

PUC
RIO

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



JOSÉ JEFFERSON MORAIS DE OLIVEIRA

ANÁLISE E REPARO EM DUTOS CORROÍDOS
Um estudo de caso para reparo por dupla calha

MONOGRAFIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO
ENGENHARIA DE DUTOS

Rio de Janeiro
Setembro de 2016

COORDENAÇÃO CENTRAL DE EXTENSÃO



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



José Jefferson Moraes de Oliveira

Análise e Reparo de Dutos Corroídos
Um estudo de caso para reparo por dupla calha

Monografia

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Engenharia de Dutos.

Orientador: José Luiz de França Freire, PhD

Rio de Janeiro, setembro de 2016



Ao único e eterno Deus, em quem reside a plenitude de todo conhecimento e da verdadeira sabedoria;

Àquele que pelo poder da sua palavra formou o universo, “de maneira que o invisível passou a existir a partir das coisas que não aparecem” (Hebreus 11.3b);

A Ele, e somente a Ele, dedico este humilde trabalho.

Agradecimentos

Sou imensamente grato ao meu Deus, que tão graciosamente me permitiu a honra de concluir mais esta etapa da minha vida acadêmica e profissional;

Agradeço, também, ao ilustre professor José Luiz de França Freire, que concordou em me orientar nesta monografia – suas aulas foram memoráveis;

Aos meus queridos pais: José Miguel e Maria de Fátima de Moraes, pelo exemplo e educação a mim concedidos;

À minha querida esposa e filhos: Jussara, Jordan e Joseph, novamente, pela paciência e apoio de sempre – vocês são minha fonte de inspiração;

À Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, empresa onde tenho a honra de trabalhar, por todo o suporte prestado;

À Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio e aos professores do curso de Engenharia de Dutos, pela oportunidade de aprender um pouco mais durante esta especialização;

Aos colegas de trabalho: o inspetor de equipamentos Gilcenir dos Santos Lima e o inspetor de dutos Rodrigo Correia de Jesus, pelo costumeiro profissionalismo e pelo auxílio prestado na elaboração da presente monografia;

Aos valentes colegas da pós-graduação, que não desistiram, mas perseveraram até o fim.

A todos vocês, o meu muitíssimo obrigado!

Resumo

Dutos são um meio de transporte de hidrocarbonetos seguro e confiável. No entanto, durante sua vida útil eles estão sujeitos a adquirir defeitos que podem afetar a sua integridade. Dentre estes defeitos, a redução da espessura de parede causada por corrosão é um dos principais mecanismos de dano que mais afetam a integridade de dutos terrestres e submarinos. Neste trabalho será apresentado um estudo de caso para o reparo por dupla calha num oleoduto terrestre, que sofreu processo de corrosão externa de intensidade severa. O principal objetivo é estudar melhor o processo de soldagem operacional, bem como, ressaltar a importância desta técnica nas atividades de manutenção e reparo de dutos.

Palavras chaves: dutos, soldagem em operação, reparo por dupla calha.

Abstract

Pipelines are a means of safe and reliable transport hydrocarbons. However, over their lifetime they are subject to acquiring defects that could affect its integrity. Among these defects, the reduction of wall thickness caused by corrosion is a major damage mechanisms that most affect the integrity of on shore and subsea pipelines. In this work, it will be presented a case study for pressure-containing sleeves repair in on shore pipelines with intensity severe external corrosion. The main objective is to better study the process of welding in-service, as well as demonstrate the importance of this technique for maintenance and repair of pipelines.

Keywords: pipelines, welding in-service, pressure-containing sleeves.

Sumário

Introdução	1
Estudo da Arte: Integridade de Dutos	3
Considerações Gerais	4
Reparo Estrutural de Dutos pelo Método de Dupla Calha (DC).....	6
Formação de Trincas a Frio Induzidas pelo Hidrogênio.....	7
Penetração do Arco Elétrico Através da Parede do Tubo.....	14
Experiência Internacional com Soldagem em Operação	19
Estudo de Caso: Reparo Estrutural de Oleoduto por DC.....	22
Análise da Falha no Revestimento 3LPP	24
Cálculo da Pressão de Trabalho Admissível do Oleoduto	40
Soldagem Operacional de Dupla Calhas em Oleoduto	45
Avaliação da Integridade da Parede do Duto.....	46
Determinação da Composição Química do Material.....	47
Avaliação do Risco de Perfuração por Simulação Térmica	51
Instalação das Dupla Calhas	55
Conclusão.....	67
Referências.....	69
Anexos	71
Anexo 1 – Relatório de Inspeção por Ultrassom.....	72
Anexo 2 – Relatório de Réplica Metalográfica	79
Anexo 3 – Relatório de Análise Química.....	88
Anexo 4 – Especificação de Procedimento de Soldagem	90
Anexo 5 – Ata de Reunião da Norma PETROBRAS N-2163	95
Anexo 6 – Inspeção Final – END’s.....	100

Lista de Figuras

- Figura 01 – Geometria da região corroída e parâmetros dimensionais do defeito;
- Figura 02 – Difusão do hidrogênio do metal de solda para a ZTA;
- Figura 03 – Fotomicrografia de uma superfície fraturada com vazio de trinca;
- Figura 04 – Fotomicrografia de junta de ângulo com presença de TIH;
- Figura 05 – Deposição de metal de solda em superfície externa de tubo;
- Figura 06 – Seções transversais de solda ilustrando o efeito do aporte térmico;
- Figura 07 – Ilustração resumindo os dois problemas para soldagem em operação;
- Figura 08 – Detalhe do certificado de inspeção do fabricante dos tubos;
- Figura 09 – Retirada de PIG MFL do scraper recebedor após pigagem de duto;
- Figura 10 – Relatório (DIG Sheet) de inspeção por pig instrumentado;
- Figura 11 – Diagrama da Árvore de Falhas para Oleoduto Ø14 pol – API 5L;
- Figura 12 – Surgimentos de trincas no revestimento anticorrosivo no duto;
- Figura 13 – Presença de empolamentos no revestimento do duto;
- Figura 14 – Presença de empolamentos em outro trecho do revestimento;
- Figura 15 – Mais um trecho do duto com presença de empolamentos;
- Figura 16 – Trecho do duto onde houve descolamento do revestimento;
- Figura 17 – Vala aberta para correlação de campo e avaliação do oleoduto;
- Figura 18 – Remoção do revestimento anticorrosivo em região de empolamentos;
- Figura 19 – Remoção de revestimento em trecho de formação de empolamentos;
- Figura 20 – Superfície interna do revestimento de 3LPP removido do oleoduto;
- Figura 21 – Superfície de Oleoduto Ø14 pol, após remoção do revestimento;
- Figura 22 – Detalhe dos alvéolos de corrosão na superfície do duto;
- Figura 23 – Manta termocontrátil de polietileno utilizada na junta de campo;
- Figura 24 – Junta de campo após remoção da manta termocontrátil;
- Figura 25 – Junta soldada do oleoduto após remoção da junta de campo;
- Figura 26 – Medição de profundidade do maior alvéolo de corrosão;
- Figura 27 – Medição de espessura por ultrassom de região adjacente;
- Figura 28 – Junta soldada próxima ao dano mais crítico no oleoduto;

Figura 29 – Detalhe da região que contém o defeito de maior criticidade;

Figura 30 – Braçadeira mecânica parafusada instalada no oleoduto;

Figura 31 – Detalhe do dano mais crítico localizado no oleoduto;

Figura 32 – Região onde foi realizada a varredura por ultrassom;

Figura 33 – Inspeção do duto por ultrassom convencional;

Figura 34 – Ensaio de réplica metalográfica em campo;

Figura 35 – Resultado para o ensaio de réplica metalográfica;

Figura 36 – Detalhe de microestrutura do material do duto;

Figura 37 – Remoção de amostra para determinação do CE;

Figura 38 – Ensaio de espectrometria de campo para determinação do CE;

Figura 39 – Tela do software Thermal Analysis Model for Hot-Tap Welding;

Figura 40 – Resultados obtidos para simulação térmica;

Figura 41 – Resultado gráfico do software de simulação térmica;

Figura 42 – Calha fabricada a partir de um duto Ø16 pol, t = 9,5 mm, em API 5L;

Figura 43 – Preparação de dupla calhas pela equipe de campo;

Figura 44 – Preparação de dupla calhas pela equipe de campo;

Figura 45 – Acoplamento de dupla calha no duto;

Figura 46 – Detalhe da fixação das calhas;

Figura 47 – Preenchimento dos alvéolos de corrosão mais severos com epóxi;

Figura 48 – Soldagem com processo TIG do GTAW do passe de raiz;

Figura 49 – Juntas longitudinais soldadas simultaneamente;

Figura 50 – Soldagem de junta circunferencial intermediária;

Figura 51 – Execução dos passes de enchimento e acabamento;

Figura 52 – Detalhe do acoplamento de calhas adjacentes;

Figura 53 – Juntas longitudinais e circunferencial intermediária após reforço;

Figura 54 – Vista do oleoduto já com diversas dupla calhas segmentadas;

Figura 55 – Aquecimento da região adjacente a solda de fechamento;

Figura 56 – Medição da temperatura na superfície aquecida;

Figura 57 – Soldagem de fechamento concluída por processo SMWA;

Figura 58 – Inspeção final por ensaio de PM (partículas magnéticas);

Figura 59 – Inspeção final por ensaio de US (ultrassom) convencional;

Figura 60 – Oleoduto Ø14 pol, após aplicação de tinta epóxi;

Figura 61 – Ensaio de Holiday Detector após aplicação de tinta epóxi.

Lista de Tabelas

Tabela 01 – Resultados Obtidos para Determinação do Carbono Equivalente;

Tabela 02 – Dados de Input Utilizados para Simulação Térmica no Software Thermal Analysis Model for Hot Tap Welding da PRCI.

There is not a square inch in the whole domain in our human existence over which Christ, who is sovereign over all, does not cry: Mine!

Não há um único centímetro quadrado, em todos os domínios de nossa existência, sobre os quais Cristo, que é soberano sobre tudo, não clame: É meu!

Abraham Kuyper (1837~1920)
Teólogo Reformado Holandês

1

Introdução

Segundo a ANP, em seu Regulamento Técnico N° 2/2011, item 4.2.1, dutos terrestres podem ser definidos como uma instalação constituída por uma sequência de tubos ligados entre si, incluindo os seus componentes (lançadores, recebedores, válvulas, flanges, conexões, juntas, estojos, entre outros) e os seus complementos (suportes, sistema de proteção catódica, junta de isolamento elétrico, provadores de corrosão, instrumentação, entre outros). Esta instalação, por sua vez, se destina ao transporte ou transferência de fluidos entre as fronteiras de unidades operacionais geograficamente distintas.

De fato, dutos são um meio de transporte de hidrocarbonetos seguro e confiável. No entanto, durante sua vida útil eles estão sujeitos a adquirir defeitos que podem afetar a sua integridade. Dentre estes defeitos, a redução de espessura de parede causada pela corrosão é um dos que mais afetam a integridade de dutos, tanto terrestres quanto submarinos.

No presente trabalho será considerado um caso real de reparo em um oleoduto terrestre que sofreu processo de corrosão externa de intensidade severa, devido a falha no seu revestimento anticorrosivo. Como será detalhado adiante, a técnica de manutenção empregada para reabilitação do duto foi por meio da instalação de dupla calhas segmentadas, visando a recomposição da resistência mecânica perdida nos tubos que apresentaram defeito – isto é, nos tubos que tiveram perda de material devido ao processo de corrosão eletrolítica.

A principal vantagem desta técnica se deve ao fato das calhas serem instaladas mediante soldagem com o duto em operação, eliminando-se assim, a necessidade de parada do mesmo para realização do reparo, ou seja, sem ou com um impacto operacional bastante reduzido.

Entretanto, a soldagem operacional, apesar de ser uma prática já conhecida e bastante empregada, requer alguns cuidados adicionais, quando comparada a soldagem convencional. Por exemplo, o risco do surgimento de trincas a frio com

o duto pressurizado ou o risco de perfuração da parede do duto devido ao emprego de um aporte térmico excessivo.

Por isso, este trabalho será iniciado com um breve resumo sobre a técnica de soldagem em operação (ou soldagem em carga), como alternativa para a manutenção da integridade de dutos. Na sequência, será apresentado o estudo de caso do oleoduto que sofreu dano por corrosão. Conforme se poderá perceber, o estudo de caso será dividido em três tópicos: a análise da falha do revestimento anticorrosivo, o cálculo da pressão de trabalho admissível pelo ASME B31G para o trecho com defeito e, finalmente, a descrição do reparo realizado mediante a instalação de dupla calhas.

Desta forma, espera-se ratificar a eficiência desta técnica de reparo através do seu emprego numa situação real, contribuindo para promoção da mesma como uma importante atividade na manutenção de dutos

2

Estudo da Arte: Integridade de Dutos

Segundo Freire (2009, p. 15.1), a falha estrutural de um duto ocorre no instante em que se tem início o vazamento de líquido ou gás, em função da presença de uma descontinuidade na parede de contenção do mesmo. Essa descontinuidade pode ser devido a um rasgo, fissura ou trinca.

A integridade de um duto pode ser avaliada de forma quantitativa para suas condições de novo ou em serviço, sendo que, neste último caso, a avaliação ocorre após a constatação de algum dano no duto. Ainda segundo Freire (2009, p. 15.3), entende-se por dano como sendo uma transformação na microestrutura do material ou na geometria de um duto, gerada em decorrência de suas condições de trabalho. Já o defeito seria o dano limite ou crítico para as condições desejadas de operação da estrutura, ou seja, quando o estado de dano acumulado põe em risco a funcionalidade da estrutura.

