
Copyright 2018, ABRACO

Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2018, em São Paulo, no mês de maio de 2018.

As informações e opiniões contidas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

Avaliação da taxa de corrosão no revestimento de produção de poços submarinos produtores de petróleo que operam com *gas-lift*

Bruno Diehl Neto^a, Ilson Palmieri Baptista^b, Júlio Endress Ramos^c, Eduardo Gullo Muller Lopes^c, Javier A. C. Velasco^e

Abstract

The production casing of submarine oil wells is normally completed in carbon or low alloy steel and exposed to completion fluid in confined environment below the gas-lift valve (GLV) and to the gas-lift flux above the GLV. The CO₂ occasionally present in the gas-lift acidifies the completion fluid and can lead to a corrosion process. If the gas is eventually wet a corrosion process above the GLV may take place. This study aims to estimate the corrosion rate in the submarine wells casing that use gas-lift contaminated with CO₂. The corrosion rate below the GLV was investigated by means of laboratory corrosion tests with specimens exposed to conditions similar to those in the annular of wells. Two casing parts above the GLV were withdrawn from a well that operated for some years to evaluate the corrosion process due to condensed water entry with gas-lift in the annular. The corrosion tests have shown that in the confined space condition, in temperatures of 50°C and 110°C and 40 bara pCO₂, the corrosion rate falls over time, reaching 0.03 mm/year to 0.06 mm/year. The analysis of the casing parts removed from the field suggests a penetration rate of 0.1 mm/year above the VGL for the eventually wet gas-lift with 0.2% CO₂ (~6 psia).

Keywords: sweet corrosion, gas-lift, casing, oil country tubular goods.

Resumo

O revestimento de produção de poços submarinos produtores de petróleo é normalmente completado em aço carbono ou baixa liga e expostos ao fluido de completação em ambiente confinado abaixo da válvula de *gas-lift* (VGL) e ao fluxo de *gas-lift* acima da VGL. O CO₂ ocasionalmente presente no *gas-lift* acidifica o fluido de completação, podendo levar a um processo corrosivo. Caso o *gas-lift* seja eventualmente úmido, um processo corrosivo no trecho acima da VGL pode ocorrer. O objetivo deste estudo foi de estimar a taxa de corrosão no revestimento de produção de poços submarinos que operam com injeção de *gas-lift* contaminado com CO₂. A taxa de corrosão no revestimento abaixo da VGL foi investigada por meio de ensaios em laboratório com corpos de prova expostos a condições similares às aquelas encontradas no espaço anular. Dois trechos de revestimento de produção acima da VGL foram retirados de um poço que operou por alguns anos, para avaliar o processo

^a Mestre, Engenheiro de Materiais – Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS)

^b Mestre, Engenheiro Metalúrgico – Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS)

^c Doutor, Engenheiro Metalúrgico – Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS)

^d Químico – Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS)

^e Doutor – Engenheiro Metalúrgico – Instituto Nacional de Tecnologia (INT)

corrosivo devido a entrada de água condensada com o *gas-lift* no espaço anular. Os ensaios de laboratório demonstraram que na condição de ambiente confinado, nas temperaturas de 50°C e 110°C e pCO₂ de 40 bara, a taxa de corrosão cai com o passar do tempo, alcançando 0,03 mm/ano a 0,06 mm/ano. A análise dos trechos do revestimento retirados de campo sugere uma taxa de penetração de 0,1 mm/ano acima da VGL para o *gas-lift* com 0,2% (~6 psia) de CO₂.

Palavras-chave: corrosão doce, *gas-lift*, revestimento de produção, tubulares de poço de petróleo.

Introdução

Os poços submarinos produtores de petróleo são equipados com uma série de equipamentos tubulares, entre outros, que apresentam função estrutural do poço durante a etapa de perfuração ou constituem a barreira de segurança na produção. O revestimento de produção é composto por tubulares que normalmente, acima do *packer*, faz parte do segundo Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) de segurança do poço, ao passo que a coluna de produção, por onde os fluidos produzidos são transportados, faz parte do primeiro CSB.

A metalurgia do revestimento de produção é normalmente o aço baixa liga (padrão graus API (1)) e em sua maioria será externamente cimentada em princípio até a superfície (2) e no lado interno está exposta ao fluido de completação em um ambiente confinado e não renovável abaixo da Válvula de *Gas-Lift* (VGL) e ao fluxo do *gas-lift* no trecho acima da VGL.

Sutanto e Semerad (3) reportam elevada taxa de corrosão no revestimento de produção e no lado externo da coluna de produção causada pela acidificação do fluido de completação a base de cloreto de cálcio acidificada pelo CO₂ do gás produzido que vazou para o espaço anular. Atualmente são adicionados produtos químicos (e.g. hidróxido de sódio, sequestrante de oxigênio e inibidor de corrosão) ao fluido de completação a base de NaCl para que durante a vida do poço, os materiais expostos não sejam severamente corroídos, quando esse fluido for acidificado pelo *gas-lift*.

Esse mesmo *gas-lift* é normalmente desidratado no processamento da plataforma antes de ser injetado no poço. Entretanto, dependendo do sistema de desidratação utilizado, pode ocorrer eventuais reduções na eficiência desta planta, levando à condensação de água na linha submarina (que chega a temperatura do leite marinho) que transporta o *gas-lift* até o poço. Por questão de simplicidade chamamos neste artigo o gás desidratado por um sistema de limitada eficiência (e.g. planta por torre de Trietilenoglicol (TEG)) por gás eventualmente úmido.

Essa água condensada na linha submarina, em equilíbrio com o CO₂, será arrastada até o poço, podendo ocasionar um processo corrosivo no revestimento de produção, enquanto a temperatura do gás for inferior à temperatura de orvalho naquela pressão.

O objetivo deste estudo foi de estimar a taxa de corrosão doce no revestimento de produção de poços submarinos que operam com injeção de *gas-lift* contendo CO₂ baseado em ensaios de corrosão em laboratório e dados de campo.

Metodologia

O texto da metodologia será dividido em duas partes. A primeira apresentando os ensaios de corrosão em laboratório, realizados para estimar a taxa de corrosão no revestimento de produção exposto ao fluido de completção a base de NaCl. A segunda parte apresenta a inspeção em dois trechos de revestimento de produção retirados de um poço que foi exposto ao *gas-lift* eventualmente úmido por alguns anos.

Ambiente de fluido de completção (abaixo da VGL)

Os ensaios de imersão de perda de massa e Espectroscopia de Impedância Eletroquímica (EIE) foram realizados utilizando as normas ASTM G1 (4), ASTM G46 (5) e NACE TM0169/ASTM G31 (6) como referência. Foram utilizados seis Corpos de Prova (CP) com dimensões de aproximadamente (60x10x3) mm e (20x11x5) mm, no aço baixa liga API 5CT (1) grau P-110, com composição química conforme Tabela 1.

Após os ensaios as técnicas de Espectroscopia por Energia Dispersiva (EDS) e Microscópio Eletrônico por Varredura (MEV) foram utilizadas para caracterizar a película protetora formada pelos produtos de corrosão durante os ensaios.

