estudo de casos. **Inspeção de equipamentos: Estudo de casos**, 2014. Disponível em: <<http://inspecaoequipto.blogspot.com.br/2014/01/caso-055-corrosao-por-fresta-em.html>>. Acesso em: 08 Novembro 2014.
- JASTRZEBSKI, Z. D. **The nature and properties of engineering materials**. 3ª. ed. Pensilvânia: Wiley, 1987.
- MEIER, M. **Measuring Grain Size**. University of California. Davis, p. 6. 2004.
- OUTOKUMPU. **Handbook of Stainless Steel**. Sweden: Outokumpu Oyj, 2013.
- OUTOKUMPU. Outokumpu. **Outokumpu**, 2013. Disponível em: <<http://www.outokumpu.com/SiteCollectionDocuments/Outokumpu-high-performance-austenitic-stainless-steel-data-sheet.pdf#search=254%20smo>>. Acesso em: Agosto 2014.
- OUTOKUMPU. Outokumpu. **Outokumpu**, 2014. Disponível em: <<http://www.outokumpu.com/SiteCollectionDocuments/Outokumpu-austenitic-grade-254-smo-hpsa-imperial-en-americas.pdf#search=type%20254>>. Acesso em: Agosto 2014.
- PAVANATI, H. C. **Introdução à Tecnologia dos Materiais**. Instituto Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 171. 2010.
- PETROBRAS. **Petrobras**, 2012. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: Setembro 2014.
- RIELLA, H. G. **Corrosão**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 39. 2012.
- SERRA, F. A. S. **Uso do aço inoxidável na área**. [S.l.]: [s.n.]. 2010.
- TELLES, P. C. S. **Materiais para equipamentos de processos**. 6ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.