INTERCORR2008_018

Copyright 2008, ABRACO
Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2008, em Recife/PE, no mês de maio de 2008.
As informações e opiniões contidas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

EXPERIÊNCIA COM A APLICAÇÃO DE TÉCNICA NÃO INTRUSIVA DE MONITORAÇÃO DA CORROSÃO INTERNA DE DUTOS

Décio G. Peixoto[1], Gutemberg S. Pimenta[2], Alvaro A. O. Magalhães[3]
Marcelo Araujo[4], Carlos Alexandre M. Silva[5]

Abstract

The application of new technologies for monitoring internal corrosion in pipelines has been helped to PETROBRAS in focusing the pipeline operation safely, mainly after the establishment of the Pipeline Integrity Management Standard. The use of combined methodologies, such as intrusive techniques of weight loss coupon and electrical resistance probes has been growing up since then, mainly for on-shore pipelines and some piping systems at off-shore installations. Furthermore, the Field Signature Method (FSM), developed by ROXAR (formerly CorrOcean ASA), has been applied from more than 10 years in others pipeline companies, being now used on Brazilian on-shore transportation and production pipelines, to be technically approved. This paper presents the results obtained from pipeline internal corrosion monitoring by FSM for on-shore pipelines, emphasizing the easy installation, the behavior of field readings and interpretation of results. Finally, an evaluation of advantages and disadvantages of FSM methodology is done, comparing to the conventional existing technologies.

Resumo

A utilização de tecnologias de monitoração da corrosão interna de dutos tem ocupado papel de destaque na operação segura dos dutos da PETROBRAS, particularmente após a criação do Padrão de Integridade de Dutos - PID, em 2002. O uso combinado das técnicas intrusivas de cupons de perda de massa e sondas corrosimétricas vem sendo incrementado desde então, porém, com exclusividade para dutos "on-shore" ou trechos aéreos das instalações "off-shore". Embora já em uso há mais de dez anos em dutos fora do Brasil, a técnica não intrusiva denominada Assinatura de Campo Elétrico "Field Signature Method - FSM", desenvolvida pela empresa ROXAR (anteriormente CorrOcean ASA), está em fase de validação técnica na PETROBRAS, através do uso em instalações "on-shore" da TRANSPETRO e UN-RNCE. Este trabalho tem como objetivo apresentar os resultados obtidos na monitoração por FSM de dutos terrestres, destacando as facilidades de instalação, evolução dos dados de campo e interpretação dos resultados. As vantagens e desvantagens da utilização desta técnica em comparação com a técnica intrusiva de provadores também serão discutidas neste trabalho.

[1] Técnico de Inspeção Equipamentos - PETROBRAS
[2] Mestre, Engenheiro Mecânico – PETROBRAS
[3] DSc, Engenharia de Petróleo – PETROBRAS
[4] Técnico de Inspeção Equipamentos – PETROBRAS
[5] Engenheiro de Integridade – TRANSPETRO

Palavras-chave: monitoração da corrosão, técnica não intrusiva, FSM, cupons de perda de massa, sondas corrosimétricas, oleodutos.

1. Introdução

Como estabelecido no Plano de Integridade de Dutos, os dutos da Petrobras são monitorados internamente usando diferentes técnicas intrusivas, como cupom de perda de massa, biocupom e sondas corrosimétricas. Apesar da vasta aplicabilidade dessas técnicas, não é possível empregá-las em dutos submarinos, devido à impossibilidade da instalação desses provadores nas regiões em que os ataques corrosivos são mais agressivos e que, em caso de falha por corrosão interna, provocam danos ambientais e perda de produção.

A técnica de Assinatura de Campo Elétrico é uma alternativa que pode ser aplicada para monitorar os dutos submarinos, embora um melhor conhecimento desta técnica seja necessário para garantir que os resultados obtidos correspondam realmente aos processos corrosivos que estão deteriorando a parede do duto.

Deste modo a área de negócios da PETROBRAS, responsável por avaliar novas técnicas e propor tecnologias para monitoramento da corrosão interna de dutos, propôs a instalação de quatro sistemas em dutos com características construtivas, operacionais e corrosividade diferentes, de forma a se obter, em curto prazo, respostas que possam comprovar que a técnica de Assinatura de Campo Elétrica pode ser aplicada em novos projetos considerados críticos.

A utilização da técnica não intrusiva para os novos projetos críticos é uma decisão que deve ser melhor estudada, pois a seleção inadequada de uma técnica de monitoramento da corrosão interna pode colocar em risco a integridade das instalações, o meio ambiente e até mesmo ocasionar a perda de vidas humanas.

A seleção dos dutos para utilizar esta técnica não intrusiva foi definida com base nas informações do tipo de fluido escoado, teor de água e sedimentos, temperatura, presença de contaminantes, diâmetro do duto e histórico de falhas.

O objetivo principal foi aplicar a técnica não intrusiva em dutos terrestres que integram o Programa de Monitoração da Corrosão Interna da PETROBRAS, cuja corrosividade dos fluidos são analisadas com o uso combinado de sondas corrosimétricas de resistências elétricas e cupons de perdas de massa, que, além das determinações das taxas de corrosão uniformes, possibilitam a verificação da morfologia do ataque corrosivo através de análises das superfícies por microscopia ótica.

A escolha desses dutos para a avaliação do desempenho da técnica não intrusiva de Assinatura de Campo Elétrico foi bastante relevante uma vez que tornaram possível a comparação da evolução das taxas de corrosão geradas em função das alterações dos campos elétricos e a caracterização das vantagens e desvantagens da tecnologia.

2. Descrição das Tecnologias de Monitoração Empregadas.

2.1 Técnica de Assinatura de Campo Elétrico – Field Signature Method (FSM)

A técnica FSM ("Field Signature Method") desenvolvida e comercializada pela empresa ROXAR (anteriormente CorrOcean ASA) é um método não intrusivo empregado para monitorar corrosão, erosão e ataques localizados ou trincas na parte interna de vasos, dutos e tubulações de processo[1].

A Figura 1 ilustra o princípio de funcionamento do FSM. Basicamente esta técnica é composta por uma matriz de pinos metálicos soldados na parede externa da tubulação, que funcionam como vários sensores para medição da resistência elétrica entre cada par soldado, a partir da injeção de uma corrente constante, ao longo da seção selecionada da estrutura a ser monitorada.