De acordo com Benjamin (2014, p. 1), dentre os diversos defeitos que podem afetar a integridade de um duto ao longo de sua vida útil, a redução de espessura de parede causada por processo corrosivo, é um dos mais decorrentes nas atividades de reabilitação de dutos – tanto terrestres quanto marítimos.

Ainda segundo o mesmo autor, a avaliação da resistência de dutos, com defeitos causados por corrosão, tem importância cada vez mais crescente. E isto se deve porque:

Por motivos econômico-financeiros e ecológicos, as operadoras destas linhas precisam evitar que os dutos corroídos sofram rupturas, que impliquem em vazamentos de produto, interrupções forçadas de operação e danos ao meio ambiente. A prevenção de acidentes, representa uma economia considerável de recursos pois envolve também a preservação da integridade de pessoas (funcionários da operadora e terceiros), a preservação da imagem da operadora e a prevenção de danos materiais (patrimônio da operadora e de terceiros). (BENJAMIN, 2014, p. 1).

Freire (2009, p. 15.17) acrescenta que, dutos com defeitos de corrosão, erosão ou perda metálica, podem ser analisados pelos procedimentos já normalizados ou bem testados. Sendo que, no caso de um dano proveniente de um processo corrosivo ou erosivo, tem-se a perda de material na parede do tubo externa ou internamente. A morfologia deste dano tanto poderá ser uniforme, localizado ou pitiforme. A caracterização do dano de corrosão é feita pela geometria do defeito.

No presente trabalho, serão considerados dutos com defeito (operando com uma pressão interna superior a pressão externa), cujo mecanismo de dano se deu mediante processo de corrosão.

2.1.

Considerações Gerais

De acordo com a PETROBRAS N-2786 – Rev. A, item 5.1.2, a avaliação de dutos corroídos deve ser realizada com base nos resultados obtidos pela inspeção do duto com o auxílio de ferramentas de medição de espessura, tais como: o ultrassom manual ou automático e diversos tipos de “pigs¹” instrumentados ultrassônicos e magnéticos.

Por sua vez, a PETROBRAS N-2098 – Rev. F, item 4.3 e Tabela 1, define qual a frequência para inspeção com pigs em dutos e o tipo de pig instrumentado a ser utilizado, em função da anomalia que se espera encontrar.

Áreas corroídas, em geral, apresentam contornos e topografias irregulares, porém, no desenvolvimento de métodos empíricos e analíticos, para se avaliar a integridade de estruturas que apresentem defeitos, faz-se o uso de “defeitos idealizados”.

Segundo a PETROBRAS N-2786 – Rev. A, item 5.1.6, para a idealização de defeitos, a região corroída deve ter sua geometria descrita por pelo menos três parâmetros: a profundidade máxima d , o comprimento L (dimensão longitudinal

¹ PIG (ou pig), do inglês, *Pipeline Inspection Gauge*. Trata-se de um dispositivo que é inserido em um duto e que é capaz de se deslocar no interior deste de forma autônoma, sendo impulsionados pelo próprio fluido. A complexidade deste dispositivo varia de acordo com a função que irá exercer – podem ser utilizados para limpeza de dutos (*pigs* de espuma) ou para inspeção (*pigs* instrumentados). O presente trabalho, faz referência, apenas, aos pigs instrumentados.

do defeito) e a largura w (dimensão circunferencial do defeito). Na Figura 01, temos um exemplo com a geometria de um defeito de corrosão, onde podemos observar os parâmetros L (dimensão longitudinal do defeito) e d (profundidade máxima).

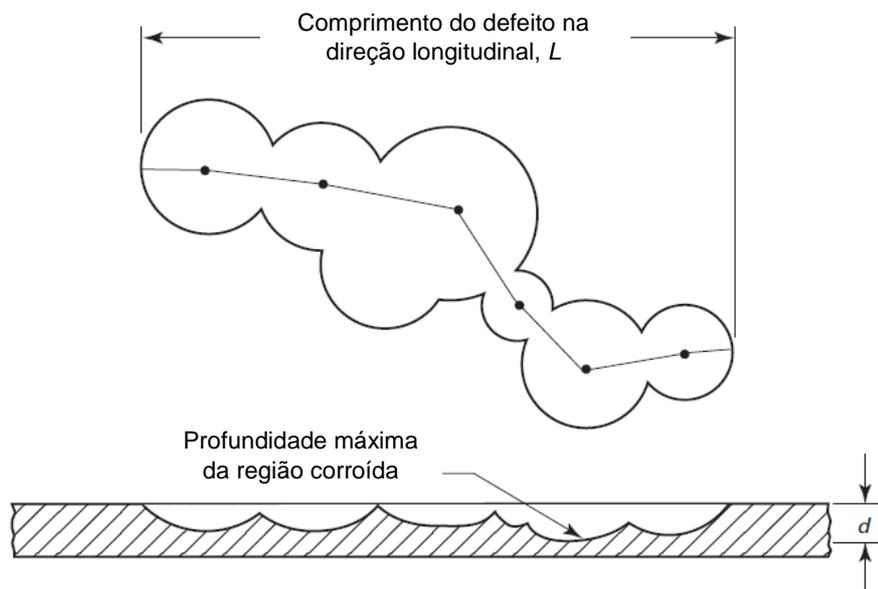


Figura 01 – Geometria da região corroída e parâmetros dimensionais utilizados na análise do defeito.

Fonte: Adaptado da norma ASME B31G – 2012, Figura 2.1-1.

Quando o defeito apresente o comprimento L maior ou igual à largura w , diz-se que o mesmo é longitudinal. Entretanto, por causa das características do processo corrosivo, o comprimento L e a largura w são em geral maiores que a profundidade d .

Segundo Benjamin (2014, p. 20), métodos desenvolvidos para avaliação de defeitos longitudinais em dutos submetidos a carregamento de pressão foram desenvolvidos supondo que a influência da largura w do defeito pode ser desprezada. Esta hipótese deixará de ser coerente, apenas, para defeitos profundos nos quais a largura w é maior que o comprimento L .

O método ASME B31G ainda hoje é muito utilizado, em todo o mundo, para avaliação de dutos corroídos submetidos a carregamento de pressão. Este método é bastante simples de utilizar, pois requer apenas do comprimento do defeito L e da sua profundidade máxima d para representar a área longitudinal de material perdido.

A norma ASME B31G – 2012, item 2.2, estabelece como metodologias admissíveis para avaliação de integridade, para o nível 1, os seguintes métodos: *B31G original*, *B31G modificado* e *API 579 nível 1*.

Mais a diante, será apresentado um estudo de caso para o reparo estrutural de um defeito real por corrosão externa na parede de um duto terrestre. Nesta ocasião, será realizado uma avaliação de integridade, pelos métodos *B31G original* e *B31G modificado*, para o cálculo da pressão de falha do duto.

2.2.

Reparo Estrutural de Dutos pelo Método de Dupla Calha (DC)

A operação de soldagem sobre uma tubulação em operação, seja com o objetivo de instalar uma conexão para posterior atividade de trepanação (furo), seja para a instalação de luvas metálicas bipartidas (dupla calha), para reforçar áreas com corrosão, trincas ou danos mecânicos, é uma ocorrência comum na área industrial. É evidente que existem incentivos econômicos e ambientais significativos para se justificar uma soldagem numa tubulação ou em um duto em operação. Dentre as motivações de ordem econômica, por exemplo, podem ser citados a possibilidade de se manter a operação (e conseqüentemente o suprimento do produto escoado durante a soldagem), evitar um vazamento eminente do produto e, ainda, evitar a necessidade de se disponibilizar para o meio ambiente partes do produto (ainda presente na tubulação) ou de água oleosa (como resultado do procedimento de limpeza anterior ao corte do duto para execução do seu reparo).

Segundo Paes (2000, p. 3), três situações devem ser consideradas durante a soldagem em operação do produto: (i) o risco de trincas induzidas pelo o hidrogênio absorvido durante o processo de soldagem, (ii) o risco do arco de solda penetrar através da espessura da tubulação e, por último, (iii) o risco de decomposição instável do produto pela temperatura e pressão alcançada na parte interna do duto ou tubulação.

No presente tópico, será considerado apenas os dois primeiros riscos, uma vez que, avaliar o risco de decomposição instável de produtos (tais como eteno, acetileno, benzeno, entre outros), fugiria ao escopo deste trabalho.

2.2.1.

Formação de Trincas a Frio Induzidas pelo Hidrogênio²

De acordo com Paes (2000, p. 3), com relação a trincas induzidas pelo hidrogênio (TIH), também conhecidas como trincas a frio, estas são as descontinuidades mais significativas no que diz respeito a integridade da tubulação. A ocorrência deste tipo de trinca depende de determinadas condições específicas e se dá, normalmente, na zona termicamente afetada (ZTA).

As condições ou fatores necessários, segundo Modenesi *et al* (2006, p. 6.8), que devem ocorrer de forma simultânea para que se formem trincas TIH, são três, a saber: (i) presença de hidrogênio na região da solda, (ii) formação de microestrutura de elevada dureza, capaz de ser fortemente fragilizada pelo hidrogênio, e (iii) solicitação de tensões residuais e externas. Para minimizar a chance de fissuração, deve-se atuar nos três fatores mencionados acima, como por exemplo, através da seleção de um material menos sensível, da redução no nível de tensões, da seleção do processo de soldagem e do controle da velocidade de resfriamento.

Por sua vez, Paes (2000, p. 2-3), destaca a relevância da temperatura, preferindo relacionar como quatro os fatores necessários para a formação da TIH – o que pareceu mais didático para o entendimento do mecanismo de dano. Segundo ele, para que se ocorra o surgimento de trincas induzidas por hidrogênio, é necessário que estejam presentes, simultaneamente, as seguintes condições: (i) presença de hidrogênio na solda oriundo da umidade existente no eletrodo, da umidade e temperatura da atmosfera em contato com o arco e/ou da presença de contaminantes na superfície a ser soldada (hidrocarbonetos, graxa, óleos, ferrugem, entre outros); (ii) microestrutura suscetível a gerar trincas induzidas pelo hidrogênio, principalmente, na ZTA em função do substrato apresentar elevado carbono equivalente (CE) em sua metalurgia; (iii) tensões trativas decorrentes de tensões residuais que surgem como resultados de restrições e deformações imposta pela contração da solda durante seu resfriamento; e (iv) temperatura, já que as

² A expressão *trincas induzidas por hidrogênio* (TIH), também conhecida como trincas a frio, é uma tradução do inglês: *hydrogen induced cracking* (HIC).

trincas a frio, de uma forma geral, costumam ocorrer em temperaturas inferiores a 150° C, sendo praticamente inexistente quando a temperatura do metal for superior a 250° C.

Durante o processo de soldagem, segundo Modenesi *et al* (2006, p. 6.8-6.9), hidrogênio proveniente de moléculas de material orgânico e umidade são dissociados no arco, sendo absorvidos pela poça de fusão, onde permanece em solução na solda após a solidificação. Esse hidrogênio difunde-se rapidamente no aço, inicialmente na zona fundida (ZF) e, em seguida, na zona termicamente afetada (ZTA), regiões onde a metalurgia é austenizada – ou seja, onde o hidrogênio encontra maior solubilidade. Com o resfriamento da solda, como o substrato costuma ser mais temperável do que o metal de solda, tem-se uma forte fragilização da ZTA devido à presença de hidrogênio, surgem, portanto, tensões de tração residuais (além daquelas provenientes de carregamento externo), que podem provocar fissuras nesta região. Ainda de acordo com este autor, a fragilização pelo hidrogênio é particularmente intensa à temperatura ambiente – na Figura 02 pode-se observar o processo de difusão do hidrogênio do metal de solda na ZTA.

Möser e Schmidt (1984, p. 2), explicam a fragilização da ZTA em função da presença do hidrogênio. Segundo ele, hidrogênio atômico que não conseguiu deixar a solda durante o processo de solidificação, difunde-se até encontrar vazios, tais como inclusões, trincas a quente ou poros, onde irá ser “estocado”. Nestes vazios, os átomos de hidrogênio (H^+) se recombinaem, formando hidrogênio molecular (H_2). Na forma molecular, o hidrogênio tem um aumento de volume e não é mais capaz de se difundir através do material. Como consequência, tem-se um aumento da pressão do gás aprisionado nestes vazios que, com o surgimento de esforços internos. Quando estes esforços são capazes de produzirem deformações plásticas, novas cavidades são criadas, outras “estocagens de hidrogênio atômico” no material surgem, novamente, átomos de hidrogênio se recombinaem em hidrogênio molecular e o processo se repete. Como consequência, ocorrerá a separação de planos cristalinos, resultando no surgimento de trincas na estrutura – na Figura 03 tem-se uma fotomicrografia de uma superfície fraturada, onde se pode observar o início de uma trinca num vazio em função da estocagem de hidrogênio.

Para se ter uma ideia da magnitude da pressão possível nestes casos, Telles (2003, p. 243), menciona que o gás retido pode chegar à uma pressão de 105 kgf/cm².

