



## ANÁLISE DO POTENCIAL DE CORROSIVIDADE EM FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO EM AÇO 1018: INFLUÊNCIA DO TIPO E/OU TEOR DO SAL

Jordana Boni De Sousa Maia<sup>1</sup>, Andréa Francisca Fernandes Barbosa<sup>2</sup>, Jardel Dantas Da Cunha<sup>3</sup>

1 – Autor; 2,3 – Orientadores.

**Resumo:** Fluidos de completação são utilizados no processo de completação de um poço de petróleo como forma de deixá-lo mais seguro e também economicamente viável durante toda a sua vida produtiva, ou seja, tornar quantidade e a qualidade do petróleo suficientemente satisfatórias. Existem inúmeras composições de fluidos de completação, então conhecer a corrosividade destes é importante para a escolha adequada, sempre no intuito de melhorar as condições do poço e, conseqüentemente, aumentar sua produção. Este trabalho tem como objetivo analisar a corrosividade dos fluidos de completação no aço 1018. Para a preparação dos fluidos foram utilizados 3 tipos de sal: o NaCl (Cloreto de sódio), o KCl (Cloreto de potássio) e o CaCl<sub>2</sub> (Cloreto de cálcio), com 3 concentrações diferentes cada, 50lb/gal, 100lb/gal e 150lb/gal.

**Palavras-chave:** Perfuração; poço de petróleo; corrosão.

### 1. INTRODUÇÃO

O petróleo é um recurso mineral, com o qual o homem está familiarizado com seu uso desde antigas civilizações para inúmeras utilidades. Diante da busca crescente por esse rico mineral, aumentou significativamente sua exploração através da perfuração rotativa de poços. No processo de instalação de um poço petrolífero existem algumas etapas a serem seguidas. Dentre essas fases, duas se destacam: a *perfuração* e a *completação*. Após o processo *perfuração*, surge a necessidade de melhorar suas condições de operação, deixando-a mais segura e econômica, visando uma maior vida útil e produtiva do poço. Para este fim, se faz necessário a realização de um conjunto de operações chamado de *completação* que usa um fluido de mesmo nome o qual seu manejo e elaboração tem como princípio reduzir o potencial de corrosividade das linhas e dos tubos de revestimentos, otimizar a vazão da produção ou injeção e que seja feita de uma forma mais permanente possível minimizando futuras manutenções, chamadas *workover* [1].

O tipo de fluido escolhido para o processo de completação deve ser isento de sólidos para evitar dano à formação. O sucesso na etapa de completação depende diretamente da escolha correta do fluido utilizado na etapa de perfuração, por isso é importante um bom planejamento das operações como também uma detalhada análise econômica de todo o processo [1]. Neste sentido, o objetivo do estudo é analisar o potencial de corrosividade dos fluidos de completação preparados e identificar qual concentração possui menor taxa corrosiva.

### 2. DESENVOLVIMENTO

No Brasil, por volta de 1864, iniciaram-se as buscas por outros tipos de materiais que viessem a substituir o óleo, obtido através da pesca de baleias, o qual estava se tornando escasso devido irregularidades na distribuição populacional da época [6]. De acordo com a lei Nº 9.478/1997 art 6, o petróleo é conceituado como a fração líquida dos hidrocarbonetos que estão naturalmente em seu estado, sendo os hidrocarbonetos, compostos orgânicos de carbono e hidrogênio que ocorrem espontaneamente nas camadas da crosta terrestre. O petróleo proporcionou além da entrada de mais uma nova fonte de energia, uma importante condição econômica relevante, assim como a dinamização de produção de bens, redução dos custos com transportes, desenvolvimento industrial. As utilidades do petróleo no dia a dia são inúmeras, até onde menos se espera. Além de ser matéria prima para os combustíveis, seus derivados também se tornam produtos de consumo como o gás de cozinha, maquiagens, parafinas, goma de mascar, asfalto e até mesmo contido na aspirina [4].

#### 2.1. Prospeção e perfuração

O petróleo é encontrado na natureza nos poros das chamadas rochas reservatório, então para iniciar realmente a perfuração de um poço, deve ser realizado um estudo sísmico no local para se ter a real certeza de que as formações no subsolo tenham potencial de armazenamento e para isto essas rochas também devem estar rodeadas de formações impermeáveis que assegurem esse aprisionamento do petróleo entre elas. Após isso, deve-se verificar se realmente aquele local é viável por questões de segurança, inclusive para o meio ambiente, como a presença de lagos, rios, matas de preservação ambiental e por outras questões como proximidade com edifícios, pontes, e outras construções [1].