Os ensaios foram realizados de acordo com o seguinte procedimento:

- Preparação do sistema de teste: montagem com os corpos-de-prova (Figura 1);
- Desoxigenação da câmara contendo os CPs e do reservatório contendo a solução de teste com N₂ durante 6h;
- Transferência da solução de teste para a câmara, respeitando a relação volume sobre área = 3,5 ou 60 mL/cm²;
- Aquecimento da solução de teste a 50 ou 110 °C;
- Pressurização do sistema com 40 bar de CO₂, acima da solução de teste;
- Monitoração do ensaio durante o tempo de ensaio;
- Desmontagem do ensaio: esfriamento do sistema;
- Medida do pH final da solução;
- Avaliação da superfície dos CPs (MEV / Difração por Raios-X (DRX)) e tratamento dos dados eletroquímicos.

A Tabela 2 apresenta a função e concentração dos produtos do fluido de completção a base de NaCl que foram usados como solução nos ensaios. A Tabela 3 apresenta a matriz dos ensaios realizados. Foi avaliada a influência da presença do inibidor, temperatura, tempo de ensaio e razão Volume de solução por Área de metal exposta (razão V/A ou nível de confinamento).

É esperado que o inibidor de corrosão seja efetivo no ambiente do fluido de completção, entretanto não pode ser garantido que o mesmo estará agindo eficientemente durante toda a vida útil do poço, já que normalmente não ocorre renovação deste produto. Por isso a maioria dos testes foram conduzidos sem inibidor no fluido, apresentando resultados conservadores. Foi realizado somente um ensaio com a presença do inibidor para avaliar sua eficiência nesse período do ensaio (60 dias).

É esperada, na pior das hipóteses, uma concentração de até 5% de CO₂ no *gas-lift* dos poços submarinos, em pressão de 400 bar (pCO₂ de 20 bara). Os ensaios foram realizados conservadoramente a 40 bara de pCO₂.

É difícil a previsão se a taxa de corrosão doce (pelo CO₂) será mais elevada em altas ou baixas temperaturas. Assim, os testes foram realizados em duas condições, 50°C e 110°C.

A razão V/A é um parâmetro importante para a taxa de corrosão doce. Espera-se que a corrosividade seja inicialmente a mesma, independentemente do nível de confinamento. Entretanto, com o passar do tempo, a taxa de corrosão do aço exposto a um maior confinamento se reduz mais rapidamente. A precipitação de carbonato de ferro (filme passivo) na superfície do aço é facilitada pela rápida supersaturação de íons Fe²⁺ e HCO₃⁻ em condições de menor V/A (7). Enfatiza-se que o fluido de completação está em um ambiente estático e sem renovação, o que permite a elevação dos teores de produtos de corrosão.

Os ensaios foram realizados em uma autoclave revestida internamente com Liga de níquel C276 (Figura 1) utilizando uma razão de volume por área de 3,5 mL/cm², pois essa é a condição esperada no espaço anular (espaço entre o revestimento e a coluna de produção) dos poços. Foi realizado um ensaio com a razão de 60 mL/cm² para verificar a influência do confinamento.

Também foi estudada a influência do tempo de ensaio sobre a taxa de corrosão uma vez que quanto maior o tempo, menor é a taxa de corrosão esperada, pois maior a concentração de produtos de corrosão estaria disponível na solução e mais bem formado estaria o filme de carbonato de ferro sobre a superfície do aço, conferindo maior proteção. O processo corrosivo do aço com o CO₂ dissolvido em água gera íons de bicarbonato (HCO₃⁻), além dos íons de ferro (Fe²⁺), que promovem a precipitação de carbonato de ferro (FeCO₃) que pode apresentar uma barreira protetora ao aço.

A avaliação da taxa de corrosão por diferença gravimétrica, incluindo os procedimentos de limpeza e remoção dos produtos de corrosão aderidos nos CP, foi realizada conforme procedimento da norma ASTM G1 (4). Para as medidas eletroquímicas, um potenciostato GAMRY REFERENCE 600 foi utilizado e a mesma autoclave de Liga C276 para ensaios gravimétricos foi modificada para alocar um eletrodo de referência de platina, um eletrodo de trabalho em aço P-110 e, utilizando como contraeletrodo a parede interna da autoclave (Figura 1). As medidas de EIE foram obtidas diariamente no potencial de circuito aberto, em uma faixa de varredura de frequência 10 mHz a 10 kHz, taxa de aquisição de 7 pontos/década e amplitude de perturbação de 10 mV_{rms}.

Ambiente de *gas-lift* eventualmente úmido (acima da VGL)

Existem duas situações onde se estima que a corrosão causada pelo *gas-lift* úmido no revestimento acima da VGL de poços submarinos seria desprezível: i) Plataforma com sistema de desidratação de elevada disponibilidade e eficiência (e.g. planta por peneira molecular) normalmente utilizadas em projetos novos; ii) Linhas submarinas rígidas em aço carbono sem revestimento interno. Neste último caso, a água condensada seria crítica para os processos de corrosão e corrosão fadiga dessas linhas, provavelmente havendo necessidade de uso de inibidor de corrosão, caso o gás seja úmido com pCO₂ suficientemente elevada.

Para os casos de linhas flexíveis (com materiais poliméricos e aço inoxidável na superfície interna) ou linhas rígidas com revestimento interno não se espera que a água eventualmente condensada no duto tenha sua corrosividade significativamente atenuada ao chegar no poço.

Ao utilizar modelos para simular a taxa de corrosão, seriam obtidos resultados muito conservadores, especialmente quando o teor de umidade no gás não é monitorado e, portanto, não é conhecido o tempo úmido nem a vazão de água que chega no poço.

Houve a oportunidade de inspecionar dois trechos de revestimento de produção de um poço que operou por alguns anos com injeção de *gas-lift* eventualmente úmido. Assim, obteve-se dados que indicaram a criticidade do processo corrosivo nestes tubulares e auxiliaram para ajustar/validar um modelo de taxa de corrosão para esta situação.

A Tabela 4 apresenta as premissas consideradas para o *gas-lift* na entrada da linha submarina flexível (conectada à plataforma) e na entrada do poço para estimativa de taxa de corrosão no revestimento. De acordo com a equipe de operação, o teor de H₂S do *gas-lift* direcionado a esse poço foi sempre desprezível (máximo 8 ppmv). Assume-se, portanto, que o H₂S não influenciou na taxa de corrosão no revestimento.

O poço partiu surgente e se manteve assim por 3 anos, quando se começou a injetar *gas-lift* para elevar a recuperação do óleo. Após 12 anos de operação deu-se início a injeção de sequestrante de H₂S a base de triazina no poço. A operação reportou que não foi injetado inibidor de hidrato (e.g. etanol) ou algum produto químico adicional pelo *gas-lift* na vida do poço.

Para estimar a taxa de corrosão de campo será considerado somente o período de injeção de *gas-lift* e sem injeção de sequestrante, pois a triazina apresenta uma característica alcalina e deve ter mitigado os processos corrosivos no revestimento de produção. Essa é uma abordagem conservadora.

O sistema de desidratação da plataforma deve remover a umidade do gás processado para teores onde o ponto de orvalho do gás fique abaixo da temperatura na linha de injeção de *gas-lift* e gasoduto de exportação. Entretanto, a planta de desidratação por TEG pode apresentar limitada eficiência e disponibilidade. Infelizmente não há registros da medição em tempo real do teor de umidade do gás desidratado dessa plataforma, que poderia indicar a fração de tempo em que a planta opera desenquadrada.

Os dois trechos do revestimento de produção retirados do poço foram encaminhados para avaliação da corrosão causada pela injeção do *gas-lift* eventualmente úmido no poço. Um trecho estava localizado imediatamente abaixo do suspensor de revestimento (Figura 2) e outro a 1000 metros de profundidade, onde a temperatura é intermediária a do leito marinho e à do reservatório, que é de 70°C.