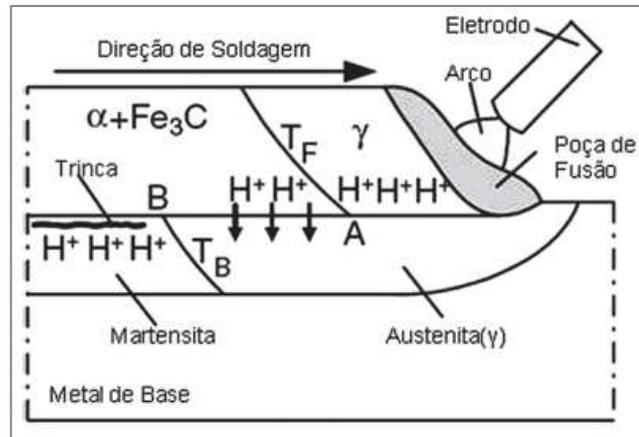


Figura 02 – Difusão do hidrogênio do metal de solda para a zona termicamente afetada (ZTA) durante a soldagem quando o metal de solda é menos temperável que o substrato.

Fonte: Adaptado de Paes, 2000, Anexo II, Fig. 1.

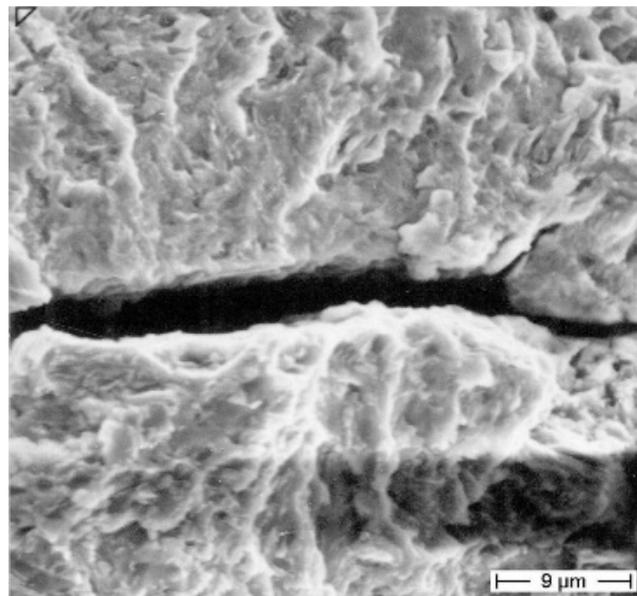


Figura 03 – Fotomicrografia de uma superfície fraturada onde se observa em um vazio o surgimento de uma trinca devido à estocagem de hidrogênio no seu interior.

Fonte: Möser e Schmidt, 1984, página 4, Fig. 4.

Já na fotomicrografia representada na Figura 04, observa-se a presença de uma trinca induzida pelo hidrogênio na zona termicamente afetada de uma junta soldada, à margem do cordão de solda.

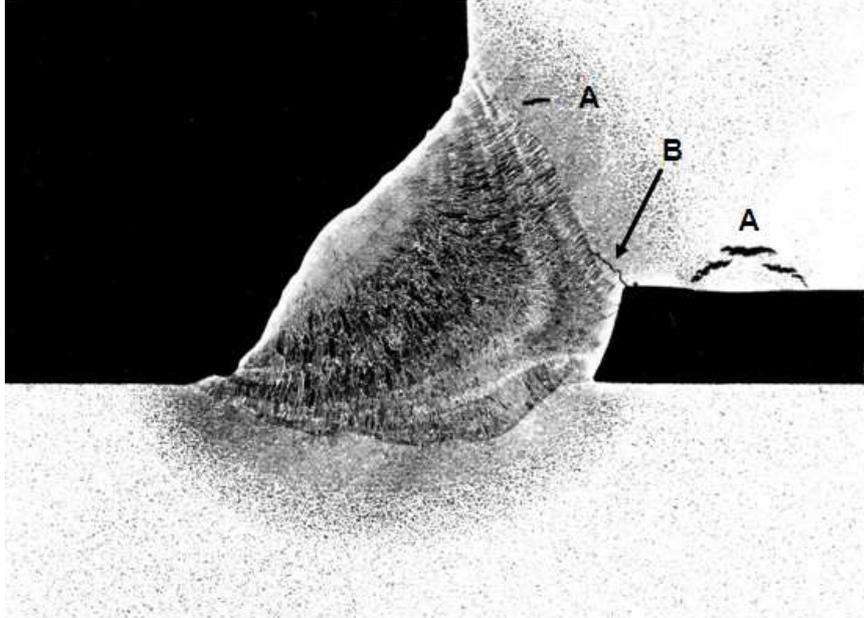


Figura 04 – Fotomicrografia de junta de ângulo onde se pode identificar a presença de trincas induzidas por hidrogênio na ZTA, na margem do cordão (B).
Fonte: TWI – The Welding Institute. Disponível em: <<http://www.twi-global.com/technical-knowledge/published-papers/welding-of-hydrogen-charged-steel-for-modification-or-repair/>>. Acesso em: 17/06/2016.

Como a TIH se forma apenas quando as condições já mencionadas se encontram presentes simultaneamente, a remoção ou prevenção de qualquer uma delas pode ser utilizada como uma forma de controle das trincas a frio. Obviamente, no caso de se remover mais de uma das condições mencionadas acima, a mitigação do risco para ocorrência de TIH, durante uma soldagem em operação, passará a contar com uma margem de segurança adicional.

2.2.1.1.

Controle do Hidrogênio

Conforme já mencionado e de acordo com Paes (2000, p. 5-6), uma forma de se evitar a formação de trincas a frio ocorre quando se restringe, significativamente, a quantidade de hidrogênio introduzido na solda. Isto é obtido através de um

controle rígido no preparo dos consumíveis de baixo hidrogênio e com uma limpeza cuidadosa da superfície que será soldada. Outra alternativa, seria “permitir” que o mesmo escape por difusão, prolongando-se o ciclo térmico de soldagem, ou seja, reduzindo-se a taxa de resfriamento (por exemplo, mediante o uso de preaquecimento antes da solda), de forma que a concentração de hidrogênio terá se reduzido a níveis aceitáveis no momento em que a temperatura da junta alcançar valores inferiores à 150° C.

Ainda segundo Paes, eletrodos de baixo hidrogênio devem ser armazenados em estufas portáteis sob temperatura apropriada e usados a partir de recipientes recém-abertos e isolados da atmosfera. Eletrodos de baixo hidrogênio em pequenas embalagens a vácuo, ou seja, que não necessitam de serem secos, caso utilizados logo após a abertura da embalagem, já se encontram disponíveis no mercado. Se necessário, o teor de umidade dos eletrodos de baixo hidrogênio, após exposição a atmosfera, pode ser reduzido fazendo-se a secagem dos mesmos de acordo com as recomendações do fabricante, usualmente em temperaturas entre 260 e 450 °C e armazenando-os a temperaturas acima de 95°C.

Já a remoção da umidade de eletrodos tipo celulósicos é ineficiente, pois este tipo de eletrodo requer uma atmosfera redutora no arco (como a gerada pelo hidrogênio), de modo a produzir grande penetração, pela qual ele se caracteriza. Uma vez que, o risco de ocorrência de TIH é muito maior quando se utiliza eletrodos celulósicos, ao invés de eletrodos de baixo hidrogênio, o emprego de eletrodos celulósicos não é recomendado para a soldagem de tubulações em operação

2.2.1.2.

Controle da Microestrutura

O risco de TIH na ZTA, segundo Paes (2000, p. 7), também pode ser reduzido através do controle da microestrutura, pois o aumento da dureza contribui com a formação de trincas a frio e a dureza, por sua vez, depende da composição química, da taxa de resfriamento e do tratamento térmico. O valor da dureza, normalmente, aceito como limite máximo para se evitar a TIH em soldas de aço carbono ou de baixa liga é de 350 Vickers.

Modenesi *et al* (2006, p. 6.9) ressalta que no caso de microestrutura de elevada dureza, a martensita costuma ser a fase mais sensível à fissuração por hidrogênio. O uso de fórmulas de carbono-equivalente, que representam o efeito dos diversos elementos de liga na temperabilidade em termos de seu teor equivalente de carbono, servem para avaliar a sensibilidade do metal base à trinca a frio. Um critério simples, baseado nesta fórmula, considera que, se $CE < 0,4$, o aço é insensível à fissuração. Já quando o $CE > 0,6$, o material é fortemente sensível, exigindo técnicas especiais de soldagem, por exemplo, o uso de processos de baixo nível de hidrogênio e de pré-aquecimento.

Existem diversas fórmulas para o determinar carbono equivalente de um aço. Uma fórmula simplificada, desenvolvida pelo IIW (*International Institute of Welding*), que se tornou uma medida comumente aceita para soldabilidade dos aços e que está relacionada no ASME IX – 2010, item QW-403.26, encontra-se na Equação 01, a seguir:

$$CE_{IIW} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr+Mo+V}{5} + \frac{Ni+Cu}{15} \quad (01)$$

De acordo com a PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 5.2, a Equação 01 se aplica para aços com carbono maior que 0,12%. Para aços com teor de carbono menor ou igual a 0,12%, deve-se utilizar a seguinte equação:

$$CE_{pcm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B \quad (02)$$

Ainda segundo a PETROBRAS N-2163 – Rev. F, a composição química deve ser obtida para o local onde a soldagem será executada (tubulação, duto, conexão, equipamento) e pode ser realizada por meio de análise química via úmida ou instrumento de espectrometria de emissão ótica – no caso de não se dispor de certificado de material ou quando houverem dúvidas quanto à informação disponível.

Paes (2000, p.7-8), acrescenta que para análise química via úmida, material é removido diretamente da parede do tubo (mediante o emprego de fresa portátil), para posterior análise em laboratório. Já no caso de espectrometria, a análise química do tubo é realizada em campo, utilizando-se equipamento portátil de

espectrometria ótica. Não se deve esquecer, ainda que, também é necessário conhecer a composição química das luvas (dupla calha), que serão instaladas num reparo que demande soldagem em operação.

Por sua vez, a taxa de resfriamento influencia a dureza do material. E de acordo com Paes (2000, p. 8), a dureza da ZTA em aços de tubos soldados com fluxo interno será tanto maior quanto maior for a taxa de resfriamento imposta na faixa de temperatura onde ocorre a transformação de martensita e bainita inferior. Como a taxa de resfriamento das soldas executadas em tubulações em operação é função dos parâmetros de soldagem e das condições operacionais da tubulação, ocorre que o aporte térmico pode ser aumentado pelo aumento da corrente de soldagem ou pela redução da velocidade de soldagem – o que em geral determina uma redução na velocidade de resfriamento.

Ainda segundo o autor, o preaquecimento é usado em soldagens convencionais para redução da velocidade de resfriamento, apesar de ter uma eficiência inferior em relação ao aumento do aporte térmico no que concerne a formação de fases menos frágeis. Por outro lado, este mesmo preaquecimento para tubulações em operação, utilizando técnicas convencionais de aquecimento, é pouco aplicável devido a capacidade do fluxo interno em remover calor da parede interna, principalmente em tubulações de baixa espessura, e na presença de grandes vazões de produto.

É importante lembrar que, durante a qualificação de procedimentos de soldagem, serão definidos quais os parâmetros de soldagem (tais como: energia, velocidade e consumível de soldagem) devem ser empregados para a soldagem em operação. Isto porque, conforme já mencionado, estes parâmetros, juntamente com os parâmetros operacionais (tais como: fluido, vazão, pressão e espessura da parede), afetarão a taxa de resfriamento na região da solda, conseqüentemente, a dureza final e o risco de trinca a frio.

Entretanto, embora a qualificação de procedimento ateste que a taxa de resfriamento empregada não causará trinca a frio, programas de modelação numérica, como o *Thermal Analysis Model for Hot-Tap Welding* da *Pipeline Research Council International* – PRCI, permitem uma estimativa da dureza final da solda. Esta informação é útil para uma avaliação preliminar do risco de TIH, antes de se realizar a soldagem em operação.

2.2.1.3.

Controle das Tensões Atuantes na Solda

Com relação as tensões de trações necessárias para a formação de TIH, sabe-se que estas podem ser, tanto de natureza externa (ou seja, oriundas de cargas externas), quanto de natureza interna (ou seja, a partir de tensões residuais). No caso das tensões externas, estas costumam ser mais previsíveis. Diferentemente das tensões internas ou residuais.

Conforme Paes (2000, p. 13), as tensões residuais resultam da restrição imposta a estrutura soldada e da contração térmica durante o resfriamento da solda. Estas tensões, por sua vez, acabam se somando aos efeitos de tração imposto pela pressão interna do fluido. A restrição da solda é de difícil controle, embora algum controle pode ser feito no projeto da conexão a ser soldada. Por exemplo, um bom ajuste da luva reduzindo ao máximo o “*gap*” existente entre o par luva-tubo e entre luvas (longitudinal e circunferencial no caso de trechos curvos), como também evitar um desalinhamento entre as duas selas da luva, são procedimentos que minimizarão a restrição introduzida pela solda. O resultado final será uma redução das tensões residuais.

2.2.2.

Penetração do Arco Elétrico Através da Parede do Tubo

O uso de aportes térmicos mais elevados contribui para prolongar o ciclo térmico de soldagem, reduzindo a velocidade de resfriamento e, portanto, diminuindo o risco de trinca a frio na soldagem operacional. Entretanto, elevados aportes térmicos podem gerar defeitos tipo mordedura ou ainda elevar o risco de perfuração da parede de tubos de pequena espessura, além de poder gerar um aumento do tamanho de grão, principalmente, na região de grãos grosseiros da ZTA.

