

Influência do teor de água na avaliação da corrosão de colunas de produção por meio da técnica de gaiola rotatória

Bruno Diehl Neto^a, Jefferson Rodrigues de Oliveira^b, Carlos José Bandeira de Mello Joia^c,
Ilson Palmieri Baptista^d, Tiago Hofman de Souza^f, Merlin Cristina Elaine Bandeira^e

Abstract

The oil well production column in carbon steel in presence of high amounts of CO₂ cannot be used for long production periods in high water cuts due to the associated corrosion rates. It is difficult to estimate the corrosion rate in function of the water cut because some organic compounds in the oil might mitigate the corrosive process. The aim of this study is to present an estimate, based on corrosion tests in flux by the Rotating Cage (RC) technique, of the carbon steel corrosion rate in function of water cut in the production conditions of two oil wells. The tests were performed according to the ASTM G184 and ASTM G202 standards in corrosive environment and flux conditions similar to those found in the wells, with different water cuts. Relations between the uniform corrosion rate or penetration rate and the water cut were obtained using during the tests the oil produced by the wells. These curves can be integrated in relation to the production period in order to determine the accumulated uniform corrosion and penetration during this period. A water cut evolution curve and the minimum wall thickness or the wall thickness must be used to estimate the moment that a failure can take place.

Keywords: Production Column, Rotating Cage, Corrosion Rate, water cut.

Resumo

As Colunas de Produção (COP) de poços de petróleo em aço carbono em presença de elevados teores de CO₂ não pode ser utilizada por longos períodos de produção em elevadas razões de água-óleo (BSW – *Basic Water and Sediments*) devido às taxas de corrosão associadas. É difícil estimar a taxa de corrosão em função do BSW, pois alguns compostos orgânicos dos óleos podem mitigar o processo corrosivo. O objetivo deste trabalho é apresentar uma estimativa, baseada em ensaios de corrosão em fluxo pela técnica de Gaiola Rotatória (GR), da taxa de corrosão no aço carbono em função do BSW para condições de produção de dois poços de petróleo. Os ensaios foram realizados de acordo com as normas ASTM G184 e ASTM G202 em ambiente corrosivo e condições de fluxo similares às encontradas nos poços, com diferentes BSW. Foram obtidas relações entre a taxa de corrosão uniforme ou a taxa de penetração em função dos BSWs propostos, utilizando, durante os testes, o óleo produzido pelos poços. Essas curvas podem ser integradas em relação ao período de produção para determinar a corrosão e penetração acumuladas durante esse período. Deve-se utilizar uma curva de evolução do BSW e a estimativa da parede mínima ou espessura de parede da COP para estimar o momento de falha.

Palavras-chave: Coluna de Produção, Gaiola Rotatória, Taxa de Corrosão, Razão água-óleo.

^aMestre, Engenheiro de Equipamentos – PETROBRAS - CENPES

^bMestre, Engenheiro de Equipamentos – PETROBRAS - CENPES

^cEngenheiro metalúrgico, Engenheiro de Equipamentos – PETROBRAS - CENPES

^dMestre, Engenheiro de Equipamentos – PETROBRAS – CENPES

^eEngenheiro de Materiais – BUREAU VERITAS – CENPES

^fPHD, Engenheira de Materiais – UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO – COPPE - LND

Introdução

A corrosão pelo CO₂ ao aço carbono pode levar à falha de diversos equipamentos na produção de óleo e gás, incluindo as Colunas de Produção (COP). Poços exploratórios são completados com COP em aço carbono devido ao seu baixo custo e sua elevada disponibilidade. Entretanto, a depender da severidade corrosiva do poço, esse material pode sofrer um severo ataque corrosivo, quando exposto por um longo período e/ou elevados teores de BSW.