Definindo a localização do poço, já pode ser decidido que tipo de poço será, se será vertical, perfurando exatamente no ponto a ser explorado ou direcional, precisando desviar de alguns fatores de acidentes naturais ou não naturais, como também decidir qual tipo de sonda a ser usada de acordo com a profundidade da rocha reservatório, então é montada a base e a sonda [1].

## 2.2. Completação

Terminada a fase de perfuração, tem-se a fase da completção. Nessa etapa, é onde o fluido de completção começa a atuar, assegurando melhores condições possíveis para a realização do processo, ofertando uma zona de produção livre de danos, e um desempenho produtivo quanto à avaliação do seu potencial [2].

O fluido de completção é, por definição, uma solução isenta de sólidos, podendo ser salina, emulsões invertidas e petróleo com baixo teor de sólidos. Ele deve ser capaz de carrear os sólidos do poço até a superfície, controlar as pressões de superfície com a variação de densidade, ser estável na temperatura do poço, como também não trapear gás facilmente. Portanto, os cuidados com esses fluidos nessa fase devem ser dobrados, pois eles são primordiais para a estabilidade do poço e o não comprometimento de sua produtividade. Por exemplo, a correta aplicação de fluidos de completção pode evitar dentre outras coisas a degradação de elementos de vedação de poliméricos, o travamento de válvulas [2].

Fica claro, portanto, que o fluido escolhido deve ser de boa qualidade e ser compatível com a rocha, assim como os fluidos do reservatório, para que não ocorra ainda precipitação de sólidos, e caso ocorra, deverão ser removidos por acidificação ou outro meio físico ou químico antes que essa precipitação venha a causar algum dano à formação do poço. Além da escolha correta do fluido, são necessários alguns cuidados específicos com a operação, por exemplo, evitar golpes de pressão na formação, faturamento da formação, perda de circulação, dentre outros, a fim de evitar ou pelo menos minimizar danos à formação produtora [5].

## 2.3. Corrosão

A corrosão é um processo químico, ou eletroquímico, de degradação total ou parcial, superficial ou estrutural de um determinado material de acordo com o meio, podendo está ou não associado a esforços mecânicos. É muito comum na área petrolífera, pois quando extraído do poço, o petróleo bruto não é totalmente puro, mesmo sendo composto basicamente de hidrocarbonetos, ele possui em sua composição natural o enxofre, nitrogênio, oxigênio, metais e sais, que são minerais que aumentam a possibilidade de exposição para a corrosão [3].

Algumas variáveis devem ser levadas em consideração no estudo do processo corrosivo, pois a partir delas é que se pode concluir qual o melhor material para determinados equipamentos ou instalações. São elas:

- *Material Metálico*: composição química, presença de impurezas, processo de obtenção, tratamentos térmicos e mecânicos, estado da superfície, forma, união de materiais (solda, rebites etc.), contato com outros materiais;
- *Meio Corrosivo*: composição química, concentração impurezas, pH, temperatura, teor de oxigênio, pressão, sólidos suspensos;
- *Condições Operacionais*: solicitações mecânicas, movimento relativo entre materiais metálicos e meio, condições de imersão no meio (total ou parcial), meios de proteção contra a corrosão, operação contínua ou intermitente [3].

Neste trabalho será estudado particularmente o aço 1018, o qual é usado como fixador, pinos, espaçador e em processos que requerem dobramento, assim como nos tubos de revestimentos dos tubos de petróleo. O aço 1018 é um aço de carbono com aproximadamente 0,18% de carbono em sua composição, contém também magnésio (cerca de 0,6% a 0,9%) e enxofre (0,05% no máximo). Esse aço tem composição química que permite um bom equilíbrio entre suas propriedades mecânicas de resistência, tenacidade e ductilidade.

Especificamente, o setor petrolífero prefere a utilização do aço carbono de baixa liga, os quais estão mais facilmente disponíveis e satisfazem os requerimentos mecânicos, estruturais, de propriedades e custos de fabricação. Entretanto são pouco resistentes à corrosão [7].