Com relação ao risco de perfuração do tubo, de acordo com Paes (2000, p. 21-22), este fenômeno poderá ocorrer caso a área não fundida, que se encontra adjacente a poça de fusão, não tenha resistência suficiente para conter a tensão

proveniente da pressão interna da tubulação. Este fenômeno é governado basicamente por três fatores: espessura local (juntamente com o tipo de material da parede da tubulação), penetração da solda e condições operacionais da tubulação. O risco de perfuração diminui à medida em que se reduz a penetração da solda e se aumenta a espessura da parede da tubulação.

Ainda segundo o autor, a perfuração da tubulação terá como consequência direta o vazamento do produto. Além do perigo físico do vazamento em si, o produto pode ainda ser tóxico ou inflamável. A perfuração de uma tubulação durante a soldagem normalmente não leva a rupturas catastróficas, porém uma parada total do sistema de escoamento se torna necessário.

Na Figura 05 tem-se a imagem de um duto perfurado para uma simulação de soldagem em operação. Por sua vez, as Figuras 06 e 07 ilustram a influência do efeito do aporte térmico na superfície interna da parede de um tubo.

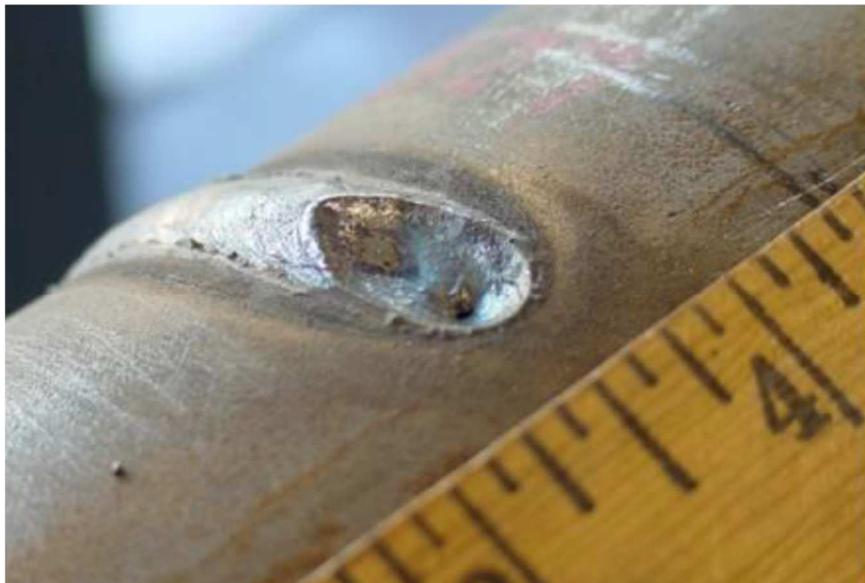


Figura 05 – Deposição de metal de solda em superfície externa de tubo com baixa espessura, simulando o risco de perfuração de tubulações e dutos mediante aporte térmico elevados.

Fonte: Fotos do EWI – Edison Welding Institute. Endereço: <www.ewi.org>.

O próprio Paes (2000, p. 21), faz menção a estudos (como por exemplo, do Instituto Battelle), que relacionaram a perfuração da parede com sua temperatura na face interna do tubo. Estes estudos estabelecem que que o risco de perfuração é eminente quando a temperatura na superfície interna da tubulação soldada (a partir de testes com soldas de conexão ou dupla-calha) alcança valores superiores a

1260°C (2300°F). Assim, foram arbitrados valores menores como margem de segurança: o valor de 980°C para eletrodos de baixo hidrogênio e 760°C para eletrodos celulósicos.

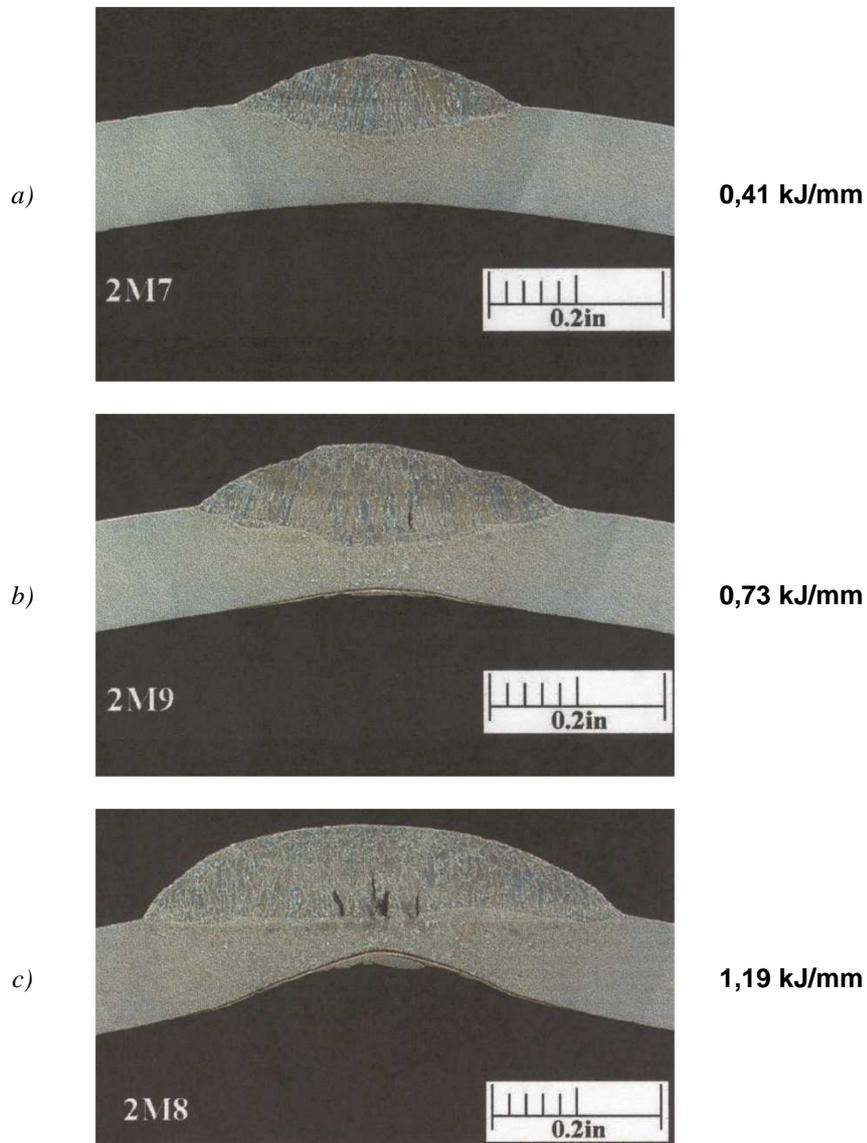


Figura 06 (Parte 1) – Fotomicrografia com seções transversais de solda em tubo ilustrando o efeito do aumento de aporte térmico sobre a superfície interna da parede de um tubo – espessura da parede: 3 mm; vazão: 0,6 mm scfd/sq.in; fluido: gás metano.

Na micrografia em (a) não se percebe alterações na parede interna do tubo. Já nas micrografias em (b) e (c), observa-se o surgimento de “bulging” (abaulamento) na região não fundida adjacente a solda, em função do aporte térmico utilizado.

Fonte: Fotos do EWI – Edison Welding Institute. Endereço: <www.ewi.org>.

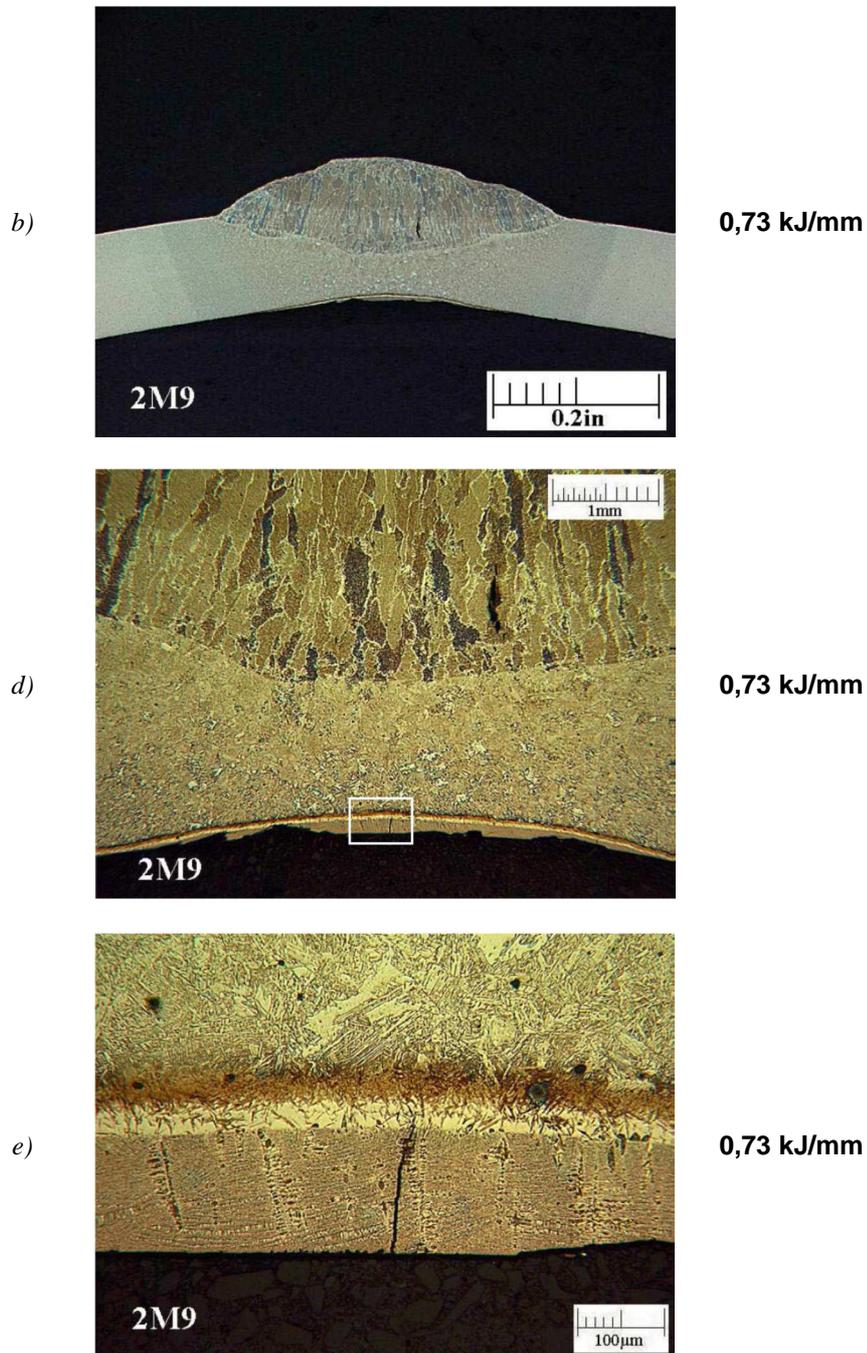


Figura 06 (Parte 2) – Fotomicrografia com seções transversais de solda em tubo ilustrando o efeito do aumento de aporte térmico sobre a superfície interna da parede de um tubo – espessura da parede: 3 mm; vazão: 0,6 mm scfd/sq.in; fluido: gás metano.

Novamente, na micrografia em (b) observa-se o surgimento de “bulging” (abaulamento) na região não fundida adjacente a solda, em função do aporte térmico utilizado. Já as fotomicrografias ilustradas em (d) e (e), mostram o surgimento de trinca na região do bulging.

Fonte: Fotos do EWI – Edison Welding Institute. Endereço: <www.ewi.org>.

Paes adverte, ainda que, existem uma concepção errada, porém bastante difundida nas práticas operacionais. Esta concepção é a de que é sempre necessário

haver algum tipo de fluxo no interior da tubulação ou do duto, de forma a se evitar a perfuração da parede durante a soldagem em carga. Apesar de a manutenção de algum fluxo ter como efeito uma redução da temperatura interna, pode ser demonstrado que a temperatura interna é normalmente inferior a 980°C, sob condições normais de soldagem – ou seja, com espessuras superiores a 6,35 mm, pela ação do resfriamento por condução de calor através da parede da tubulação e pela ação do próprio fluido interno.

Observando-se, por exemplo, a norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 6.2.1, Tabela 1, percebe-se uma relação entre espessura mínima do tubo e a presença ou não de fluxo no interior do mesmo. No caso de dutos ou tubulações com espessura de parede igual ou superior à 12,70 mm, o resfriamento causado pela existência de algum fluxo interno, é desnecessário para reduzir o risco de perfuração da parede do tubo, pois o aporte térmico na superfície externa do tubo não é capaz de elevar a temperatura interna aos 980°C, já mencionado, mesmo na ausência de fluxo. Por outro lado, para uma parede com espessura entre 6,35 e 12,70 mm, a existência de qualquer fluxo poderá eliminar este risco numa soldagem em operação.

Em termos práticos, o risco de perfuração está diretamente associado ao emprego de correntes elevadas durante a soldagem, ou ao uso de baixa velocidade de soldagem, ou em situações onde o tubo a ser soldado apresenta pequena espessura (abaixo de 4 mm), ou ainda, devido a presença de uma elevada pressão no interior da tubulação ou do duto – embora neste último caso, a probabilidade de se atingir uma pressão crítica para perfuração seja pouco provável.

