

CENTRO ESTADUAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA PAULA SOUZA
FACULDADE DE TECNOLOGIA DE CAMPINAS
CURSO DE TECNOLOGIA EM PROCESSOS QUÍMICOS

BIANCA FIDELE DE GODOI
DANIELE CRISTINA DA SILVA

**INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E CORROSÃO: MITIGAÇÃO E
CONTROLE DA CORROSÃO INTERNA EM DUTOS DE
TRANSPORTE DE ÓLEO E GÁS.**

CAMPINAS/SP
2021

CENTRO ESTADUAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA PAULA SOUZA
FACULDADE DE TECNOLOGIA DE CAMPINAS
CURSO DE TECNOLOGIA EM PROCESSOS QUÍMICOS

BIANCA FIDELE DE GODOI
DANIELE CRISTINA DA SILVA

**INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E CORROSÃO: MITIGAÇÃO E
CONTROLE DA CORROSÃO INTERNA EM DUTOS DE
TRANSPORTE DE ÓLEO E GÁS.**

Trabalho de Graduação apresentado por Bianca Fidele de Godoi e Daniele Cristina da Silva, como pré-requisito para a conclusão do Curso Superior de Tecnologia em Processos Químicos, da Faculdade de Tecnologia de Campinas, elaborado sob a orientação do Prof. Dr. Fabio Mazzariol Santiciolli.

CAMPINAS/SP
2021

FICHA CATALOGRÁFICA
Biblioteca - Fatec Campinas – CEETEPS

S579i

SILVA, Daniele Cristina da e GODOI, Bianca Fidele de
Indústria do petróleo e corrosão: mitigação e controle da corrosão interna
em dutos de transporte de óleo e gás. Daniele Cristina da Silva e Bianca
Fidele de Godoi. Campinas, 2021.
54 p.; 30 cm.

Trabalho de Graduação do Curso de Tecnologia em Processos Químicos
– Faculdade de Tecnologia de Campinas.
Orientador: Prof. Dr. Fabio Mazzariol Santiciolli.

1. Petróleo. 2. Indústria petroquímica. 3. Corrosão. I. Autor.
II. Faculdade de Tecnologia de Campinas. III. Título.

CDD 661

Catálogo-na-fonte: Bibliotecária: Aparecida Stradiotto Mendes – CRB8/6553

TG PQ21.1

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer a Deus por nossa vida e por nos ter amparado nos momentos de dificuldade ao longo do trabalho. Agradecemos também a nossa família por todo o suporte emocional e por permanecerem ao nosso lado, nos dando apoio. Um agradecimento a todos os professores que foram, em algum momento, responsáveis por nossa formação e trajetória acadêmica, e em especial ao nosso orientador, professor Dr. Fabio Mazzariol Santiciolli, por nos orientar nesse trabalho.

RESUMO

A indústria petroquímica apresenta grande importância na economia nacional e internacional e depara-se frequentemente com o grave problema de corrosão em seus equipamentos, principalmente quando em presença de meio aquoso e em contato com gases dissolvidos (CO_2 , H_2S e O_2), seja em solo ou no mar, tornando-se ainda mais crítico em casos como no pré-sal, devido aos fatores singulares dessa exploração, como a alta salinidade, elevado teor de CO_2 , pressões e temperaturas. Esse processo corrosivo na indústria do petróleo e seus derivados foi o objeto de estudo deste trabalho através de pesquisas bibliográficas, pois é de grande importância já que o não tratamento desse problema pode comprometer todo o processo produtivo, trazendo prejuízos financeiros e ambientais. Na primeira etapa do trabalho é apresentado o petróleo e sua cadeia de transformação, além de uma explicação e caracterização da corrosão. Na segunda etapa deste trabalho, apresentam-se os estudos de casos que ilustram a corrosão como obstáculo na indústria do petróleo, desde a exploração nas plataformas, *onshore* e *offshore* até o transporte, principalmente em equipamentos como tubulações e dutos. Dessa forma, são apresentadas as tendências de monitoramento e amenização de danos causados pela corrosão, bem como as medidas que podem ser adotadas para evitar esse problema.

Palavras-chave: petróleo, indústria petroquímica, corrosão.

ABSTRACT

The petrochemical industry is of great importance in the national and international economy and is often faced with the serious problem of corrosion in its equipment, especially when in the presence of an aqueous medium and in contact with dissolved gases (CO_2 , H_2S and O_2), either on the ground or at sea, becoming even more critical in cases such as the pre-salt, due to the unique factors of this exploration, such as high salinity, high CO_2 content, pressures and prices. This corrosive process in the oil and its derivatives industry was the object of study of this work through bibliographic research, as it is of great importance since the non-treatment of this problem can compromise the entire production process, bringing financial and environmental losses. In the first stage of the work, oil and its transformation chain are presented, as well as an explanation and characterization of corrosion. In the second stage of this work, case studies are presented that illustrate corrosion as an obstacle in the oil industry, from exploration on platforms, onshore and offshore to transportation, mainly in equipment such as pipes and pipelines. Thus, they are identified as trends for monitoring and mitigating damages caused by corrosion, as well as measures that can be adopted to avoid this problem.

Keywords: petroleum, petrochemical industry, corrosion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição química do petróleo.....	13
Figura 2 - Desenho esquemático de uma jazida de petróleo.....	15
Figura 3 - Modelos de plataformas utilizadas para perfurar e produzir petróleo em águas marítimas.....	17
Figura 4 - A) Produção onshore: utilização de uma bomba de vareta de sucção para levar o petróleo até a superfície. B) Produção offshore: plataformas fixas, ou flutuantes ancoradas por cabos de aço.....	18
Figura 5 – Configuração do solo nas profundezas do oceano até o pré-sal	21
Figura 6 – São Sebastião recebe petróleo por navio-petroleiro e abastece quatro refinarias do estado de São Paulo através dos oleodutos São Sebastião-Guararema e Santos-São Sebastião	24
Figura 6 – São Sebastião recebe petróleo por navio-petroleiro e abastece quatro refinarias do estado de São Paulo através dos oleodutos São Sebastião-Guararema e Santos-São Sebastião	25
Figura 8 - Interior de uma torre de destilação de petróleo	26
Figura 9 - Divisões da indústria petroquímica.....	27
Figura 10 - a) Tubulações responsáveis pela condução da água produzida. b) Imagem do trecho específico das tubulações que apresentou diversos vazamentos e estes foram contidos por abraçadeiras. Tal acessório é provisório e é utilizado pela equipe de manutenção na impossibilidade de parada da unidade ou processos operacionais. c) Imagem da parte interna de uma tubulação em trecho reto	37
Figura 11 - Imagens de degradação vistas na tubulação: a) visão externa da corrosão localizada; b) ataque preferencial de solda ao material	39

LISTA DE QUADROS

Tabela 1 - Tipos e propriedades do óleo cru.....	33
Tabela 2 - Alguns vazamentos de petróleo provenientes de dutos corroídos noticiados pela mídia	40

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	11
2 JUSTIFICATIVA/PROBLEMÁTICA	12
3 REVISÃO DA LITERATURA	12
3.1 PETRÓLEO.....	12
3.2 TIPOS DE ESTAÇÃO DE PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO EM TERRA E MAR.	15
3.3 PROCESSO DE PERFURAÇÃO E EXTRAÇÃO	18
3.3 O PRÉ SAL	20
2.1.4 PETROBRÁS	21
3.4 PETRÓLEO NO CENÁRIO NACIONAL	22
3.5 PETRÓLEO NO CENÁRIO MUNDIAL	22
3.6 TRANSPORTE DE PETRÓLEO.....	23
3.7 INDÚSTRIA PETROQUÍMICA.....	24
3.7 CORROSÃO	26
4 METODOLOGIA	30
5 CORROSÃO INTERNA EM TUBULAÇÕES	30
6 FORMAS DE CONTROLE E MITIGAÇÃO DA CORROSÃO	39
7 DISCUSSÕES	46
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS	47
REFERÊNCIAS	48

1 INTRODUÇÃO

A exploração do petróleo é uma das principais atividades da economia mundial. Desde o fim do século XIX, o petróleo foi considerado uma riqueza mineral indispensável para o desenvolvimento econômico dos países, possui uma grande relevância no mercado econômico, em razão de ser usado como combustível, além de ser agregado na fabricação de produtos de diversas aplicações. No Brasil a produção de petróleo nos últimos anos passou por aumento acelerado de desempenho. Até cerca de 20 anos atrás, o Brasil importava em sua maioria o petróleo que utilizava. Atualmente, o país já detém a autossuficiência do produto, isto significa que já produz o suficiente para atender ao mercado consumidor interno (BARROS et al, 2012).

Devido a sua importância econômica, as empresas inseridas no ramo petroquímico investem em estudos para o desenvolvimento de equipamentos e técnicas que possibilitem um melhor aproveitamento de tecnologias e produção, além de se responsabilizarem por fatores relacionados à questão ambiental. Um dos problemas enfrentados por essa indústria, a corrosão é o mais presente em todo o processo de extração, do refino e também do processamento (BARROS et al, 2012).

A corrosão é um processo de deterioração de um material, principalmente o metálico, por ação química ou eletroquímica do meio ambiente, em conjunto ou não a esforços mecânicos. A corrosão é presente em diversos setores industriais, principalmente na indústria do petróleo, onde é responsável por variados problemas e elevados prejuízos econômicos, constantemente associados a vazamentos em oleodutos e gasodutos (GENTIL, 2003). Essa indústria apresenta equipamentos que fazem parte do processo de extração e operações de refino, e também no transporte, distribuição e armazenamento que sofrem ataques de corrosão com frequência (GENTIL, 2003).

Por possuir muitas etapas, como a exploração, o transporte, o refino, o processamento dos derivados e a distribuição, requer a utilização de tanques de armazenamento de diferentes tipos (parafusados ou soldados) e tamanhos (pequenos ou maiores), colunas e dutos de aço, principalmente. Esses materiais são expostos à corrosão devido a elementos existentes na mistura do produto, que podem comprometer não só eficiência como também a segurança do

processo. Diante dessa frequência e da importância da corrosão na indústria de petróleo em termos econômicos e também em relação ao controle de acidentes, faz-se necessário estudo e aprofundamento nesse tema.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A área de exploração de petróleo vem em crescente investimento por parte das empresas no ramo industrial do petróleo, uma vez que os equipamentos utilizados no processo de exploração do petróleo apresentam muitas fontes de desgastes, sejam eles físicos ou químicos. O principal fator de desgaste é a corrosão, uma degradação progressiva dos materiais que compõem as instalações produtivas, no caso da indústria do petróleo presente desde a extração, produção e refino do óleo, nos quais se deve fazer um controle do processo corrosivo, visto que o não conhecimento dessa degradação podem ocasionar prejuízos financeiros, riscos com relação à integridade das pessoas e à contaminação do meio ambiente.

Na tentativa de mitigar o processo corrosivo surge a necessidade de estudos do desenvolvimento de métodos para proteção contra a corrosão, considerando o fator econômico é o mais importante. Repor os equipamentos degradados, as paradas de unidade, perda da eficiência, perda de produtos e contaminações, principalmente na questão de corrigir os impactos ambientais são gastos que devem ser levados em consideração na análise dos custos, de acordo com Gentil (2003).

A corrosão representa um prejuízo anual mundial de 150 a 375 bilhões de dólares, dos quais 15 bilhões de dólares poderiam ser evitados, afirma Rudzki (1992). De acordo com o autor convém-se estimar os custos relacionados à corrosão em 3,5% do PNB (Produto Nacional Bruto).

Dessa forma, é necessário o estudo sobre o fenômeno da corrosão na indústria petroquímica como um todo, sendo possível identificar as principais causas, propor medidas financeiramente viáveis que possam reduzir ou prevenir esse processo de degradação.

2 JUSTIFICATIVA/PROBLEMÁTICA

O objetivo desse projeto é apresentar uma revisão teórica a respeito do petróleo, a principal fonte energética da atualidade, e entender o processo de corrosão na indústria do petróleo, desde o processo de extração e refino até a distribuição. Com a abordagem sobre a importância, a composição, a detecção, a extração e o beneficiamento dessa substância, além de pesquisas sobre a corrosão, os tipos, como ocorre e a necessidade de se estudar a indústria petroquímica e a corrosão paralelamente, visto que é um problema de grande destaque nessa indústria, pela possibilidade de grandes prejuízos financeiros e também, ambientais.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 PETRÓLEO

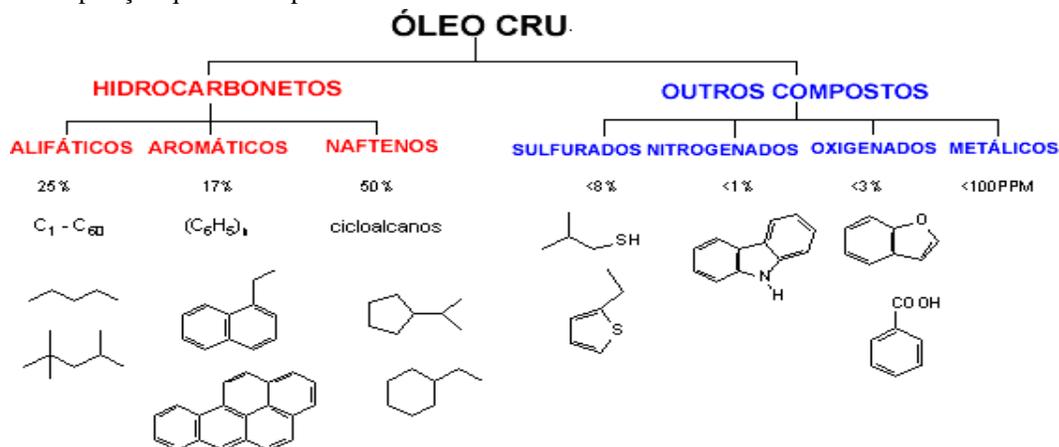
O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, de coloração escura e menos densa que a água (ANP, 2016). O nome deriva do latim *petra* (pedra) e *óleum* (óleo). Seu alto valor energético e sua possível escassez, uma vez que é uma substância não renovável, faz com que se torne ponto chave no desenvolvimento das nações pelo mundo, influenciando nas políticas internas dos países, bem como suas relações internacionais (ANP, 2016), vindo a ser fonte de conflitos ao redor do globo.