Por meio de uma variedade de modelos comercialmente disponíveis (e.g [1,2,3,4,5,6,7]) é possível estimar a taxa de corrosão na COP, em função de parâmetros, tais como: i) pressão parcial de CO₂ (pCO₂); ii) temperatura; iii) pH da fase aquosa; iv) tipo de fluxo; v) teor de ácidos acéticos na água produzida; vi) efeito protetor do carbonato de ferro; vii) pressão parcial do H₂S (pH₂S); etc. Entretanto, é difícil incorporar o efeito protetor do óleo nesses modelos, pois os óleos apresentam composições químicas e propriedades muito diferentes entre os diferentes reservatórios. O óleo produzido pelo poço pode mitigar o processo corrosivo pelo CO₂ de duas maneiras [8,9]:

- Liberando componentes que agem como inibidores de corrosão;
- Formando uma emulsão com a água, minimizando sua molhabilidade no material.

A taxa de corrosão no aço carbono na COP de modo geral é baixa no início da produção, havendo uma rápida evolução após o teor de água (BSW) ultrapassar o limiar necessário para a quebra de emulsão [8].

Devido aos processos corrosivos que deverão ocorrer no aço carbono, deve-se estabelecer a taxa de corrosão, em função do BSW, para estimar o momento de falha da COP (perda de barreira de segurança do poço). Esta estimativa deve ser a mais precisa possível, de modo que seja possível planejar o melhor momento para realizar o abandono do poço ou troca da COP.

A técnica de Gaiola Rotatória (GR) é uma alternativa interessante onde é possível realizar ensaios de corrosão em fluxo, ajustando o BSW que se deseja investigar, severidade corrosiva da solução aquosa e tensão de cisalhamento nas paredes dos corpos de prova similares às condições encontradas in situ na COP, durante o processo de produção.

O objetivo deste trabalho é de apresentar a taxa de corrosão estimada em função do teor de água no óleo (BSW) para o aço carbono, por meio de ensaios de corrosão em laboratório pelo método de GR, com óleos e severidades corrosivas de dois poços de diferentes reservatórios.

Metodologia

Os ensaios de corrosão em laboratório pelo método de GR foram realizados à luz das metodologias indicadas nos padrões ASTM G184 [10] e ASTM G202 [11], com pequena modificação no âmbito do dimensionamento dos cupons (corpo de provas – 20 x 30 x 2 mm com faces retificadas). Nessa técnica os cupons são posicionados em uma gaiola (Figura 1) que por sua vez é posicionado dentro de uma autoclave com os fluidos encontrados nos poços. A gaiola gira em uma determinada velocidade, de modo que produza uma tensão de cisalhamento (τ_w) entre os fluidos e as paredes dos cupons da ordem que é esperada na produção na COP. Foram utilizados três cupons de aço carbono por ensaio. Outros cupons de material polimérico (PEEK) foram inseridos na GR para completar os espaços vazios.

A tensão de cisalhamento entre a parede da COP, juntamente com as características físico-químicas dos fluidos produzidos são os parâmetros chave das condições de fluxo para reproduzir nos ensaios de GR em laboratório. Utilizou-se o *software* MARLIM II [12], desenvolvido pela equipe da PETROBRAS, para a análise da tensão de cisalhamento máxima

na COP. Para isso, os seguintes dados adicionais, além daqueles indicados acima, são necessários:

- Informações de composição e propriedades do óleo;
- Relatório de Avaliação Reológica do Petróleo e de suas emulsões;
- Projeto de completação da COP.

A velocidade de rotação (ω) foi determinada conforme Equação 1 (referência em [13]), de modo que seja produzida uma tensão de cisalhamento nas paredes dos corpos de prova semelhantes às esperadas em campo. Enfatiza-se que para esse cálculo, deve-se primeiramente estimar (simular) ou medir a viscosidade cinemática (ν) e a densidade (ρ) da emulsão óleo/água nas condições de ensaio. Essa equação pode ser utilizada somente para este tipo de configuração de GR.

$$\tau_w = 0,0791 \text{ Re}^{-0,3} \rho r^2 \omega^{2,3} \text{ [Pa]} \quad \text{Equação 1}$$

onde, ρ [kg/m³]; r (raio da gaiola) [m]; ω [1/s] e Reynolds (Re) é apresentado na Equação 2.

$$\text{Re} = \omega r^2 / \nu \quad \text{Equação 2}$$

onde ν [m²/s] $\rightarrow \nu = \mu / \rho$.