Os revestimentos tinham 9 5/8" de diâmetro e 43,5 libras a cada pé de comprimento. De acordo com o catálogo do fabricante, a espessura mínima do revestimento é de 11,05 mm.

Foram realizadas diversas medidas de espessura por ultrassom nos dois trechos do revestimento, sendo que a medida mais baixa encontrada foi de 11,1 mm, e a profundidade

das marcas pontuais de corrosão nos trechos dos revestimentos foram medidas por meio do *scanner* a laser 3D Handyscan da Creamform®.

Resultados e discussão

Os resultados e discussão das taxas de corrosão obtidos nos ensaios em laboratório e dados de campo também foram divididos entre as avaliações do revestimento exposto ao ambiente confinado do fluido de completção e ao fluxo do *gas-lift* eventualmente úmido.

O critério estabelecido para a falha por corrosão uniforme é o desgaste até o revestimento de produção alcançar a espessura mínima para suportar os esforços e o de corrosão localizada (penetração) é a sua espessura (furos no elemento).

Ambiente de fluido de completção (abaixo da VGL)

A Figura 3 apresenta uma análise por MEV e técnica de DRX que demonstra uma camada de carbonato de ferro (FeCO_3), tendo aproximadamente 12 μm de espessura do ensaios da condição 1, com 60 dias de exposição.

A Tabela 5 apresenta os valores da taxa de corrosão uniforme dos CP nas condições dos ensaios de imersão. Todos os ensaios foram realizados a 40 bar de pCO_2 .

O pH é sempre maior no início do ensaio, pois neste momento as soluções ainda não foram saturadas com CO_2 , que faz o pH cair imediatamente. Com o passar do tempo de ensaio, o pH pode se elevar novamente devido à presença dos produtos de corrosão do aço.

A condição 1 é a mesma encontrada na condição 2, entretanto, com a adição de inibidor de corrosão. Pode ser verificado que a ação do inibidor foi eficiente no teste de 60 dias para controlar a corrosão uniforme, diminuindo em aproximadamente três vezes a taxa. Entretanto, qualitativamente em ambos os casos, as taxas de corrosão médias foram muito baixas para o aço carbono em sistemas de produção de óleo e gás. Mais ensaios comparando essas condições seriam necessários para verificar a necessidade de inibidor de corrosão para este tipo de fluido de completção a base de NaCl, que é pouco corrosivo.

Ao comparar as condições 2 e 3, se percebe que a razão V/A tem uma significativa influência na taxa de corrosão no tempo de teste de 60 dias. A condição 2 (baixa razão V/A) gerou uma taxa de corrosão uniforme de 0,03 mm/ano ao passo que a condição 3 (alta razão V/A) gerou uma taxa de corrosão uniforme de 0,55 mm/ano. A influência da razão V/A está relacionada à rápida saturação da solução de teste com produtos de corrosão. Ressalta-se que a relação V/A que mais se aproxima de a condição do espaço anular é a mais baixa.

Percebe-se que a taxa de corrosão uniforme do aço na condição 2 é muito menor que na condição 6, pois quanto maior o tempo de ensaio menor será a influência da elevada taxa de corrosão que ocorre no início do ensaio até a formação do filme de protetor. Ressalta-se que este fluido ficará por anos no poço.

Em maior temperatura (condições 4, 5, 7 e 8) foi possível notar o mesmo efeito, ou seja, quanto maior o tempo de exposição do aço à solução de ensaio, menores são as taxas de corrosão uniforme, conforme esquematicamente apresentado na Figura 4.

A taxa de corrosão uniforme se elevou sensivelmente de 60 para 123 dias, provavelmente porque foram realizados em laboratórios diferentes, devido ao elevado tempo de ensaio e indisponibilidade imediata de autoclaves em um único laboratório. A composição química do aço baixa liga grau P-110 dos CP utilizados no laboratório 2 apresenta menor teor de Cr e Mo, conforme indicado na Tabela 1. Esses elementos de ligas metálica conferem maior resistência a corrosão nos aços.

A taxa de corrosão localizada no teste de 123 dias foi da ordem de 0,15 mm/ano. Foi observado que os pites nucleiam logo que são expostos ao meio corrosivo, mas não crescem para maiores tempos de exposição. A publicação de Gunaltun et al. (8) relata que a taxa de corrosão localizada é normalmente superestimada por ensaios de corrosão e que sua taxa é sempre elevada durante nas etapas iniciais de exposição, mas diminui em função do tempo. Observa-se, portanto, que a corrosão localizada não é limitante para o revestimento de produção em aço carbono ou aço baixa liga exposto ao fluido de completação a base de NaCl.

A Figura 5 apresenta uma comparação entre os espectros EIE das condições 1, 2, 3 e 4 realizados após diversos tempos de ensaio. Observa-se nas condições 1 e 2, (50°C, 60 dias, com e sem inibidor), um fenômeno característico nos diagramas de Nyquist: o aumento da abertura e do tamanho do arco capacitivo durante as primeiras semanas, seguida da oscilação desses arcos durante o restante do ensaio. Este fenômeno pode ser influenciado pela queda e precipitação do carbonato de ferro sobre a superfície do eletrodo e/ou, conseqüentemente, o aumento e diminuição da área superficial do eletrodo. Mesmo assim, os valores da resistência real são muito superiores a 1 k Ω cm², sendo os espectros do sistema com inibidor de corrosão de maior resistência.

Na condição 3 (Figura 5), de elevada razão V/A (60 mL/cm²), se observa na medida de 60 dias a presença de um outro arco em baixas frequências, sendo o primeiro arco mais achatado. No entanto, mesmo que a magnitude da resistência real seja alta, esse comportamento indica que as propriedades do filme de FeCO₃ precipitadas são diferentes das condições com alto confinamento.

Na condição 4, observa-se um arco capacitivo em altas frequências e depois um processo difusivo tipo Warburg em frequências mais baixas no diagrama EIE em 40 dias e 60 dias de ensaio em 110°C. Sugere-se, portanto, que o mecanismo é controlado pela difusão das espécies.

A diferença entre os espectros de impedância nos resultados eletroquímicos mostrou que se faz necessário estudar mais a fundo o mecanismo de corrosão pelo CO₂ em ambiente confinado, o efeito da temperatura e do inibidor de corrosão, além de ver se este se faz necessário para uso prático.

Fluidos de completação de base não aquosa (e.g. e glicerina) não são corrosivos e os de base aquosa com outros sais podem apresentar corrosividade diferentes que o de NaCl.

Os ensaios foram realizados em condições extremas de $p\text{CO}_2$, temperaturas e tempo curto de ensaio (comparado ao campo) e não se considera o efeito atenuador do inibidor de corrosão que na prática são normalmente empregados no fluido de completação. Portanto, é uma abordagem conservadora para a maioria das situações.