A primeira medida serve como referência inicial (assinatura digital) e, a partir desta, a perda de metal causada por processo corrosivo uniforme ou localizado, é detectada devido à mudança de potencial entre os pares de pinos, através das medições subseqüentes. Por interpretação adequada das mudanças nos diferenças potenciais, conclusões podem ser desenhadas. Este modelo é representado por linhas de fluxo de corrente, as quais são paralelas às linhas equipotenciais.

Na Figura 2 é apresentado um esquema de uma matriz de pinos sensores instalada num duto, com indicações das várias diferenças de potenciais entre pares de pinos (ΔE).

Com o uso de um software específico, as medições dos potenciais dos diversos pares de pinos realizadas pelo equipamento são relacionadas com os dados iniciais coletados na assinatura, e posteriormente transformadas em perdas de espessuras. Essas medidas podem ser feitas tanto para avaliação de corrosão localizada como uniforme. A precisão das medidas e a sensibilidade variam em função da espessura remanescente da parede onde os pinos foram instalados.

O FSM também é usado para avaliação da corrosão em cordão de solda, bastando para isto soldar os pinos sensores em cada lado da solda.

A precisão e a resolução do método de campo elétrico dependem de fatores[2], tais como:

- ✓ Espessura de paredes mais finas fornece melhores resoluções absolutas;
- ✓ Distâncias maiores entre os pinos sensores fornecem melhores resoluções para corrosão uniforme;
- ✓ Distâncias menores entre os pinos sensores fornecem melhor resolução para ataques localizados;
- ✓ Freqüência de medidas.

Por esta razão, a distribuição dos pinos sensores é normalmente adaptada, pra cada caso individual, com base no propósito da monitoração e do tipo de corrosão esperado.

Além dos pontos levantados anteriormente, os resultados das medidas de resistência e do potencial aplicado entre cada par de pinos são influenciados significativamente pela variação da temperatura. Essas interferências são canceladas com o uso de uma chapa de referência confeccionada do mesmo material do equipamento, conectada eletricamente em série à

superfície externa do mesmo, e sensores de temperatura são soldados para permitir ao "Software" efetuar as devidas correções.

O fundamento teórico da metodologia utiliza o princípio da Lei de Ohm, atribuindo como única variável a redução da espessura da parede do equipamento, provocada pelo ataque corrosivo, e pela conseqüente diferença de potencial, como descrito nas equações abaixo:

Lei de Ohm = $\Delta E = I \times \Delta R$

- ✓ Comprimento, L, e Largura, W, da matriz de pinos são constante;
- ✓ A corrente é conhecida e controlada pelo instrumento do FSM;
- ✓ Espessura da parede do equipamento, T, e variação de potencial, ΔE, são as únicas variáveis.

$$\Delta E = I \times \Delta R$$

$$\Delta E \infty \Delta R$$

$$R \infty \frac{L}{T \times W}$$

$$\Delta E \infty \frac{1}{\Delta T} \Rightarrow \Delta R \infty \frac{1}{\Delta T}$$

$$\frac{\Delta T}{tempo} \Rightarrow Taxa\ de\ Corrosão \Rightarrow \left(\frac{1}{\Delta R}\right) \Big/ tempo$$

2.2 Resolução da técnica Assinatura de Campo Elétrico

A resolução do FSM é 0,1% da espessura da parede do duto. Portanto, quanto menor a espessura do equipamento a monitorar, mais rapidamente será detectado um processo corrosivo interno, conforme apresentado na Tabela 1.

2.3. Sondas Corrosimétricas

As sondas corrosimétricas de resistência elétrica empregadas na monitoração intrusiva dos dutos indicam taxas de corrosão a partir do crescimento da resistência elétrica do elemento sensor ao logo do tempo. O aumento da resistência é proporcional à perda de espessura acumulada do sensor durante o período de exposição ao meio corrosivo.

A técnica de resistência elétrica não depende da condutividade do meio, e pode ser empregada a qualquer ambiente, seja óleo, água ou gás.

Para efetuar as medições de resistência, as sondas corrosimétricas são conectadas às estações de aquisição de dados ("data loggers") ou equipamentos portáteis que transferem as leituras para processamento num "software".

2.3.1 – Resolução da Sonda de Resistência Elétrica

A resolução da sonda de resistência elétrica depende da espessura do elemento sensor. No caso da espessura mais utilizada, de 127 μm, a resolução é de 0,06 μm.

Comparativamente às projeções de tempo de resposta do FSM para várias faixas de taxas de corrosão, as sondas corrosimétricas responderão bem mais rapidamente (ver tabela 2).

2.4. Cupons de Perda de Massa

A determinação de taxas de corrosão pelo método de perda de massa consiste no emprego de corpo-de-prova metálico de geometria padronizada e metalurgia semelhante à do equipamento ou duto, exposto ao fluido corrosivo durante um tempo determinado. A avaliação da perda de massa do cupom realizada com o uso de balança de precisão (0,0001g), provocada pelo ataque corrosivo em função do tempo de exposição do cupom ao fluido, gera a taxa de corrosão uniforme.

Adicionalmente, análises das superfícies corroídas do corpo-de-prova através da microscopia ótica, com identificação e levantamento da profundidade do pite mais severo, comparativamente também em função do tempo de exposição do cupom ao fluido, identificará a taxa de corrosão localizada ou por pites.

As equações utilizadas nas duas formas de taxas de corrosão citadas anteriormente são expressas a seguir.

$$TC_G = \frac{8{,}76 \times 10^4 \times \Delta M}{S \times t \times \rho}$$

Onde: TC_G é a taxa de corrosão uniforme, em mm/ano; ΔM é a diferença entre as massas antes e após a exposição, em g; S é a área exposta do cupom, em cm^2; t é o tempo de exposição, em horas e ρ é a massa específica do cupom, em g/cm^3.

$$TC_L = \frac{365 \times Y}{t}$$

Onde: TC_L é a taxa de corrosão localizada (ou piteforme), em mm/ano; Y é a maior profundidade dos pites, em mm e t é o tempo de exposição, em dias.