Os ensaios foram realizados para diversos BSW e devem reproduzir o mais fielmente possível as características encontradas in situ (no poço) que influenciam a taxa de corrosão. A Tabela 1 apresenta os parâmetros, para os dois poços, que foram controlados nos ensaios de modo que fossem similares às condições esperadas em campo.

Os ensaios foram realizados na pressão total de 200 bara em uma autoclave de 8 litros, geralmente pelo tempo de sete dias. Foi realizado apenas um teste (40% de BSW) por 30 dias na condição do poço A, no intuito de discutir a respeito do conservadorismo em torno do tempo de teste.

O teor de bicarbonato de sódio adicionado à solução aquosa foi estabelecido de modo que o pH, após a saturação dos gases ácidos, simulado por meio do *software* OLI Analyzer Studio 9.0, ficasse igual ao pH alvo indicado na Tabela 1.

Os corpos de prova foram montados na GR e esta, por sua vez, foi fixada no eixo do agitador da autoclave-teste. As fases líquidas (solução aquosa e petróleo) foram colocadas na autoclave de condicionamento. Ambas autoclaves foram pressurizadas com N₂ até a pressão de trabalho para identificar a presença de vazamentos. Todo sistema foi desaerado com N₂ (autoclave-teste) e/ou CO₂ (autoclave de condicionamento) para remover o oxigênio (< 1 ppb). Para tal, houve a necessidade de se manter uma passagem contínua destes gases pelo sistema por no mínimo 2 horas/litro de solução, com vazões mínimas de 200mL/min. Após a deaeração, a solução água-óleo na autoclave de condicionamento permaneceu numa agitação de 500 rpm durante 1 hora, para emulsionar a solução de teste. Em seguida, essa solução emulsionada foi transferida para a autoclave-teste (pré-aquecida na temperatura de teste) utilizando o gás CO₂, alinhado para o vaso de condicionamento. A pressurização da autoclave-teste se iniciou com CO₂ (até a pressão parcial de CO₂ alvo) e, em seguida, com a mistura de gases leves de petróleo (~88% metano, 10% etano e 2% propano), por meio de um *booster* de pressurização (internamente desaerado). No momento em que a pressão e temperatura de teste estavam estáveis, iniciou-se a rotação da GR até a velocidade rotacional desejada. A metodologia de pressurização adotada deve levar a menores erros na obtenção da pressão parcial dos gases em ensaios em autoclave, conforme reportado por [14].

Ao final do teste, transferiu-se três alíquotas consecutivas de aproximadamente 30 ml para um viscosímetro da marca VISCOLab Cambridge, capaz de realizar medidas em alta pressão/temperatura, no intuito de corrigir valores de tensão de cisalhamento

simulada/calculada e comparar com valores de viscosidade obtidos por relatórios internos da PETROBRAS (reômetros e células PVT), referente ao poço estudado.

Após desmontagem do ensaio, os cupons foram limpos com acetona, secados com ar comprimido, fotografados e foi realizada a análise de perda de massa (de acordo com [15]), microscopia e, por fim, acondicionados em sílica gel. Os corpos de prova foram pesados (para obter a taxa de corrosão uniforme) e medida a profundidade dos alvéolos, por meio do microscópio confocal ALICONA® (para obter a taxa de penetração).

A taxa de penetração foi determinada pela soma da taxa de corrosão uniforme com a taxa obtida pela profundidade dos alvéolos.

Resultados e Discussões

A Figura 2 apresenta as taxas de corrosão uniforme e localizada para as condições dos poços A e B em função do BSW.

Observa-se que houve forte e média determinação (R^2) de 0,98 e 0,76 entre a taxa de corrosão uniforme e taxa de penetração, respectivamente, em função do BSW para os ensaios de GR com o óleo e condições do poço A.

As Equações 3 e 4 apresentam a curva média (linha de tendência) da taxa de corrosão uniforme e taxa de penetração, respectivamente, para esses ensaios.

$$\text{Taxa de Corrosão Uniforme A [mm/ano]} = 0,0084 \times e^{0,0817 \times \text{BSW} [\%]} \quad \text{Equação 3}$$

$$\text{Taxa de Penetração A [mm/ano]} = 0,0346 \times e^{0,0746 \times \text{BSW} [\%]} \quad \text{Equação 4}$$

Houve uma forte determinação de 0,86 da taxa de corrosão uniforme em função do teor de água para o poço B. Entretanto, houve uma fraca determinação ($R^2 = 0,46$) entre a taxa de penetração em função do BSW para as condições deste poço.