Scoppio et al. (9) realizaram ensaios de corrosão com fluido de completação a base de formiato de cério, que também é considerado de baixa corrosividade, em aço baixa liga grau P-110 e C-110 em ambiente de 40 bara de $p\text{CO}_2$ e 3 kPa de $p\text{H}_2\text{S}$ pelo tempo de 30 dias em temperaturas de 130°C e 170°C. Reportaram taxas de corrosão entre 0,03 mm/ano a 0,08 mm/ano (mesma ordem de grandeza das encontradas neste estudo). Não foi informado, no entanto, o nível de confinamento (razão V/A) utilizado nos testes. A maior taxa de corrosão obtida (0,08 mm/ano) ocorreu na temperatura de 170°C no aço grau P-110, que tinha composição química mais pobre (0,5% (p/p) de Cr e 0,11 % (p/p) de Mo) que o grau C-110 (1,01% (p/p) de Cr e 0,7% (p/p) de Mo). O autor ainda cita um estudo de Ikeda et al. (10) que encontrou taxas de corrosão da ordem de 0,2 a 0,8 mm/ano (uma ordem de grandeza superior) em ensaios com fluido de completação a base de zinco, que são considerados de elevada corrosividade. Os testes nos fluidos a base de zinco foram realizados sem CO_2 e/ou H_2S .

Ambiente de *gas-lift* eventualmente úmido (acima da VGL)

Foi observado que a espessura dos trechos de revestimento encaminhados permaneceu acima da mínima de fabricação e não havia sinais de corrosão uniforme na superfície interna do tubo. Assim, concluiu-se que a taxa de corrosão uniforme provavelmente foi desprezível durante a operação.

Sugere-se que a taxa de corrosão uniforme foi muito baixa devido ao fluxo vertical descendente do gás no espaço anular do poço, onde não ocorre impingimento direto das gotículas de água arrastada em todas as regiões do aço. Observa-se na Figura 6 uma texturização da superfície do metal, indicando corrosão uniforme, de um trecho com mudança brusca de direção de fluxo de uma linha de *gas-lift* do conjunto Árvore de Natal Molhada (ANM) localizada entre a linha flexível e o revestimento do mesmo poço. Os resultados de avaliação da corrosão destas linhas não fazem parte do escopo deste artigo. Estão apresentadas as fotos somente com o objetivo comparar com o revestimento de produção, onde as condições de fluxo e os processos corrosivos são diferentes, embora sejam expostos ao mesmo gás eventualmente úmido.

Sugere-se que durante a vida deste poço, esse fluxo de gotículas se direcionou eventualmente em alguma região específica do revestimento, causando o processo de corrosão localizada. Os alvéolos mais profundos encontrados foram de 1,2 mm no revestimento logo abaixo do suspensor (Figura 7) e de aproximadamente 1,0 mm no revestimento a 1000 metros de profundidade (Figura 8).

De acordo com os dados de profundidade de alvéolos medidos, estimou-se uma taxa de penetração (corrosão localizada) de até aproximadamente 0,1 mm/ano neste revestimento avaliado, considerando somente o tempo em que o poço operou com injeção de *gas-lift* e sem injeção de sequestrante de H_2S a base de triazina.

Observa-se que a profundidade do alvéolo e a taxa de penetração dos dois trechos retirados do revestimento são similares. Em elevadas profundidades se espera uma taxa de corrosão mais elevada, devido à maior temperatura, nos momentos em que existe água. Entretanto, a probabilidade (ou frequência) de haver água é menor, visto que retorna a se solubilizar na fase vapor à medida que a temperatura do gás se eleva em direção ao reservatório. Neste caso seria necessária uma grande ineficiência do sistema de desidratação para haver água no estado líquido em profundidade de 1000 m.

Modelos de taxa de corrosão, que normalmente apresentam resultados muito conservadores, podem ser validados ou ajustados com o dado de taxa de corrosão obtido neste estudo. A Tabela 6 apresenta, por exemplo, uma validação realizada para o modelo de taxa de corrosão desenvolvido pela Shell Global Solutions (11,12) para a taxa de corrosão estimada para o revestimento de produção de poços com variadas $p\text{CO}_2$ (ou $f\text{CO}_2$) na região acima da VGL. Em negrito está a condição de taxa de corrosão determinada pelo dado de campo.

Observa-se que, conforme estimado pelas simulações realizadas e ajustadas, quanto maior o teor de CO_2 (mantendo as demais variáveis constantes), maior a taxa de corrosão no revestimento de produção exposto ao *gas-lift* eventualmente úmido.

Essas simulações foram realizadas em 4°C , que é a temperatura na entrada do poço. Conforme discutido anteriormente, foi observado que a taxa de corrosão localizada não foi agravada no trecho do revestimento em profundidade mais elevada (1000 m), pois a probabilidade de haver água no estado líquido é menor.

Sugere-se considerar as seguintes incertezas ao abranger a taxa de corrosão estimada neste estudo para outros poços:

- Os tubos analisados (dados de campo) podem não ter sido os mais críticos no poço. A maior taxa de corrosão pode ter ocorrido em profundidades intermediárias, onde a temperatura é mais elevada que no topo do revestimento, mas ainda exista água arrastada com elevada frequência;
- A eficiência da planta de desidratação das outras plataformas, mesmo que também seja por torre de TEG, pode ser inferior à da plataforma a qual este poço estava conectado;
- A vida total do revestimento é calculada considerando a sua espessura nominal até a ocorrência do furo. Devido às diferenças de pressão entre os dois lados do revestimento, o furo pode ocorrer antes da propagação total pela corrosão;
- A taxa de corrosão pode se agravar caso houver contaminação por O_2 no gás de outras plataformas;
- A temperatura e/ou pressão total pode ser mais elevada no revestimento de outros poços, a depender, entre outros parâmetros, do comprimento da linha submarina de injeção, lâmina d'água e vazão de *gas-lift*;
- Aceleração por corrosão galvânica em regiões que a coluna de produção em aço inoxidável entrar em contato com o revestimento de produção;
- Poços com teor de ácidos orgânicos voláteis ou de H_2S mais elevados que o poço deste estudo.

Enfatiza-se, no entanto, que a corrosão localizada no aço carbono ou aço baixa liga normalmente se apresenta com uma elevada taxa no início de sua exposição ao meio ou na sua nucleação, e em seguida decresce com o tempo. Possivelmente os alvéolos observados

nos trechos do revestimento encaminhados foram nucleados em um período relativamente curto, mas pararam de crescer com a contínua exposição. Entretanto, não temos dados de campo que confirmem essa suposição para este caso, apesar de existirem evidências laboratoriais, conforme discutido na publicação de Gunaltun et al. (8).

De modo a estender a vida de projeto de um revestimento de produção acima da VGL próxima ao fim, sugere-se utilizar plantas de desidratação com maior eficiência (e.g. planta por peneira molecular) ou injetar produtos químicos alcalinizantes ou inibidores de corrosão com o *gas-lift*. Alguns álcoois, como etanol ou etilenoglicol, são amplamente utilizados como inibidores de hidrato, mas também agem no sentido de atenuar a taxa de corrosão pelo CO₂ no aço carbono ou aço baixa liga.