Não renovável, sua formação ocorre devido ao acúmulo de matéria orgânica sob sedimentos de solo, como fitoplâncton e zooplâncton, submetidos a condições específicas de temperatura e pressão, levando milhares de anos para se transformar no composto que conhecemos hoje. Normalmente, o petróleo fica aprisionado em rochas porosas, denominadas de rocha reservatório, com uma quantidade de gás natural, produzido durante as transformações do petróleo, e envolto por uma rocha seladora, que permite que o petróleo fique preso e não se dissipe sob as camadas de subsolo (ANP, 2016).

O petróleo é composto por uma mistura complexa de gases, líquidos e sólidos, sendo constituído principalmente por hidrocarbonetos, cerca de 90% de sua composição, e compostos orgânicos sulfurados, nitrogenados e oxigenados (FERREIRA, 2018; ANP, 2016;

INCKOT, et al, 2008), sendo que o enxofre, nitrogênio, oxigênio e demais compostos encontrados em baixa quantidade são considerados contaminantes, conforme Figura 1.

Figura 1 – Composição química do petróleo.



Fonte: The university of Scranton. Disponível em: <<https://www.scranton.edu/faculty/canmm/green-chemistry/portuguese/industrialchemistrymodule.shtml>> com acesso em 25.03.2021.

O petróleo pode ser classificado conforme o Instituto Americano do Petróleo (API, do inglês *American Petroleum Institute*) que desenvolveu uma escala de densidade a qual é descrita em graus da escala API ($^{\circ}$ API), através da qual o petróleo é classificado em extraleve, leve, médio, pesado, extrapesado e asfáltico (GUIMARÃES & PINTO, 2007). A partir da densidade absoluta do petróleo se obtém o grau API conforme Equação 1.

$$API = 141,5 \rho_{60^{\circ}F}^{-1} - 131,5 \quad \text{Equação 1.}$$

Onde ρ é a densidade da amostra de petróleo à temperatura de $15,55^{\circ}C$, medida relativamente à massa específica de água.

Quanto maior o número de contaminantes, mais pesada é a fração do petróleo. (FERREIRA, 2018). A Conferência Mundial de Energia classifica o petróleo pesado o óleo cru abaixo de 22° API; médio o óleo entre 22° e 31° API; e leve acima de 31° API (GUIMARÃES & PINTO, 2007).

Conforme mencionado, o petróleo ocorre entre os poros de rochas sedimentares permeáveis, como o arenito, ou em cavidades de rochas como calcário, essas rochas são denominadas de rochas geradoras. Por ter uma densidade menor que a da água, o petróleo

tem a tendência de migrar para cima, permeando as rochas através de fraturas presentes na mesma, ou pelos espaços entre os grãos até encontrar rochas impermeáveis que impedirão sua passagem formando reservatórios denominados de jazidas. Os gases, que são menos densos, ocupam o espaço superior das jazidas presente o gás rico em metano (CH₄), hidrocarbonetos no estado gasoso como gás sulfídrico (H₂S) e gás corrosivo como dióxido de carbono (CO₂); em seguida na zona intermediária encontra-se o petróleo, óleo contendo água emulsionada e também os mesmos componentes presentes no gás associados; e a parte inferior é normalmente ocupada por água, não misturada com óleo a qual é rica em sais inorgânicos dissolvidos além de grande quantidade de sedimentos. Os petróleos pesados e extrapesados que possuem água têm uma separação dificultada, pois ela favorece a formação de emulsão, aumentando custos de transporte, refino e produção, além dos sais dissolvidos que provocam corrosão nas linhas de escoamento, tornando a água uma substância indesejada na carga de petróleo (RAMALHO et al, 2006).

As rochas impermeáveis são denominadas rochas selantes e entre as principais estão os folhelhos e camadas de sal (BRANCO, 2014). Não sendo barrado, o petróleo chega à superfície, onde seus componentes voláteis evaporam, formando produtos betuminosos, ocasião que gerou a palavra petróleo (óleo de pedra). Na figura 2 abaixo, pode ser observado o esquema de uma jazida de petróleo.

Figura 2 - Desenho esquemático de uma jazida de petróleo.



Fonte: <<https://docplayer.com.br/67767722-A-classificacao-das-rochas-sedimentares-tem-por-base-a-origem-dos-sedimentos-assim-classificam-se-as-rochas-sedimentares-de-detriticas.html>> com acesso em 13.10.2020.

Para encontrar jazidas de petróleo, é necessário estudo e análise das bacias sedimentares. A primeira análise a ser realizada é o método de prospecção geológico, que

tem o intuito de verificar locais com condições propícias para a acumulação de petróleo. Esse estudo pode ser realizado através de aerofotogrametria, que são fotografias de terrenos retiradas de aviões. Essas fotografias permitem conhecer as feições geológicas do local (ARAÚJO et al, 2015; THOMAS, 2004)

Outro modo de prospecção se dá pelo método sísmico de reflexão, além da eficiência, o método pode ser usado para prospecção em terra e em mar, e ainda possui um custo relativamente baixo. O método utiliza fontes de energia e vibração como dinamite, quando a prospecção é feita em terra e canhões de ar comprimido, quando feito o mar. O intuito é a geração de ondas que serão refletidas e refratadas pelos diferentes tipos de rochas, e ao voltarem para a superfície são registradas pelos receptores, geofones ou hidrofones, e são interpretadas para definir as feições geológicas do local analisado e gerar mapas estruturais (THOMAS, 2004).

Após a descoberta das jazidas de petróleo, o próximo passo é a determinação das características geológicas da região, e é realizada também, uma estimativa do tamanho e a quantidade de barris que podem ser retirados do local. A partir desses estudos, decide-se a melhor forma de exploração e a tecnologia necessária para acessar as jazidas com segurança. A exploração do reservatório é realizada através da perfuração de poços e a instalação de estações de prospecção (ULIASZ-MISIAK et al, 2017).

3.2 TIPOS DE ESTAÇÃO DE PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO EM TERRA E MAR

A extração de petróleo marítimo se dá por construções *offshore*, que são estruturas instaladas em alto mar para produção e transmissão de eletricidade, petróleo e gás. Construções petrolíferas *offshore* são muito utilizadas para extração de petróleo em águas oceânicas profundas e muito afastadas do continente, onde há, geralmente, jazidas abundantes. As construções *offshore* para extração de petróleo são plataformas construídas no continente, e embarcadas em navios e transportadas para o local de destino (REIS, 2015).

As plataformas podem ser de perfuração, aquelas que encontram o petróleo de poços ainda inexplorados, mas já estudados geologicamente, e as plataformas de produção que são utilizadas para extrair o petróleo do fundo do oceano e bombeá-lo até a superfície, onde será

separado do gás e da água contidos na mesma jazida (BESSA, 2018). Essas plataformas podem ser fixas ou flutuantes, dependendo de sua função, da profundidade das águas e da localização no oceano. Na figura 3 é possível visualizar as plataformas marítimas utilizadas para perfuração e produção de petróleo.

Figura 3 - Modelos de plataformas utilizadas para perfurar e produzir petróleo em águas marítimas.



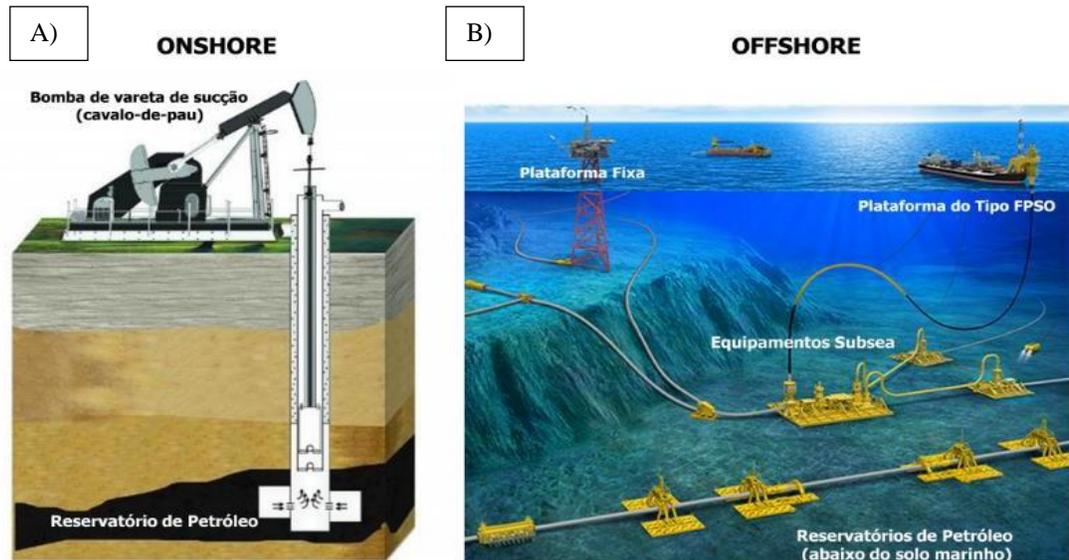
Fonte: adaptado de Petrobras (2014). Disponível em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html#>> com acesso em 14.10.2020.

Plataformas fixas são geralmente utilizadas para operações em profundidade de até 300 metros. Possuem uma estrutura rígida fixada ao fundo do mar por estacas cravadas e são utilizadas para atividades de perfuração e produção. Esse tipo de plataforma não possui capacidade de armazenamento e o escoamento da produção é através de oleodutos. Já a plataforma autoelevável, é utilizada para profundidades menores, até 150 metros. Esse tipo de plataforma possui pés que se autoelevam e que, ao chegarem ao local de destino, descem e se fixam ao solo marinho. Esse modelo somente é utilizado para perfuração. As plataformas submersíveis atuam em grandes profundidades (cerca de dois mil metros), e são plataformas flutuantes que podem ser ancoradas ou possuir sistema de posicionamento dinâmico, que

permite manter a posição da plataforma de forma automática. Podem ser utilizadas tanto para perfuração, quanto para produção, mas não possuem capacidade de armazenamento, sendo necessária a utilização de oleodutos ou navios petroleiros. As plataformas FPSO também podem ser instaladas a mais de dois mil metros de profundidade. E são flutuantes ancoradas. Normalmente são petroleiros convertidos em plataformas, também não possuem capacidade de armazenamento, podendo ser utilizadas para perfuração e produção. A plataforma FPSO monocolumna possui as mesmas características da plataforma FPSO, com o diferencial de possuir o casco em formato cilíndrico. A TLWP é utilizada para profundidades de até 1500 metros, e por ser flutuante é ancorada por cabos de aço tracionados. É uma plataforma de produção e na atividade de perfuração ela é utilizada apenas para a manutenção dos poços. E por fim, o navio sonda também opera a grandes profundidades, acima de dois mil metros, mas só é utilizado para perfuração. É uma plataforma flutuante semelhante a um navio e pode ser ancorada e utiliza sistema de posicionamento dinâmico para se manter na posição (PETROBRAS, 2014).

A extração de petróleo em terra ocorre na modalidade *onshore*, em que é necessário bombear mecanicamente, através de uma vareta de sucção, que leva o nome popular de cavalo-de-pau, por seu formato (CBIE, 2020). No início da exploração petroquímica no século XIX, nos Estados Unidos, já era utilizado a modalidade *onshore* com as torres de extração, que são o modelo de extração mais utilizado ainda nos dias de hoje. Para essa modalidade, o investimento é consideravelmente menor, permitindo um dinamismo de mercado, dando oportunidades a empresas de exploração menores (FIRJAN, 2017). Na figura 4 observa-se um comparativo entre as duas modalidades de extração de petróleo.

Figura 4 - A) Produção onshore: utilização de uma bomba de vareta de sucção para levar o petróleo até a superfície. **B)** Produção offshore: plataformas fixas, ou flutuantes ancoradas por cabos de aço.



Fonte: CBIE (2020). Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/quais-as-diferencas-entre-os-tipos-de-producao-de-petroleo/>>, com acesso em 14.10.2020.

3.3 PROCESSO DE PERFURAÇÃO E EXTRAÇÃO

A exploração do petróleo em terra deve passar por estudos, com planejamento antes da perfuração, envolvendo a exploração geológica e assim instalação da plataforma *onshore* e o início da perfuração do poço, com a utilização de tubos ligados entre si com adição de lama que efetua pressão para que não ocorra a subida de materiais como água, óleo e gás. Assim que o furo atinge a rocha o petróleo flui pelos canos de perfuração e esse petróleo extraído pode ser transportado por meio de dutos até as estações de refino (NETO E COSTA, 2007).

Bem como ocorre com a extração de petróleo *onshore*, com a extração em *offshore*, também é necessário o estudo geológico da região para detecção do petróleo, ainda mais extenso já que os custos para as construções das plataformas equipadas com todos os instrumentos que permitem retirar o petróleo do poço e transporte do petróleo para a costa são mais elevados, e que a extração de petróleo no mar em águas rasas, profundas e principalmente ultraprofundas é um desafio com uma busca de inovações tecnológicas constante. Portanto, essas áreas exigem muito estudo, tecnologia e investimento (MORAIS, 2013).