As Equações 5 e 6 apresentam a curva média (linha de tendência) da taxa de corrosão uniforme e a taxa de penetração, respectivamente em função do BSW para o óleo e condições do poço B.

$$\text{Taxa de Corrosão Uniforme B [mm/ano]} = 0,0127 \times e^{0,1037 \times \text{BSW} [\%]} \quad \text{Equação 5}$$

$$\text{Taxa de Penetração B [mm/ano]} = 0,081 \times e^{0,1035 \times \text{BSW} [\%]} \quad \text{Equação 6}$$

A corrosão localizada tem, de maneira geral, natureza aleatória e de difícil previsão no aço carbono. Isso pode explicar a fraca determinação para a curva de taxa de penetração $f(\text{BSW})$ para o poço B.

A corrosão localizada pode ser mais influenciada pelas variações da velocidade de rotação da GR do que a corrosão uniforme, pois podem ser formadas regiões de elevada turbulência nas lacunas entre os corpos de prova, onde as intensidades críticas de fluxo podem dar início a um fenômeno de corrosão localizada induzida pelo fluxo, algo que não pode ser quantificado pelas equações de taxa de cisalhamento existentes [16].

À medida que o processo corrosivo evoluiu nos corpos de prova durante o ensaio, a solução aquosa foi contaminada por íons Fe^{2+} e íons HCO_3^- , até a saturação, com posterior precipitação de carbonato de ferro (FeCO_3). Essa saturação pode ocorrer rapidamente na camada onde as reações de corrosão ocorrem, pois os íons de Fe^{2+} dependem de um processo lento de difusão para fora da mesma, ficando concentrados nessa região, conforme apresentado esquematicamente na Figura 3. A precipitação de FeCO_3 pode formar na superfície do aço um filme aderente e protetor, a depender das condições de ensaio.

Os íons de Fe^{2+} que se difundem para o seio da solução aquosa podem elevar o seu pH (em equilíbrio com íons bicarbonato), que no caso dos ensaios não foi constantemente renovada. Após a finalização de cada ensaio, foi calculada a concentração dos íons Fe^{2+} (com base na perda de massa dos cupons) e simulado por meio do *software* OLI Analyzer Studio 9.0 o deslocamento do pH do seio da solução. Para esta simulação considerou-se que todos os íons Fe^{2+} migraram para o seio da solução. Verificou-se que, de acordo com as simulações, as mudanças no pH foram inferiores a 0,2 unidades em todos os ensaios realizados. Assim, considerou-se que não ocorreu atenuação significativa da severidade corrosiva nos ensaios.

A taxa de penetração no metal pode não ser constante em função do tempo para uma determinada condição (Figura 4) [17]. De modo geral é elevada nos primeiros dias de ensaio (ou exposição em campo) ocorrendo uma rápida desaceleração, enquanto a taxa de corrosão lateral (amentando o diâmetro do alvéolo) continua constante, ou pode até mesmo acelerar em função do tempo. Ademais, uma inclusão na superfície do metal, por exemplo, pode ser dissolvida ou destacada do corpo de prova, formando um ponto localizado, mas sem haver consequente processo corrosivo.

A duração dos testes de corrosão foi geralmente de 7 dias. Entretanto, foi realizado um ensaio (3 cupons) para a condição de 40% de BSW para o poço A com 30 dias de duração de ensaio. Essa condição está apresentada com pontos em cor verde na Figura 2. Observa-se que a taxa de corrosão e taxa de penetração com maior tempo de ensaio foi inferior à mesma condição com tempo de ensaio inferior. Assim, os ensaios de 7 dias apresentam resultados conservativos ao comparar à condição de campo, onde o material pode ficar exposto por anos em operação.

Os pontos determinados por meio dos ensaios de 30 dias não foram considerados na determinação da curva média (linha de tendência) da taxa de corrosão uniforme ou taxa de penetração em função do BSW.