Conclusões

As conclusões do estudo da estimativa da taxa de corrosão no revestimento de produção de poços submarinos produtores de petróleo foram separadas entre as regiões expostas ao fluido de completação a base de NaCl e ao fluxo de *gas-lift* eventualmente úmido, conforme abaixo:

- Trecho do revestimento de produção exposto ao fluido de completação a base de NaCl acidificado pelo *gas-lift* com CO₂:
 - Ensaios de corrosão de curta duração, em fluxo ou elevada relação V/A, ou simulações por modelos de taxa de corrosão, não são representativos da condição do anular preenchido com fluido de completação estagnado, confinado e sem renovação. É fundamental, portanto, a realização de ensaios em condições mais similares ao esperado em campo para obter taxas de corrosão mais próximas da realidade;
 - A taxa de corrosão em ambiente confinado, com fluido de completação e acidificado pelo *gas-lift* é elevada no início da exposição, mas decresce em função do tempo;
 - Os ensaios realizados sugerem taxas de corrosão no aço carbono ou baixa liga entre 0,03 mm/ano e 0,06 mm/ano;
 - Produtos químicos, tal qual inibidor de corrosão, pode ser periodicamente adicionado ao fluido de completação para mitigar a taxa de corrosão.
- Trecho do revestimento de produção exposto ao fluxo de *gas-lift* eventualmente úmido:
 - Quando o sistema de desidratação da plataforma apresentar baixa eficiência ou disponibilidade, uma condensação de água do *gas-lift* úmido deve ocorrer na linha submarina, sendo arrastada até a entrada do poço;
 - A análise do revestimento de produção retirado de campo sugere que a taxa de corrosão uniforme é desprezível quando exposto ao gás eventualmente úmido, pelo menos na ordem do teor de CO₂ deste poço de 0,2% (~ 6 psi);
 - Os dados de campo (trechos de revestimento de produção retirados de um poço) sugerem uma taxa de penetração da ordem de 0,1 mm/ano com *gas-lift* com teor de CO₂ da ordem de 0,2% (~ 6 psia) com poço interligado por linhas flexíveis;
 - Considera-se uma taxa de penetração desprezível no revestimento de produção exposto ao *gas-lift* em fluxo quando as linhas submarinas são rígidas em aço

- carbono e/ou quando o sistema de desidratação da plataforma tiver elevada disponibilidade e eficiência;
- Um modelo de taxa de corrosão pode ser ajustado por meio dos dados de campo, e utilizado em poços com diferentes teores de CO₂ ou condições operacionais;
 - Produtos químicos, tais quais inibidor de corrosão e de hidrato, podem ser continuamente injetados com o *gas-lift* para mitigar a taxa de corrosão.

Referências bibliográficas

- 1 AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Specification for casing and tubing**. API. [S.l.]. 2012. (API 5CT).
- 2 SMITH, L. et al. **Modelling and prediction of the corrosion of onshore well casings**. National Association of Corrosion Engineers. Houston. 2012. (CORROSION 2012 paper n° 1378).
- 3 SUTANTO, H.; SEMERAD, V. A. W. **Annulus corrosion in high-temperature gas wells**. Society of Petroleum Engineers. [S.l.]. 1990. (SPE-17678).
- 4 AMERICAN SOCIETY OF TESTING AND MATERIALS. **Standard Practice for Preparing, Cleaning and Evaluating Corrosion Test Specimens**. [S.l.]. 2003 (Reapproved 2011). (ASTM G1).
- 5 AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **Standard guide for examination and evaluation of pitting corrosion**. ASTM. [S.l.]. 1994 (reapproved 2013). (ASTM G46).
- 6 NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS AND AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **Standard guide for laboratory immersion corrosion testing of metals**. NACE/ASTM. [S.l.]. 2012. (NACE TM0169 / ASTM G31).
- 7 DUGSTAG, A. **Mechanism of protective film formation during CO₂ corrosion of carbon steel**. National Association of Corrosion Engineers. Houston. 1998. (CORROSION 1998, paper n° 031).
- 8 GUNALTUN, Y.; DE REUS, H.; NYBORG, R. **The reliability of laboratory and field parameters used in the prediction models**. National Association of Corrosion Engineers. Houston. 2003. (CORROSION 2003 paper n° 622).
- 9 SCOPPIO, L. et al. **Corrosion and environment cracking testing of a high-density brine for HPHT field application**. National Association of Corrosion Engineers (NACE). Houston. 2004. (CORROSION 2004 paper n° 113).
- 10 A. IKEDA, E. A. **Corrosion behaviour of low alloy tubular products in completion fluids for high temperature deep well**. National Association of Corrosion Engineers. Houston, TX, NACE International. 1992. (CORROSION 1992 paper n° 46).
- 11 BERT, F. M. et al. **Improvements on De Waard-Milliams corrosion prediction and applications to corrosion management**. National Association of Corrosion Engineers. Houston. 2002. (CORROSION 2002 paper n° 235).
- 12 F. M. POTS, B. **Prediction of corrosion rates of the main corrosion mechanisms in upstream applications**. National Association of Corrosion Engineers. Houston. 2005. (CORROSION 2005 paper n° 550).
- 13 OXITENO S/A INDÚSTRIA E COMÉRCIO - ULTRAWET 70. **Ficha de informações de segurança de produto químico - FISPQ**. [S.l.]. 2011. (Rev. 3).

14 TETRA TECNOLOGIES DO BRASIL LTDA - TETRAHIB PLUS. **Ficha de Informação Técnica e de Segurança de Produtos Químicos.** [S.l.]. 2012. (FISPQ n° TBR-FISPQ-095).

Agradecimentos

- As equipes do Instituto Nacional de Tecnologia (INT – LaH₂S) e do Laboratório de Ensaio Não Destrutivo, Corrosão e Soldagem (LNDC) pela realização dos ensaios solicitados;
- Pela engenheira Cynthia Andrade pelas tratativas de encaminhamento dos trechos de revestimento de produção;
- Aos demais colegas da empresa que colaboraram de alguma forma neste estudo.

* * *

Tabela 1 – Composição química em peso % do aço P-110 utilizado nos ensaios de imersão.

Laboratório	C	Mn	Si	P	S	Cr	Mo	Al	Nb	Ni
1	0,29	0,55	0,3	0,016	0,002	1,01	0,56	0,026	0,035	-
2	0,25	1,01	0,24	0,01	0,002	0,32	0,06	-	-	0,02

Tabela 2 – Composição do Fluido de Completação – NaCl 9.8 ppg, pH ajustado entre 8 e 9.

Produtos	Função	Concentração
Água ind.	Diluyente	QSP
Cloreto de sódio	Sal (aumentar densidade)	24 % (m/m)
Glutaraldeído	Bactericida	200 ppm
Ultrawet 70 ^{®1}	Antiemulsionante	0,3 % (v/v)
Bissulfito de sódio	Sequestrante de oxigênio	200 ppm
Tetrahib ^{®2}	Inibidor de corrosão	0,24 % (v/v)

Notas:

1 – Produto comercial de solução alcoólica com copolímeros fenólicos (13);

2 – Produto comercial de solução de sais inorgânicos (14).

Tabela 3 – Matriz dos ensaios de imersão no aço P-110 com fluido de completação em ambiente típico ao do anular dos poços de petróleo com *gas-lift*.

Condição	Presença de inibidor	pCO ₂ (bar)	T (°C)	t (dias)	Razão V/A (ml/cm ²)
1	Sim				
2	Não		50	60	3,5
3	Não				60
4	Não				
5	Não	40	110	20	
6	Não		50	5	3,5
7	Não				
8	Não		110	123	

Tabela 4 – Teor de CO₂ e condições operacionais do *gas-lift* na saída da plataforma e entrada do poço.

Entrada do duto submarino		Entrada do poço		CO ₂ médio (%)	H ₂ S máximo (ppmv)
Pressão (bara)	Temperatura (°C)	Pressão (bara)	Temperatura (°C)		
180	40	200	4	0,2	8 ppmv

Tabela 5 – Resultados de taxa de corrosão uniforme dos ensaios de imersão em fluido de completação acidificado por 40 bara de pCO₂.