A corrosão afeta os mais diversos setores, prejudica a durabilidade e desempenho de estruturas, máquinas, equipamentos e ferramentas. Seu estudo é imprescindível para evitar impactos econômicos desnecessários com manutenção indesejada e de segurança. Conhecendo os mecanismos e causas da corrosão, torna-se possível adotar métodos de prevenção e minimizar a ocorrência desses fenômenos. Dos quais podemos destacar, a seleção de materiais mais resistentes, alteração da natureza do ambiente, revestimentos o material contra uma deterioração apreciável. Por essas condições, escolheu-se um eletrodo fabricado com esse aço, para a realização do experimento.

## 3. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Nesta seção, serão apresentados os procedimentos metodológicos adotados para a solução do problema de pesquisa formulado, bem como a descrição dos experimentos.

### 3.1. Metodologia

Este estudo se caracteriza como pesquisa experimental, pois foi baseada em descrever os procedimentos, bem como as técnicas de análises dos mesmos. O estudo iniciou-se com levantamento bibliográfico, sendo feitas também pesquisas de coleta de dados e informações através de artigos ou textos oriundos de páginas da internet, como sites, revistas, jornais, teses, livros, dissertações, dentre outras publicações, dando embasamento ao referencial teórico e a toda discussão relativa a temática. Em seguida foram realizados experimentos visando analisar a corrosividade dos fluidos de completação, bem como as características do produto. A Figura 1 a seguir mostra as etapas deste estudo.

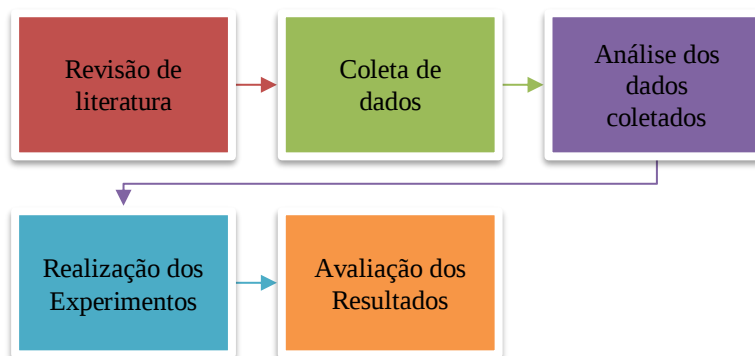


Figura 1 – Etapas da pesquisa. (Autoria própria)

### 3.2. Materiais

Para realização do experimento foi necessário o uso dos materiais relacionados abaixo:

- Água destilada;
- 1 eletrodo de aço 1018;
- 1 lixa d'água de granulação 250;
- 1 balança analítica;
- 1 liquidificador Hamilton Beach Commercial;
- 1 gaiola de Faraday com um sistema de uma célula eletrolítica montado;
- Software Nova na versão 1.11.

### 3.3. Preparação dos fluidos

Os fluidos de completação foram preparados empregando os sais: cloreto de sódio (NaCl), cloreto de potássio (KCl) e cloreto de cálcio (CaCl<sub>2</sub>) nas concentrações de 50, 100 e 150 lb/gal.

O estudo foi dividido em 3 etapas, uma para cada tipo de sal analisado, sendo em cada uma dessas etapas utilizados 3 concentrações distintas de cada composto salino.

Primeiramente, foi utilizado o NaCl (cloreto de sódio), sendo pesado nas três concentrações (50lb/gal, 100lb/gal, 150lb/gal). Em seguida, cada concentração, foi colocada separadamente no liquidificador com 230ml de água, sendo misturado por cerca de 15 minutos e depois reservado em um becker. O mesmo procedimento foi realizado utilizando-se o KCl (cloreto de potássio) e CaCl<sub>2</sub> (cloreto de cálcio), respeitando-se as mesmas concentrações.

### 3.4. Teste de corrosão

Os testes foram procedidos em célula de três eletrodos: o eletrodo de trabalho foi confeccionado a partir do aço 1018 com composição: C, 0.14 a 0.20; Mn, 0.6 a 0.9; P, 0.04; S, 0.05 e área de 1,2568 cm<sup>2</sup>. O contra eletrodo empregado foi de platina e o eletrodo de referência de Prata/Cloreto de Prata (Ag/AgCl). As medidas foram feitas em cima de um potencial de circuito aberto em uma faixa de potencial de -300 mV a +500 mV e com uma varredura de 0,001 V/s. Para ser verificado se os parâmetros estudados apresentam influência no potencial de corrosividade dos fluidos de completação, foi realizada uma análise dos parâmetros: tipo do sal e concentração do sal.