Enfatiza-se a dificuldade de reproduzir com exatidão as condições de campo em reservatório. Assim, os ensaios de GR apresentam uma indicação qualitativa da evolução da taxa de corrosão em função do BSW. Os resultados devem ser utilizados com cuidado para que a análise do momento de falha esteja conservadora. Pode-se, por exemplo, utilizar curvas com desvios padrão (sobre a curva média) para estimar o tempo de falha. Essas curvas serão tão mais conservadoras quanto maior a dispersão obtida nos ensaios, como é o caso da taxa de penetração em função do BSW para a condição do poço B.

A falha da COP pode ser estimada por meio de dois critérios:

- Corrosão uniforme acumulada até que as paredes da COP apresentem a espessura mínima para evitar ruptura ou colapso;
- Penetração acumulada até ocorrer furo da COP (considerar espessura da COP).

Para calcular a perda de metal acumulada em função do tempo de operação, deve-se estabelecer uma equação da evolução do BSW em função do tempo, incorporá-la nas equações da taxa de corrosão ou taxa de penetração e, por fim, integrar essa equação pelo tempo, obtendo assim, a corrosão ou penetração acumulada para cada tempo de produção.

A estimativa de evolução do BSW é de difícil previsão. Assim, a corrosão acumulada pode ser calculada à medida que vai se obtendo dados de evolução do BSW de cada poço.

Conclusões

Apresentamos as seguintes conclusões sobre as análises da taxa de corrosão em função do BSW (estimadas por meio dos ensaios em GR nas condições e óleos de dois poços) na COP em aço carbono:

- A taxa de corrosão uniforme se elevou exponencialmente em função do BSW;
- A análise da taxa de corrosão uniforme deve ser adotada para estimar o momento da falha por ruptura ou colapso da COP, quando houver perda de metal até espessura mínima de parede;
- A taxa de penetração deve ser adotada na análise para estimar o momento em que pode ocorrer um furo na COP, comunicando o bore de produção e o anular do poço;
- O momento da falha pode ser estimado ao integrar a curva de taxa de corrosão ou taxa de penetração em função do tempo;
- Para realizar essa análise é primeiramente necessário se determinar uma equação que estime a evolução do BSW em função do tempo;
- Recomenda-se adotar coeficientes de segurança para que as análises sejam conservadoras, visto a dificuldade de se representar as condições de campo com exatidão nos ensaios em laboratório.

Referências Bibliográficas

-
1. CROLET, J. L.; BONIS, M. R. **Algorithm of the Protectiveness of Corrosion Layers: 1 - Protectiveness Mechanisms and CO2 Corrosion Prediction**. NACE. Houston/Tx. 2010. (CORROSION'2010 Paper 363 (10363)).
 2. M. BERT, F. et al. **Improvements on de Waard-Milliams Corrosion Prediction and Application to Corrosion Management**. NACE International. Houston. 2002. (CORROSION/2002 Paper Number 235).
 3. NORSOK. **CO2 Corrosion Rate Calcularion Model**. NORSOK. [S.l.]. 2005. (M-506).
 4. NESIC, S.; CAI, J.; L. J. LEE, K. **A multiphase Flow and Internal Corrosion Prediction Model for Mild Steel Pipelines**. NACE International. Houston. 2005. (CORROSION/2005 Paper Number 556).
 5. NYBORG, R.; DUGSTAD, A. **Guidelines for Prediction of CO2 Corrosion in Oil and Gas Production Systems**. Institute for Energy Technology. [S.l.]. 2009. (IFE/KR/E-2009/003).
 6. SRINIVASAN, S.; D. KANE, R. **Prediction of Corrosivity of CO2 H2S Production Environments**. NACE International. Houston. 1996. (CORROSION/1996 Paper number 58).
 7. DE WAARD, C.; LOTZ, U.; E. MILLIAMS, D. **Predective Model for CO2 Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines**. Houston, p. 976. 1991. (CORROSION Vol. 47, No 12).
 8. EFIRD, K. D. **The Range and Variability of Crude Oil Effects on Steel Corrosion in Sweet and Sour Production**. NACE International. Houston. 2015. (CORROSION/2015 Paper Number 5635).
 9. VERA, J. R. **Physical and Chemical Effects of Crude Oil on CO2/H2S Metal Loss Corrosion**. NACE International. Houston. 2015. (CORROSION/2015 Paper number5672).
 10. AMERICAN SOCIETY OF TESTING AND MATERIALS. **Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors Using Rotating Cage**. ASTM. West Conshohocken. 2006 (Reaprovado em 2012). (ASTM G184 - 06).