Condição	T (°C)	t (dias)	Relação Vol/Área (mL/cm ²)	pH Inicial	pH final	Taxa de Corrosão Uniforme (mm/ano)
1 (inibidor de corrosão)	50	60	3,5	8,4	5,96	0,01
2	50	60	3,5	8,4	6,06	0,03
3	50	60	60	8,58	5,61	0,55
4	110	60	3,5	8,47	5,31	0,03
5	110	20	3,5	8,46	5,17	0,11
6	50	5	3,5	8,53	5,60	0,12
7	110	5	3,5	8,37	5,42	0,28
8	110	123	3,5	x	6,4	0,06

Tabela 6 – Validação e ajuste da taxa de penetração em função da $p\text{CO}_2$ (ou $f\text{CO}_2$) do modelo da Shell Global Solutions com o dado de campo obtido neste estudo. Simulações realizadas em 200 bara, 4°C , vazão de gás de $50.000\text{ m}^3/\text{dia}$, vazão de água de $0,024\text{ m}^3/\text{dia}$.

Teor CO_2 %	$p\text{CO}_2$ psia	$f\text{CO}_2$ psia	Taxa de corrosão modelo mm/ano	Taxa de corrosão ajustada mm/ano
0,1	2,9	1,45	0,1	0,064
0,2	5,8	2,9	0,157	0,100 – dado de campo
0,3	8,7	4,35	0,204	0,130
0,4	11,6	5,8	0,245	0,156
0,5	14,5	7,25	0,283	0,180
0,75	21,75	10,875	0,369	0,235
1	29	14,5	0,45	0,287
1,5	43,5	21,75	0,58	0,369
2	58	29	0,701	0,446
3	87	43,5	0,915	0,583
4	116	58	1,11	0,707
5	145	72,5	1,28	0,815

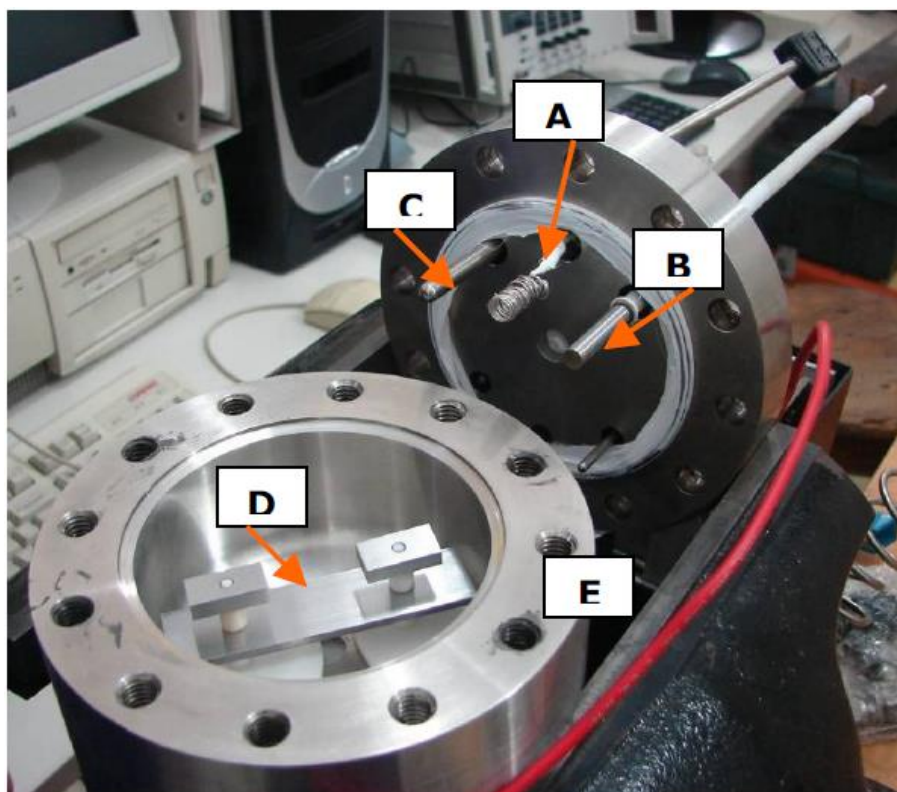


Figura 1 – Detalhes da montagem dos corpos-de-prova na célula. a) Eletrodo de referência; b) aço P-110 (eletrodo de trabalho); c) Termopar; d) Corpos-de-prova para EG (P-110); e) Vaso da autoclave (contra-eletrodo).



Figura 2 – Trecho do revestimento de produção imediatamente abaixo do suspensor de revestimento removido do poço.

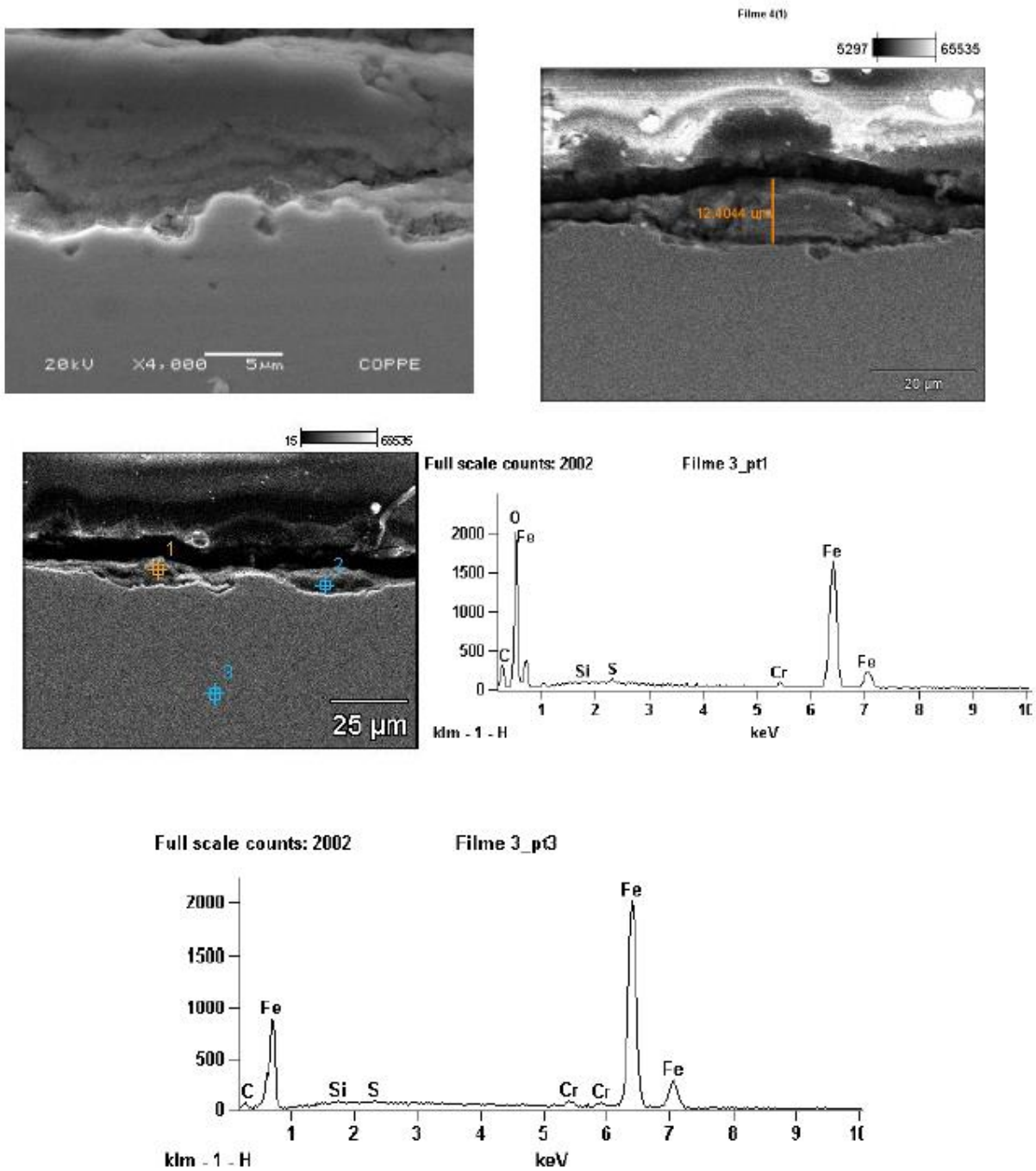


Figura 3 – MEV (detalhe para a medida de espessura de filme) e difratogramas de raios-X para o CP do P-110 após imersão em solução NaCl 9,8 ppg contendo inibidor durante 60 dias.

