



Exacta

ISSN: 1678-5428

exacta@uninove.br

Universidade Nove de Julho

Brasil

Berto, Carlos Antonio; Lourenço, Sérgio Ricardo  
Sistema de monitoramento da corrosão interna de gasoduto por meio de processamento digital de  
sinais

Exacta, vol. 4, núm. 2, 2006, pp. 391-400

Universidade Nove de Julho

São Paulo, Brasil

Disponível em: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=81040219>

- Como citar este artigo
- Número completo
- Mais artigos
- Home da revista no Redalyc

redalyc.org

Sistema de Informação Científica  
Rede de Revistas Científicas da América Latina, Caribe, Espanha e Portugal  
Projeto acadêmico sem fins lucrativos desenvolvido no âmbito da iniciativa Acesso Aberto

# Sistema de monitoramento da corrosão interna de gasoduto por meio de processamento digital de sinais

Carlos Antonio Berto Junior<sup>1</sup>, Sérgio  
Ricardo Lourenço<sup>2</sup>

Uninove, São Paulo – SP [Brasil]

<sup>1</sup>cberto@uninove.br; <sup>2</sup>slourenco@uninove.br

O gás natural possui alguns contaminantes que, além de serem corrosivos, comprometem a qualidade para o consumo. Dessa forma, a condensação de água residual presente no gás pode iniciar um processo corrosivo localizado, que acarreta prejuízo à estrutura dos gasodutos. Devido à grande extensão dos dutos, os corrosivos comprometem a qualidade do gás e causam grandes transtornos de ordem operacional. Para avaliar a redução da espessura da parede metálica do duto, proveniente de efeitos corrosivos, e identificar fissuras e outras não-conformidades, é fundamental que seja feito o monitoramento contínuo e que se utilizem técnicas e métodos de manutenção preventiva. Atualmente, as técnicas adotadas para tal avaliação consistem na inclusão de um corpo de prova, conhecido como PIG (*pipeline inspection gauge*), com varredura por meio de ultra-som e termografia, além de levantamentos de campo especiais realizados sobre a superfície do solo. Visando a otimizar o processo de detecção, com vistas à redução de custos, o monitoramento da região interna dos dutos é realizado por um elemento autônomo provido de câmeras com infravermelho. As câmeras fornecem imagens, que são processadas digitalmente e gravadas em uma memória não-volátil. Um *software* desenvolvido para tal finalidade é utilizado na verificação das imagens e, ao mesmo tempo, na identificação das não-conformidades presentes e na orientação do processo de manutenção.

**Palavras-chave:** Corrosão. Monitoramento. Processamento digital de sinais. Gasoduto.



## 1 Introdução

Com mais de 5 mil quilômetros (km) de extensão, a rede de dutos brasileira é composta de tubulações metálicas de vários diâmetros, por onde circula o gás natural. Manter essa malha em pleno funcionamento requer complexos sistemas de monitoramento aliados aos planejamentos de reparo, o que incentiva investimentos em tecnologia nessa área.

No intuito de monitorar internamente os gasodutos, foi criado um PIG (do inglês *pipeline inspection gauge*; em português dispositivo para inspeção de dutos) inteligente, que pode ser comparado a um robô, utilizado para limpar tubulações e identificar problemas estruturais. Trata-se, portanto, de uma ferramenta sofisticada que permite rapidez e eficiência no processo de visualização de dutos por meio de câmeras acopladas, que armazenam as imagens em forma de dados por meio de um sistema microcontrolado durante o percurso da inspeção.

Impulsionado pelo gás no interior da tubulação, o robô se move a uma velocidade de 6 quilômetros por hora (km/h) – ou seja, 21,6 metros por segundo (m/s) –, por uma extensão de até 150 km, devido à autonomia das baterias. Para cada duto inspecionado, é preciso construir um robô que se encaixe perfeitamente em seu diâmetro. O equipamento serve tanto para a avaliação de um duto antes do início de sua operação quanto para sua manutenção. A verificação regular pode ser realizada anualmente, o que reduz a possibilidade de falhas estruturais irreparáveis, além de diminuir o risco de vazamento a médio ou longo prazo.