3. Metodologia Adotada na Avaliação do FSM

Para avaliar a técnica de Assinatura de Campo Elétrico (FSM), 4 matrizes de pinos foram instaladas em 4 dutos enterrados utilizados para transporte de hidrocarbonetos, sendo 3 matrizes em dutos de transportadores de petróleos extraídos de poços de produção terrestres, cuja corrosividade do fluido é mais alta devido à presença de contaminantes, com tempo de resposta menor para determinar a taxa de corrosão, e uma outra num duto de transferência de petróleo cru que interliga um terminal aquaviário e uma refinaria.

Para instalação das matrizes nas paredes dos dutos em operação, uma série de requisitos de segurança, saúde e técnicos devem ser contemplados previamente, tais como:

- ✓ Determinação do processo corrosivo esperado e definição do posicionamento da matriz na geratriz do duto em função do histórico de falhas anteriores, de resultados de outras técnicas utilizadas para monitorar a integridade dos equipamentos e de outras técnicas intrusivas de monitoramento já instaladas nos dutos.
- ✓ Gestão de mudança nos processos;
- ✓ Treinamento para trabalho em espaço confinado;

Para uso desses sensores em dutos enterrados, é necessário realizar a escavação de um trecho de cerca de 5 metros de extensão, 3 metros de largura e um vão livre, na geratriz inferior do duto, de pelo menos 35 cm, espaço este suficiente para soldagem dos pinos na parede do duto. A área da vala aberta deve ser protegida por barreiras, dependendo do tipo de solo, evitando acidente dos técnicos envolvidos na instalação em caso de desmoronamento das paredes laterais (Figura 3).

Para o preparo da superfície e soldagem dos pinos na parede do duto, é necessário dispor no local de um gerador elétrico à diesel para utilização de esmerilhadeiras e máquinas de soldagem (Figura 4).

Após a soldagem dos pinos sensores de corrosão, de temperatura e de injeção de corrente na parede do duto e fixação da placa de referência, é feita a conexão de cabos e fios nos respectivos pinos. Uma verificação preliminar das ligações dos cabos e fios é realizada com o instrumento de injeção de corrente para garantir a comunicação do sistema. Esta etapa é extremamente importante, pois todo o sistema será protegido antes de recobrir o duto, e não será mais possível acessar as ligações elétricas realizadas (Figura 5).

A instalação é considerada concluída após a assinatura inicial, mas para alcançar esta etapa o trecho do duto selecionado para soldagem dos pinos precisa ter seu revestimento externo reparado, recompondo seu estado original; ou, quando o duto for aéreo e não possuir revestimento externo, a matriz de teste, incluindo a placa de referência, devem ser isolados termicamente (Figura 6).

Finalizando a instalação, um pedestal com as caixas de junções, utilizadas para interligação dos cabos e conexão do instrumento de injeção de corrente e aquisição de dados, é sustentado por um guindaste permitindo que uma retro-escavadeira recubra o duto e fixe a base do pedestal na região lateral e acima da geratriz superior do duto. O içamento da base do pedestal deve ser realizado cautelosamente de forma a não esticar excessivamente os cabos neste momento e nem posteriormente com o material do solo (Figuras 7 e 8).

4. Resultados

As leituras obtidas em cada duto foram tratadas pelo software que possibilita a apresentação em gráficos em formato X-Y ou em 3D.

Uma comparação e correlação dos resultados obtidos com as técnicas intrusivas de perdas de massas e sondas corrosimétricas com os dados gerados pela assinatura do campo elétrico - FSM permitiram validar os resultados da tecnologia estudada. A seguir, são apresentados os resultados de 3 matrizes distintas, e os respectivos dados das técnicas convencionais (intrusivas).

Na Figura 9 é apresentada a evolução com o tempo da perda de espessura média obtida da área na qual foram instalados os pares de pinos do FSM na geratriz inferior do oleoduto A. A partir da perda de espessura média pôde-se estimar a taxa de corrosão do período analisado. Como pode ser visto, a taxa ficou em torno de 0,011 mm/ano. Esta taxa quando comparada com as taxas estimadas obtidas com os dados de perda de metal da sonda de resistência elétrica também instalada na geratriz inferior do oleoduto A (Figura 10), verifica-se que é da mesma ordem de grandeza que a média das taxas obtidas com os dados da sonda. Logicamente, face à maior sensibilidade da sonda, devido à menor espessura da mesma, é possível verificar as variações na taxa de corrosão nos diferentes períodos analisados, o que não é possível com o FSM. A medição da resistência elétrica diretamente na parede do duto, que é muitas vezes mais espessa que o elemento sensor de uma sonda, proporciona uma resposta menos sensível às alterações de taxa de corrosão em função de alterações no escoamento e ou processo corrosivo no interior do duto. Entretanto, a distribuição da matriz de pinos e a medição entre os diferentes pares, possibilita detectar o ataque corrosivo diferenciado sobre a matriz de pinos instalada no oleoduto A. Verifica-se que o crescimento do processo corrosivo se dá preferencialmente na geratriz mais inferior do duto (posição 6 horas) e que o processo não é muito uniforme em toda extensão da geratriz inferior neste caso, conforme apresentado na Figura 11.

No oleoduto B, que tem uma matriz instalada recobrindo desde a posição 3 horas (onde passa um cordão de solda) até 7 horas da geratriz do duto, podemos verificar a diferença entre os processos corrosivos que ocorrem na geratriz inferior e na zona do cordão de solda. Através dos valores de perda de metal entre somente dois pares de pinos localizados nestas duas áreas distintas, conforme apresentado na Figura 12, verifica-se que a geratriz inferior tem uma taxa de corrosão bem maior devido ao provável acúmulo de água nesta zona. Visualizando a evolução dos gráficos de perda de metal em 3D, apresentado na Figura 13 observa-se ainda mais claramente que o processo corrosivo se dá preferencialmente na geratriz inferior do duto (posição 6 horas), ou seja, a perda de metal ocorre de forma mais significativa nesta geratriz. Entretanto, neste trecho do oleoduto B, verifica-se um processo corrosivo mais uniforme, em toda a geratriz inferior da seção avaliada, do que o processo propagado nas seções medidas do oleoduto A (Figura 11) e oleoduto C (Figura 14).