Fazem-se necessários estudos sísmicos que mapeiam as camadas do solo através de ondas sonoras, a instalação de um conjunto de válvulas de segurança para selar e monitorar o poço de petróleo, além da modelagem 3D para analisar os melhores pontos para perfurar o solo, e a partir desses estudos inicia-se a perfuração exploratória que permite comprovar a presença de hidrocarbonetos no subsolo. Quando é comprovada a viabilidade comercial da descoberta, passa-se ao desenvolvimento da produção, etapa onde projetam-se e constroem-se as instalações necessárias. As plataformas extraem com brocas largas, também chamadas de risers, e injeção de cimento que formam o duto. Quando a broca alcança o subsolo que contém o petróleo, a substância pode ser jorrada por conta da elevada pressão ou necessitando processo mecânico de bombeio (MORAIS, 2013). Além disso, é necessário pensar na diferença de temperatura nesse processo já que a temperatura do óleo é bastante elevada e a água do mar é baixa, sendo necessário fazer o controle dessa diferença através de revestimentos térmicos no duto, pois senão controlar ocorre o entupimento pela solidificação do óleo. É nas plataformas que ocorrem os primeiros processos de separação da água, óleo e gás, após esse processo ocorre o transporte para a costa por meio de navios e oleodutos (MORAIS, 2013).

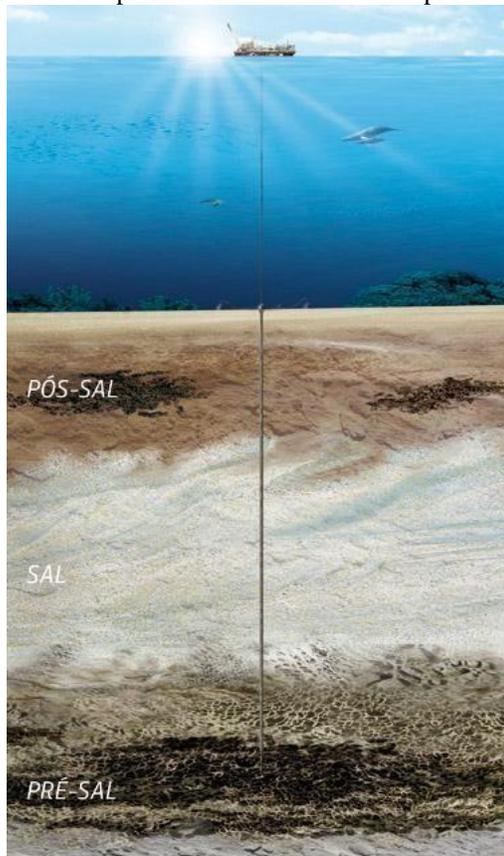
Um dos métodos utilizados para a perfuração de poços com muita profundidade (acima de mil metros) é o método de rotação aplicado, em que uma broca é girada de forma a moldar as rochas. A broca se conecta com a coluna de perfuração ligada a um sistema de acionamento na superfície, que induz a rotação. A coluna de perfuração é um conjunto de tubos utilizados para bombear lama ao buraco de perfuração fazendo-a circular com a finalidade de manter a temperatura durante esse processo. Os tubos também são revestidos termicamente, de forma a proteger a parede do poço (ULIASZ-MISIAK *et al.*, 2017).

As colunas de perfuração são equipamentos utilizados na exploração de petróleo, as quais transmitem torque com o fluido necessário para a perfuração. Esse equipamento aplica peso sobre a broca, permite a rotação dessa e a aplicação de grande quantidade de energia para que a broca provoque a desagregação e rupturas de rochas, esses fragmentos são removidos do fundo do poço e transportados à superfície pelo fluxo do fluido de perfuração (THOMAS, 2004).

3.3 O PRÉ SAL

O pré-sal é formado por uma sequência de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos, no espaço geográfico criado pela separação do continente antigo chamado de Gondwana, isto é, pela separação dos atuais continentes americano e africano que iniciou há cerca de 150 milhões de anos. Entre os dois continentes formaram-se grandes depressões que se tornaram grandes lagos, onde foram depositados volumes de matéria orgânica. Conforme os continentes distanciavam-se, as águas do oceano Atlântico, que se formava, cobriam o material orgânico acumulado. Nesse momento, ocorria a formação de uma camada de sal que atualmente chega a 2 mil metros de espessura, que portanto retém a matéria orgânica acumulada por milhões de anos e a partir de processos termoquímicos transformou-se na camada orgânica de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) (PETROBRÁS, 2013).

Figura 5 – Configuração do solo nas profundezas do oceano até o pré-sal.



Fonte: Petrobrás (2013). <Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>;> com acesso em 25.03.2021.

Na última década, as descobertas no pré-sal estão entre as mais importantes em todo o mundo, pois é uma província composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e por isso, alto valor comercial. Para operação com eficiência em águas ultra profundas a Petrobrás desenvolveu tecnologia própria aliada a universidade e centros de pesquisa, pois sabe-se que maior parte das reservas de petróleo do território brasileiro está em campos marítimos e por isso, investiu-se na área com sondas de perfuração, plataformas de produção, navios e submarinos, já que a área a ser explorada supera 7 mil metros de profundidades, e portanto, coloca o Brasil em uma posição estratégica em relação a demanda de energia mundial (PETROBRÁS, 2013).

2.1.4 PETROBRÁS

A Petrobrás é uma empresa estatal brasileira, sendo uma das maiores empresas produtoras de petróleo e gás a nível mundial, atuando principalmente na exploração e produção, refino, geração e comercialização de energia. É uma empresa estatal de economia mista, isto é, trata-se de uma empresa pública de capital aberto, com participação de outras empresas privadas e do Estado, sendo este o detentor da maior parte das ações (GOLDSTEIN, 2010).

A Petrobras possui grande quantidade reservas de óleo e estudos em exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, como resultado de quase 50 anos no desenvolvimento das bacias offshore brasileiras, tornando-se referência mundial neste segmento (PETROBRAS, 2021).

Portanto, um dos marcos do petróleo no Brasil foi o desenvolvimento de tecnologia para a descoberta da camada do pré-sal, que alavancou a produção dessa empresa, provocando o crescimento e aceleração da produção da cadeia produtiva do petróleo e seus derivados, colocando-a em posição de destaque na economia nacional e no cenário mundial.

É de significativa importância conhecer a empresa Petrobrás quando se fala da exploração do petróleo no Brasil, pois os números são expressivos e relevantes quanto ao impacto na economia nacional. No país, a empresa possui 13 refinarias, 67 plataformas em operação, frota de 131 navios e dutos com uma malha de 14 mil quilômetros de oleodutos na extensão territorial (PETROBRAS, 2021).

3.4 PETRÓLEO NO CENÁRIO NACIONAL

A grande produção do Brasil pode ser justificada pois o país possui atualmente um total de 17 refinarias que em geral estão distribuídas próximas aos centros consumidores e presentes em todo território nacional (EPE, 2018).

A região Sudeste possui a maior capacidade instalada de refino do país, com sete refinarias em operação. Só o estado de São Paulo possui quatro refinarias em operação, são elas: Replan, Regap, RPBC e Recap, apresentando destaque na produção e também no consumo de derivados; apresenta uma malha de dutos permitindo movimentações de derivados entre as refinarias e terminais. Quanto à infraestrutura portuária, para movimentação de derivados, abastecimento interno de outros estados ou importação, destaca-se o Porto de Santos. A região Centro-Oeste do Brasil não possui refinarias, tendo a maior parte de sua demanda atendida por derivados oriundos da região Sudeste (EPE, 2018).

O Sul do país apresenta três refinarias, com consumo e demanda equilibrados, as refinarias atuam dentro do seu limite regional. Enquanto o Nordeste possui cinco refinarias, mas a região é deficitária nos principais derivados, uma vez que a produção destas refinarias é incapaz de atender a demanda da região, recebendo derivados importados ou de outras regiões do Brasil, principalmente do Sudeste. A região norte possui uma única refinaria que é voltada à produção de derivados com o objetivo de atender o mercado regional (EPE, 2019).

3.5 PETRÓLEO NO CENÁRIO MUNDIAL

A importância do petróleo está no fato de a humanidade ser, em sua maior parte, dependente do uso de seus derivados, principalmente como fonte de energia, apresentando uma grande importância sendo considerado um recurso natural extremamente estratégico. A Agência Internacional de Energia estima que cerca de 60% da produção energética mundial provém desse recurso. Dessa forma, pode-se dizer que quanto mais desenvolvido for um Estado, maior será a sua dependência pelo petróleo, considerando que o consumo do país relaciona-se com o seu poder econômico, como é o caso dos Estados Unidos, por exemplo, que estão entre os maiores produtores de petróleo do mundo, mas são também aqueles que mais consomem, de modo que a sua produção interna não é suficiente para o abastecimento interno e precisam intervir politicamente em outras regiões com a finalidade de conseguir

acordos comerciais com bons preços. O Brasil também está entre os grandes produtores de petróleo do mundo, porém não é exportador já que o consumo interno também é elevado (EPE, 2018).

Segundo a Administração de Informações sobre Energia dos EUA (EIA), em 2019, os dez maiores produtores de petróleo foram responsáveis por mais de 70% da oferta mundial. Em primeiro lugar no ranking estão os Estados Unidos, com uma produção de 19,5 milhões de barris por dia (b/d), seguido pela Arábia Saudita, com 11,8 milhões b/d, pela Rússia, com 11,5 milhões b/d, Canadá, com 5,5 milhões b/d. O Brasil é, hoje, o oitavo maior produtor mundial com 3,67 milhões b/d, atrás dos Emirados Árabes com 4,0 milhões b/d (CBIE, 2020).

3.6 TRANSPORTE DE PETRÓLEO

Após a extração do petróleo, tanto em terra quanto em mar, a próxima etapa é o transporte. Esse transporte pode ocorrer por oleodutos e gasodutos (terrestres ou submarinos), que interligam as unidades produtoras aos terminais e as refinarias. Algumas unidades de produção de petróleo possuem capacidade de armazenamento do óleo e do gás extraído dos poços, principalmente as unidades terrestres. No entanto, algumas não possuem capacidade de armazenamento, principalmente no oceano, nesse caso o petróleo cru é armazenado em navios tanques, denominados petroleiros, que transportam a carga até a costa onde estão presentes os oleodutos que chegam até as refinarias, conforme mostra a Figura 6.

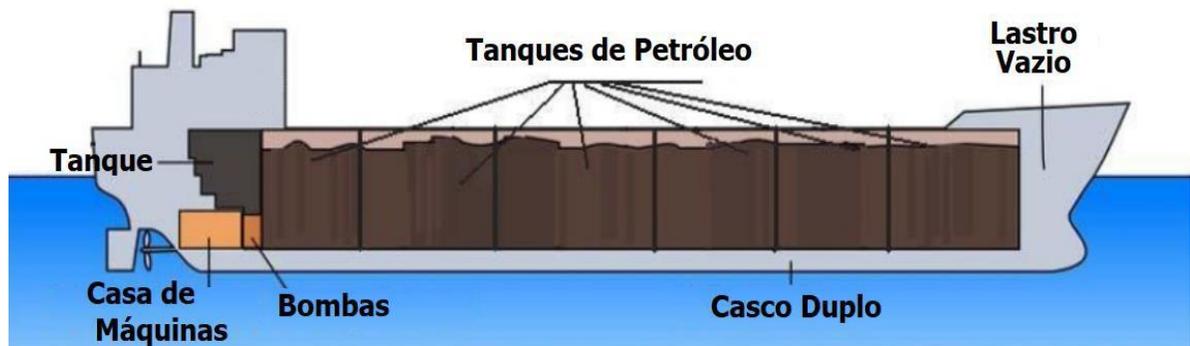
Figura 6 – São Sebastião recebe petróleo por navio-petroleiro e abastece quatro refinarias do estado de São Paulo através dos oleodutos São Sebastião-Guararema e Santos-São Sebastião.



Fonte: Petrobrás (2021). Disponível em < <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-sao-sebastiao.htm> > com acesso em 29.03.2021.

Esses navios petroleiros variam no tamanho e na quantidade de petróleo que podem transportar. Há os petroleiros de pequeno porte, que transportam até 25 mil toneladas de petróleo cru, há os petroleiros de médio porte, que levam de 80 a 160 mil toneladas, e há os chamados superpetroleiros que possuem cerca de 400 metros de comprimento por 70 metros de largura e podem transportar até 55 mil toneladas de petróleo cru (CBIE, 2018). Na figura 7 pode-se observar o corte horizontal de um navio petroleiro.

Figura 7 - Corte transversal de um navio petroleiro.



Fonte: CBIE (2018). Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/como-e-feito-o-transporte-de-petroleo-da-plataforma-para-a-refinaria/> com acesso em 20.10.2020.

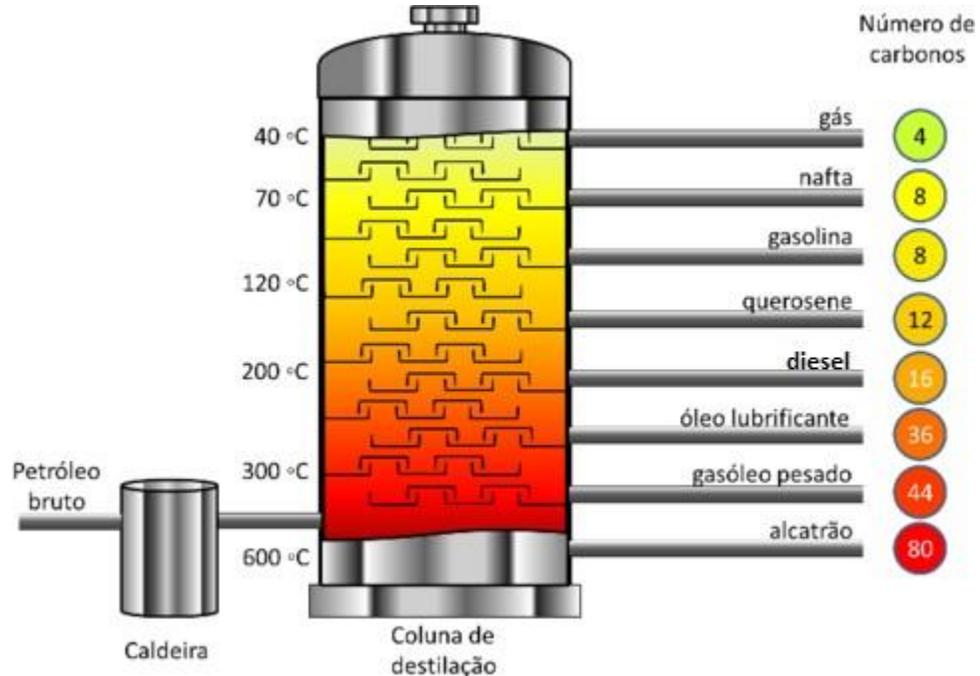
3.7 INDÚSTRIA PETROQUÍMICA

Os produtos da extração, o petróleo e o gás natural, são levados para as refinarias que também podem ser chamadas de indústrias de beneficiamento. Nas refinarias, o petróleo e o gás natural passarão por várias etapas de transformação, nas quais serão separadas as diferentes frações de hidrocarbonetos, que serão beneficiados e transformados em produtos comerciáveis, como diesel, gasolina, nafta, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo, lubrificantes, e outras substâncias que servem como matéria-prima para a fabricação de diversos produtos usados no dia-a-dia (PETROBRAS, 2015).