## 2 Gás natural

O gás natural é, como o próprio nome indica, uma substância em estado gasoso nas condi-

ções ambiente de temperatura e pressão. Por seu estado e características físico-químicas naturais, qualquer processamento dessa substância, seja compressão, expansão, evaporação, variação de temperatura, liquefação ou transporte, exigirá um tratamento termodinâmico como qualquer outro gás (LOURENÇO, 2003).

O gás natural é encontrado em reservatórios subterrâneos, em muitos lugares do planeta, tanto na terra quanto no mar, assim como o petróleo, sendo considerável o número de reservatórios que contêm gás natural associado ao petróleo. Nesses casos, o gás recebe a designação de gás natural associado. Quando o reservatório contém pouca ou nenhuma quantidade de petróleo, o gás natural é chamado de não-associado.

A degradação da matéria orgânica por bactérias anaeróbias, da matéria orgânica e do carvão por temperatura e pressão elevadas ou da alteração térmica dos hidrocarbonetos líquidos fazem parte de processos naturais de formação do gás natural.

Assim, o gás natural, como é encontrado na natureza, constitui uma mistura variada de hidrocarbonetos gasosos, cujo componente preponderante é sempre o metano. Enquanto o gás natural não-associado apresenta os maiores teores dessa substância, o associado compõe-se de proporções mais significativas de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados. Além deles, fazem parte da composição do gás natural bruto outros componentes, tais como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), nitrogênio ( $\text{N}_2$ ), hidrogênio sulfurado ( $\text{H}_2\text{S}$ ), água ( $\text{H}_2\text{O}$ ), ácido clorídrico ( $\text{HCl}$ ), metanol e impurezas mecânicas. A presença e a proporção desses elementos dependem, fundamentalmente, da localização do reservatório, se em terra ou no mar, de sua condição de associado ou não, do tipo de matéria orgânica ou mistura do qual se originou, da geologia do solo e do tipo de rocha em que se encontra o reservatório (GUO; GHALAMBOR, 2005).

A composição comercial do gás natural é variada e sua composição depende de seu estado bruto, do mercado atendido, do uso final e do tipo de gás que se deseja. Apesar dessa variabilidade, esses são considerados parâmetros fundamentais, pois determinam a especificação comercial do gás natural, os teores de enxofre total, de gás sulfídrico, de gás carbônico, de gases inertes, o ponto de orvalho da água e dos hidrocarbonetos e o poder calorífico.

Para adquirir as características comerciais desejadas, o gás natural bruto passa por tratamento em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), que faz a retirada de impurezas e a separação dos hidrocarbonetos pesados (MCKETTA, 1990).

São importantes características do gás natural sua densidade inferior à do ar, seu baixo ponto de vaporização e o limite de inflamabilidade em mistura com o ar superior a outros gases combustíveis. O gás natural é o único cuja densidade relativa é inferior a 1, sendo mais leve que o ar, característica essa que é de fundamental importância para segurança. Já o ponto de vaporização é identificado pela mudança de fase, do estado líquido para o gasoso, em uma certa combinação de temperatura e pressão. Nota-se que, na pressão atmosférica, a vaporização do gás natural ocorre à temperatura de 111,15 Kelvin (K) – ou seja, -162 graus Celsius (°C). Os limites de inflamabilidade podem ser definidos como percentagens mínima e máxima de gás combustível em composição com o ar, a partir das quais a mistura não se inflamará, mas permanecerá em combustão. Conforme Wark e Richards (1999), o comportamento das variáveis pressão (p), temperatura (T) e volume (V) dos gases reais é bastante difícil de descrever e, para modelá-lo, utiliza-se a Lei do Gás Perfeito ou Ideal. Com base nessas observações experimentais, estabeleceu-se que o comportamento das variáveis p, T e V dos gases,

em baixa densidade, pode ser representado precisamente pela chamada Equação de Estado dos Gases Ideais (1).