Na Figura 14 pode ser verificado claramente que o processo corrosivo na seção monitorada do oleoduto C é localizado. Através dos gráficos em 3D é possível observar que o aumento da perda de espessura da parede do duto medida pelos pares de pinos do FSM se dá em pontos preferências. Estes resultados obtidos com o FSM instalado neste duto são corroborados pelos dados de taxa de corrosão piteforme (Figura 15) obtidos com cupons de perda de massa instalados na geratriz inferior do duto. A Figura 16 apresenta os cupons dos quais foram obtidas as taxas de corrosão piteforme. A morfologia da corrosão localizada é evidenciada no cupom da campanha de outubro de 2007, sendo o mesmo período no qual o trecho monitorado pelo FSM apresenta a evolução da corrosão localizada.

5. Vantagens e Limitações do FSM

5.1 Vantagens da Técnica:

- ✓ FSM combina as vantagens das sondas ER com técnicas de inspeção de Ensaios Não Destrutivos;
- ✓ Possibilidade de monitorar corrosão por pite e em áreas soldadas;
- ✓ Técnica não-intrusiva, portanto não é necessária instalação de tomadas de acesso e de operações de troca de provadores;

- ✓ Não “requer manutenção” e nem reposição de material de consumo – Vida útil “infinita”.
- ✓ Pode ser utilizado em pontos de difícil acesso (construção do equipamento);
- ✓ É adequado para monitoramento em áreas inacessíveis como dutos e estruturas submarinas que apresentam problemas de corrosão/erosão interna;

5.2 Limitações da Técnica:

- ✓ Existem problemas nos resultados devido às variações de temperatura (resistência elétrica altamente dependente da variação de temperatura) sendo necessário uso de algoritmos específicos para compensação;
- ✓ Quantificação de corrosão por pites e em soldas é somente realizada com análise matemática empregando-se algoritmos específicos e complexos de domínio exclusivo da empresa fornecedora do equipamento;
- ✓ Tempo de resposta longo em função da espessura da parede do equipamento e da corrosividade do meio.

6. Conclusão

Apesar da menor resolução do sistema FSM em relação à técnica intrusiva de monitoramento por resistência elétrica, em todos os dutos nos quais foi testada a técnica foi possível identificar processos corrosivos, com taxas relativamente equivalentes entre as técnicas comparadas.

O fato de medir a perda de espessura diretamente na parede do duto ou equipamento é o grande diferencial do FSM, possibilitando ao analista de corrosão acompanhar a evolução do desgaste da parede e atuar de forma pró-ativa no controle do processo corrosivo.

Como em todas as técnicas de monitoramento da corrosão, o emprego do FSM não deve ser visto como um sistema completo que dispensa as demais tecnologias. Como sabemos, a resposta da Assinatura de Campo Elétrico dependerá do local em que for instalada a matriz de pinos que pode, não necessariamente, ser o local exato do ataque corrosivo.

Sendo assim, com os dados levantados durante os meses em que o FSM foi avaliado, os técnicos da PETROBRAS concluíram que a tecnologia apresenta resultados satisfatórios, porém é recomendado seu emprego combinado com outras tecnologias, como inspeção por pig instrumentado, análises de fluidos e resíduos, e, se possível, emprego de sensores intrusivos, pelo tempo de resposta menor para detectar taxa de corrosão classificada como baixa, nos sistemas com injeção de inibidor de corrosão.

7. Referências Bibliográficas

1. Strømmen, R.D., Horn H., Gartland P.O., Wold, K.R., “The FSM technology – operational experience and improvements in local corrosion analysis”, paper No. 338, NACE Corrosion 96.

2. Wold, K.R.; Sirnes, G., “FSM Technology - 16 years of field history –experience, status and further developments”, paper n. 07331, NACE Corrosion, 2007.

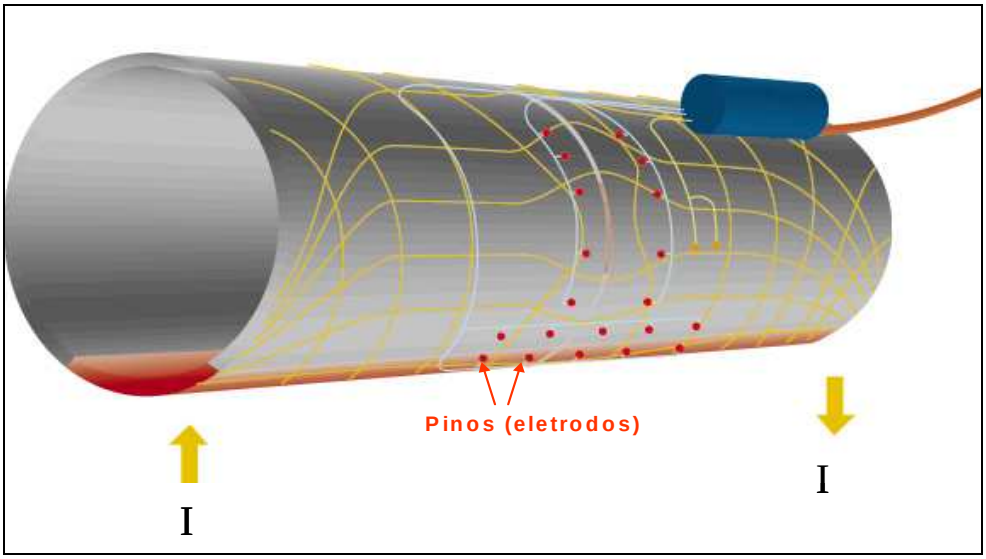


Figura 1 – Representação esquemática dos pares de pinos do FSM soldados na estrutura.

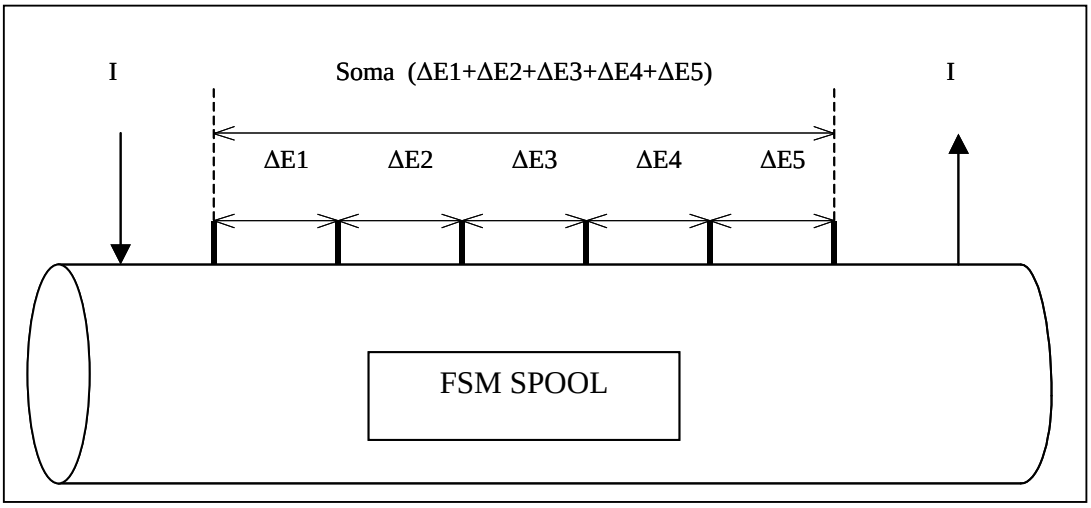


Figura 2 – Desenho esquemático da matriz de pinos.