Inicialmente o petróleo cru passa por um processo químico de limpeza, para remoção de impurezas inorgânicas, sal e água, no processo chamado de dessalgação e desidratação. Em seguida, em uma caldeira onde será superaquecido até vaporizar os hidrocarbonetos presentes no petróleo. Esse vapor é direcionado para uma torre de destilação para a separação

dos hidrocarbonetos, o refino. Essas torres são compostas por vários níveis, o vapor, uma vez dentro da torre, volta ao estado líquido conforme esfria ao passar pelos níveis da torre de destilação. Em cada nível, é realizada a coleta do produto separado (CBIE, 2019; PETROBRAS, 2015). Na figura 8 visualiza-se o interior de uma torre de destilação de petróleo.

Figura 8 - Interior de uma torre de destilação de petróleo.



Fonte: CBIE (2019). Disponível em: < <https://cbie.com.br/artigos/como-funciona-a-destilacao-do-petroleo/> > com acesso em 25.10.2020.

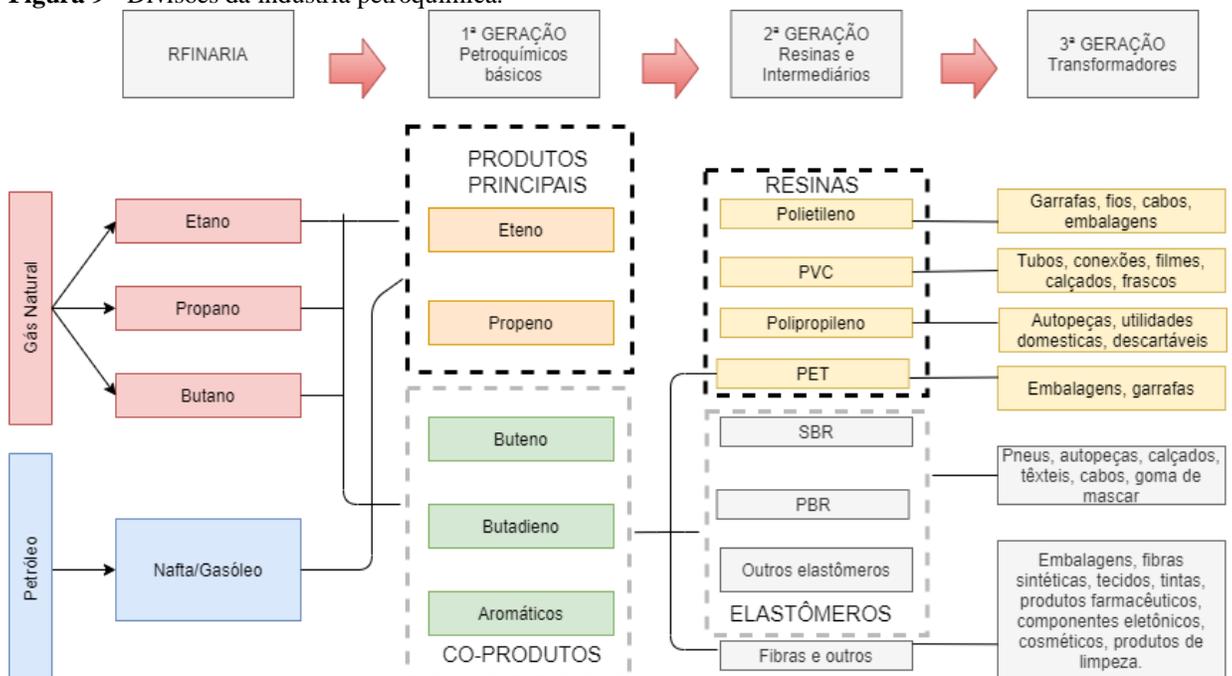
Moléculas com baixo peso molecular subirão até o topo da torre, como é o caso do gás metano, que possui apenas um carbono em sua estrutura. Já as moléculas com alto peso molecular, se manterão na base da torre, como o betume, utilizado na fabricação de asfaltos, que possuem cadeia carbônica com 100 carbonos. Após o recolhimento das frações, cada uma delas é destinada a uma indústria petroquímica que a utilizará como matéria-prima, ou como produto acabado após passar por algum processamento que altere a sua estrutura molecular no processo chamado de reforma.

As petroquímicas empregam os gases liquefeitos de petróleo, os gases residuais do refino, as naftas, querosenes, parafinas e outros tipos de resíduos das refinarias como matéria prima para a fabricação de insumos para fertilizantes, plásticos, fibras sintéticas, corantes,

solventes, gases industriais, detergentes, inseticidas, fungicidas, herbicidas, explosivos, entre outros produtos finais que são oriundos de petróleo (TORRES, 1997).

Os produtos derivados de petróleo podem ser subdivididos entre produtos básicos, denominados de primeira geração, produtos intermediários, segunda geração, e produtos transformados, que seriam a terceira geração e o final da cadeia petroquímica. Na figura 9 são apresentadas as divisões da indústria petroquímica.

Figura 9 - Divisões da indústria petroquímica.



Fonte: adaptado de Viana (2017).

3.7 CORROSÃO

A corrosão é um processo natural de deterioração total, parcial ou estrutural de um determinado material, geralmente metálico, por um ataque eletroquímico, químico ou eletrolítico principalmente por causa da ação de agentes naturais, como o gás oxigênio presente no ar e umidade, podendo estar ou não associado a esforços mecânicos (NUNES E LOBO, 1990).

A corrosão eletroquímica é o tipo de corrosão mais comum, pois é a que ocorre com os metais geralmente na presença de água. Ocorre quando o metal está em contato com um eletrólito, isto é uma solução condutora ou um condutor iônico que envolve áreas anódicas e

catódicas. Outro tipo dessa corrosão seria quando dois metais são ligados por um eletrólito, formando uma pilha galvânica que ocorre devido à diferença de potencial de redução entre os materiais envolvidos, no qual o agente redutor também chamado de ânodo (por exemplo uma placa de ferro), sofre a perda de elétrons (oxida) que migram para o agente oxidante, ou cátodo, que é reduzido (por exemplo uma placa de cobre) por receber esses elétrons (reduz) (GENTIL, 2003). Essa transferência de elétrons entre as espécies é denominada equação de oxirredução, o ânodo sofrerá o desgaste e ocorrerá a formação dos produtos oxidativos, por exemplo os óxidos metálicos, sendo o mais comum o óxido de ferro, a camada de cor marrom-avermelhada que se forma em superfícies metálicas popularmente conhecida como ferrugem (NUNES E LOBO, 1990). A formação de produtos, como a ferrugem, geralmente representa uma modificação física e química dos metais envolvidos, o que influencia no rendimento do processo industrial, na eficiência, diminuindo a vida útil e conseqüentemente gerando mais gastos e até mesmo inviabilizando a produção de determinados processos (NUNES E LOBO, 1990).

A corrosão química é o ataque direto de algum agente químico sobre o material, que pode ou não ser um metal. Ela não precisa da presença de água e não há transferência de elétrons como na corrosão eletroquímica. A corrosão eletrolítica é um processo eletroquímico que ocorre com a aplicação externa de uma corrente elétrica, ou seja, não é um processo espontâneo, ao contrário dos outros tipos de corrosão (GENTIL, 2003).

A classificação da corrosão pode se dar de acordo com as formas que ela aparece nas superfícies corroídas, em relação à aparência e morfologia:

- Uniforme: o ataque ocorre por toda a superfície uniformemente e penetra igualmente em todos os pontos, sendo uma das formas de corrosão mais fáceis de controlar;
- Placas: corrosão localizada ocorre em algumas regiões da superfície;
- Alveolar: corrosão localizada apresenta escavações na superfície na forma de alvéolos com fundo arredondado e profundidade menor que o diâmetro;
- Puntiforme ou pite: é a forma mais agressiva da corrosão pois ocorrem em pontos isolados do metal e se infiltra para o seu interior formando pequenos buracos com grande profundidade, podendo transpassar o metal. Para detectar esse tipo de corrosão em um metal é necessário fazer um corte transversal no material;

- Frestas: uma variação da corrosão puntiforme ocorre em frestas extremamente pequenas;
- Intergranular: ocorre entre os grãos da estrutura cristalina do material metálico;
- Intragranular: ocorre no interior dos grãos do metal;
- Filiforme: ocorre na forma de filamentos que se propagam em diferentes direções mas não se cruzam;
- Esfoliação: ocorre nas camadas do material metálico, separando-as e acarretando um inchamento do material (PONTE, 2003).

O emprego de materiais na construção de equipamentos ou instalações deve considerar que estes resistam à ação de um meio corrosivo, devendo apresentar propriedades mecânicas e características de fabricação adequadas. “A corrosão pode incidir sobre diversos tipos de materiais, sejam metálicos como os aços ou as ligas de cobre, por exemplo, ou não metálicos, como plásticos, cerâmica ou concreto” (GENTIL, 2003).

Um tipo de aço muito utilizado na fabricação de módulos dos equipamentos destinados à indústria do petróleo é o aço carbono. Esse material muito utilizado na sustentação de colunas de perfuração e dutos de transporte com o passar do tempo sofre degradações em sua forma física, geralmente devido à presença de ácido no meio, como H₂S, teor de cloretos, pH, oxigênio e tempo de exposição (FERREIRA, 2011).

O ácido sulfúrico (H₂SO₄), derivado do anidrido sulfúrico, classificado como um ácido forte, é considerado como um dos produtos químicos mais fabricados e utilizados no mundo (KING, et al, 2013) e destaca-se nas indústrias de óleo e gás no qual o grande inconveniente é o seu forte caráter oxidante, que promove severos ataques corrosivos nos equipamentos e estruturas metálicas (BRUBAKER et al, 2006).

Relacionado ao teor de cloreto apresenta-se o ácido clorídrico, ácido forte de alta dissociação iônica, possui diversas aplicações industriais sendo muito utilizado na indústria química e petroquímica, seja no processo de extração do petróleo, no ajuste de pH, produção de sais, tratamentos superficiais de metal, entre outros (PUBCHEM, 2015). Os inconvenientes da sua aplicação, devido ao elevado poder oxidante, destacam-se o ataque químico aos metais e estruturas que o íon cloreto entra em contato durante o processo. Nos metais, em especial o aço inoxidável, o ataque se desenvolve de forma localizada, com o rompimento do filme

passivo e o surgimento de diversas pequenas cavidades, classificadas por pites, na superfície do metal (PARDAL et al, 2013).

O CO₂ dissolvido pode estar presente no meio devido a composição natural do fluido de reservatório, que em presença de água, produz ácido carbônico (H₂CO₃) responsável por reduzir o pH do meio e pode causar corrosão uniforme e localizada (BELTRÃO et al, 2009).

Quanto à perfuração em alto mar, observa-se que a água do mar é uma solução salina uniforme, apresentando cloreto de sódio e magnésio dissolvidos em água em uma concentração que torna-se bastante agressivo sobre o aço das colunas de perfuração (THOMAS, 2004). Além da salinidade do meio externo, outro ponto da exploração em alto mar a se considerar seria o pré-sal, que é produzido com água de alta salinidade e elevado teor de CO₂ em pressões e temperatura elevadas, portanto o controle da corrosão faz-se ainda mais necessário (THOMAS, 2004).

As falhas de oleodutos ocorrem frequentemente, pois os poços de petróleo são desenvolvidos em ambientes altamente corrosivos com elevado teor de salinidade, pressões e temperaturas (OSSAI *et al*, 2015, LÓPEZ, 2003; BRUSCHI et al, 2015).

O processo produtivo como um todo pode ser considerado seguro quanto há o controle dos processos corrosivos dos materiais que compõem as instalações, pois com a avançada degradação o material pode fragmentar-se ou ocorrer fissuras, que podem prejudicar o processo, atrasar o cronograma operacional de produção, perdas e contaminações de produção, além de representar um potencial risco à integridade das pessoas.

A corrosão é uma fonte de contaminação ao meio ambiente, ocasionando prejuízos financeiros e de imagem à empresa, por isso seu gerenciamento é uma prioridade para garantir a confiabilidade dos equipamentos e instalações de óleo e gás em uma indústria petroquímica. Porém devido ao fato de que o aço é constituinte da maioria dos equipamentos e dutos das plataformas, a indústria de exploração de petróleo convive com os processos corrosivos.

Atualmente, na tentativa de prevenir a corrosão nos equipamentos, pesquisas juntamente com as empresas do ramo vêm trabalhando no uso de revestimento, tintas de proteção e até mesmo a utilização de inibidores de corrosão com proteção catódica e materiais resistentes (CARVALHO et al, 2005). Com o produto de corrosão formado na superfície do aço, geralmente constituídos por carbonato de ferro, têm-se realizado pesquisas sobre sua composição, estabilidade e propriedades eletroquímicas que podem influenciar na proteção

do material aço constituinte dos equipamentos (HATAMI et al, 2016). Porém, os trabalhos de pesquisa em geral para essa área de estudo à corrosão de materiais ainda são poucos, bem como a utilização de inibidores ou medidas preventivas, pois demandam elevados custos às companhias.