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (1)$$

Em que:

p = pressão [Pa];

V = volume [m<sup>3</sup>];

n = número de mols;

R = constante universal dos gases ideais;

T = temperatura [K];

Se, por um lado, os cálculos teóricos de uma compressão adiabática resultam no máximo trabalho teórico necessário para comprimir o gás entre dois níveis de pressão, por outro, os de uma compressão isotérmica, ou seja, na qual a temperatura do gás comprimido não se altera com a elevação de pressão, determinam o valor do mínimo trabalho necessário para efetuar a compressão.

A dedução das expressões analíticas para o cálculo do trabalho necessário à compressão de um gás parte sempre da equação (2), considerando-se a inexistência de variações na energia cinética, potencial e de perdas.

A expansão do gás natural tem algumas aplicações importantes, tais como a sua liquefação em pequenas proporções e a realização de trabalho para recuperar a energia do gás natural liquefeito, quando da sua vaporização.

Assim como ocorre na compressão, a expansão de um gás aproxima-se de uma expansão adiabática e obedece à equação (2) teórica:

$$W^2 = \int_{P_1}^{P_2} V dp \quad (2)$$

Em que:



$W$  é o trabalho requerido para comprimir o gás do estado 1 ao 2;

$V$  é o volume;

$p_1$  e  $p_2$  são as pressões inicial e final.

Nesse processo de expansão adiabática, as variáveis de estado ( $p$ ,  $V$ ,  $T$ ) comportam-se de tal forma que a temperatura final é significativamente menor que a inicial, permitindo sua aplicação em processos de liquefação.

Notoriamente, Lourenço (2006) descreve que a compressão do gás natural desempenha um papel importante em toda sua cadeia, desde a produção até o consumo, seja para desenvolver as atividades de transporte, armazenagem ou alimentação de equipamentos.

Quando um gás real é comprimido em um único estágio, a compressão se aproxima de um processo adiabático, ou seja, praticamente sem troca de calor entre o gás comprimido e o ambiente.

Os processos termodinâmicos são semelhantes, com a única diferença de que a expansão libera energia enquanto a compressão a consome.

### 3 Gasoduto

O Gasoduto Bolívia-Brasil tem, aproximadamente, 3.200 km de extensão, sendo 550 km do lado boliviano e 2.650 km em solo brasileiro. Toda a infra-estrutura inicia-se em Rio Grande, na Bolívia, com tubulações de 32 polegadas (pol) – ou seja, 0,82 metro [m] – de diâmetro, alcançando a fronteira com o Brasil em Corumbá (MS) – Puerto Suarez-Corumbá – e seguindo, com o mesmo diâmetro, até Campinas (SP). Nesse trecho, divide-se o gasoduto, com diâmetros de 24 pol (0,61 m), em dois ramais principais: um deles até Guararema (SP), onde se interliga com o sistema de dutos da

Petrobras (São Paulo (SP)/Rio de Janeiro (RJ)/Belo Horizonte (MG)), enquanto o outro segue até Porto Alegre (RS). A capacidade máxima do gasoduto é de 30 milhões de metros cúbicos por dia ( $m^3$ /dia). As estações de compressão são instaladas, gradativamente, à medida que aumenta o volume de gás transportado até que se atinja o total de 16 estações, sendo quatro na Bolívia e as restantes no Brasil (PETROBRAS GÁS S. A., 2006).