Espessura Parede t (mm)	Resolução (µm)	Taxa Corr. Média = 0,010 mm/ano	Taxa Corr. Média = 0,10 mm/ano	Taxa Corr. Média = 1,00 mm/ano
7,0	7,0	Tempo de resposta = 260 dias	Tempo de resposta = 26 dias	Tempo de resposta = 2-3 dias
3,0	3,0	Tempo de resposta = 109 dias	Tempo de resposta = 11 dias	Tempo de resposta = 1 - 2 dias

Tabela 1 – Tempo de resposta do FSM em relação à espessura de parede.

Espessura da Sonda t (µm)	Resolução (µm)	Taxa Corr. Média = 0,010 mm/ano	Taxa Corr. Média = 0,10 mm/ano	Taxa Corr. Média = 1,00 mm/ano
127	0,06	Tempo de resposta = 2 dias	Tempo de resposta = 6 – 7 horas	Tempo de resposta = 30 minutos

Tabela 2 – Tempo de resposta da Sonda Resistência Elétrica.

Figura 3 – Escavação e Proteção da vala para instalação do FSM.

Figura 4 – Preparação de superfície e soldagem dos pinos.

Figura 5 – Interligações dos cabos elétricos e aplicação do revestimento anticorrosivo.

Figura 6 – Revestimento anticorrosivo e isolamento térmico.

Figura 7 – Instalação e aterramento do cavalete do FSM.

Figura 8 – Abrigo de proteção do ponto de medição do FSM.

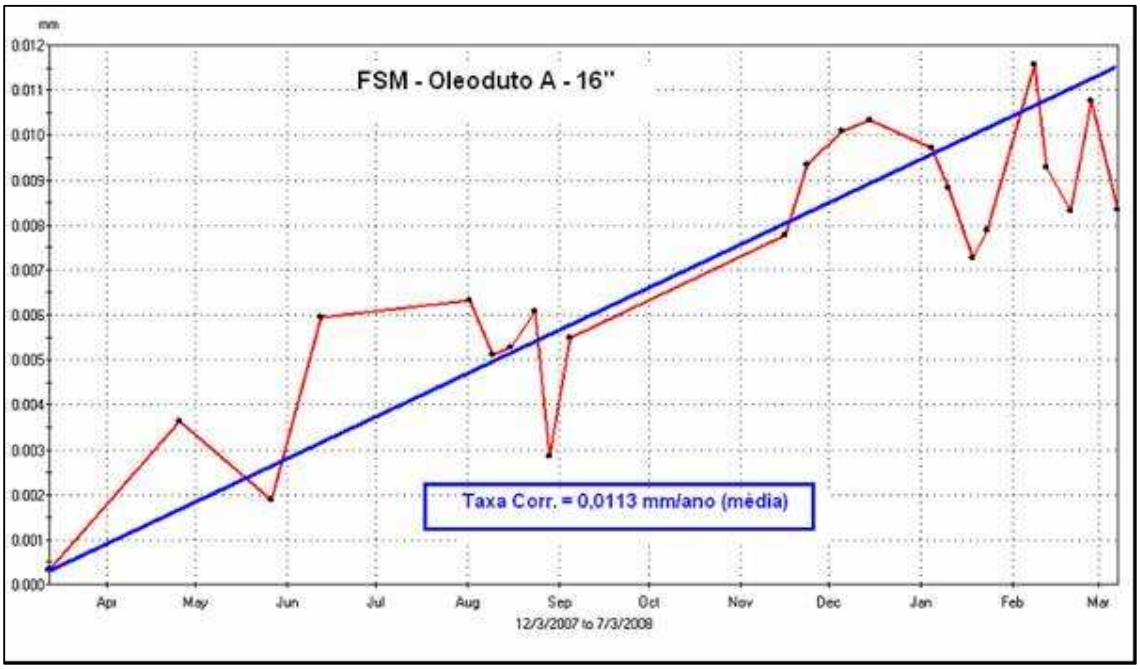


Figura 9 - Taxa de corrosão obtida com as médias das variações de espessura entre os pares de pinos do FSM instalado no Oleoduto A de 16 polegadas.