4 METODOLOGIA

Uma pesquisa científica é desenvolvida a partir de objetivos utilizando de um conjunto de ferramentas que irão garantir o desenvolvimento de um trabalho, visando a construção de um novo conhecimento (FONTELLES *et al.*, 2009). O presente trabalho foi desenvolvido em três etapas interdependentes, sendo a primeira delas a construção de um referencial teórico que permitiu, a partir de uma pesquisa aprofundada em livros e artigos recentes publicados sobre o tema, entender como funciona a indústria petroquímica.

Já na segunda etapa do trabalho, ainda com a pesquisa de referencial teórico, consistiu no estudo técnico aprofundado a respeito do tema corrosão. Suas causas e consequências e como os danos podem ser minimizados. Os tipos de corrosão, como identificá-las e como tratar alguns fatores que possam acelerar o processo químico de corrosão, bem como e os problemas de corrosão agregados à indústria petroquímica.

E por fim, a terceira etapa do trabalho é caracterizada pela junção do referencial teórico, onde foi possível identificar os problemas que a corrosão trás para indústrias petroquímicas e como podem ser tratados ou amenizados tais problemas, visando a produção de conhecimento para trabalhos futuros.

5 CORROSÃO INTERNA EM TUBULAÇÕES

A existência de matéria orgânica em grande quantidade e qualidade a partir da deposição de rochas sedimentares geradoras é o elemento de fundamental importância para ocorrência de petróleo em quantidade significativa, que valha a pena o estudo de exploração, em uma bacia sedimentar. Quanto maior a quantidade de matéria orgânica, maior será a

capacidade da rocha gerar grandes quantidades de petróleo. Para preservação da matéria orgânica que é rica em carbono e hidrogênio durante a sua incorporação na rocha, o ambiente tem que estar livre de um elemento altamente oxidante que é oxigênio, possibilitando a manutenção da riqueza original das rochas geradoras (MILANI *et al.*, 2000).

Quanto ao tipo de petróleo gerado, é dependente do tipo de matéria orgânica preservada na rocha. As matérias orgânicas derivadas de vegetais superiores como gimnospermas e angiospermas tendem a gerar gás, enquanto as derivadas de vegetais inferiores como zooplâncton e fitoplâncton tendem a gerar óleo. Dessa forma, em todo o mundo estão disponíveis uma grande variedade de petróleo bruto, já que a qualidade da matéria orgânica varia com base na ocorrência e geologia do subsolo (MILANI *et al.*, 2000).

Quanto à distribuição geográfica do petróleo, poucos países concentram a maioria das reservas petrolíferas do planeta, normalmente cobertos por desertos ou por selvas e extremamente pobres em riquezas naturais superficiais. A região mais rica em petróleo é o Oriente Médio, sendo que as maiores reservas e maiores produções estão na Arábia Saudita, Irã, Iraque e Kuwait, os quais dominam o cenário petrolífero mundial. Para essa abundância, as principais razões geológicas são a presença de rochas geradoras ricas em matéria orgânica, contínuas e extensas; a existência de rochas carbonáticas porosas com reservatórios e tectonismo ativo (MILANI *et al.*, 2000).

Portanto, a característica da carga de petróleo pode variar conforme a matéria orgânica presente na região e também composição, conforme descrito na tabela adaptada de NALINAKSHAN *et al.* (2019, p. 1331), óleos crus variam conforme peso molecular de acordo com o número de hidrocarbonetos presentes em sua composição, apresentando uma classificação. Com a análise da tabela, pode-se observar que os óleos denominados de Arab Crude, dos tipos heavy e light, de origem na Arábia Saudita juntamente com o Kuwait de origem no Kuwait possuem maior peso molecular sendo classificado como óleo pesado em relação aos óleos Agbami Crude e Akpo Crude, ambos de origem na Nigéria, que por possuírem menor peso molecular são considerados óleos mais leves. Quanto a composição relacionada a impurezas o autor cita a presença de enxofre em porcentagem peso e novamente os óleos que mais se destacam em relação a presença de maior percentual de enxofre em sua composição são os óleos Arab Crude e Kuwait e os de menor percentual os óleos Agbami Crude e Akpo Crude, sendo importante ressaltar que o enxofre adsorve ao metal facilmente

promovendo a corrosão e por essa razão faz-se importante o acompanhamento dessa impureza na carga.

Tabela 1 - Tipos e propriedades do óleo cru.

Identificação do petróleo	Peso molecular (g/mol)	Origem	Teor de enxofre (%)
Agbami Crude	152.1	Nigéria	0,051
Bombay High Crude	185.4	Índia	0,142
Arab Hvy Crude	240	Arábia Saudita	2,38
Arab Light Crude	213.6	Arábia Saudita	1,83
Akpo Crude	154.7	Nigéria	0,0727
Brass River	174.9	Nigéria	0,178
Kuwait	230	Kuwait	2.74

Fonte: Adaptado de NALINAKSHAN (*et al.*, 2019).

Em relação a corrosão, de acordo com a pesquisa realizada, é um processo de desgaste muito frequente nos materiais utilizados nos equipamentos da indústria do petróleo, e por ser uma substância de relevância no mercado consumidor existem os constantes estudos e estratégias das empresas na área. Nesses estudos, o processo de produção como um todo é envolvido, desde o início da deterioração do material com os apontamentos das condições que favorecem o processo até o tratamento, como a possibilidade de substituição dos equipamentos atingidos, além do aprofundamento em métodos preventivos, com a utilização de inibidores da corrosão ou revestimentos.

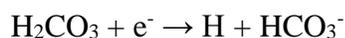
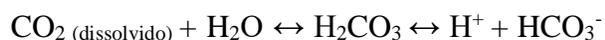
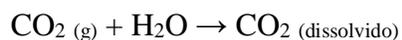
É de conhecimento geral que a corrosão está presente em todas as etapas de produção da indústria petroquímica, desde a extração, tratamento e separação até o refino, podendo ser encontrada no interior de tubulações e dutos de transportes, em maquinários ativos e demais estruturas metálicas dessa indústria. É possível abordar a corrosão na indústria petroquímica como um todo, no entanto, o foco deste trabalho está na corrosão estabelecida no interior de tubulações e dutos de transporte de petróleo e gás, em que buscamos casos estudados acerca dessa temática, pois o país possui grande extensão de tubulações sendo de extrema relevância estudar mais a fundo sobre esse equipamento.

Corrosão é o ataque destrutivo de um material pela reação com o ambiente ao qual se encontra e quase qualquer ambiente aquoso pode ser alvo de corrosão que ocorre sob inúmeras condições na captação, transporte, produção, processamento e dutos de petróleo e gás (POPOOLE et al, 2013). Alguns fatores podem influenciar na corrosividade dos fluidos como gases ácidos, água, substâncias contaminantes como o enxofre e sais, altas temperaturas e pressão, bactérias, velocidade do fluido, pH do meio e sólidos contidos no óleo. Esses fatores tornam a indústria do petróleo vulnerável ao fenômeno da corrosão, uma vez que o petróleo bruto, assim como o gás natural, retirados dos poços de produção, podem conter cada um dos itens listados acima (POPOOLE et al, 2013; GROYSMAN, 2017; ASKARI et al, 2018) e a corrosão pode acarretar na perda de produto, caso a carga oxide, até riscos de acidentes ambientais, uma vez que a corrosão interna pode consumir entre 3 e 6 mm da tubulação no prazo de um ano (ASKARI et al, 2018).

Durante a realização da pesquisa foi possível verificar que a corrosão pode ser provocada pela interação do aço com o óleo associado a temperatura e pressão, dependendo dos constituintes da sua carga, porém existem outras substâncias que podem promover a corrosão das tubulações, como a água por exemplo.

A produção de petróleo e gás utiliza água em equipamentos separadores que pode ser tratada para remover o óleo disperso, a matéria orgânica, as partículas em suspensão, gases, dióxido de carbono, sulfeto de hidrogênio, sais dissolvidos e contaminantes tóxicos. Após determinado tratamento, essa água pode ser usada para recuperação secundária de poços, no momento da injeção de água para gerar pressão, descarregada para cursos d'água, aplicada nas operações de petróleo e gás, empregada em sistemas de irrigação e até utilizada para consumo animal e humano (AHMADUM et al, 2009). Quanto à água produzida, designação a águas misturada com o óleo ou gás na prospecção do petróleo, apresenta uma composição variável de acordo com o campo produtor e possui constituintes orgânicos e inorgânicos. Apresenta alta salinidade, elementos como chumbo, bário, mercúrio, manganês, cobre, entre outros que podem variar em concentrações dependendo da idade da formação geológica, além de gases dissolvidos como CO_2 e H_2S e sólidos em suspensão (FONSECA, 1999). Devido a essas características as águas produzidas são muito corrosivas aos materiais metálicos, principalmente tubulações, constituindo uma preocupação em todo o mundo.

A corrosão por dióxido de carbono (CO₂), denominada corrosão doce, é um problema muito comum nos campos de produção de petróleo e gás. O gás CO₂ não representa um perigo no que diz respeito a corrosão de tubulações, no entanto, quando dissolvido em fase aquosa, causa uma reação eletroquímica entre o aço e o meio, o CO₂ presente nos reservatórios de petróleo se solubiliza na água contida no óleo, resultando em corrosão. O mecanismo de corrosão doce mais conhecido se inicia com o gás CO₂ se dissolvendo na fase aquosa e produzindo íons de carbonato, ácido carbônico e íons de hidrogênio, componentes que possuem a capacidade de migrar para superfícies metálicas contribuindo para reação de redução. Em temperatura inferior a 60°C e pH inferior a 4, a corrosão é controlada pela taxa de produção de íons de ferro, que em reação com os íons carbonatos liberados, forma uma película de carbonato de ferro que vai recobrir a superfície do duto, essa película semi-protetora pode levar a diminuição da taxa de corrosão. O que não ocorre acima de 70°C, situação em que a taxa de corrosão é mais elevada (ASKARI et al, 2018). As reações descritas podem ser observadas a seguir.



Já a corrosão por sulfeto de hidrogênio (H₂S), denominada corrosão ácida, possui mecanismos de reação mais complexos. O H₂S se dissolve na fase aquosa formando um ácido fraco, este é parcialmente decomposto, formando hidrogênio e íons bissulfato (ASKARI et al, 2018).

O objetivo de Abreu *et al*, (2019) no estudo de caso pesquisado foi estudar o sistema de tubulações condutoras de águas produzidas na Base de Operações Geólogo Pedro de Moura (BOGPM) localizada no estado do Amazonas, no município de Coari a 650 km da capital Manaus que produz petróleo de alta qualidade (49° API), o mais leve dentre os processados nas refinarias do Brasil, e retiram-se diariamente, em média, 40 mil barris de petróleo de ótima qualidade e cerca de 13 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Os autores Abreu *et al.*, (2019) realizaram a coleta da água utilizada para análise, a qual foi retirada da Estação de Tratamento de Efluentes – ETE da BOGPM e enviada para análise no Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES). Nessa análise, verificou-se que a água produzida é bastante rica em íons e em sais expresso em NaCl, em quantidade de acordo com a literatura. Os cloretos são íons de diâmetro pequeno e podem penetrar na estrutura intergranular metálica, induzindo a corrosão do tipo localizada.

Conforme a literatura, em aços passiváveis, o íon cloreto instabiliza a camada de passivação, provoca o rompimento da película de proteção passiva sobre a superfície do metal, resulta na formação de várias regiões anódicas, atuando como região catódica, resultando na corrosão do tipo localizada por pites (PELLICCIONE *et al.*, 2012).

Além disso, a água produzida apresenta pH levemente ácido e teores de bicarbonato. A presença do bicarbonato em meio ácido pode induzir a formação de gás carbônico (CO₂). O CO₂ pode provocar corrosão severa, pois associado a temperatura e pressão é possível formar na superfície do aço camadas de carbonato ferroso (FeCO₃) (LI *et al.*, 2008).

Portanto, de acordo com a análise química e físico-química realizada pelos autores no referido estudo de caso, a água produzida é extremamente condutora e rica em cloro, o que favorece consideravelmente a cinética do processo corrosivo em tubulações de aço carbono, a qual pode ser verificada na Figura 10. A corrosão aparece mais intensamente nas regiões de tensões, tipo curvas e estrangulamento, nos trechos retos a corrosão se apresenta de forma uniforme em toda a extensão da tubulação.

Figura 10 - a) Tubulações responsáveis pela condução da água produzida. **b)** Imagem do trecho específico das tubulações que apresentou diversos vazamentos e estes foram contidos por abraçadeiras. Tal acessório é provisório e é utilizado pela equipe de manutenção na impossibilidade de parada da unidade ou processos operacionais. **c)** Imagem da parte interna de uma tubulação em trecho reto.



Fonte: Adaptado de ABREU *et al.*, 2019. Disponível em <https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1517-70762019000100320&lng=en&nrm=iso&tlng=pt> com acesso em 09.04.2021.

Em outro estudo pesquisado, o objetivo de HU *et al.* (2011), foi estudar a degradação corrosão-erosão de tubulações de instalações de óleo e gás localizadas no mar de uma maneira mais geral, ou seja, os autores não utilizaram uma refinaria específica como seu objeto de estudo.

A definição de erosão é o desgaste mecânico de materiais através da colisão de partículas que se movem, podendo ser na parte interna desse material, em alta velocidade. A erosão é principalmente encontrada em indústrias de petróleo e gás e causa grande preocupação, pois normalmente, tem-se areia sendo produzida juntamente com fluidos de produção e a introdução de partículas no sistema causa uma variedade de problemas no sistema (PARSI *et al.*, 2014).