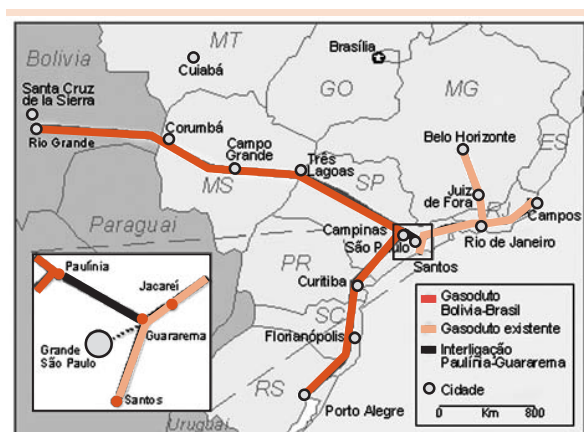
Trecho	Diâmetro (pol)	Comprimento (km)	Estações de compressão
Rio Grande-Puerto Suarez	32	557	4
Corumbá-Campinas	32	1.258	10
Campinas-Guararema	24	155	-
Campinas-Curitiba	24	469	-
Curitiba-Florianópolis	20	281	1
Florianópolis-Criciúma	18	178	1
Criciúma-Porto Alegre	16	252	-
Total (Brasil)		2.593	12
Total (Bolívia)		557	4
Total (geral)		3.150	16

**Quadro 1: Detalhes do gasoduto Bolívia-Brasil**

Fonte: Petrobras Gás S. A. (2006).

O Quadro 1 demonstra os detalhes do gasoduto Bolívia-Brasil.

O trecho Campinas-Guararema faz a ligação com outros gasodutos existentes na Região Sudeste, que ligam as Bacias de Campos (RJ) e de Santos (SP) a centros de consumo no Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais. Com a implantação do gasoduto Bolívia-Brasil, o país dispõe de um sistema de dutos interligados de, aproximadamente, 4.000 km, além do sistema existente no Nordeste, conforme se verifica nas Figuras 1 e 2.



**Figura 1: Detalhamento do Gasoduto Bolívia-Brasil e as interligações**

Fonte: Gasnet (2006).



**Figura 2: Representação dos gasodutos existentes, em construção e em análise no Brasil**

Fonte: Gasnet (2006).

## 4 Dispositivos atuais de monitoramento da corrosão de dutos

O monitoramento dos dutos teve seu início, conforme Bueno (2001)<sup>1</sup>, com base em análises físico-químicas dos fluidos escoados nas extremidades dos dutos, ao medir-se a taxa de corrosão desse fluido na saída e na chegada, utilizando-se,

para isso, cupons provadores por perda de massa. Também é realizada a coleta esporádica de resíduos e medição de espessura nos trechos aéreos.

Atualmente, estão sendo instaladas tomadas de acesso para cupons e sondas de corrosão na saída e chegada de todos os dutos rígidos, nos pontos que ainda não estão equipados com tomadas de acesso.

Os resultados das inspeções, das análises físico-químicas e dos cupons nortearam a nova filosofia de monitoramento da corrosão interna aos dutos. Nesse novo plano, realizado por Bueno (2001), estão previstas a avaliação da adequação dos pontos de monitoramento, a amostragem, a implantação de mais análises físico-químicas e a complementação da medição da taxas de corrosão com a utilização de sondas de resistência elétrica.

A avaliação da agressividade dos fluidos escoados por meio da determinação do teor de agentes corrosivos presentes no gás condensado são pontos focais na definição dos dutos que devem ser acompanhados, sendo necessário o levantamento dos dados históricos das análises dos contaminantes do gás ( $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  principalmente), que incrementam o processo corrosivo (GEMELLI, 2001).

No condensado de gás, são acompanhadas variáveis relacionadas à proteção dos gasodutos. São verificados a eficiência da injeção de inibidores de corrosão (monitoramento de pH, ferro total e residual de inibidor de corrosão) e o eventual arraste de água de formação (análise do teor de cloreto) para os gasodutos.

A utilização de cupons de perda de massa tem proporcionado resultados significativos para o acompanhamento do processo corrosivo nos dutos, porém Bueno (2001) ressalta que deve ser observada sempre com cautela, tendo em vista, principalmente, a representatividade do local de instalação dos provadores.



A determinação da taxa de pites, que é uma forma de corrosão localizada que consiste na formação de cavidades de pequena extensão e com razoável profundidade, ocorre em determinados pontos da superfície, enquanto o restante pode permanecer praticamente sem ataque (GEMELLI, 2001).

A corrosão por pites, muito comum nos materiais metálicos formadores de películas protetoras (passiváveis), resulta, de modo geral, da atuação da ilha (ativa ou passiva) nos pontos em que a camada passiva é rompida.