Na Figura 07, a seguir, tem-se uma ilustração esquemática resumindo os dois principais problemas envolvidos numa soldagem em operação – risco de trinca a frio na ZTA induzida por hidrogênio e risco de perfuração devido à redução local da resistência do tubo. Conforme já apresentado, a redução ou mitigação destes riscos passa pelo controle do aporte térmico durante a soldagem (quando baixo demais, pode promover a trinca a frio, já quando em excesso, pode levar a perfuração da parede), e o controle da taxa de resfriamento (pois taxas elevadas favorecem a presença de martensita e bainita inferior – estruturas suscetíveis a trinca à frio).

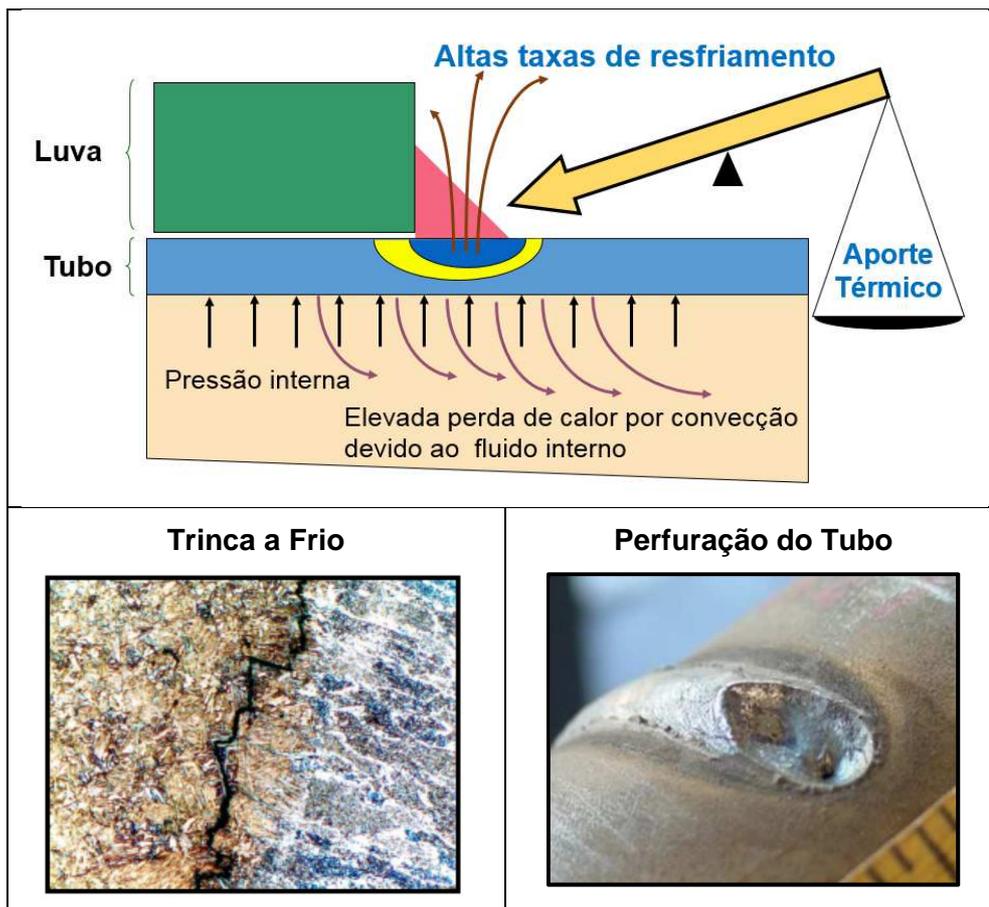


Figura 07 – Ilustração resumindo os dois principais problemas com a soldagem em operação: risco de trinca a frio na ZTA induzida por hidrogênio e risco de perfuração devido à redução local da resistência do tubo. A mitigação destes riscos passa pelo controle do aporte térmico e pelo controle das taxas de resfriamentos da solda.

Fonte: Adaptado de slide do curso Soldagem Operacional, ministrado pela Universidade Petrobras, em parceria com o Creduto (Transpetro), dezembro de 2015.

2.2.3.

Experiência Internacional com Soldagem em Operação

A análise de acidentes ocorridos com dutos na América do Norte³, relacionados a soldagem em operação e que a presença de trincas a frio induzidas pelo hidrogênio fora fator comum, levou a criação de um comitê pela National Energy Board (Canadá), para avaliar assuntos pertinentes a qualificação de procedimentos e soldadores, bem como, ao emprego de END's.

³ Na verdade, os acidentes responsáveis pela criação deste comitê foram: (a) Trinca a frio durante reparo em uma tubulação em Camrose (Canadá), no ano de 1985; e (b) Trinca a frio após a instalação de dupla calha numa tubulação de gasolina da Sun Oil em Pensylvania (EUA), em 1986.

Segundo a NATIONAL ENERGY BOARD (1990, p. 9), o comitê concordou que procedimentos devem ser qualificados e selecionados baseados na composição química do material, representado pelo CE, do aço da tubulação e não no grau da tubulação.

Já a API STANDARD 1104, 2013, Annex B, B.2.3, considera o carbono equivalente como varável essencial para soldagem em operação, ou seja, dado um procedimento de soldagem qualificado, o mesmo não deve ser utilizado caso o CE do material a ser reparado possua valor de CE superior aquele referente ao procedimento qualificado.

Como já colocado anteriormente e de acordo com Paes (2000, p. 15-17), é importante ratificar que para se evitar a formação de trincas a frio, pelo menos uma das quatro condições tem de ser evitadas ou severamente minimizadas (hidrogênio, microestrutura suscetível, tensões e temperatura). Uma quantidade significativa de tensões residuais atuando na solda estão sempre presentes, não podendo ser evitadas.

Ainda de acordo com o autor, tanto na América do Norte quanto na Europa, é comum se utilizar como primeiro passo para se evitar trincas a frio o emprego de eletrodos de baixo hidrogênio ou processos de baixo hidrogênio. Como segurança adicional para evitar a formação de TIH, procedimentos de soldagem são desenvolvidos para se minimizar a formação de microestruturas suscetíveis. Para tal, são comumente usadas as seguintes especificações ou uma combinação delas:

- Aporte térmico mínimo;
- Preaquecimento mínimo;
- Procedimento de passe de revenimento.

Finalmente, na América do Norte, os procedimentos que requerem controle do aporte térmico são mais comuns, enquanto que na Europa procedimentos com preaquecimento mínimo e/ou sequência de passes de revenimento são predominantes, devido a espessuras de parede mais elevadas pela menor pressão máxima de operação permitida. Embora a soldagem de tubulações em operação seja empregada tanto para instalação de luvas quanto para instalação de conexões, a mais predominante de todas (pelo número de soldas executadas) na América do

Norte, por exemplo, é a de instalação de luvas de reparo (dupla calhas) para reforço de áreas com corrosão externa e principalmente interna. Normalmente esses reparos se seguem após inspeções realizadas com pig eletromagnético, resultando num número apreciável de luvas a serem instaladas.

3

Estudo de Caso: Reparo Estrutural de Oleoduto por DC

Agora, será considerado um caso real de reparo estrutural em um duto terrestre de transferência de petróleo, de propriedade da Petróleo Brasileiro S.A., localizado no estado do Espírito Santo, onde fora identificado dano por corrosão externa com severa intensidade. Conforme será observado mais adiante, a técnica de reparo estrutural utilizada neste caso, foi a instalação de dupla calha com solda circunferencial – *pressure-containing sleeves*, para o restabelecimento da resistência mecânica do mesmo no trecho corroído foi identificado o dano.

O duto em questão interliga uma concessão de campos terrestres à um terminal aquaviário no norte do estado capixaba. Por ele é transferido óleo especificado aquecido, devido a elevada viscosidade do petróleo produzido na região. Para a construção deste oleoduto foram utilizados tubos Ø14 pol x 7,9 mm de espessura, em aço API 5L Grau X-60, sem costura, sendo sua extensão total de 14,8 km – ver cópia do certificado de inspeção dos tubos na Figura 08. O revestimento anticorrosivo é polipropileno extrudado em três camadas⁴ (3LPP).

 VALLOUREC & MANNESMANN TUBES V & M do BRASIL S.A. USINA BARREIRO - Belo Horizonte - MG - Brasil CEP: 30161-970 - Caixa Postal: 1453					CERTIFICADO DE INSPEÇÃO N°.: Folha: (De acordo com EN 10204 / DIN 50049 3.1.B) 0050083068 1 / 3
					Cliente: PETRÓLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS E&P-ES Pedido Cliente: AFM16223008903 Inspeção: PETROBRAS/MATERIAIS/CQBM/IDFA Número NEO: 471098612544
DIMENSÕES: 355,60 mm X 7,90 mm GRAU DO AÇO : GR X60 NORMA METALÚRGICA: API SPEC 5L 01.01.2000 # PSL 2 # NORMA DIMENSIONAL: API SPEC 5L 01.01.2000 ESPECIFICAÇÃO METALÚRGICA: ET-3655.00-6500-200-PEN-001 27.02.2003 ESPECIFICAÇÃO DIMENSIONAL: ET-3655.00-6500-200-PEN-001 27.02.2003 PRODUTO: TUBOS DE AÇO SEM COSTURA LAMINADO À QUENTE , PONTA CHANFRADA 30 GR. # TEMPER= REVENIDO # PROTECAO SUPERFICIAL: PPTCR-ET3655.00-6500-940PEN006 # TOLERÂNCIAS: DIÂMETRO EXTERNO: -2,667 mm / + 2,667 mm PAREDE: - 0,958 mm / + 1,185 mm COMPRIMENTO: FAIXA 11 700,00 mm - 12.300,00 mm # 02 - 01 MARCAÇÃO DE NORMA: V & M DO BRASIL - 5L-0150.4 - MONOGRAMA API - "MM/AA" - 14" x 0.312 (7,90 mm) - X60 - CV - PSL2 - S - HQ - SR4 - ...M - 67,74 kgf/m MARCAÇÃO DE EMBARQUE: PCM 162.23.1131/02 / AFM 162.23.0089/03-001 / CM 4710.986.12544 / PETROBRAS-UN-ES					

Figura 08 – Detalhe do Certificado de Inspeção do Fabricante de Tubos. Pode-se observar as seguintes informações: [1] Dimensões: 344,60 mm x 7,90 mm; [2] Grau do aço: X-60; [3] Norma metalúrgica: API SPEC 5L e [4] Produto: tubos de aço sem costura.
 Fonte: Vallourec & Mannesmann Tubes, outubro de 2003.

⁴ 3LPP – *Three Layer Polypropylene*: Sistema de proteção externa anticorrosiva em tripla camada, bastante empregado em tubos metálicos para construção de dutos, consiste em uma camada epóxi de alta performance (*fusion bonded epoxy*), na qual uma camada adesiva copolímero é extrudada, seguida por uma camada de polipropileno extrudada até a espessura desejada ser alcançada. Neste caso, o polímero utilizado foi o polipropileno (PP).

Tem-se ainda os seguintes dados de projeto e de operação para o oleoduto em questão – pressão, vazão e temperatura:

Pressão de Projeto: 90 kgf/cm²

Pressão de Operação: 9 ~ 42 kgf/cm²

Vazão de Operação: 33 ~ 100 m³/h

Temperatura de Operação: 90° C (máximo)

Conforme o plano de inspeção de dutos da Companhia, este oleoduto passa por inspeção com *pig* instrumentado a cada 5 (cinco) anos. Em setembro de 2015 este duto foi inspecionado com PIG MFL⁵. Na Figura 09 tem-se o registro fotográfico do momento em que a ferramenta é recebida no scraper (Recebedor de PIG) do terminal.

Na ocasião, a empresa responsável comunicou à Petrobras que houve indicação de diversos pontos de corrosão externa num trecho do duto a jusante do scraper de lançamento. Ainda segundo a executante pela inspeção, o *pig* instrumentado indicou perdas de espessura de até 85% (oitenta e cinco por cento). Na Figura 10 tem-se uma cópia da Ficha de Localização para o tubo que apresentou maior perda de espessura, retirado do Relatório de Detalhes da inspeção DIG Sheet ou ISAR (*Individually Sentenced Anomaly Report – Weld and Anomaly Location Sheet*) da Contratada.

Após abertura de vala para atividade de correlação do trecho onde a inspeção sinalizou a existência de corrosão, pode-se confirmar a presença do dano indicado pelo PIG MFL – perda de espessura devido a corrosão externa do oleoduto. A análise sugere ainda que a origem do dano (corrosão externa nos tubos), está relacionada a falha no revestimento anticorrosivo de polipropileno em tripla camada, devido a sua deterioração, em função da temperatura de operação do duto (90° C, no máximo).

⁵ PIG MFL são *pigs* instrumentados magnéticos que utilizam magnetismo como princípio físico de funcionamento. Um campo magnético é aplicado sobre a superfície de interesse, sensores colocados na parte central deste campo monitoram de forma contínua o fluxo magnético e detectam a fuga do magnetismo proveniente de discontinuidades volumétricas, especialmente devido à corrosão. Estes *pigs* normalmente se deslocam no interior dos dutos de forma autônoma e são capazes de armazenar os registros da operação em curso para análise e avaliação posteriores.



Figura 09 – Momento em que o PIG MFL é retirado do scraper recebedor após operação de passagem de PIG Instrumentado para inspeção da integridade do Oleoduto Ø14 pol.
Fonte: Petróleo Brasileiro S.A., 2015.