As propriedades das partículas como forma, tamanho, material, densidade e dureza possuem influência sobre a erosão (PARSI *et al.*, 2014). Clark (1991), fez uma avaliação do efeito do tamanho da partícula e da velocidade de impacto no dano causado à superfície do material, de acordo com a observação da superfície após o impacto das partículas. Segundo o

autor, o dano e velocidade de impacto reduz com a diminuição do tamanho das partículas. De maneira geral, grãos menores de areia provocam taxas de erosão menores, pois apresentam menor energia cinética e força de impacto para causar danos (PARSI *et al.*, 2014).

Desse modo, o processo de corrosão-erosão é o aumento do processo de corrosão pelo processo de erosão, devido ao choque de partículas em um fluido em uma superfície sólida, podendo ser partículas sólidas em um líquido, ou até mesmo gotas de líquido em gás. Assim sendo, o processo de corrosão-erosão resulta de uma ação combinada entre a erosão mecânica e a corrosão.

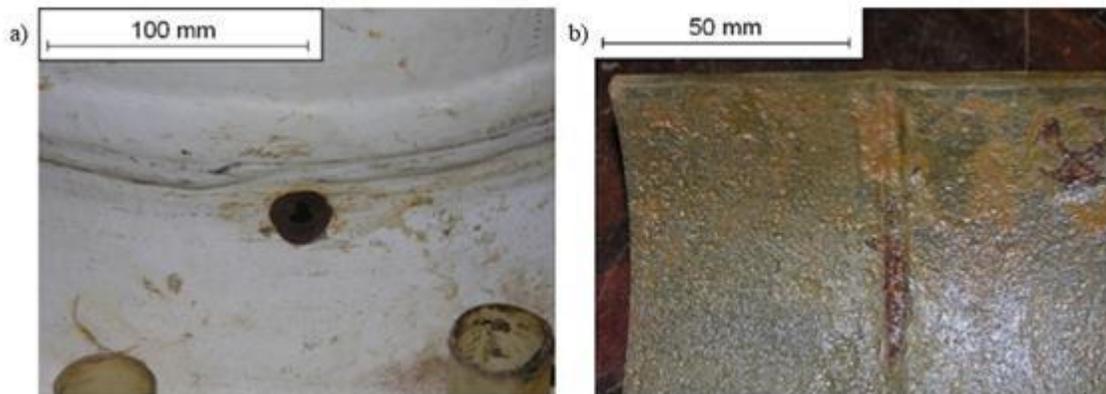
Essa degradação é o resultado do fluxo do fluido contendo partículas sobre a superfície (EFIRD *et al.*, 1993) e conforme diz o autor esse assunto vem recebendo maior atenção devido a sua natureza destrutiva ao material; também à exploração de poços cada vez mais profundos e ao envelhecimento dos poços com faixas de areia mais altas, além da tendência cada vez mais comum de operar com pequenas quantidades de areia no sistema (HU *et al.*, 2011). Nas correntes de produção de um sistema de óleo e gás é comum encontrar areia e, quando se tem uma velocidade do fluxo relativamente alta, esta areia pode erodir as tubulações e/ou válvulas provocando a perda de material (SHADLEY *et al.*, 1996).

Portanto, para previsões do efeito da corrosão-erosão na superfície de metais deve-se considerar as características da partícula sólida, as características do material onde passa o fluido e as características do meio, sendo essas últimas diretamente relacionadas a taxa de corrosão como composição, velocidade do fluxo, pH e temperatura (YANG; CHENG, 2012).

Um meio com água e areia produzida a partir de poços, tem-se a combinação de água, dióxido de carbono e sais contendo íons Cl^- , HCO_3^- e SO_4^- responsáveis por criar um meio altamente corrosivo para a tubulação utilizada para o transporte desse fluido (HU *et al.*, 2011), acelerado pelo mecanismo erosivo atribuído pelo impacto da areia da lama em movimento.

Segundo Hu *et al.*, (2011), em seu estudo de caso, várias seções de tubulação foram removidas de diferentes regiões do sistema de tubulação de uma instalação offshore com perdas de espessura de parede altas, degradação de solda preferencial e ataque localizado como resultado de degradação interna, conforme ilustra a Figura 11.

Figura 11 - Imagens de degradação vistas na tubulação: a) visão externa da corrosão localizada; b) ataque preferencial de solda ao material.



Fonte: Adaptado de HU *et al.*, 2011. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0043164811000846>> com acesso em 01.05.2021.

Melo e Urtiga Filho (2015), avaliaram o processo de corrosão do aço API 5L X60 exposto a petróleo cru, águas do mar e misturas de óleo nas proporções de 20 e 50% em condições estáticas, com ensaios de imersão de corpos de prova do referido material nas diferentes condições de fluídos descritos acima, pelo período de 30 dias. A perda de massa e a morfologia dos corpos de prova foram avaliados por microscopia eletrônica de varredura e os resultados indicaram que a maior taxa de corrosão ocorreu no corpo de prova que ficou em contato com a água do mar, com uma taxa de corrosão de 0,0524 mm/ano, o corpo de prova imerso em óleo cru apresentou uma taxa de corrosão de 0,0177 mm/ano, e as misturas de óleo e água do mar 20% e 50% apresentaram, respectivamente, taxas de 0,0318 e 0,0300 mm/ano.

O estudo de caso acima apresentado, corrobora com o que foi visto até o presente momento, o óleo cru não é um agente corrosivo, entretanto, em sua composição não há apenas hidrocarbonetos, podendo conter também água salina e impurezas que promovem a corrosão do metal pelo qual o óleo irá passar. Além disso, é possível entender que dutos dispostos em alto mar estão mais disponíveis para os ataques de espécies corrosivas como os sais e impurezas contidas na água.

Como observado nos estudos de caso apresentados neste item, a corrosão faz-se muito presente nos equipamentos da indústria do petróleo como as tubulações, tornando-se de extrema relevância estudar as possíveis formas de controle e mitigar essa degradação.

6 FORMAS DE CONTROLE E MITIGAÇÃO DA CORROSÃO

Projetos industriais devem ser feitos levando em conta o fator corrosão, uma vez que esse problema é o grande causador de prejuízos financeiros e ambientais. Além de diminuir a vida útil de equipamentos, várias catástrofes ambientais podem estar ligadas ao fenômeno da corrosão, como o rompimento de dutos de petróleo com consequente vazamento de óleo. Alguns exemplos disso podem ser vistos na tabela 2.

Tabela 2 - Alguns vazamentos de petróleo provenientes de dutos corroídos noticiados pela mídia.

2000	Falha no duto da Refinaria Duque de Caxias da Petrobras, na Baía de Guanabara (RJ) causou vazamento de 1.3 mil toneladas de óleo (FOLHA DE S. PAULO, 2000a).
2000	Vazamento no oleoduto da Refinaria Presidente Getúlio Vargas da Petrobras, em Araucária (PR) com vazamento de 4 milhões de litros de óleo (FOLHA DE S. PAULO, 2000b).
2010	Vazamento de um milhão de galões de petróleo em oleoduto contaminando rio em Township, no Michigan (THE NEW YORK TIMES, 2010).
2010	Explosão de gasoduto por corrosão em um bairro residencial em San Bruno, na Califórnia, deixou 4 pessoas mortas e 60 pessoas feridas, além de destruir dezenas de casas (ABC NEWS, 2010).
2016	Corrosão em oleoduto causou vazamento 140.000 galões de petróleo bruto na costa da Califórnia (THE GUARDIAN, 2016).
2017	Vazamento de oleoduto com vazamento de 50 galões de gasóleo na Baía de San Pablo na Califórnia (KQED, 2017).
2021	Rompimento de oleoduto da Shell causa vazamento de petróleo em Bayelsa, na Nigéria (THE GUARDIAN NIGÉRIA, 2021).

Fonte: as autoras.

Essas catástrofes geram milhões em prejuízo com a perda do produto, gastos com a remoção do mesmo da natureza, a limpeza e a recuperação ambiental, além dos danos ecológicos que não podem ser reparados. Além do mais, equipamentos de processamento do petróleo que apresentam sinais de corrosão podem comprometer a qualidade e pureza do produto, pois a corrosão pode ter alguns efeitos na química de um processo (POPOOLA et al, 2013).

É certo que as características de um fluido se modificam com o passar do tempo, isso faz com que os problemas da corrosão estejam sempre em pauta de pesquisa para desenvolver formas cada vez mais eficazes de mitigação e controle, uma vez que as características mutáveis tornam os sistemas cada vez menos responsivos aos programas de controle de

corrosão já estabelecidos. O gerenciamento eficaz da corrosão contribui para a conservação dos ativos e otimização de custos de mitigação, monitoramento e inspeção. Para a prevenção, existem opções técnicas como proteção catódica, seleção de materiais mais resistentes a meios corrosivos, uso de inibidores, aplicação de revestimentos internos e externos, além é claro do constante monitoramento e inspeção em locais que pode haver essa possibilidade (POPOOLA et al, 2013), a escolha do melhor método geralmente está associada ao custo.

A proteção catódica é um método que minimiza a diferença de potencial entre o ânodo e o cátodo aplicando-se uma corrente elétrica a estrutura a ser protegida contra a corrosão, assim toda a estrutura estará em um mesmo potencial, não existindo mais as regiões anódicas e catódicas. É considerada uma técnica secundária de controle de corrosão, devendo ser associada a outras formas de controle. Os tipos de proteção são: galvânica, que utiliza a diferença de potencial eletroquímico que ocorre entre os diferentes elementos metálicos para fornecer proteção juntamente com um ânodo de sacrifício; e proteção catódica de corrente impressa, que usa uma fonte de alimentação externa com ânodos inertes (POPOOLA et al, 2013; ALREBH, 2017). Considerando a inviabilidade de aplicação de uma corrente elétrica em tubulações de grande extensão, é importante ter em mente outras formas de controle de corrosão para dutos de transporte de petróleo e gás.

Com relação a escolha de materiais mais resistentes, o uso de materiais não metálicos pode ser uma solução para evitar corrosão, entretanto, apesar de se apresentarem como promissores, os materiais metálicos ainda representam mais de 90% dos componentes da indústria do petróleo. Para as tubulações, o material a ser utilizado deve se atentar a corrosividade do fluido que passará em seu interior, sendo que os mais utilizados são aço carbono e ligas de aço (ASKARI *et al.*, 2018). Para assegurar a qualidade do material utilizado, bem como a segurança operacional e ambiental, a produção de dutos é submetida às normas do *American Petroleum Institute* (API) (MONTE, 2013). Os dutos para transporte de petróleo e gás são confeccionados de acordo com o padrão API 5L, essa classe possui alta resistência e ligas em pequenas proporções. O grau de aço mais comumente utilizado para a confecção de dutos é o API 5L X65 que possui boa resistência a médias e altas pressões e apresenta um bom custo benefício. Graus mais altos, como o API 5L X80 também são utilizados nessa indústria, mas com aplicabilidade limitada. Para fluidos altamente corrosivos em que a utilização de produtos químicos para controle de corrosão é inviável, pode-se ainda

utilizar o CRA (*Corrosion resistance alloys*). O duto pode ser totalmente feito com ligas resistentes à corrosão, como o níquel ou aço inoxidável, por exemplo, ou pode-se revestir internamente os dutos de aço carbono com essas ligas. No entanto, a utilização de ligas resistentes à corrosão apresenta um alto custo financeiro quando comparado a utilização de aço carbono (ASKARI et al, 2018).

Para Majeed (2018), o uso de aço inoxidável na produção de dutos é a forma mais eficiente de evitar a corrosão em ambientes agressivos em que há a presença de dióxido de carbono e íons cloreto, e essa eficiência é baseada na formação de uma película compacta e passiva de proteção na superfície dos dutos feitos com esse material. Entretanto, em dutos de petróleo, cujo fluido podem conter material particulado sólido, como areia por exemplo, pode haver uma diminuição da resistência à corrosão, pois ao passar pelo duto, o impacto desse material sólido com a superfície dos dutos pode remover essa camada de proteção, que não volta a se formar, deixando o duto exposto ao ataque corrosivo, levando a uma erosão - corrosão.

Além disso, esses sólidos, bem como os sais e demais contaminantes que também possam ser arrastados pelo fluido, podem levar ao surgimento de incrustações nos dutos, neste caso, para controlar a corrosão deve-se utilizar inibidores de corrosão associados com tratamentos de inibição de incrustação (ASKARI et al, 2018).

Para Arora *et al.* (2012), uma forma eficaz de controlar a corrosão na indústria do petróleo é a seleção de materiais altamente resistentes a corrosão, como o CRA, no entanto, como o intuito está em cada vez mais reduzir os custos dessa indústria, a utilização de materiais menos resistentes associados a métodos de prevenção, como o uso de um inibidor de corrosão, é favorecido. Um amplo catálogo de inibidores foi desenvolvido para diversas aplicações na indústria do petróleo e a escolha do inibidor ideal vai depender do meio tratado, do tipo de superfície e sua suscetibilidade à corrosão, do tipo de corrosão comumente encontrada nos locais de aplicação do inibidor e das condições às quais o meio será exposto. Em geral, um inibidor é uma substância superficial ativa capaz de formar uma película protetora sobre a superfície do metal.

Os inibidores trazem o melhor custo-benefício para o gerenciamento da corrosão, mas devem atender alguns requisitos mínimos para sua utilização como a máxima proteção contra corrosão com um mínimo de consumo do mesmo; não devem influenciar no processamento

do petróleo, na qualidade dos produtos e no trabalho de catalisadores, ou seja, devem ser inertes; devem ser solúveis em água e com perdas insignificantes para a fase orgânica; não devem criar emulsões e espumas (quanto a sua propriedade de emulsificação e formação de espumas, estas devem ser baixas devido ao fato de que a formação de espumas e emulsões podem prejudicar o processo operacional de tratamento do óleo, para serem eficazes, os inibidores precisam proteger contra a corrosão mas sem alterar ou interagir com o sistema, principalmente no momento de separação da mistura água-óleo, momento em que a formação de espuma e emulsificação desfavorece a separação, desacelerando o processo); e devem ser facilmente removíveis; não devem ser tóxicos e não devem ter efeitos colaterais a sua utilização. Além de todos os requisitos citados acima, o inibidor deve ser econômico, estável e inofensivo ao meio ambiente e as pessoas. Eles podem ser classificados em três tipos principais, sendo eles anódicos, catódicos e mistos, de acordo com seu efeito nas reações de corrosão (ARORA et al, 2012).