Foi lixado o aço do eletrodo e montado o sistema na gaiola de Faraday, junto com o contra eletrodo e o eletrodo de referência. Sendo a gaiola conectada a um computador com o software Nova, e colocado os dados de potencial e a velocidade de varredura nele, com o passar do tempo, o software forneceu os resultados obtidos da reação do eletrodo em contato com o fluido, como a taxa de corrosividade e a corrente de corrosão, a partir desses resultados foram criados gráficos das taxas de corrosividade em relação às concentrações.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta e analisa os dados obtidos na etapa anterior.

No Gráfico 1, observa-se que o fluido de concentração mais baixa de NaCl apresentou uma menor taxa de corrosividade e a medida que a concentração foi aumentada a taxa de corrosividade também foi se elevando. Mostrando que neste caso, o fluido ideal a ser usado será o de menor concentração (50lb/gal) de NaCl.

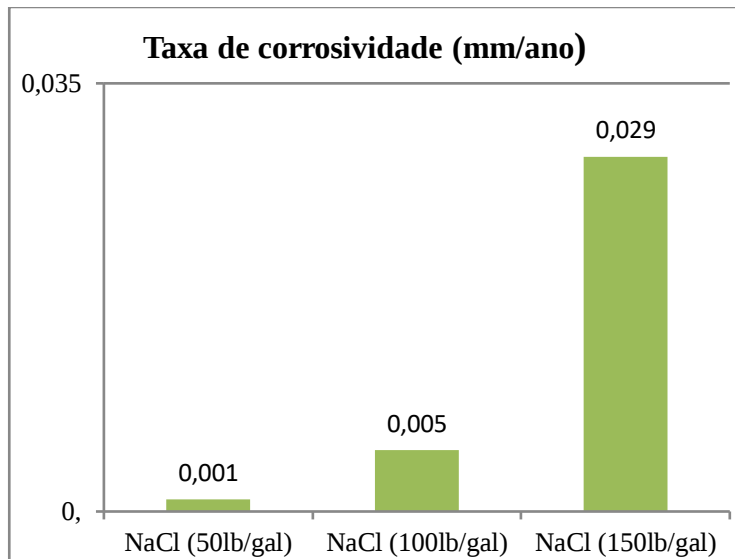


Gráfico 1 - Taxa de corrosividade do NaCl. (Autoria própria)

Na Figura 2 pode-se observar ainda a superfície do eletrodo após a imersão no fluido de NaCl, nas três concentrações (a) 50lb/gal, (b) 100lb/gal e (c) 150lb/gal, respectivamente.

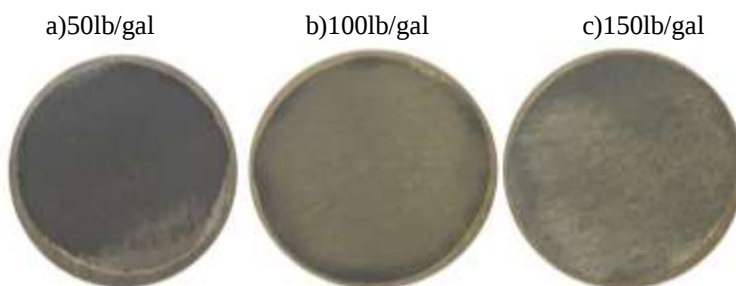


Figura 2 – Base do eletrodo após imersão no NaCl. (Autoria própria)

No caso do KCl, no Gráfico 2, o fluido com a taxa de corrosividade mais elevada foi o de concentração de 100lb/gal, e é possível perceber que os fluidos de maior e menor concentração mostraram resultados próximos, sendo o de 150lb/gal o de maior taxa corrosiva, não seguindo, portanto, uma ordem crescente como no caso anterior.