A contagem do número de pites nos cupons está sendo implantada para complementar os resultados da perda de massa. Adicionalmente, Bueno (2001) descreve que tem sido montado um banco de dados com padrões fotográficos dos vários tipos de corrosão observados nos cupons.

Para complementar os resultados de taxa de corrosão e obter respostas mais rápidas às variações do processo, é implementada a medição de taxa de corrosão por meio de sondas de resistência elétrica, na saída e chegada (extremidades) dos dutos rígidos.

Os cupons por perda de massa fornecem resultados em períodos que variam de três meses a um ano. Com as sondas de resistência elétrica, os resultados são fornecidos em questão de horas, dependendo da agressividade dos fluidos e do programa de monitoramento estabelecido para o duto em questão, o que possibilita uma correlação entre as alterações de taxa de corrosão e as características do processo.

## 5 PIGs inteligentes e de alta resolução

Os PIGs de alta resolução (baseados no princípio de “fuga de fluxo magnético”) são ferramentas que evoluíram na tentativa de dimensionar, com

precisão, os defeitos, para possibilitar os cálculos de avaliação de integridade, evitando falsos alarmes. Basicamente, essa evolução se deu pela utilização de sensores de efeito Hall, com dimensões reduzidas e capacidade para ocupar toda circunferência, deixando pouquíssima região descoberta. A eficiência desse sistema está atrelada ao emprego de magnetos com potência elevada e maior capacidade de saturação da parede do duto e a um sistema de gravação digital (BUENO, 2001).

Os PIGs considerados de primeira geração apresentam os resultados de forma qualitativa e requerem uma verificação adicional de campo para a certificação da gravidade das indicações. Eles, obviamente, não são aplicáveis a dutos submarinos, nos quais os custos de intervenção são altos e a retirada de cotas das referências poderia demandar vários dias de mergulho na busca das indicações.

A inspeção de dutos que não possibilitem a normal inserção de PIGs, assim classificados por possuírem algum impedimento à sua realização, com elemento instrumentado em operação (*in-line inspection*), devido a características construtivas e/ou ao arranjo submarino, tais como mudanças de diâmetros nominais, ramais conectados a “tês” e curvas de raio curto, pode utilizar-se de uma alternativa para a inspeção interna, inserindo um tipo específico de PIG instrumentado e ligado por um cabo ao ponto de origem. Esse tipo de inspeção, embora seja a única opção para esses dutos, ainda não foi realizado em razão de apresentar algumas desvantagens. A principal é a necessidade da parada total do escoamento para que seja possível a abertura do duto para introdução da ferramenta. O tempo de parada está diretamente relacionado à velocidade de deslocamento da ferramenta no duto – em torno de 1 km/h (0,28 m/s), computando-se sua ida e volta. Dessa forma, para um duto de 17 km, seria preciso, no mínimo, que se fizesse uma parada de 17 horas.



Como esse método utiliza a técnica de ultrassom, há necessidade de preenchimento do duto com um fluido líquido. Para os oleodutos, pode-se utilizar o próprio petróleo, desde que tomadas as devidas precauções de segurança. Para os gasodutos, existe a necessidade de utilização de um líquido tal como água ou um derivado de petróleo. A utilização de água, além de exigir pré e pós-tratamento para remoção de contaminantes, requer também uma operação de secagem do duto antes de sua entrada em operação, retardando ainda mais o retorno de seu escoamento normal. A superfície interna do duto deve estar limpa, de modo que não barre a passagem do feixe sônico; caso contrário, não haverá leitura nessas áreas. Normalmente, as disposições circunferenciais dos cabeçotes não permitem uma cobertura total do diâmetro, exigindo que se opte por uma distribuição concentrada na geratriz inferior, ou uma distribuição uniforme.

## 6 Estudo de caso

Visando à otimização do processo de detecção de defeitos da região interna dos dutos, oriundos da corrosão, foi implementado um robô, provido de câmeras de alta resolução distribuídas ao redor da estrutura, para abranger toda a circunferência do duto. Toda imagem é digitalizada, por intermédio de um microcontrolador *digital signal processing* (DSP), e gravada em memórias não-voláteis.