Os inibidores anódicos, também chamados de passivadores, geralmente são compostos inorgânicos que ao serem adicionados a um ambiente corrosivo afetam reações anódicas e sua curva de polarização anódica, em que o potencial da reação muda para a direção mais positiva da reação na faixa de passivação (região anódica). Esses inibidores funcionam reduzindo a taxa de dissolução do óxido passivo para repassar a superfície, de forma a reparar o filme de óxido e obstruindo os poros com compostos insolúveis evitando a adsorção de ânions. Alguns inibidores anódicos mais utilizados são cromato, nitrito, benzoato, silicato, fosfato e borato (ARORA et al, 2012; ALREBH, 2017). Existem os inibidores de passivação por meio de ânions oxidantes que passivam os metais na ausência de oxigênio, como o cromato, nitrato e nitrito; e os passivadores com íons não oxidantes que utilizam o oxigênio para passivar metais, como fosfato, tungstato e molibdato (ALREBH, 2017). Apesar dos inibidores anódicos serem muito utilizados e eficazes no processo de inibição da corrosão, é necessário observar a quantidade utilizada, pois em concentração crítica podem se tornar causadores de corrosão localizada.

Já os inibidores catódicos, conhecidos como não passivadores, retardam reações catódicas, ou precipitam seletivamente em áreas catódicas, limitando a difusão de espécies redutíveis nessa área. Entre as reações de redução que costumam ocorrer em meio ácido estão as reações de redução do oxigênio e evolução do hidrogênio, essas reações ocorrem quando

essas espécies são absorvidas pelo cátodo (ALREBH, 2017). Os inibidores catódicos influenciam na reação catódica e na curva de polarização catódica, em que o potencial da reação muda para a direção mais negativa da reação (região catódica). São inibidores considerados seguros, pois inibem a reação catódica em concentrações baixíssimas de inibidor (ARORA et al, 2012). Alguns exemplos de inibidores catódicos são íons de cálcio, zinco e magnésio, bicarbonato de cálcio, aminas, fosfatos entre outros (ALREBH, 2017).

Já os inibidores mistos atuam inibindo as duas reações (anódicas e catódicas) (ARORA et al, 2012). Enquanto inibidores anódicos causam uma mudança no potencial da reação na direção positiva e os inibidores catódicos causam uma mudança no potencial na direção negativa, quando se utiliza inibidores mistos nenhuma mudança no potencial da reação é observada, o que indica que os processos anódicos e catódicos são inibidos. Inibidores orgânicos são exemplos de inibidores mistos, e eles atuam formando uma película hidrofóbica sob a superfície do metal que é capaz de protegê-lo. A eficácia desses inibidores vai depender de fatores como a composição química e estrutura da molécula do inibidor e sua afinidade em adsorver na superfície do metal formando então a película protetora. Outros fatores como pressão e temperatura também possuem papel importante com relação a esses inibidores, uma vez que esses fatores podem afetar o processo de adsorção do inibidor. (ALREBH, 2017).

A inibição da corrosão pode ocorrer através de um ou mais mecanismos de inibição. Alguns inibidores atuam por adsorção - formando uma película fina e invisível na superfície do material adsorvido -, outros formam precipitados volumosos visíveis que revestem todo o metal, e há aqueles que atuam corroendo o metal combinando a corrosão e um produto adsorvente, formando uma camada passiva (ARORA et al, 2012). Segundo Askari *et al.* (2018), a maioria dos inibidores utilizados em dutos de petróleo e gás são do tipo formadores de filmes que são camadas protetoras. Estes filmes protetores podem ser finos (com uma camada única) ou espessos (mais de uma camada de revestimento). Sendo os principais inibidores formadores de filmes a alquil morfolina, amida, amida associado a outros compostos (como aramida / imidazolina e amida / imidazolina + sais trimestrais), aminas, sais de aminas, etoxilatos, ácidos carboxílicos de cadeia longa, polímeros com baixo peso molecular, fosfanados, sal de piridina, sais de amônio quaternário e sulfonatos. A seleção de um inibidor para ser usado na indústria do petróleo e gás, se baseia em dois aspectos, o

primeiro está associado ao sistema como o metal utilizado nas tubulações, a temperatura e pressão do sistema, o pH do meio, as espécies corrosivas presentes no meio - aqui é importante saber a composição do petróleo que passará pela tubulação, analisando a composição de contaminantes indesejáveis, como o enxofre, entre outros -, e o segundo está associado a natureza do inibidor (ALREBH, 2017).

Segundo Alrebh (2017), os inibidores usados nessa indústria devem ter um heteroátomo em seu grupo funcional, como o nitrogênio, enxofre ou oxigênio, pois estes adsorvem ao metal facilmente. Também é desejável a presença de anéis aromáticos, insaturações e elétrons desemparelhados em um grupo funcional, pois induzem a adsorção química. Outro fator importante é que o inibidor deve conter uma parte hidrofóbica, como um grupo alquil longo, para estimular a hidrofobia próximo a superfície do metal, prevenindo a difusão de espécies corrosivas da fase aquosa para a superfície do metal.

Neto *et al* (2005), avaliaram o composto 2,4-dissulfonato de sódio-5n-pentadecil-fenol (CDS) como um possível inibidor orgânico de corrosão em superfícies de aço-carbono. O composto foi testado em laboratório e foram avaliados a influência do meio corrosivo - utilizando NaCl a 0,5 e 1,0 M -, da temperatura - 30 e 60°C-, e do borbulhamento de gases de oxigênio e nitrogênio. Os autores concluíram que o CDS apresentou uma eficiência de inibição de 86%, apresentando, portanto, potencial de aplicação à indústria do petróleo.

Alrebh (2017), estudou a utilização do 2 - (2 - metilaminoetil) piridina (MAEP) como um inibidor de corrosão ecológico para aço carbono em meio ácido, sob condições variáveis de concentração de inibidor, temperatura e pressão, e eficácia ao longo do tempo na presença de petróleo bruto. Os resultados obtidos pelo autor demonstram que o MAEP é capaz de mitigar a corrosão do aço carbono, com cerca de 90% de eficiência de inibição na concentração de 25 mM. O mecanismo de proteção do MAEP se dá através de adsorção química na superfície de aços carbonos.

Shetty e Shetty (2017), estudaram a aplicação do composto 1,3-bis [2- (4-metoxifenil) -2-oxoetil] -1 H -benzimidazol-3-io (MOBB) como um inibidor ecológico para controle de corrosão. Os autores avaliaram o composto em diferentes meios ácidos como HCl 0,1 M e H₂SO₄ 0,1 M em diferentes temperaturas, utilizando espectroscopia de impedância eletroquímica e polarização potenciodinâmica. O MOBB se apresenta como um inibidor

misto, predominantemente catódico, que apresentou eficiência de inibição de 98,7% em HCl e 98,8% em H₂SO₄.

O uso de camadas protetoras que evitam o contato direto do fluido com a tubulação também pode aumentar a vida útil dos materiais. Essas camadas podem ser constituídas de revestimentos metálicos como níquel, zinco, cromo e cádmio e revestimentos não metálicos como tintas, fibra de vidro, polianilina, epóxi, misturas de polianilina/epóxi, cloreto de polivinila e borracha (POPOOLA et al, 2013; ALREBH, 2017).

Associados aos métodos de proteção contra a corrosão, está o monitoramento da corrosão, em que se utilizam dispositivos, como sondas, para medir as taxas de corrosão. Um modo de monitoramento é realizar medições da espessura da parede de tubulações de forma periódica e avaliar as condições do metal, bem como a taxa de corrosão, além da inspeção visual do sistema. Também pode ser monitorada medindo a mudança na resistência elétrica nas bobinas das sondas (POPOOLA et al, 2013). Shabarchin e Tesfamariam (2016), propuseram uma abordagem de avaliação probabilística de risco de corrosão interna utilizando um modelo de rede de crença Bayesiana (BBN) como uma forma de monitoramento, podendo prever se um determinado duto apresenta risco de corrosão. A BBN é uma estrutura analítica em que se permite visualizar as dependências causais entre variáveis de maneira probabilística. Os autores desenvolveram um modelo capaz de identificar seções vulneráveis a corrosão interna em dutos de petróleo e gás do nordeste da Colúmbia Britânica, no Canadá. Essa identificação permite a classificação dessas seções de modo a ser possível prevenir, ou mitigar a corrosão, fornecendo informações para melhorar o programa de controle da corrosão, bem como fornecer informações essenciais para montar estratégias de manutenção desses dutos. Outro ponto que vale destaque, é que o modelo permite prever a pressão de operação em um tempo futuro, podendo-se ajustar essa pressão de modo a garantir a integridade dos dutos por um maior tempo de utilização (SHABARCHIN; TESFAMARIAM, 2016).

7 DISCUSSÕES

Para exploração do petróleo é necessário um estudo geológico aprofundado da região de interesse para a posterior construção de uma infraestrutura de extração, transporte ou distribuição à indústria de refino. Desde o começo da cadeia produtiva o custo dessa produção é elevado, todas as etapas são supervalorizadas e devem ser controladas, sendo necessário estudos e pesquisas relacionadas a essa área para evitar problemas, principalmente os associados à corrosão, que é muito frequente nessa indústria devido aos meios, os agentes, as pressões e as temperaturas expostas.

A corrosão frequentemente associada a dutos e equipamentos, principalmente os compostos de aço-carbono, pode deteriorar quimicamente e fisicamente esse material, podendo provocar fissuras e conseqüentemente a perda do produto recém-extraído ou refinado, dependendo do local em que ocorre essa deterioração. Independentemente do local, qualquer perda gera grande prejuízo financeiro e ecológico, pois além da perda bruta do produto tem-se a contaminação do meio ambiente.

O petróleo, se formado apenas por carbono e hidrogênio, não apresentaria risco de corrosão a tubulações. Entretanto, por se tratar de um produto proveniente da decomposição de matéria orgânica e por ser encontrado no solo sob domos de sal e reservatórios de água, a composição química desse óleo torna-se complexa, apresentando desde carbono e hidrogênio característicos de sua composição principal, os hidrocarbonetos, até componentes como enxofre, nitrogênio, oxigênio e demais elementos contaminantes, contendo também sedimentos sólidos (*e.g.*, areia) e uma fase aquosa contida no óleo que carrega em si sais que corroboram para o agravamento da corrosão de metais.

Devido a essa complexa mistura, a qualidade do petróleo é definida por um alto teor de compostos de carbono e hidrogênio, e um baixo teor de enxofre. Dentre os contaminantes, o enxofre é o mais crítico relacionado à corrosão, além do sal contido na fase aquosa, que deve ser extraída antes do processo de refino. A variação da concentração desses componentes está estritamente ligada ao local de extração, devido às características geológicas do solo.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao longo deste trabalho, nota-se que a corrosão está presente em toda a cadeia produtiva do petróleo, e um dos motivos, além dos intrínsecos a composição do petróleo e as condições operacionais, é o fato de que quase toda a indústria é composta por dutos e equipamentos fabricados em aço, material muito suscetível à corrosão causada exatamente pelos componentes dessa indústria. No entanto, os componentes mais críticos, principalmente por possuir grande extensão e deter o petróleo cru juntamente a suas impurezas, são os dutos de transporte, fato esse que definiu nosso foco no presente trabalho.

Sendo assim, avaliaram-se algumas formas de inibir ou mitigar a corrosão em dutos de transporte de petróleo e gás, através da pesquisa em artigos científicos, e conclui-se que os inibidores apresentam o melhor custo-benefício, pois possuem uma ampla variedade de inibidores que podem ser escolhidos de forma direcionada, uma vez que para sua escolha é avaliado o material de fabricação dos dutos, a composição do fluido que passará pelo duto, as condições operacionais de pH, temperatura e pressão, dentre outras variáveis, podendo-se escolher o inibidor ideal para a necessidade. Além disso, os inibidores devem ser atóxicos, não representando perigo ao meio ambiente e ao ser humano, e devem apresentar uma alta proteção contra corrosão utilizando o mínimo possível do composto, não influenciando no processamento do petróleo. Os inibidores orgânicos são os mais recomendáveis para tubulações, pois formam uma película protetora sob a superfície do duto, impedindo o processo de corrosão. Além disso, inibidores que possuam uma extremidade hidrofóbica também são indicados para realizar a função, uma vez que repelem a fase aquosa contida do petróleo, impedindo sua difusão na superfície do metal.

Além do uso dos inibidores, é importante associar outros métodos de inibição, como a escolha pela utilização de tubulações mais resistentes no momento do projeto e também a constante avaliação e monitoramento das tubulações, de modo que diminua as chances de acidentes por corrosão.

REFERÊNCIAS

ABC NEWS. **San Bruno Explosion Investigation: Are Pipelines That Run Under Homes Safe?**. 2010. Disponível em: <<https://abcnews.go.com/US/san-bruno-explosion-investigation-pipelines-run-homes-safe/story?id=11628120>> com acesso em abril de 2021.

ABREU, R.S.A. *et al.*; **Corrosão em tubulações de aço carbono pertencentes ao sistema STU-85 da Base Operacional Geólogo Pedro de Moura (BOGPM) - PETROBRAS / URUCU-AM: estudo de caso**. Vol. 24, nº 1, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1517-70762019000100320&lng=en&nrm=iso&tlng=pt>, com acesso em 09 de abril de 2021.

AHMADUM, F.R. *et al.*, **Review of technologies for oil and gas produced water treatment**, Journal of Hazardous Materials, v. 170, n. 2-3, pp. 530-531, Oct. 2009.