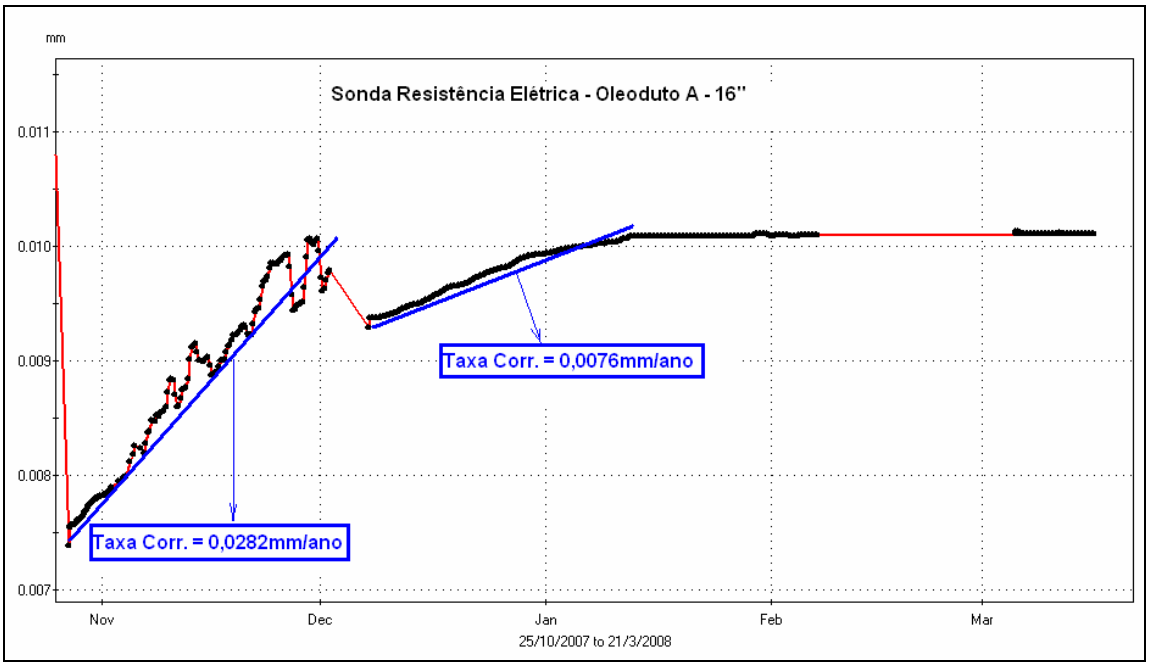


Figura 10 - Taxas de corrosão obtida com as variações de espessura medidas com a sonda de resistência elétrica instalada no Oleoduto A de 16 polegadas.

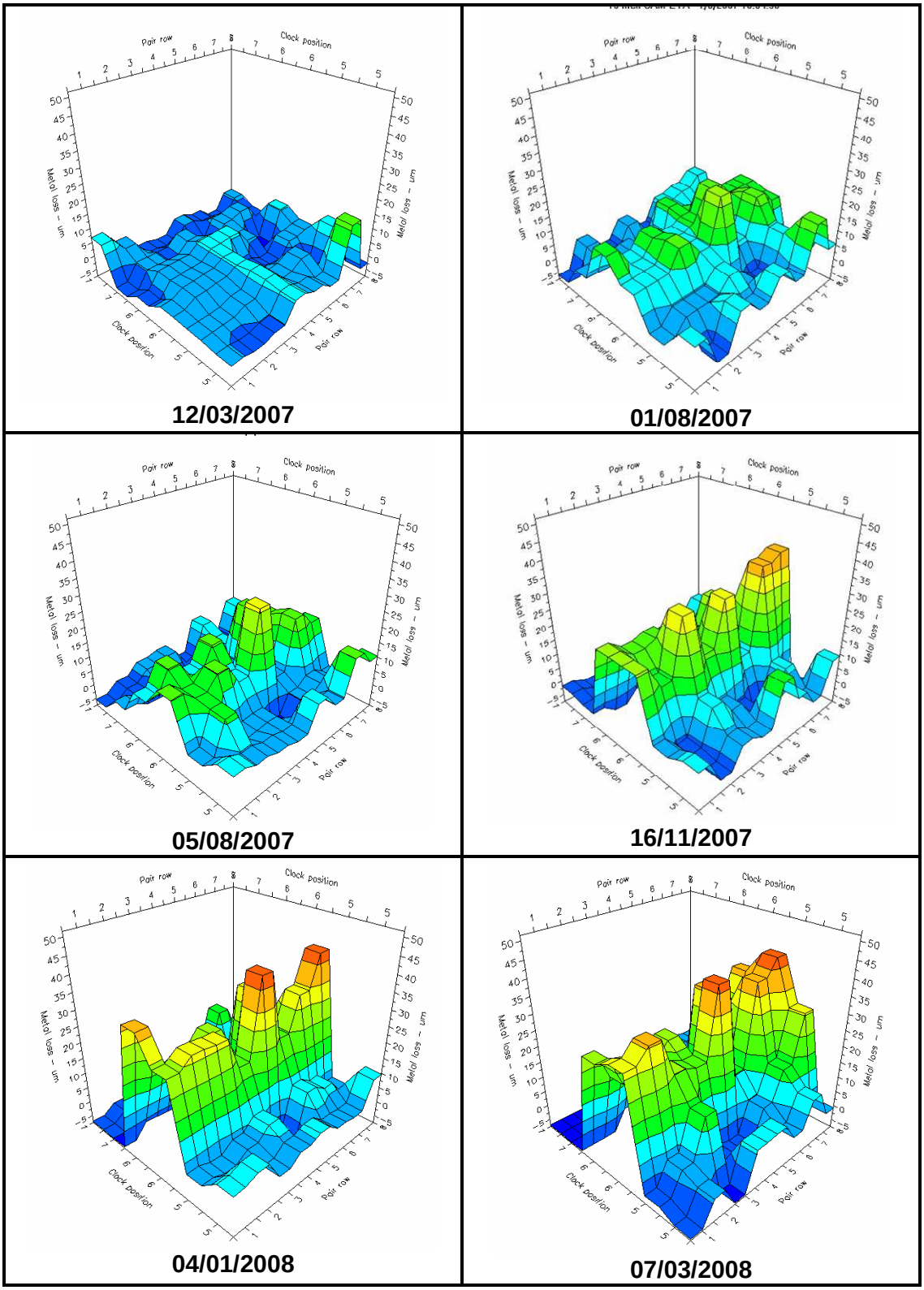


Figura 11 - Gráficos em 3D da evolução da perda de espessura medida pelo FSM instalado no Oleoduto A de 16 polegadas.