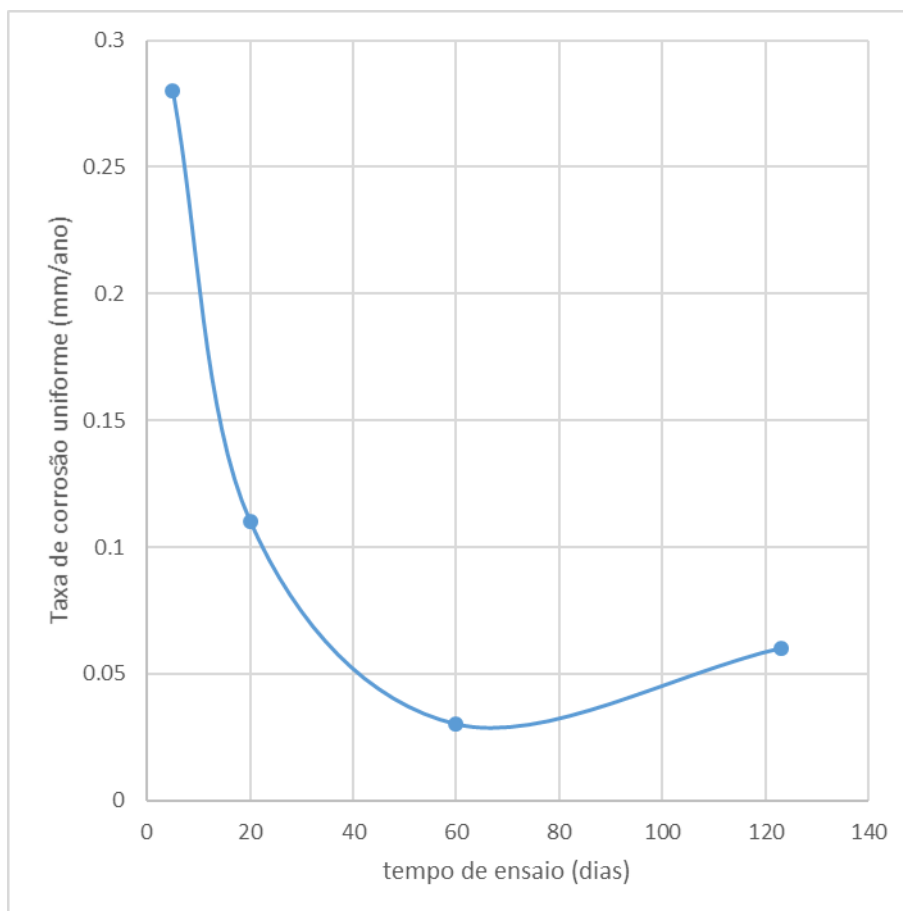


Figura 4 – Taxa de corrosão uniforme em função do tempo de ensaio de imersão. Fluido de completação, 40 bara de pCO_2 , 110°C, 3,5 mL/cm² de relação V/A e sem inibidor de corrosão.

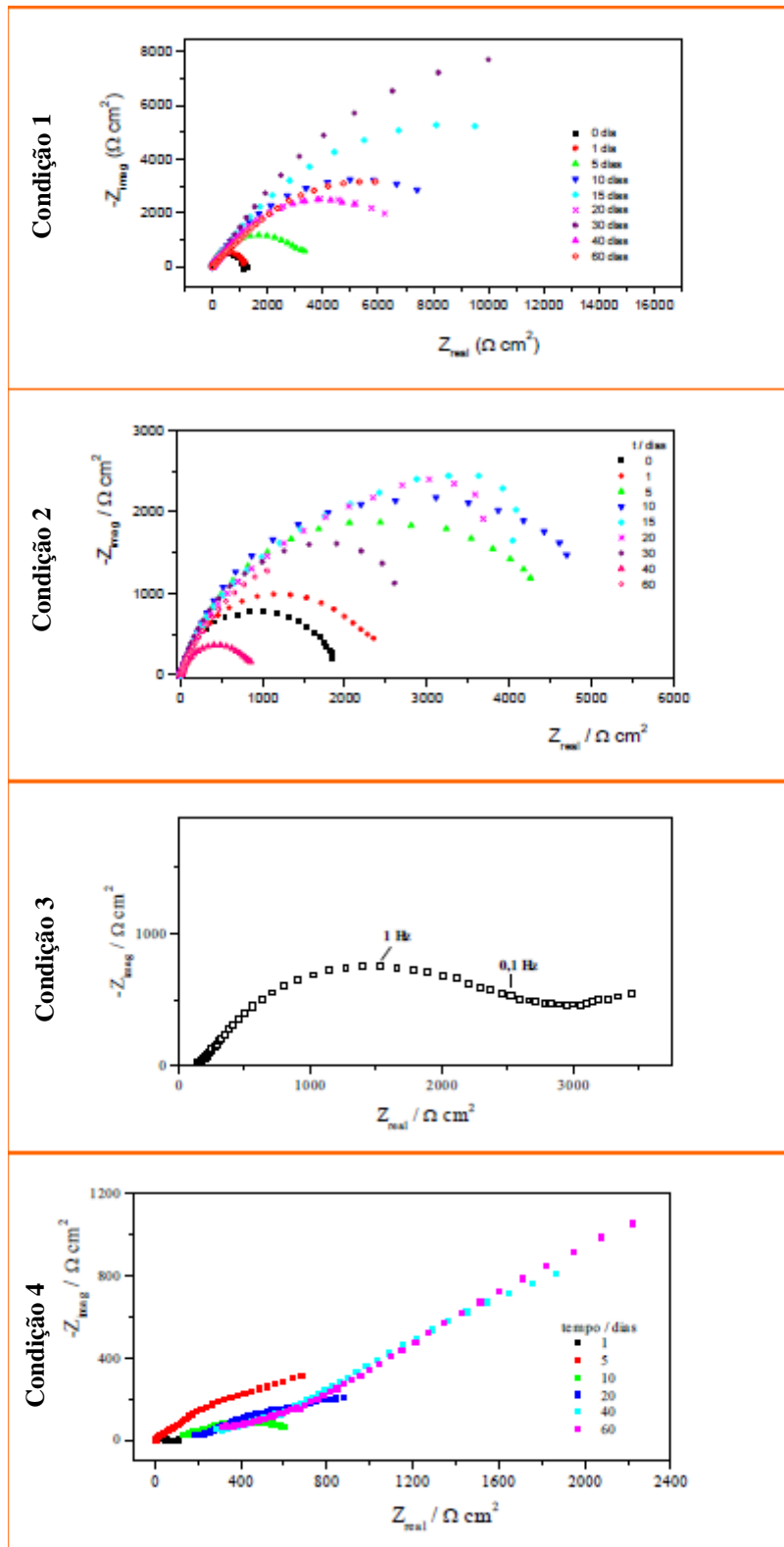


Figura 5 – Espectro da EIE do aço baixa liga P-110 no fluido de completação em condições de ensaios com 60 dias de duração (condições 1 a 4).