O módulo de entrada é constituído por uma câmara que capta a imagem real do duto e envia a informação, sob a forma de sinal analógico de vídeo, a um conversor analógico digital. A imagem é então representada na forma digital. Uma imagem digital é discretizada espacialmente ( $x$  e  $y$ ) e em luminância (níveis de cinza). Uma imagem típica de  $640 \times 480$  *pixels* por 256 níveis de cinza,

por exemplo, tem 307200 *bytes*. Alguns exemplos de módulos de aquisição são as câmeras a tubo (Vidicom) ou CCD, os *scanners* ou ainda alguns sensores dedicados (como sistemas de infravermelho, mapeamento magnético de uma superfície, sensoramento de radares etc.). A câmera de vídeo é o sensor de aquisição de imagem mais frequentemente utilizado.

Uma câmera de vídeo apresenta características de sensibilidade, resolução e função de transferência (entre a imagem captada da cena e a intensidade do sinal de vídeo fornecido). Algumas câmeras mais sofisticadas permitem controlar o *offset* ou ganho do sinal de vídeo, possibilitando uma correção do contraste da imagem em tempo real. Em alguns casos, podemos encontrar módulos que permitem o ajuste da iluminação de fundo ou ainda o realce dos contornos dos objetos pela execução de funções específicas.

O sinal de vídeo gerado pelo dispositivo de aquisição é convertido em sinal discreto pelo conversor analógico digital, um dispositivo de conversão especial para sinais de vídeo, em que a aquisição é realizada segundo a padronização desses sinais (linha a linha). Após a conversão da imagem pelo módulo de conversão analógica digital, cada intensidade indexa uma tabela de conversão, conhecida como *look-up table* (LUT). As LUTs são, na realidade, memórias que possibilitam a modificação das intensidades adquiridas por valores pré-programados (INOUE, 1998).

Uma das configurações implementadas foi uma função específica para corrigir, em tempo real, o contraste de uma imagem que está sendo adquirida pelo conversor analógico digital. A imagem digital é, em seguida, armazenada em uma memória principal de acesso exclusivo ao microcontrolador DSP.

Vale salientar que as imagens captadas estão em níveis de cinza, pois grande parte dos algoritmos de análise de imagens coloridas é feita recom-



binando os componentes de cores e trabalhando somente com a informação de luminância. No caso de imagens coloridas, cada componente da imagem do RGB (*red, green and blue*) é armazenado separadamente na memória principal. Outro ponto focal para utilização de imagens monocromáticas refere-se à necessidade inerente de captação de pontos de corrosão ou às falhas existentes nos dutos que não estão atreladas à alteração na cor, e sim no aspecto.

A utilização de microcontroladores DSP torna-se imprescindível, mediante o aspecto da alta capacidade de processamento das imagens captadas, em razão da necessidade de implementação de filtros digitais e compressão dos sinais captados pelas câmeras, minimizando, assim, a capacidade de armazenamento das memórias, um dos elementos mais onerosos de toda a infra-estrutura.

No processamento das imagens, os filtros digitais utilizados foram descritos linearmente por meio de uma matriz de “convolução”. A frequência espacial, análoga ao termo frequência temporal, descreveu a velocidade de modificação da luminosidade em uma direção relacionada à imagem. Nesse ínterim, para a operação de filtragem espacial, a dimensão da matriz implementada no DSP foi de  $10 \times 10$  *pixels* atrelada ao filtro passa-alta, que objetiva evidenciar os contornos da imagem captada.