ANP. Agência Nacional de Petróleo. **Exploração de petróleo e gás**. 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>>, com acesso em 11 de outubro de 2020.

ARAÚJO, A. P. *et al.*; **Diferentes tipos de reservatórios e as melhores características de exploração em Alagoas**. Ciências exatas e tecnológicas. Maceió, v.2, n. 3, p. 31-45, 2015.

ARORA, A. *et al.*; **Revisão sobre materiais para prevenção de corrosão na indústria de petróleo**. In: Conferência e workshop internacional da SPE sobre corrosão em campos petrolíferos . Society of Petroleum Engineers, 2012.

ASKARI, M. *et al.*; **Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines: a technical review**. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 58, p. 92-114, 2018.

BARROS, P.S. *et al.*; **Além da autossuficiência: O Brasil como protagonista no setor energético**. 2012. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1187/1/TD_1725.pdf>, com acesso em 07 de setembro de 2020.

BELTRÃO, R. L. C. *et al.*; **PETROBRÁS: Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Cluster, Santos Basin, Brazil**. In: Offshore Technology Conference, 2009.

BESSA, M.; **Como funciona uma plataforma de petróleo no mar?**. 2018. Disponível em: <<https://super.abril.com.br/mundo-estranho/como-funciona-uma-plataforma-de-petroleo-no-mar/>>, com acesso em 13 de outubro de 2020.

BRANCO, P. M.; **Petróleo: Serviço Geológico do Brasil**. 2014. Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Petroleo-1256.html>> com acesso em 13 de outubro de 2020.

BRUBAKER, S.; **Corrosion: Environments and Industries**. New York: ASM Handbook, 2006.

BRUSCHI, R.; *et al.*; **Pipe technology and installation equipment for frontier deep water projects**. Ocean Engineering. Vol. 108, p. 369-392. 2015.

CARVALHO, D. S. *et al.*; **Corrosion rate of iron and iron chromium alloys in CO₂ medium**. Corrosion Science. Vol. 47, p. 2974-2986. 2005.

CBIE – Centro Brasileiro de Infraestrutura. **Como é feito o transporte de petróleo da plataforma para a refinaria?** 2018. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/como-e-feito-o-transporte-de-petroleo-da-plataforma-para-a-refinaria/>> com acesso em: 20 de outubro de 2020.

CBIE – Centro Brasileiro de Infraestrutura. **Como funciona a destilação do petróleo?** 2019. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/como-funciona-a-destilacao-do-petroleo/>> com acesso em 25 de outubro de 2020.

CBIE - Centro Brasileiro de Infraestrutura. **Quais as diferenças entre os tipos de produção de petróleo?** 2020. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/quais-as-diferencas-entre-os-tipos-de-producao-de-petroleo/>> com acesso em 26 de outubro de 2020.

CBIE – Centro Brasileiro de Infraestrutura. **Quais são os maiores produtores mundiais de petróleo?** 2020. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/quais-sao-os-maiores-produtores-mundiais-de-petroleo/>> com acesso em 20 de abril de 2021.

CLARK, H.M.; **On the impact rate and impact energy of particles in a slurry pot erosion tester**, Wear, v.147, n.1, p.165-183, 1991.

EFIRD, K. D. *et al.*; **Correlation of Steel Corrosion in Pipe Flow with Jet Impingement and Rotating Cylinder Tests**, Corrosion, v. 19, n. 12, pp. 992-1003, 1993.

EPE – Empresa de pesquisa energética. **Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil**; NOTA TÉCNICA DPG-SPT N° 04/2018, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-/topico-412/NT%20Refino%20e%20Petroqu%C3%ADmica_2018.11.01.pdf> com acesso em 27.04.2021.

FERREIRA, F. G.; **Classificação de petróleo**. Tese (doutorado) - UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2018. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/teses-de-doutorado/tese-1/2016033277--117/file>> com acesso em 12 de outubro de 2020.

FIRJAN. **Ambiente onshore de petróleo e gás no Brasil**. Ambiente de negócios. 2017. Disponível em: <<https://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A5BFEBFFB015C3A8F7B662105&inline=1>> com acesso em 25 de outubro de 2020.

FOLHA DE S. PAULO. **Cotidiano**. 20 de janeiro de 2000a. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/cotidian/ff2001200002.htm>> com acesso em abril de 2021.

FOLHA DE S. PAULO. **Unidade da Petrobras registra maior acidente dos últimos 25 anos ao deixar vaziar 4 milhões de litros de óleo**. 18 de julho de 2000b. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/cotidian/ff1807200001.htm>> com acesso em abril de 2021.

FONSECA, R. M. R.; **A importância do aproveitamento da água resultante da produção de petróleo**. Monografia de Especialização, COPES/UFS, Aracajú, SE, Brasil, 1999.

FONTENELLES, R. G. S. *et al.*; **Metodologia da pesquisa científica para a elaboração de um protocolo de pesquisa**. Rev. para. med ; 23 jul.-set. 2009.

GENTIL, V.; **Corrosão**. 4ª ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 2003.

GOLDSTEIN, A. **The emergence of multilatinas: the Petrobras experience**. Universia Business Review, n. 25, p. 98-111, 2010.

GROYSMAN, A. **Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry**. Korozje a ochrana materialu, v. 61, n. 3, p. 100, 2017.

GUIMARÃES, R. C.; PINTO, U. B. **Curso de Caracterização e Análise de Petróleo**. CENPES/PDP/TPAP – PETROBRAS, Rio de Janeiro, RJ, 2007. 99 p.

HATAMI, S. *et al.*; **On the prediction of CO₂ corrosion in petroleum industry**. J. of Supercritical Fluids. Vol. 117, p. 108-112. 2016.

HU, X. *et al.*; **Case study on erosion-corrosion degradation of pipework located on an offshore oil and gas facility**. Wear, v.271, n.9-10, pp. 1295- 1301, 2011.

INCKOT, R. C. *et al.*; **Anatomia das plântulas de Mimosa pilulifera (Leguminosae) crescendo em solo contaminado com petróleo e solo biorremediado**. Rodriguésia 59 (3): 513-524. 2008.

KING, M. j., *et al.*; **Sulfuric acid manufacture: Analysis, Control and Optimization**. New York : Elsevier, 2013.

KQED. **Pipeline Corrosion Caused Small Phillips 66 Oil Spill Prompting Big Concern**. 2017. Disponível em: <<https://www.kqed.org/news/11616057/pipeline-corrosion-caused-small-phillips-66-oil-spill-prompting-big-concern>> com acesso em abril de 2021.

LASEBIKAN, B. A. *et al.*; **The effect of hydrogen sulphide on ammonium bisulphite when used as an oxygen scavenger in aqueous solutions**. Corrosion Science, 53, 4014, 2011.

LI, T. *et al.*; **Mechanism of protective film formation during CO₂ corrosion**, Journal of University of Science and technology Beijing, Mineral, Metallurgy, Material, v. 15, n. 6, pp. 702-706, Dec. 2008.

LÓPEZ, D. A. *et al.*; **The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO₂ corrosion**. A state-of-the-art appraisal. Material and Design. Vol. 24, p. 561-575. 2003.

MAJEED, M. N. **Compreendendo o comportamento de erosão-corrosão de tipos genéricos de aços inoxidáveis em um ambiente de campo petrolífero saturado com CO₂**. 2018. Tese de Doutorado. University of Leeds.

MELO, F. A. C.; URTIGA FILHO, S. L.; **Estudo do processo de corrosão de aço carbono exposto a misturas de petróleo e águas salinas**. in XXIII Conic, VII Coniti, IV Enic. 2015. Disponível em:
<https://www.ufpe.br/documents/616030/926745/Estudo_processo_a%C3%A7o.pdf/2629a050-78ff-4beb-9be8-ed56de972842> com acesso em abril de 2021.

MONTE, I. R.; **Caracterização microestrutural do aço API 5L X65 soldado por feixe de elétrons com diferentes aportes térmicos**. 2013. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

MORAIS, J. M.; **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. Petrobras, 2013. Disponível em:
<file:///C:/Users/Daniele/Downloads/livro_petrobras_em_aguas_profundas.pdf> com acesso em 12 de outubro de 2020.

NALINAKSHANA, S. *et al.*; **Progressive crude oil distillation: An energy-efficient alternative to conventional distillation process**. Fuel, 239, p. 1331-1337, 2019.

NETO, A. O. W. *et al.*; **Novo inibidor de corrosão para aplicação em oleodutos**. In 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. 2005. Disponível em:
<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0552_05.pdf> com acesso em abril de 2021.

NETO, J.B.O.; COSTA, A. J. D.; **A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário**.; Rev. Bras. Econ. V.61, N.1, 2007. Disponível em:
<https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0034-71402007000100006&script=sci_arttext> com acesso em 10 de setembro de 2020.

NUNES, L.P.; LOBO, A.C.O. **Pintura industrial na proteção anticorrosiva**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1990.

OSSAI, C. I. *et al.*; **Pipeline failures in corrosive environments: a conceptual analysis of trends and effects**. Engineering Failure Analysis. Vol. 56, p. 36-58. 2015.

PARDAL, J. *et al.*; **Uma revisão da resistência à corrosão em aços inoxidáveis duplex e superduplex**. Revista virtual de Química, v.19 p.1-12, 2013.

PARSI, M. *et al.*; **A comprehensive review of solid particle erosion modeling for oil and gas wells and pipelines applications**, Journal of Natural Gas Science and Engineering, v.21, p.850-873, 2014.

PELLICCIONE, A. S. *et al.*; **Análises de falhas em equipamentos de processo: mecanismos de danos e casos práticos**, 1 ed., Rio de Janeiro, Editora Interciência Ltda, 2012.

PETROBRAS. **Pré sal**. 2013. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>; com acesso em 25 de março de 2021.

PETROBRAS. **Quem somos**. 2021. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/>> com acesso em 27 de abril de 2021.

PETROBRAS. **Refino: entenda o ciclo do refino**. 2015. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/refino/>> com acesso em 19 de outubro de 2020.

PETROBRAS. **Terminal São Sebastião**. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-sao-sebastiao.htm>> com acesso em 29 de março de 2021.

PETROBRAS. **Tipos de plataforma**. 2014. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>> com acesso em 13 de outubro de 2020.

PETROBRAS. **Transporte e comercialização**. 2020. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/transporte-e-comercializacao/>> com acesso em 26 de outubro de 2020.

PONTE, H. A.; **Fundamentos de corrosão**. UTFPR. 2003. Disponível em: <<http://www.gea.ufpr.br/arquivos/lea/material/Apostila%20Corrosao.pdf>> com acesso em 25 de outubro de 2020.

POPOOLA, L. T. *et al.*; **Problemas de corrosão durante a produção de óleo e gás e sua mitigação**. International Journal of Industrial Chemistry, v. 4, n. 1, pág. 1-15, 2013.

PUBCHEM. **Ácido Clorídrico**. 2015. Disponível em: <[pubchem compound database: https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/313](https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/313)> com acesso em: 23 de abril de 2021.

RAMALHO, J. B. V. S. *et al.*; **Emulsões do Tipo Águaem-Óleo no Processamento Primário de Petróleo**. 2006, 41 p. CENPES/PDP/TPAP – Escola de Ciências e Tecnologias E&P – UNIVERSIDADE PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2006.

REIS, A. M.; **Principais processos em uma plataforma marinha offshore**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Química) - Universidade Federal de Alfenas. 2015.

RUDZKI, G.L. **Surface finishing technologies in the 90's**: Challenges, role of management and strategies for success. Interfinish'92. São Paulo, 1992, 1339- 1387.

SHABARCHIN, O.; TEFAMARIAM, S.; **Internal corrosion hazard assessment of oil & gas pipelines using Bayesian belief network model**. Journal of loss prevention in the process industries, v. 40, p. 479-495, 2016.

SHADLEY, J.R. *et al.*; **Erosion-Corrosion of a Carbon Steel Elbow in a Carbon Dioxide Environment**, Corrosion , v. 52, n. 9, p. 714-723, 1996.

SHETTY, S. K.; SHETTY, A. N.; **Eco-friendly benzimidazolium based ionic liquid as a corrosion inhibitor for aluminum alloy composite in acidic media**. Journal of Molecular Liquids, v. 225, p. 426-438, 2017.

THE GUARDIAN. **Corrosion outside oil pipeline caused crude spill on California Coast**. Fevereiro de 2016. Disponível em:

<<https://www.theguardian.com/environment/2016/feb/17/santa-barbara-crude-oil-spill-pipeline-corrosion-hazardous-materials-safety>> com acesso em abril de 2021.

THE GUARDIAN NIGÉRIA. **Bayelsa community laments impact of Spill from Shell's pipeline**. 2021. Disponível em: <<https://guardian.ng/news/bayelsa-community-laments-impact-of-spill-from-shells-pipeline/>> com acesso em: abril de 2021.

THE NEW YORK TIMES. **Regulators Warned Company on Pipeline Corrosion**. 2010. Disponível em: <<https://www.nytimes.com/2010/07/30/us/30michigan.html>> com acesso em abril de 2021.

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

TORRES, E. M. M.; **A evolução da indústria petroquímica brasileira**. Quím. Nova vol.20 no.spe São Paulo Dec. 1997. Disponível em: <https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40421997000700009> com acesso em: 25 de outubro de 2020.

ULIASZ-MISIAK, B., *et al.*; *Ecological risk associated with the onshore hydrocarbon deposits exploration*. AGH Drilling, Oil, Gas, v. 34, n. 1, 2017.

VIANA, F. L. E.; **Indústria Petroquímica**. Caderno setorial. Ano 2, n. 17, 2017. Disponível em:

<https://www.bnb.gov.br/documents/80223/2666752/17_petro_V2.pdf/c99a1b65-d39a-b572-c877-5a3aeb52838c> com acesso em: 25 de outubro de 2020.

YANG, Y., CHENG, Y.F., Parametric effects on the erosion–corrosion rate and mechanism of carbon steel pipes in oil sands slurry, Wear, v.276-277, pp.141-148, 2012.