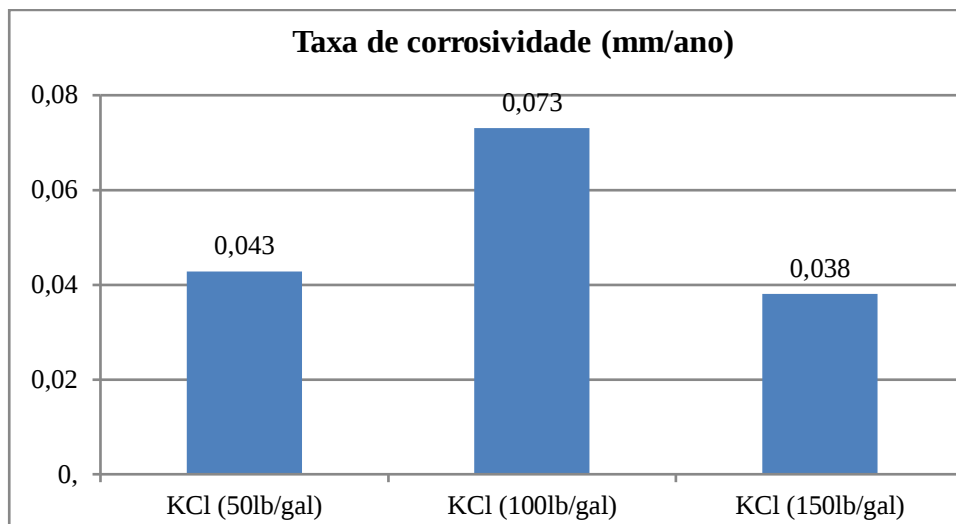


Gráfico 2 - Taxa de corrosividade do KCl. (Autoria própria)

Pode-se perceber na Figura 3, o resultado de como o eletrodo ficou após a imersão no fluido de KCl, nas três concentrações (a) 50lb/gal, (b) 100lb/gal e (c) 150lb/gal, respectivamente.

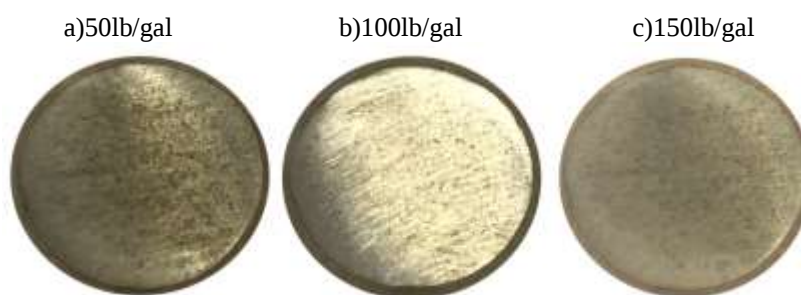


Figura 3 – Base do eletrodo após imersão no KCl. (Autoria própria)

Finalmente, através do Gráfico 3, observa-se valores crescentes de taxa de corrosividade de acordo com as concentrações analisadas. No qual, quanto maior a concentração, maior a corrosividade, então o fluido de melhor resultado do  $\text{CaCl}_2$  foi o de 50lb/gal.

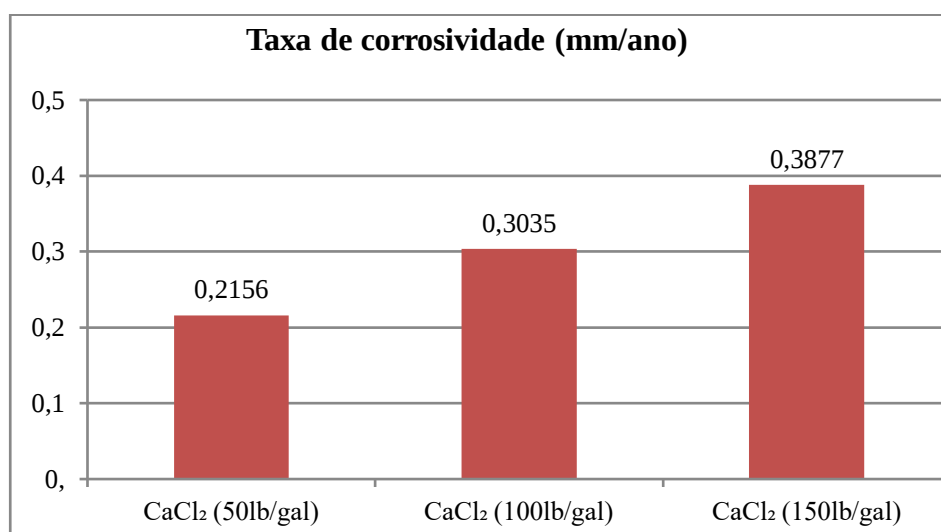


Gráfico 3 - Taxa de corrosividade do  $\text{CaCl}_2$ . (Autoria própria)