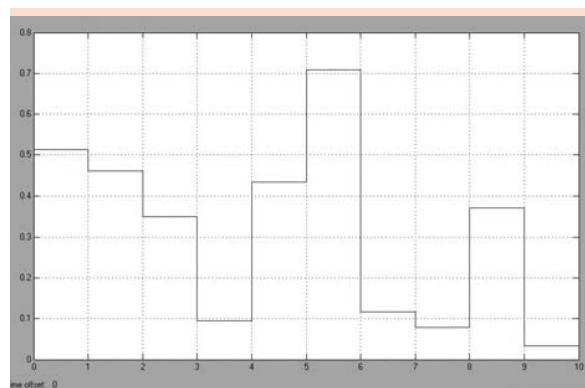
O robô foi construído em chapas de aço com formato cilíndrico, sustentado por rodas acopladas a amortecedores que possibilitam o deslocamento autônomo por intermédio apenas da força exercida pelo gás. Nesse aspecto, a velocidade é baixa, cerca de 6 km/h, demandando, assim, uma programação avançada para gravação das imagens, uma vez que as câmeras captam 30 *frames* (ou quadros) por segundo (fps). Outro detalhe é a utilização de baterias geladas e com invólucro bem como conexões especialmente adaptadas para que não ocorram faíscas.

O sistema foi plenamente projetado para realizar aquisições de imagens nas transições inerentes ao foco das câmeras, em razão da baixa velocidade do robô, ficando, no restante do tempo, em espera, economizando a energia da bateria com autonomia para um deslocamento de 150 km.

Em caso de parada, o robô emite ondas de radiofrequência que podem ser rastreadas por antenas acopladas a sistemas que possibilitam verificações aéreas. Depois de verificados os gasodutos, o robô é acoplado ao computador por uma interface ethernet, e os dados são analisados por um *software* que aponta, com precisão, as localidades defeituosas.

Todo sistema foi simulado com o auxílio do *software* Matlab e implementado em um protótipo, com dimensões reduzidas, que descreve a realidade dos gasodutos instalados atualmente.

A Figura 3 demonstra o sinal digitalizado da câmera de vídeo para uma anormalidade no gasoduto. Todos os resultados, oriundos da simulação, geram códigos específicos para o microcontrolador DSP.



**Figura 3: Simulação de um sinal digitalizado de uma câmera de vídeo**

Fonte: Os autores.

O reconhecimento, por meio do *software*, da imagem gravada é parte integrante do processamento que classifica as avarias nos dutos com base nas informações encontradas na imagem, tendo como apoio padrões preestabelecidos.

Após a segmentação das imagens, são calculados os parâmetros dos objetos, classificando-os e inserindo-os em uma tabela.

Na classificação, todo objeto da imagem corresponde às áreas dos *pixels* situados na região escura ou clara da imagem, que caracterizam a imagem binária. Para cada região contígua de *pixels*, na área pré-classificada, é atribuído um indicador para aplicação de algoritmos que executem medidas específicas, como área (A), perímetro (P), posição na imagem (x, y), número de furos, retângulo ou elipse que melhor se adaptem à imagem.

Seguindo a determinação de Inoué (1998) para criação de um espaço de medidas, foram inseridos dois parâmetros específicos: a relação entre os eixos menor e maior de uma elipse que melhor se aproxima do objeto e o fator de forma. O valor do fator de forma tenderá para o valor um, sempre que a imagem se aproximar de um círculo ideal. Um bom espaço de medidas significa, na prática, um eficiente sistema de reconhecimento de formas, que deve ser o mais independente possível dos erros provenientes da segmentação ou da parametrização.

No caso de utilização de mais parâmetros para auxiliar a identificação, essa função será um hiperplano no espaço. É importante diferenciar as duas classes, podendo-se utilizar apenas um dos dois parâmetros, reduzindo o espaço de duas dimensões em um único eixo. Os pontos, porém, aproximariam uma da outra, o que poderia comprometer o resultado por meio dessa redução. Ressalta-se que espaços de medidas são muito importantes e utilizados em reconhecimento de formas, seja por métodos clássicos, seja por aqueles baseados em redes neurais.

A partir da classificação do defeito encontrado que, por sua vez, pode ser associado a uma distância específica do duto, determina-se a possível causa da corrosão que será reparada pela equipe de manutenção.