11. AMERICAN SOCIETY OF TESTING AND MATERIALS. **Standard Test Method for Using Atmospheric Pressure Rotating Cage**. ASTM. West Conshohocken. 2012. (ASTM G202 - 12).
12. COSTA MOREIRA, C. **Estudo de Aplicação de Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino no Cenário da Bacia de Campos**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2003. (Dissertação de Mestrado).
13. AMERICAN SOCIETY OF TESTING AND MATERIALS. **Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory**. [S.l.]. 2006. (ASTM G170).
14. CROLET, J. L.; BONIS, M. R. **How to Pressurize Autoclaves for Corrosion Testing Under CO₂ and H₂S Pressure**. Elf Exploration Production. Houston. 1998. (NACE 98102).
15. AMERICAN SOCIETY OF TESTING AND MATERIALS. **Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens**. ASTM. [S.l.]. 2003 (Reapproved 2011). (G1).
16. KUMAR, A. et al. **Effects of Rotating Cage Autoclave Design on Shear Stress and Flow Pattern**. NACE. Houston/Tx. 2013. (CORROSION'2013 Paper 2294).
17. GUNALTUN, Y.; DE REUS, H. J. A. M.; NYBORG, R. **The reliability of Laboratory and Field Parameters Used in the Prediction Models**. NACE International. Houston. 2003. (CORROSION'2003 Paper 622 (NACE 03622)).
18. NESIC, S. et al. **A Mechanistic Model for CO₂ Corrosion with Protective Iron Carbonate Films**. NACE International. Houston. 2001. (CORROSION/2001 Paper Number 040).

Tabela 1 – Parâmetros controlados nos testes de corrosão por GR.

Parâmetro	Poço A	Poço B
pH solução aquosa (simulado)	5,04	4,40
pCO ₂ [bara]	5	80
Temperatura [°C]	60	65
RGO [m ³ /m ³]	330	230
Tensão de cisalhamento [Pa]	88	180
Teor de ácido acético livre [mg/L]	20	83
Teor de cloretos [mg/L]	140.000	140.000
Grau API do óleo	30	28



Figura 1 – Esquema típico da GR e distribuição dos corpos de prova.