O resultado de como o eletrodo ficou após a imersão no fluido de  $\text{CaCl}_2$ , nas três concentrações (a) 50lb/gal, (b) 100lb/gal e (c) 150lb/gal, respectivamente, pode ser observado na Figura 4 a seguir:

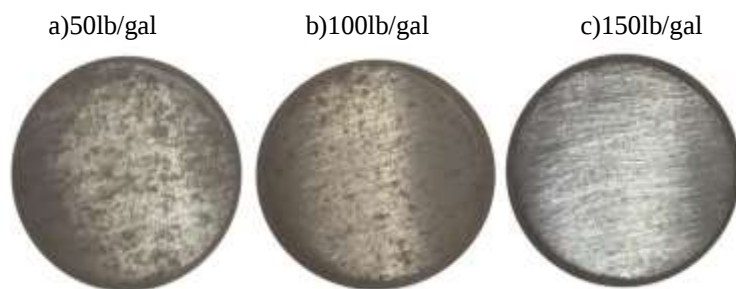


Figura 4 – Base do eletrodo após imersão no  $\text{CaCl}_2$ . (Autoria própria)

## 5. CONCLUSÕES

De acordo com os resultados obtidos da análise do potencial de corrosividade, pode-se afirmar que os fluidos de  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$  e  $\text{CaCl}_2$  com concentrações de 50 lb/gal, 150 lb/gal e 50 lb/gal respectivamente, indicaram menores taxas corrosivas para o aço utilizado. Essas variações podem ser explicadas em consequência do caráter do sal quando solubilizado. É possível observar que o sal  $\text{NaCl}$  é o mais adequado para a preparação de um fluido de completção a ser utilizado no aço 1018, pois apresentou uma menor taxa de corrosividade para uma concentração de 50lb/gal. O objetivo do trabalho foi alcançado, porém os resultados não foram tão satisfatórios, possivelmente por falta de um melhor lixamento dos eletrodos, para a retirada de outros agentes corrosivos que possam estar contidos nele. Como perspectivas de trabalhos futuros, o que poderia ser feito era adicionar nos fluidos um inibidor de corrosividade, melhorando a taxa da mesma. Pode-se ainda repetir o procedimento para o cloreto de potássio e verificar se esse padrão se mantém ou se há alguma alteração para os padrões crescentes apresentados no demais tipos de sal analisados.

## 6. REFERÊNCIAS

- [1] THOMAS, J.E. - *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, editora Interciência, 2ª edição, Rio de Janeiro, 2001, 271p.
- [2] CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. - *Fluidos de Perfuração e Completção - Composição e Propriedades*; Tradução da 6ª edição; Editora Elsevier; Rio de Janeiro, 2014.
- [3] GENTIL, V. - *Corrosão*. 6 ed. Rio de Janeiro: Ltc, 2011.
- [4] SOUZA, P. J. B. de; LIMA, V. L. de - *Avaliação das técnicas de disposição de rejeitos de perfuração terrestre de poços de petróleo*, 2002. 38 f. Monografia (Especialização) - Curso de Gerenciamento e Tecnologias Ambientais, Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2002. Disponível em: <[https://teclim.ufba.br/site/material\\_online/monografias/mono\\_souza\\_e\\_lima.pdf](https://teclim.ufba.br/site/material_online/monografias/mono_souza_e_lima.pdf)>. Acesso em: 01 mar. 2019.
- [5] AMUI, S. - *Petróleo e gás natural para executivos: Exploração de áreas, perfuração e completção de poços e produção de hidrocarbonetos*. Rio de Janeiro: Interciência, 2010.
- [6] LUCCHESI, C. F. - *Petróleo*. 1998. 12 v. Tese (Doutorado) - Curso de Recursos Naturais, Usp, São Paulo, 1998. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-40141998000200003](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40141998000200003)>. Acesso em: 23 fev. 2019.
- [7] VIDOR, G. F.; LOPES, N. F.; MARCOLINO, J. B.; MORAES, M. K.; COSTA, E. M. Influência da microestrutura do aço ao carbono SAE 1045 na corrosão por  $\text{CO}_2$  a alta pressão e a alta temperatura nos estados: encruado, recozido e temperado e revenido. CBECIMAT, 2014, Cuiabá, MT.