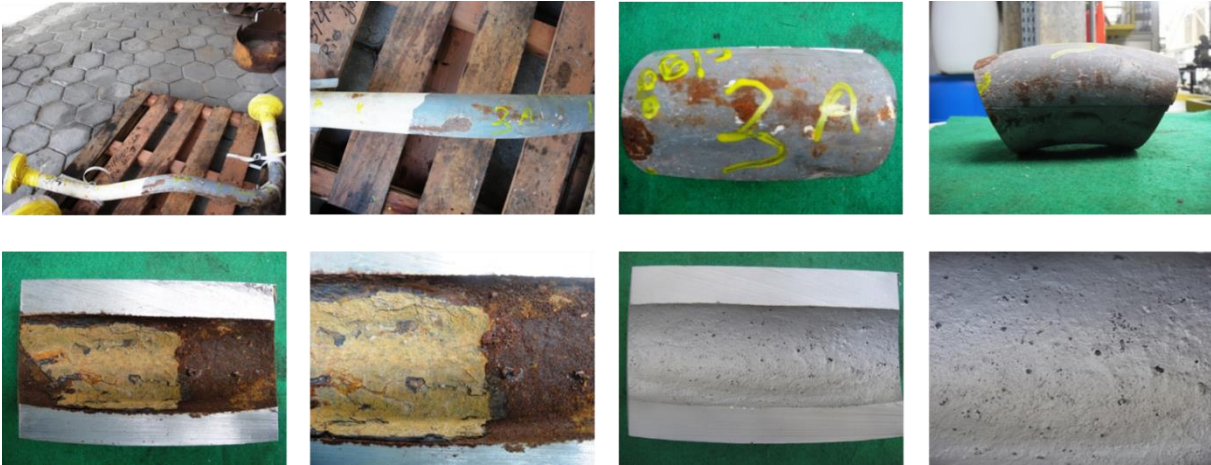


Figura 6 – Imagens dos trechos das linhas do *gas-lift* do conjunto ANM como recebidas e após as etapas de seccionamento e limpeza da superfície interna por jateamento.

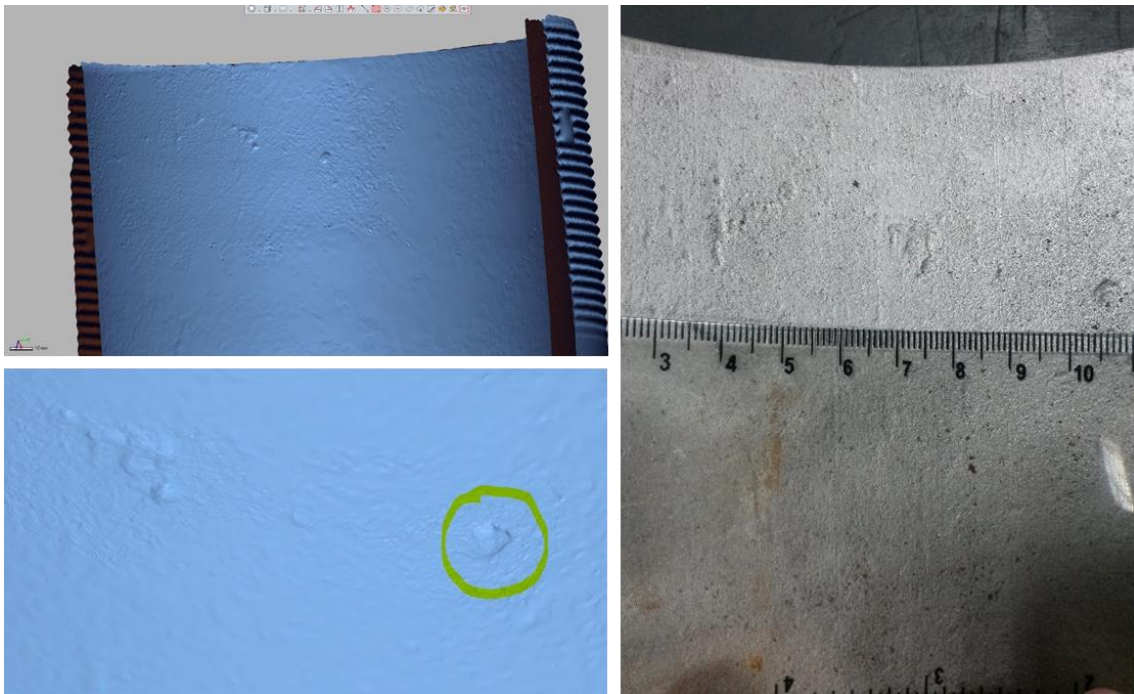


Figura 7 – Imagens do pite mais profundo observado no revestimento logo abaixo do suspensor

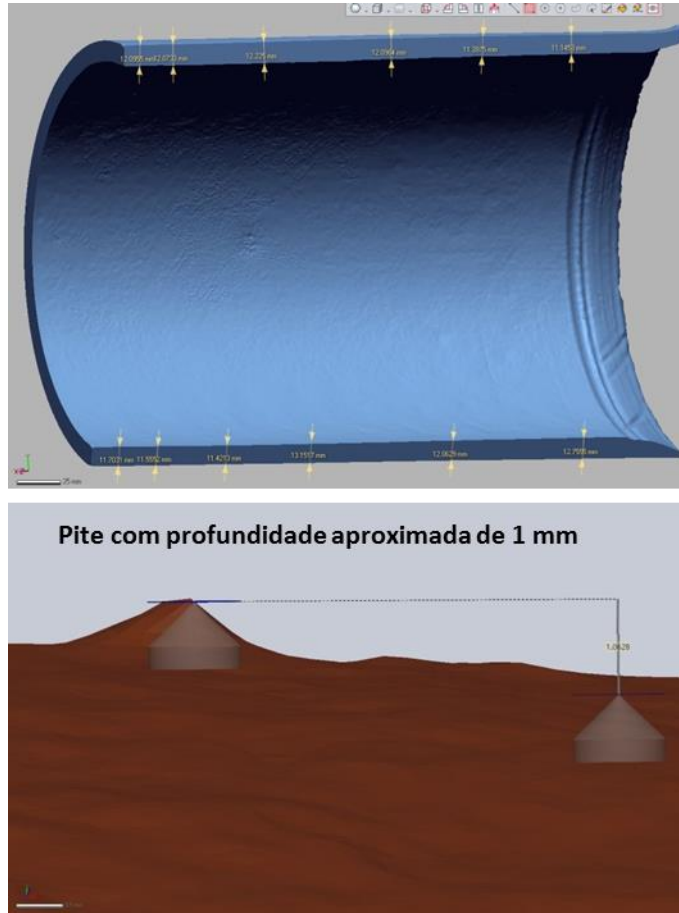


Figura 8 – Imagens do pite mais profundo observado no revestimento que estava a 1000 m de profundidade no poço.

* * *