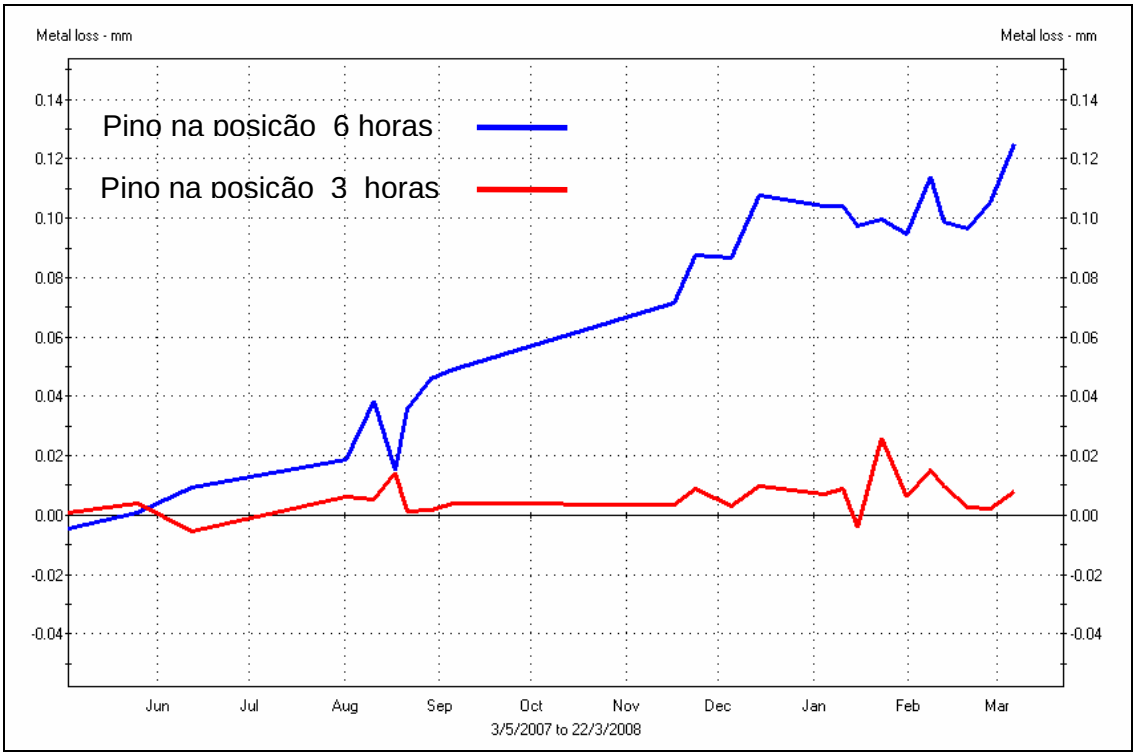


Figura 12 - Evolução da perda de espessura medida entre dois diferentes pares de pinos do FSM instalados na posição 3 e 6 horas no Oleoduto B de 24 polegadas.

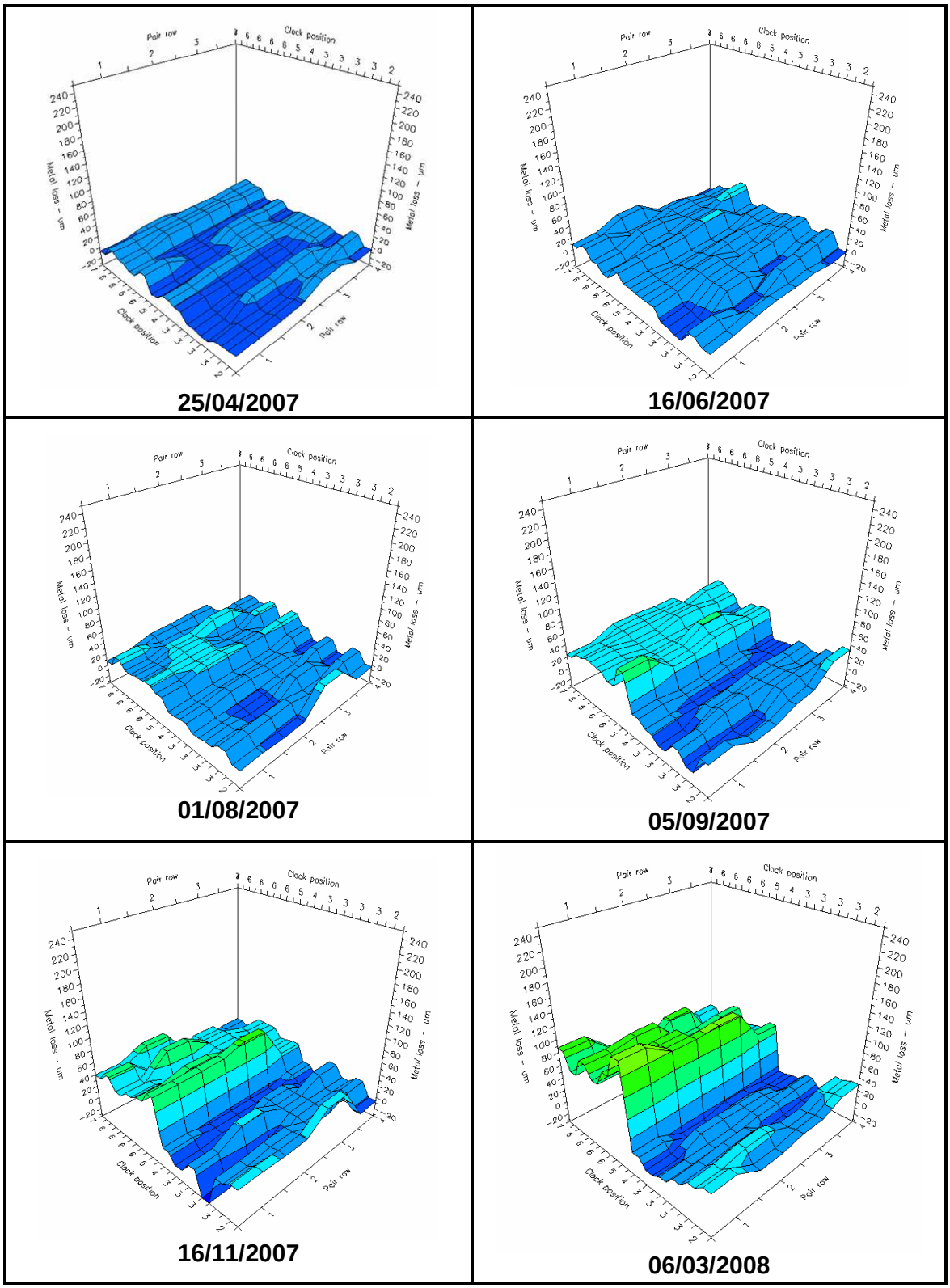


Figura 13 - Gráficos em 3D da evolução da perda de espessura medida pelo FSM instalado no Oleoduto B de 24 polegadas.