3.1.

Análise da Falha no Revestimento 3LPP

Segundo a ABNT NBR 15221-2:2015, item 1, este tipo de revestimento é indicado para proteção anticorrosiva externa de tubulações de aço enterradas ou submersas em água doce ou salgada, operando em temperaturas compreendidas entre -20 e 110 °C. No entanto, existe histórico de falhas deste revestimento em dutos da Petrobras, mesmo operando dentro da faixa admissível de temperatura. Esse tipo de falha costuma estar associada a problemas durante o processo de extrusão e aplicação do revestimento e/ou ao emprego material de qualidade inferior no revestimento.

Também foi identificado falha semelhante no revestimento anticorrosivo das juntas de campo. Todavia, o nível de corrosão encontrado nos tubos na região das juntas de campo, geralmente, se mostrou mais severo do que onde ocorreram falhas no revestimento anticorrosivo em 3LPP. Isto porque nas juntas de campo a empresa

Segundo a PETROBRAS N-2328 – Rev. C, item 5.1.1.3, o filme externo de polietileno reticulado não estruturado com tecido de fibra de vidro, pode ser utilizado em dutos que operam, no máximo, à 80° C – o que é incompatível com a temperatura máxima de projeto do duto.

Na Figura 11 tem-se a árvore de falha para análise da falha do revestimento anticorrosivo, responsável pelo dano no oleoduto:

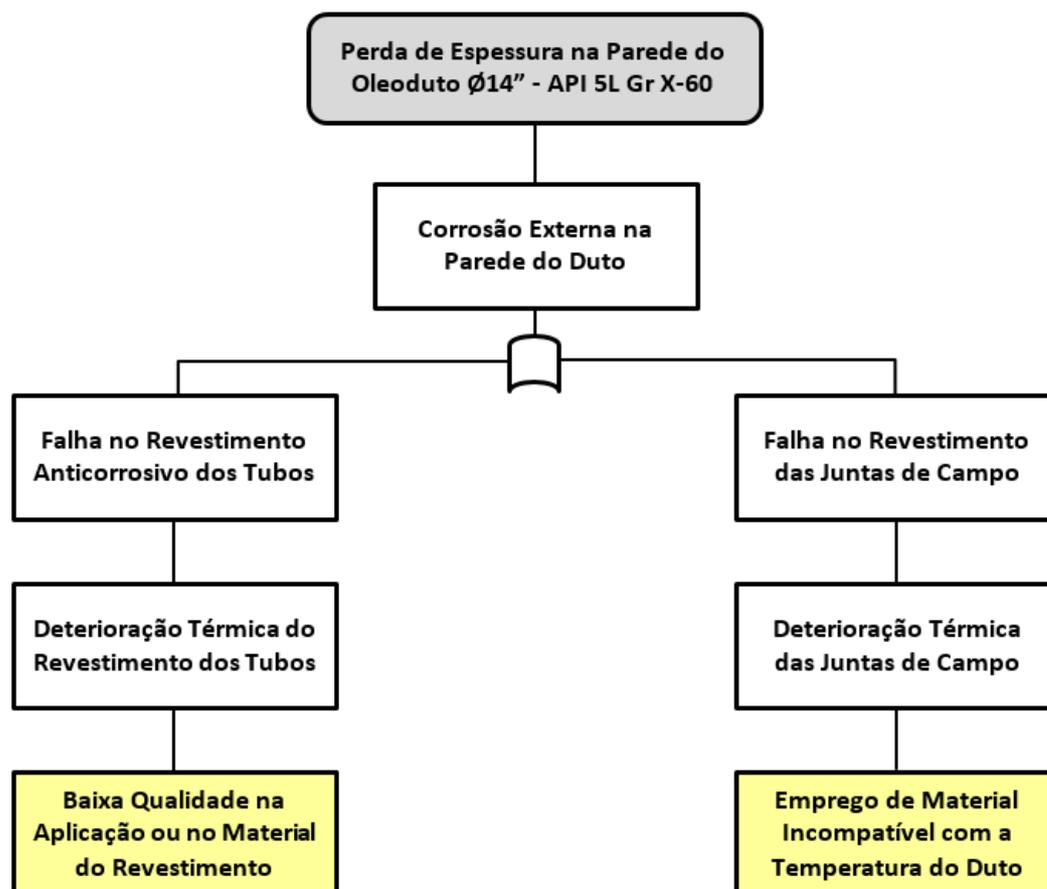


Figura 11 – Diagrama da Árvore de Falha para perda de espessura no Oleoduto Ø14'' – API 5L Gr X-60. Observa-se duas causas prováveis para a falha no revestimento anticorrosivo do duto. A baixa qualidade do revestimento de polipropileno em tripla camada utilizado na fabricação dos tubos e o emprego de material inadequado na construção do duto.
Fonte: Elaborado pelo autor, 2016.

A análise do dano identificado no oleoduto (corrosão externa dos tubos), sugere que o mesmo está associado a falha do revestimento anticorrosivo, tanto na tripla camada quanto na junta de campo. Por sua vez, como será visto, a falha do revestimento se deu por degradação térmica do material e tem, portanto, relação direta com a temperatura de operação do oleoduto.

Conforme pode se observar nas Figuras 12, 13, 14 e 15, foram encontradas diversas trincas e/ou empolamentos ao longo do revestimento de polipropileno em tripla camada. Em alguns pontos do trecho escavado, pode-se identificar um descolamento total do revestimento anticorrosivo (Figura 16).

Observando-se a camada de polipropileno do revestimento, percebeu-se que o mesmo apresentava um aspecto frágil (quebradiço), sugerindo que o PP tenha sofrido algum processo de envelhecimento característico da sua exposição à temperatura de operação do oleoduto. Isto pode ocorrer para o polipropileno quando, durante o processo de aplicação do revestimento, os requisitos da ABNT NBR 15221-2:2015, Tabelas A.1, A.2, A.3, A.4 e A.5, não são plenamente atendidos. Por exemplo, o uso de aditivos no polipropileno em quantidade inferiores ao especificado, levam o mesmo a falhar para temperaturas inferiores ao seu limite de aplicação (110° C). O principal efeito deletério deste envelhecimento seria uma redução apreciável da flexibilidade do polipropileno, a sua fragilização e o surgimento de trincas na sua superfície.

Mais tarde se constatou ainda que, o tipo de FBE empregado, específico de um determinado fornecedor no mercado, utilizava uma formulação química que já havia sido descontinuada, devido a uma série de problemas apresentado em outras aplicações.

Quanto ao processo de corrosão externa em dutos enterrados com um sistema de proteção catódica operando, sabe-se que isto é algo raro de ocorrer. Para o duto em questão, há um forte indicativo que as trincas do revestimento (Figura 12), permitiram a entrada de água, que se acumulou entre a parede metálica e o revestimento. O caráter isolante do polipropileno, por sua vez, impediu que a corrente de proteção catódica evitasse a corrosão destes pontos. Ao que parece, a geometria das trincas no momento do seu surgimento apresentava dimensões suficientes para permitir a entrada de água, mas não para permitir a entrada de corrente do sistema de proteção catódica. Efeito semelhante ocorre quando se promove a blindagem de um duto para se evitar a captação de correntes elétricas indesejáveis pelos tubos (DUTRA e NUNES, 2006, p 155-156).

Como o tipo de FBE empregado já tinha um histórico de falhas, provavelmente, a água deve ter chegado até a parede externa dos tubos. A consequência disto foi o início do processo de corrosão localizada sob as trincas

do revestimento – que acabariam por evoluir, assumindo a morfologia de alvéolos de corrosão.



Figura 12 – Surgimento de trincas no revestimento anticorrosivo do duto. Estas trincas permitiram a entrada de água através do revestimento. A presença de água sob o revestimento e em contato com a parede do tubo, por sua vez, promove o processo de corrosão eletrolítica.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.

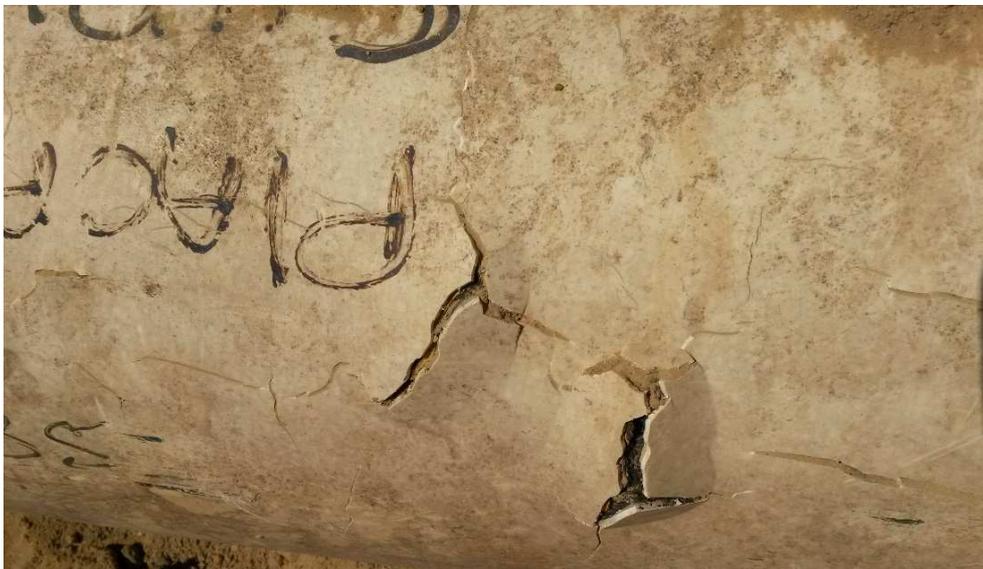


Figura 13 – Presença de empolamentos no revestimento do duto. As trincas que permitiram a entrada de água sob o revestimento, nuclearam alvéolos de corrosão. O produto de corrosão gerado, preso sob o revestimento, sofre um aumento de volume, promovendo a formação de empolamentos conforme se pode observar.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.

Com o avanço do processo de corrosão, o produto de corrosão que vai se acumulando na região sob as trincas do polipropileno, dão origem a empolamentos,

que por sua vez, exercem uma pressão crescente sob o próprio revestimento anticorrosivo do duto (Figuras 13, 14 e 15). Esta pressão tende a promover a propagação destas trincas e a sua abertura.



Figura 14 – Presença de empolamentos em outro trecho do revestimento anticorrosivo de polipropileno em tripla camada. Uma concentração maior foi observada nos tubos que sofreram curvatura em campo. É provável que a curvatura de tubos durante construção do duto tenha introduzido micro trincas no revestimento, favorecendo a falha do mesmo.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 15 – Mais um trecho do duto com presença de empolamentos no revestimento anticorrosivo. Observa-se que aumento de volume devido ao produto de corrosão externa causa a ruptura do revestimento em diversos pontos.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.

A distribuição destes empolamentos originados na superfície do revestimento não foi uniforme no trecho do duto avaliado. Conforme se pode observar na Figura 17, os tubos descobertos para correlação de campo se

encontravam num trecho curvo. Foi na região de maior curvamento dos tubos onde se constatou uma maior presença de alvéolos (Figura 14).

É possível ainda, para o caso da falha no revestimento, que a operação de curvamento dos tubos em campo tenham introduzido micro trincas no revestimento e que estas tenham evoluído com o duto em operação. Uma outra possibilidade, no caso do dano nos tubos, é que a presença de tensões internas maiores na parede, devido ao seu curvamento, tenha acelerado o processo de corrosão nesta região do duto devido à combinação de corrosão e tensão.

Conforme já mencionado anteriormente, foram localizados trechos em que ocorreu o completo descolamento do revestimento (Figura 16). Grandes extensões de trechos de revestimento descolados podem reduzir a eficiência do sistema de proteção catódica, já que o mesmo é considerado no cálculo da corrente requerida para proteção do duto. Em outras regiões, o revestimento encontrava-se com baixa aderência (Figuras 18 e 19).



Figura 16 – Trecho do duto onde houve descolamento do revestimento anticorrosivo por completo. Observa-se neste caso, que o descolamento ocorre entre a superfície do duto e a camada de FBE.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.

A análise da superfície do duto nestas regiões mostrou a presença de uma maior concentração de alvéolos. É possível que a corrosão alveolar contribuiu para o descolamento do revestimento, nos trechos onde ela foi mais intensa.

Na Figura 20, tem-se o verso de uma amostra do revestimento 3LPP retirado do duto. Nele pode-se observar que a camada de FBE (na cor amarela) está totalmente aderida a camada de PP. Estes tubos foram adquiridos em 2003. Problemas de aderência da camada de epóxi à superfície dos tubos foram recorrentes para este tipo de FBE. Atualmente, os tubos com revestimento em FBE utilizam um outro de tipo de formulação química e tem sua coloração verde.



Figura 17 – Vala aberta para correlação de campo e avaliação do Oleoduto Ø 14 pol. A falha do revestimento ocorreu num trecho de curvatura do duto.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Conforme já mencionado, a falha do revestimento anticorrosivo ocorreu numa temperatura menor que o seu limite operacional (pois o revestimento foi especificado para suportar 110°C, mas veio a se deteriorar a 90°C). É essa falha no revestimento, a principal causa pelo surgimento do mecanismo de dano do oleoduto, ou seja, corrosão externa alveolar. Nas Figuras 21 e 22 podem ser observadas os alvéolos de corrosão que se nuclearam sob as trincas do revestimento, na superfície externa dos tubos.