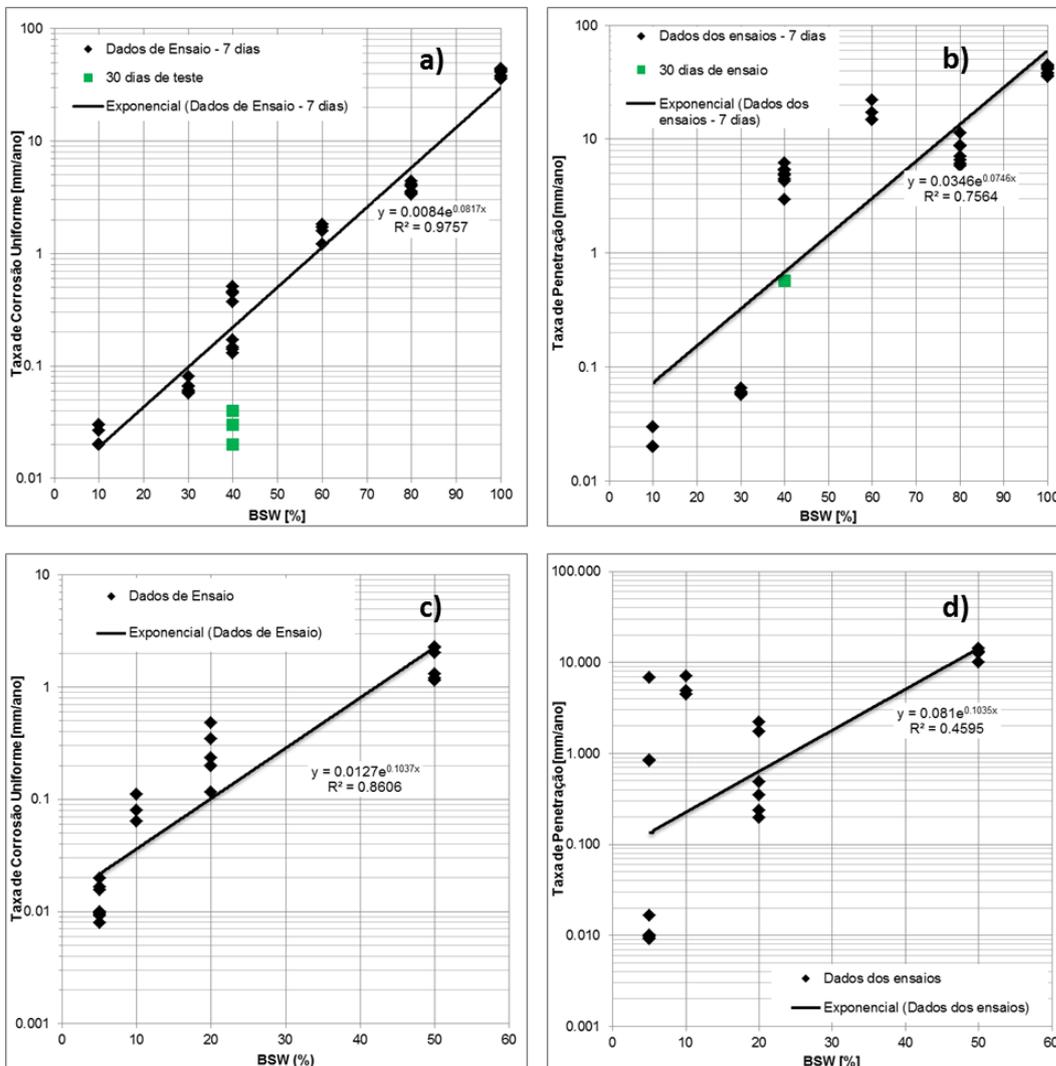


Figura 2 – Resultados dos ensaios de corrosão em laboratório pelo método de GR com óleo e condições dos poços A e B. a) Poço A, taxa de corrosão uniforme; b) Poço A, taxa de penetração; c) Poço B, taxa de corrosão uniforme; d) Poço B, taxa de penetração.

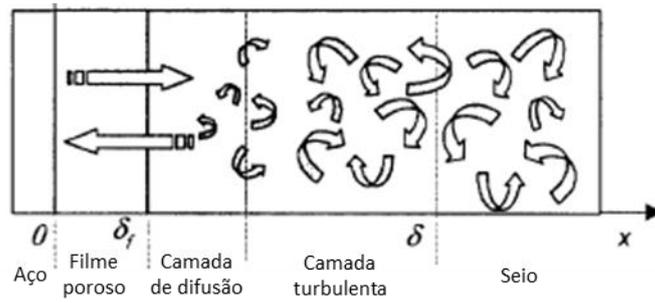


Figura 3 – Esboço dos tipos de transporte das espécies desde turbulento (seio da solução) até dependente de difusão (próximo à superfície do aço). Adaptado de [18].

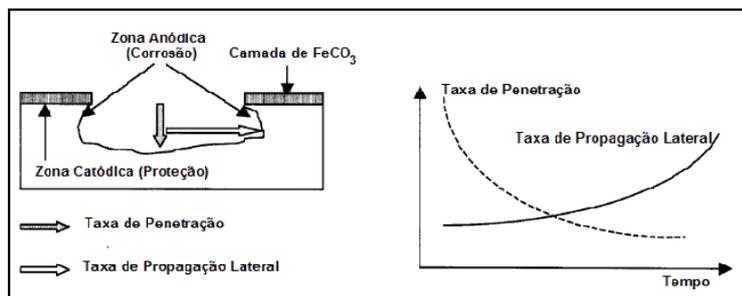


Figura 4 – Taxa de penetração e propagação lateral no aço carbono na corrosão pelo CO_2 . Adaptado de [17]