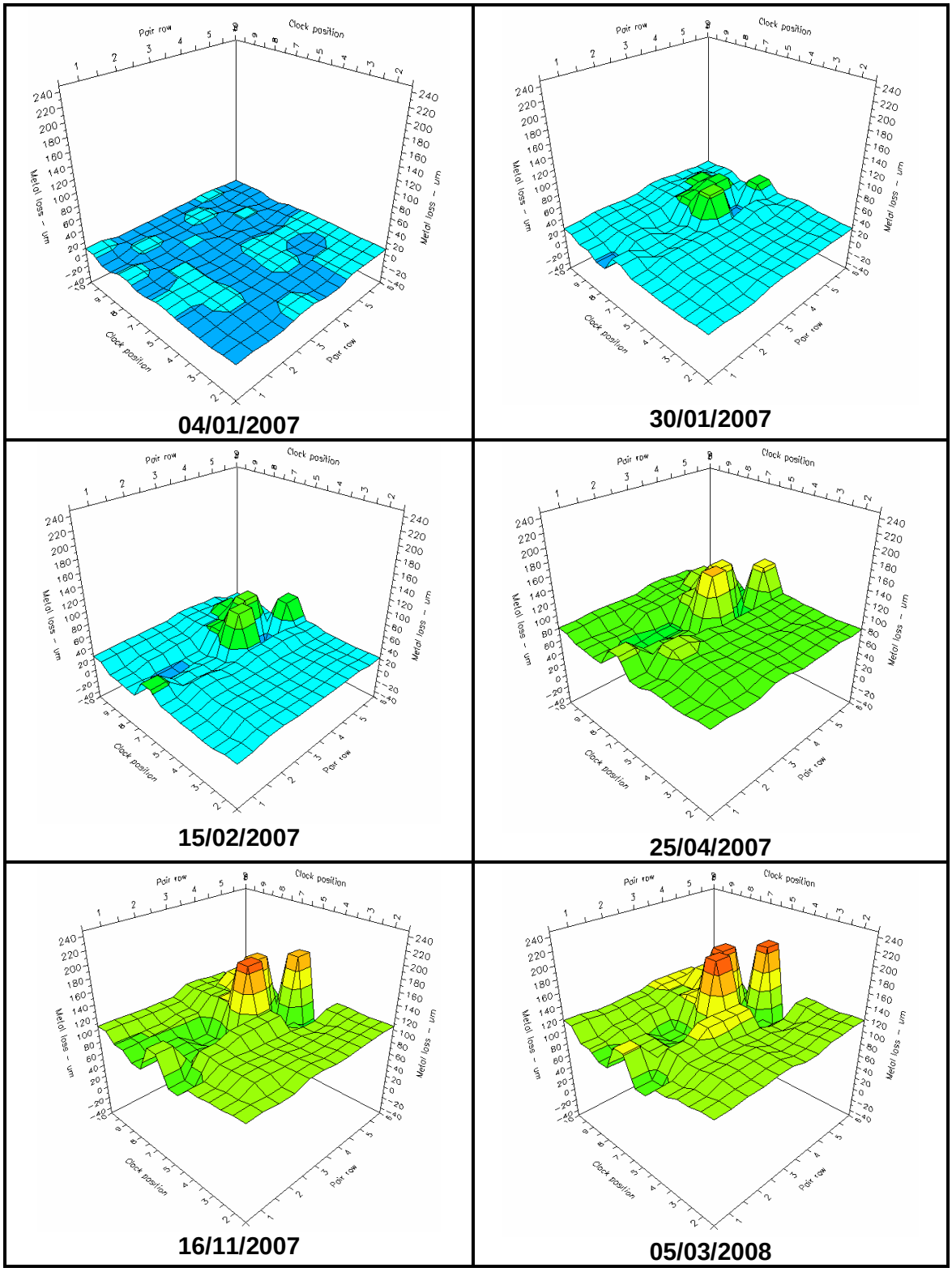
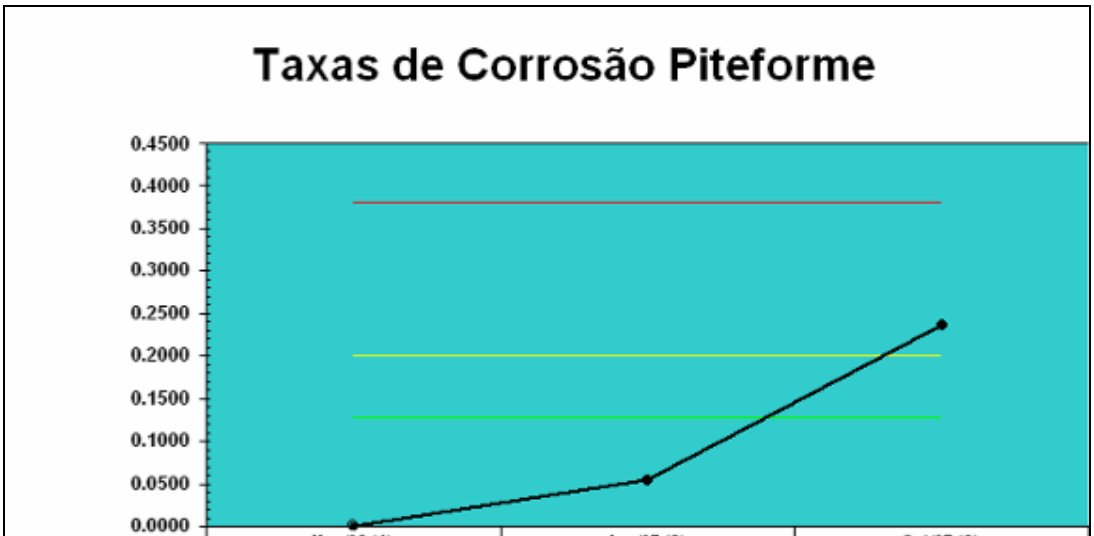


Figura 14 - Gráficos em 3D da evolução da perda de espessura medida pelo FSM instalado no Oleoduto C de 4 polegadas.



	Nov/06 (1)	Jun/07 (2)	Oct/07 (3)
Baixa	0.127	0.127	0.127
Moderada	0.201	0.201	0.201
Severa	0.381	0.381	0.381
Taxa Piteforme	0	0.054	0.237

Figura 15 - Taxas de corrosão piteforme obtidas em diferentes campanhas de troca de cupons de perda de massa instalados na geratriz inferior do Oleoduto C de 4 polegadas.

Novembro/2006 ***Junho/2007*** ***Outubro/2007***

Figura 16 - Aspecto visual dos cupons de perda de massa dos quais foram obtidas as taxas de corrosão piteforme do Oleoduto C.