Figura 18 – Remoção do revestimento anticorrosivo em regiões de empolamentos. Observe o produto de corrosão e a presença de corrosão alveolar na superfície externa do duto. É possível, ainda, identificar no interior dos alvéolos a indicação da trinca inicial que levou a falha do revestimento anticorrosivo – ver seta A.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 19 – Remoção do revestimento anticorrosivo em trecho de formação de empolamentos. Nestas regiões observou-se uma baixa aderência do revestimento. Observe a impressão do contorno das trincas no interior dos alvéolos de corrosão.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 20 – Superfície interna do revestimento de polipropileno em tripla camada removido do oleoduto. Observa-se a camada de FBE completamente aderida a camada de PP. As manchas em coloração escura apresentam o contorno dos alvéolos de corrosão.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Por outro lado, a falha no revestimento numa temperatura inferior à sua temperatura limite, reforça a ideia de que fora empregado materiais com qualidade questionável para o revestimento anticorrosivo. Neste caso, tanto o FBE como o polipropileno utilizados para a aplicação do revestimento em tripla camada de PP, tiveram um desempenho muito aquém do especificado para este tipo de revestimento.

No caso do processo de corrosão de severa intensidade sob as juntas de campo⁶ – região também conhecida como *cut back*, também foi identificado degradação térmica do material – ver Figuras 23 e 24.

A falha do revestimento das juntas de campo, também foi o principal responsável pela corrosão na região do *cut back*, porém, neste caso, devido a aplicação de material incompatível para a temperatura de operação do oleoduto. No trecho avaliado, foram utilizadas mantas termocontrátil em polietileno reticulado, ao invés de polipropileno (ver Figura 23). A temperatura de operação do duto fez com que as mesmas sofreram processo de descolamento, em função da sua degradação térmica – daí resultou o aspecto de ressecamento da manta.

⁶ As juntas de soldagem de campo, uma vez concluídas, costumam receber um revestimento anticorrosivo por meio de mantas termocontráteis. Estas mantas devem ser fornecidas em material polimérico compatível com o revestimento de fábrica dos tubos utilizados.



Figura 21 – Superfície do Oleoduto Ø14 pol, após remoção do revestimento anticorrosivo. Presença de alvéolos de corrosão devido a falha no revestimento anticorrosivo externo.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 22 – Detalhe dos alvéolos de corrosão na superfície do duto, após limpeza com escova rotativa. Foram encontrados alvéolos de corrosão com severa intensidade.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 23 – Manta termocontrátil de polietileno utilizada na junta de campo – ao invés de manta termocontrátil de polipropileno. A depender do tipo de manta em polietileno, a mesma terá aplicação limitada a 60°C ou a 80°C. Aqui, observa-se, facilmente, que o polietileno sofreu envelhecimento devido a temperatura de operação do duto.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 24 – Junta de campo após remoção da manta termocontrátil. Pode se observar a utilização de revestimento asfáltico (ou a base de betume). Este tipo de revestimento apresenta pobre adesão ao aço e está limitado a temperatura máxima de operação de 60°C. Parte da superfície do duto ficou exposta devido a deterioração do revestimento.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.

Após remoção da manta em polietileno, pode-se verificar ainda que, foi aplicado material asfáltico como base sobre o *cut back* e que o mesmo, também, sofreu processo de degradação. Segundo a PETROBRAS N-2238 – Rev. C, item 5.4.2.1, material a base de asfalto tem aplicação, também, limitada à 60°C. Assim, fica evidente o emprego de material não compatível com a temperatura de operação do duto, o que caracteriza, por sua vez, falha durante a fase de construção e montagem deste oleoduto.

As Figuras 25, 26, 27, 28 e 29 dizem respeito a atividade de correlação de campo do ponto mais crítico, onde foi sinalizado perda de espessura de 85%, segundo o PIG MFL (reportado no relatório da Figura 10). A localização deste ponto o posicionou sobre uma junta de campo, próximo a junta soldada.

A Figura 25 ilustra este ponto, depois da remoção da manta e do material asfáltico. A medição da profundidade do alvéolo de corrosão foi de 6,0 mm (Figura 26), e a maior medição de espessura do duto em uma região íntegra adjacente foi de 7,98 mm (Figura 27). Portanto, a perda de espessura corrigida, para o ponto mais crítico reportado na inspeção, foi de 75%. Ou seja, tem-se neste ponto uma espessura remanescente da ordem de 2 mm – ver Figuras 28 e 29.

Combinado com a falha na seleção do revestimento da junta de campo, acredita-se que o descolamento da junta de campo, em função da sua degradação, promoveu uma condição de blindagem elétrica desta região (mais uma vez, destaca-se a natureza isolante do polímero, neste caso, o polietileno), já que não houve a remoção física da junta após o seu descolamento. Ela manteve-se em torno do *cut back*, oferecendo uma barreira física à corrente de proteção catódica, ou seja, blindando essa região. Desta forma, o sistema de PC se tornou pouco eficiente para conter a corrosão na região do *cut back* e taxas de corrosão mais severas podem ser esperadas nas paredes do duto.

Como este dano comprometia consideravelmente a integridade do duto, pois representava um sério risco de perfuração ao mesmo, foi providenciado a imediata instalação de uma braçadeira mecânica parafusada, conforme ilustrado na Figura 30. Na seção seguinte será calculada a pressão de falha para este dano.

O procedimento utilizado na Figura 30 é previsto em norma e classificado como um tipo de reparo temporário, conforme norma PETROBRAS N-2737 – Rev. B, item 4.5.2.3 e Anexo B, Tabela B.1.



Figura 25 – Junta soldada do oleoduto após remoção da junta anticorrosiva de campo (material asfáltico e manta termocontrátil em PE). Próxima a esta junta a inspeção por PIG MFL reportou o local de maior perda de espessura.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 26 – Medição da profundidade do alvéolo de corrosão que apresentou maior perda de material. Conforme pode-se observar, o alvéolo apresentou uma profundidade de 6 mm.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 27 – Medição de espessura por ultrassom para região íntegra adjacente ao alvéolo de corrosão que apresentou maior perda material – ilustrado na imagem da Figura 26.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 28 – Junta soldada onde foi identificado o dano mais crítico no Oleoduto Ø 14 pol, por corrosão de severa intensidade. Observe que a área mapeada com o alvéolo de corrosão (dimensão de 90 x 70 mm), apresentou 6,0 mm de profundidade.
Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 29 – Detalhe da região que contém o defeito de maior criticidade identificado na correlação de campo, ilustrado na Figura 28.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.



Figura 30 – Braçadeira mecânica parafusada instalada no Oleoduto Ø14 pol, como reparo temporário para região onde foi identificado o dano mais crítico.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro 2015.

Segundo a ASME PCC-2 – 2015, Article 3.6, a braçadeira mecânica aparafusada tanto pode ser utilizada para conter ou prevenir vazamentos, como para reforçar mecanicamente as paredes de um componente avariado.

3.2.

Cálculo da Pressão de Trabalho Admissível do Oleoduto

Para se determinar a pressão admissível para o oleoduto corroído, de acordo com o código de projeto ASME B31.4 – 2012, item 451.6.2.2.(b), um procedimento aceitável é o método descrito na norma ASME B31G – 2012.

A Figura 31 mostra o dano mais crítico encontrado na correlação de campo, já apresentado na seção anterior:

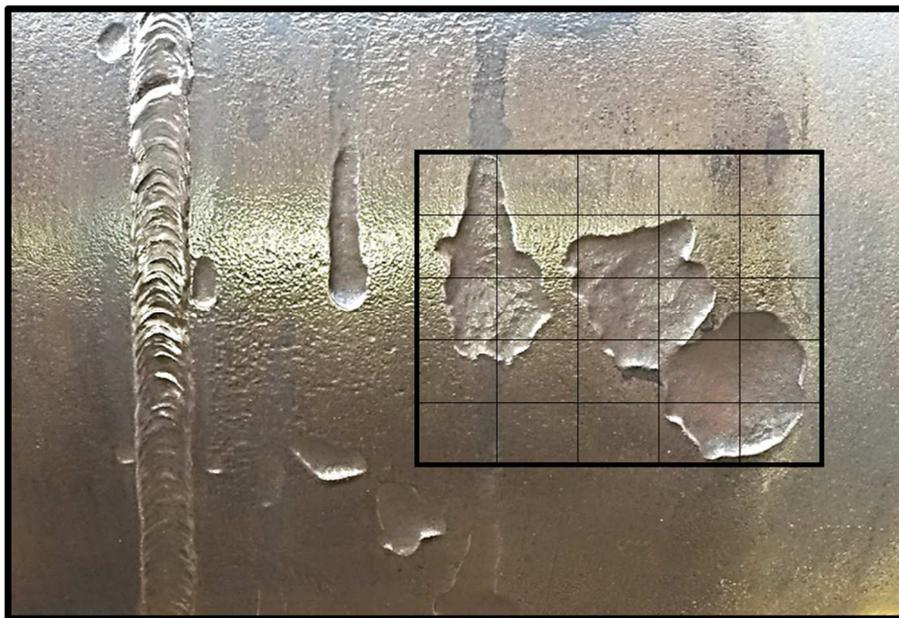


Figura 31 – Detalhe do dano mais crítico localizado no oleoduto. Observe que foi considerado a interação de três alvéolos na área reticulada. As dimensões encontradas, foram: $L = 90$ mm; $W = 70$ mm e $d = 6,0$ mm. Que corresponde, respectivamente, ao comprimento (longitudinal), à largura (circunferencial) e a maior profundidade medida.

Fonte: Foto de autoria própria, dezembro de 2015.

Inicialmente, será calculado o nível de tensão de ruptura S_F pelo método B31G original. Segundo a ASME B31G – 2012, item 2.2.(a), para uma análise Nível 1 e um defeito classificado como curto ($z \leq 20$), o mesmo pode ser estimado pela seguinte equação:

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - \frac{2}{3}(d/t)}{1 - \frac{2}{3}(d/t)/M} \right] \quad (03)$$

Onde S_{flow} corresponde a $1,1 \times S_y$; d corresponde a profundidade do defeito; t corresponde a espessura do tubo e M corresponde ao fator de Folias. E, lembrando-se que $S_y = SMYS = 60 \text{ ksi} = 413 \text{ MPa}$, tem-se:

$$S_{flow} = 1,1 \cdot S_y = 454,3 \text{ MPa} \quad (04)$$

Conforme mencionado, o defeito em questão foi classificado como curto, pois para o cálculo de z :

$$z = \frac{L^2}{Dt} \quad (05)$$

Onde $L = 90 \text{ mm}$; $D = 14 \text{ pol} = 355,6 \text{ mm}$ e $t = 7,9 \text{ mm}$. Assim:

$$z = 2,883 < 20 \quad (06)$$

Ainda, segundo a ASME B31G, o fator de Folias para um defeito curto, pelo método original, é calculado pela seguinte equação:

$$M = (1 + 0,8 z)^{1/2} \quad (07)$$

Portanto:

$$M = 1,8184 \quad (08)$$

Com os valores obtidos para o fator de Folias e para S_{flow} , retornando-se à equação (03), para $d = 6,0 \text{ mm}$, chega-se ao seguinte valor para o nível de tensão de ruptura pelo método original:

$$S_{F(original)} = 310,82 \text{ MPa} \quad (09)$$

Repetindo-se o mesmo procedimento para o cálculo do nível de tensão, pelo método B31G modificado, de acordo com o ASME B31G – 2012, item 2.2.(b), análise Nível 1 e defeito curto ($z \leq 50$), tem-se:

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1-0,85(d/t)}{1-0,85(d/t)/M} \right] \quad (10)$$

Sendo o fator de Folias, igual à:

$$M = (1 + 0,6275z - 0,003375z^2)^{1/2} \quad (11)$$

E, para a classificação do defeito:

$$z = 2,883 < 50 \quad (12)$$

Portanto:

$$M = 1,6677 \quad (13)$$

E, de acordo com a equação (10), chega-se ao seguinte valor para o nível de tensão de ruptura pelo método modificado:

$$S_{F(modificado)} = 262,71 \text{ MPa} \quad (14)$$

Agora, com os valores obtidos para o nível de tensão de ruptura para o oleoduto (S_F), conforme equações (09) e (14), respetivamente, pelos métodos B31G *original* e *modificado*, pode-se determinar valores da pressão admissível do oleoduto com defeito.

Considerando que a falha de um material dúctil ocorre por escoamento, de acordo com Budynas e Nisbett (2011, p. 237-239), o *critério de escoamento de Tresca* ou da *teoria da tensão de cisalhamento máxima*, estabelece que quando a tensão num ponto crítico do componente atingir o mesmo valor da tensão de cisalhamento, num ensaio de tração, tem-se o limite de referência para este critério de falha. Ainda segundo os autores, introduzindo-se um fator de segurança (para aplicação em projetos), a máxima tensão cisalhante pode ser escrita da seguinte forma:

$$\tau_{m\acute{a}x} = \frac{S_y}{2.FS} \quad (15)$$

Sendo $\tau_{m\acute{a}x}$ a tens\~ao de cisalhamento m\~axima, S_y a tens\~ao de escoamento do material e FS o fator de seguran\~ca.

Para o caso de um cilindro pressurizado de paredes finas, Beer *et al* (2015, p. 496), apresenta o crit\~erio de Tresca, fazendo uso da f\~ormula de Barlow, com a seguinte express\~ao:

$$\tau_{m\acute{a}x} = \frac{pD}{4t} \quad (16)$$

Sendo p a press\~ao no interior do cilindro, D o di\~ametro do cilindro e t a espessura da parede do cilindro.