## 7 Considerações finais

Comparando o método proposto, ou seja, um sistema de monitoramento implementado por um PIG inteligente, acoplado com câmeras e impulsionado pelo gás, aos métodos atuais de monitoramento de corrosão e falhas nos gasodutos, denota-se uma redução significativa no custo de implementação e também maior precisão na detecção dos pontos de falha. Todo esse processo melhora o planejamento da manutenção preventiva e corretiva dos gasodutos, segundo o conceito de monitoramento, sem interrupções no abastecimento de gás natural.

### Monitoring system the internal corrosion of gas-line by means of digital signal processing

Natural gas has hazardous contaminants for its quality. For in such a way the present residual water condensation in the gas can start a local corrosive process, which could cause damage to the structure of the gas ducts. Due to the great length of a gas duct, corrosive components decrease its quality and cause great operational problems. Currently the techniques adopted for such evaluation consist of the inclusion of a body of test known as PIG, with sweepings by means of ultrasound and thermograph, beyond carried through special surveys of field on the surface of the ground. Both continuous monitoring of these ducts and the use of predictive maintenance methods are important to evaluate their wall thickness. The detection process may be optimized by monitoring their internal region with an independent element with infrared cameras. They supply images, which will be later processed and digitally recorded in a non-volatile memory. A specific software has been developed in order to verify their images, by identifying non-conformities and guide the maintenance process.

**Key-words:** Corrosion. Digital signal processing. Gas-line. Monitoring system.



## Notas

- 1 Esse trabalho também está disponibilizado eletronicamente, pelo *site* GasNet. Veja Bueno (2005).

## Referências

BUENO, S. et al. Monitoração e preservação de dutos submarinos: a experiência da Petrobras/E&P-BC. *Site GasNet*, 2005. Disponível em: <[http://www.gasnet.com.br/artigos/artigos\\_view2.asp?cod=206](http://www.gasnet.com.br/artigos/artigos_view2.asp?cod=206)>. Acesso em: 24 jul. 2006.

BUENO, S. et al. Monitoração e preservação de dutos submarinos: a experiência da Petrobras/E&P-BC. *Petro & Química*, ano 26, n. 227, p. 40-51, 2001.

GASNET. Gás natural. *Site GasNet*, 2006. Disponível em: <[http://www.gasnet.com.br/novo\\_gasnatural/gas\\_completo.asp#gas1](http://www.gasnet.com.br/novo_gasnatural/gas_completo.asp#gas1)>. Acesso em: 26 jul. 2006.

GEMELLI, E. *Corrosão de materiais metálicos*. 1. ed. São Paulo: LTC, 2001.

GUO, B.; GHALAMBOR, A. *Natural gas engineering handbook*. Houston: Gulf Publishing Company, 2005.

INOUE, S. *Video microscopy*. 4. ed. Nova York: Plenum Press, 1998.

LOURENÇO, S. R. *Gás natural: perspectivas e utilização*. 2003. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

LOURENÇO, S. R. *Uma contribuição para a inserção do gás natural como alternativa viável na matriz energética nacional*. 2006. Tese (Doutoramento em Engenharia Química) Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

McKETTA, J. J. *Encyclopedia of chemical processing and design: natural gas liquids and natural gasoline*. 1. ed. Nova York: Marcel Dekker, 1990. vol. 31.

PETROBRAS GÁS S. A. Gasoduto Bolívia-Brasil. Rio de Janeiro: Petrobras, 2006. Disponível em: <<http://www.gaspetro.com.br/paginadinamica.asp?grupo=287&apres=publ>>. Acesso em: 26 jul. 2006.

WARK, R.; RICHARDS, D. E. *Thermodynamics*. 6. ed. Nova York: McGraw-Hill, 1999.

Recebido em 16 out. 2006 / aprovado em 16 dez. 2006

### Para referenciar este texto

BERTO JUNIOR, C. A.; LOURENÇO, S. R. Sistema de monitoramento da corrosão interna de gasoduto por meio de processamento digital de sinais. *Exacta*, São Paulo, v. 4, n. 2, p. 391-400, jul./dez. 2006.