Das equa\~c\~oes (15) e (16), conforme Freire (2009, p. 9.20), tem-se que:

$$\sigma_{adm} = \frac{S_y}{2.FS} = \frac{pD}{4t} \quad (17)$$

Finalmente, introduzindo-se o conceito de fator de projeto, muito comum nos c\~odigos de projeto da ASME (ao inv\~es de fator de seguran\~ca) e, segundo ASME B31G-2012 (itens 1.5 e 2.2) e Freire (2009, p. 15.19), tem-se para o c\~alculo da press\~ao estimada de falha do duto:

$$P_{defeito} = \frac{2t}{D} \cdot S_F \cdot \text{Fator de Projeto} \quad (18)$$

Onde o *Fator de Projeto* (design fator) \~e constitu\~ido pelo produto dos par\~ametros γ_d , γ_E e γ_T , que s\~ao definidos, respectivamente, como fator de projeto, fator de efici\~encia de junta e fator de temperatura.

Segundo o c\~odigo ASME B31.4 – 2012, item 403.2.1, o valor de γ_d (fator de projeto), n\~ao deve ser superior \~a 0,72. Em fun\~cao da pr\~atica de procedimento de soldagem qualificado e inspecionado na Petrobras e da temperatura de opera\~cao do oleoduto (<120°C), os demais fatores s\~ao iguais a um, ou seja, $\gamma_E = \gamma_T = 1$.

Assim, para se determinar a press\~ao m\~axima admiss\~ivel, ser\~a calculado a press\~ao de defeito do duto no trecho onde foi identificada a corros\~ao de maior

severidade. Para tal, serão utilizados os valores obtidos para o nível de tensão de ruptura (método original e método modificado), o fator de projeto igual à 0,72 e a equação (18):

$$P_{\text{defeito (original)}} = 9,94 \text{ MPa} = 101,46 \text{ kgf/cm}^2 \quad (19)$$

$$P_{\text{defeito (modificado)}} = 8,40 \text{ MPa} = 85,6 \text{ kgf/cm}^2 \quad (20)$$

De acordo com os valores encontrados para a pressão de falha, percebe-se que o método B31G original é mais conservador do que o método B31G modificado. Sendo que, o primeiro apresentou um valor superior à pressão de projeto informada do oleoduto (90 kgf/cm²). Já o segundo valor encontrado ficou um pouco abaixo deste. Isto se deve, certamente, a fator de projeto utilizado para o cálculo do projeto deste oleoduto – lembrando que, para o cálculo das pressões de falha, foram utilizados os seguintes valores $\gamma_d = 0,72$; $\gamma_E = 1$ e $\gamma_T = 1$ para o cálculo do Fator de Projeto.

Se a máxima pressão admissível para o duto novo for recalculada, utilizando-se o mesmo Fator de Projeto, tem-se:

$$p_{adm} = \frac{2t}{D} \cdot S_y \cdot \gamma_d \cdot \gamma_E \cdot \gamma_T \quad (21)$$

Logo:

$$p_{adm} = 13,2 \text{ Mpa} = 134,6 \text{ kgf/cm}^2 \quad (22)$$

Comparado com o valor acima, a pressão de projeto informada equivale a dois terços do valor recalculado. Logo, para a pressão de projeto do duto foi utilizado um fator de projeto menor do que 0,72. Desta forma, como a espessura remanescente da parede neste ponto é de, apenas, 2 mm (dois milímetros), o profissional habilitado reduziu a PMOA (pressão máxima de operação admissível) do duto para 50 kgf/cm² – até que o reparo estrutural fosse executado.

É importante frisar que esta redução da PMOA, também, foi motivada em função da importância deste oleoduto, uma vez que o mesmo transfere cerca de 9,5

mil barris de petróleo por dia. Qualquer evolução do dano relatado, poderia levar o duto a falha, causando impactos ambientais e operacionais.

Diante deste cenário, a decisão da equipe de manutenção da integridade foi pela instalação imediata da braçadeira aparafusada (conforme já mencionado anteriormente e ilustrado na Figura 30), e pela reabilitação do oleoduto. Na seção seguinte, será abordado a técnica de reparo estrutural empregada.

3.3.

Soldagem Operacional de Dupla Calhas em Oleoduto

Dentre as possíveis técnicas de reparo para o duto avaliado, conforme a norma PETROBRAS N-2737 – Rev. B, item 4.5.2, foram avaliadas as seguintes possibilidades:

- Troca de trecho;
- Reparo por material compósito;
- Instalação de dupla calhas.

A troca de trecho iria exigir a parada operacional do duto, o que era inviável, até porque a parada do duto iria exigir a completa drenagem do mesmo, pois o tipo de hidrocarboneto transportado neste duto tem alta viscosidade e numa parada de fluxo poderia provocar o tamponamento do oleoduto. Por outro lado, optar por operação de trepação para construção de by-pass provisório e troca do trecho, sem parada do duto, seria muito dispendioso. Assim, esta opção foi descartada.

O reparo com o emprego de material compósito apresentou dois complicadores. Primeiro, a temperatura de operação do duto era elevada (cerca de 90°C), o que requer maiores cuidados para o uso desta técnica. Adicionalmente, de acordo com a norma PETROBRAS N-2737 – Rev. B, Anexo B, Tabela B.1, este tipo de reparo seria considerado temporário. Assim, essa técnica também acabou sendo descartada.

Desta forma, o reparo estrutural por dupla calha parecia ser o método mais indicado para o reparo do duto. Após consulta aos consultores do CREDUTO –

Centro Nacional de Reparos de Dutos da Petrobras, definiu-se por esta técnica para manutenção do duto.

Em função da extensão do dano e da necessidade de estanqueidade numa eventual ruptura da parede nos locais com baixa espessura remanescente, optou-se pela instalação de dupla calha (meia cana) segmentada, com solda circunferencial de fechamento nas extremidades (selagem). Para as soldas circunferenciais intermediárias e para as soldas longitudinais, seriam utilizados juntas de topo com mata-juntas embutidas. Antes da instalação das calhas, os alvéolos de corrosão seriam preenchidos com massa epóxi (PETROBRAS N-2737 – Rev. B, item 4.5.2.8, alíneas “a” e “c” e Nota 1; N-2163, Rev. F, item 5.1, alínea “r”).

Como o reparo por dupla calha prever a instalação das mesmas por soldagem em carga, ou seja, a soldagem das calhas se dá com o duto em operação, algumas atividades preliminares são requeridas antes da liberação do serviço. A norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 5.2, relaciona estas atividades preliminares sob o título de “inspeção inicial”. A seguir, listaremos as principais etapas da inspeção inicial para o reparo do duto em questão.

3.3.1.

Avaliação da Integridade da Parede do Duto

Após a determinação da extensão do dano, foi realizada inspeção por varredura de parede com ultrassom convencional para se verificar a integridade da mesma. O objetivo era definir a região adjacente ao dano com maior espessura de parede, conforme pratica recomendada da norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 5.1, alínea “s”).

Na Figura 32 tem-se a indicação da região selecionada e inspecionada para receber a soldagem de selagem de uma das extremidades do reparo por dupla calha segmentada. A Figura 33 registra a varredura da parede por ultrassom convencional.

No Anexo 1 desta monografia, encontra-se o relatório da inspeção inicial por ultrassom para o metal de base e para as juntas, cujos reforços de solda seriam removidos para permitirem o correto acoplamento e instalação de dupla calhas – conforme prevê a norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 5.2, alínea “i”).



Figura 32 – Região onde foi realizada a varredura por ultrassom para determinação da região de selagem do reparo por dupla calha.
 Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 33 – Inspeção do duto (varredura da parede) por ultrassom convencional para determinação da região de selagem do reparo por dupla calha.
 Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

3.3.2.

Determinação da Composição Química do Material

Embora os certificados de material dos tubos estivessem disponíveis (conforme visto na Figura 08), em função da criticidade do serviço de reparo, foram realizados ensaios de campo para se confirmar a composição química dos tubos, bem como seu carbono equivalente.

No caso da composição química, foram realizados ensaios de réplica metalográfica e de medição de dureza em campo. A réplica metalográfica consiste em preparação metalográfica superficial com lixamento, polimento, seguido de ataque com reagente adequado para revelar a microestrutura do material. A microestrutura assim revelada é copiada mediante uma réplica de acetato. Uma vez removida a réplica de acetato com a cópia da microestrutura, a mesma está pronta para ser examinada em microscopia óptica, mediante simples preparação prévia. Na Figura 34, tem-se o momento do ensaio de réplica metalográfica.



Figura 34 – Ensaio de réplica metalográfica em campo. Após a preparação da superfície metalográfica do material (lixamento, polimento e ataque), e cópia desta microestrutura através de um filme de acetado. Após a produção da réplica, o acetado é encaminhado para análise em laboratório.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Após a preparação das réplicas metalográficas em filme de acetado para cada um dos tubos nos quais seriam instaladas dupla calhas, as mesmas foram encaminhadas para análise em laboratório. O resultado confirmou metalurgia do material – aço API 5L Gr X-60.

Nas Figuras 35 e 36 pode-se observar o resultado para o ensaio de réplica metalográfica e macrografia para um dos pontos analisados. A dureza média encontrada para os tubos analisados foi de 246 HB.

No Anexo 2 desta monografia, encontram-se os resultados para todos os ensaios de réplica metalográfica realizados no duto para o trecho a ser reparado.

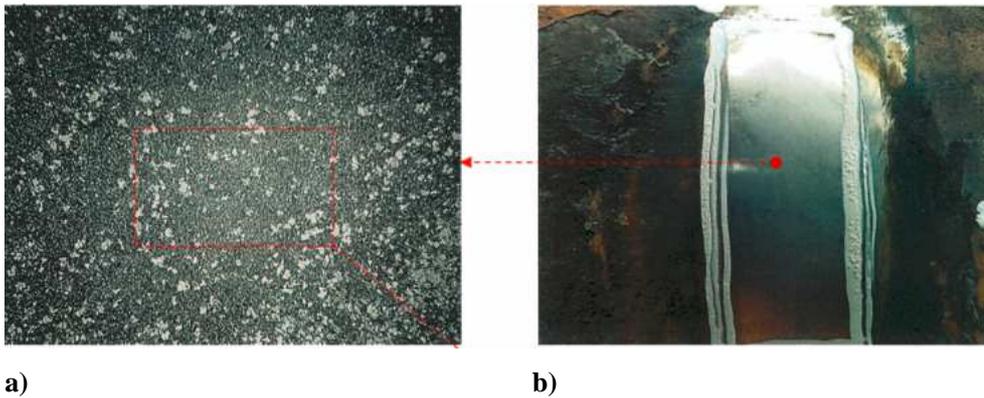


Figura 35 – Resultado para o ensaio de réplica metalográfica para um dos tubos a ser reparado. a) Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita fina. Aumento 100x. Tamanho de grãos: 8. Ataque simples: Nital 2%. b) Foto de macrografia de réplica mostrando a superfície isenta de descontinuidades.
 Fonte: Araújo Engenharia e Integridade de Equipamentos, fevereiro de 2016.

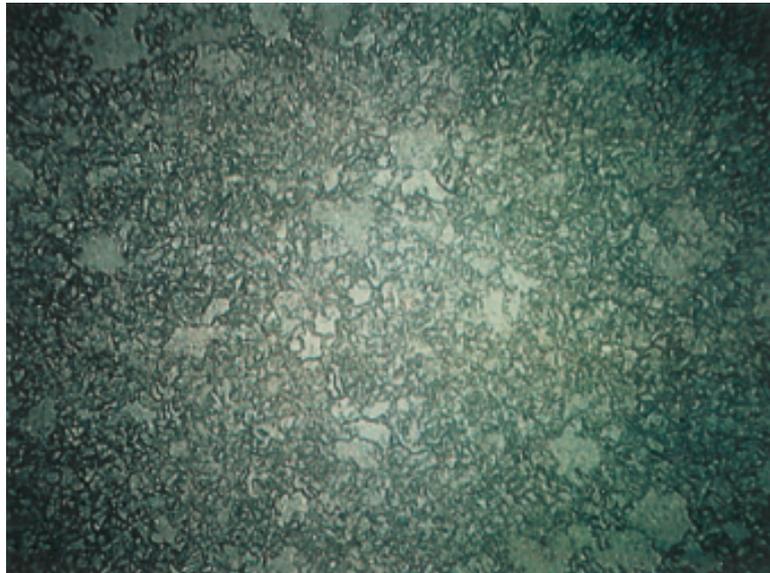


Figura 36 – Detalhe da microestrutura do material do duto, ilustrada na Figura 35.a). Aumento: 400x.
 Fonte: Araújo Engenharia e Integridade de Equipamentos, fevereiro de 2016.

Já para a determinação do carbono equivalente dos tubos, foram realizadas a amostragem de material de campo e espectrometria de absorção atômica em campo. Na Figura 37 pode-se observar a retirada de material para envio e análise química em laboratório. Já a Figura 38 mostra o ensaio de espectrometria de absorção atômica com o uso de equipamento de campo.



Figura 37 – Remoção de amostra para determinação de carbono equivalente por espectrometria em laboratório.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 38 – Ensaio de espectrometria de campo para determinação de carbono equivalente.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Os resultados obtidos para o carbono equivalente (CE) dos tubos avaliados encontram-se listados na Tabela 01. Conforme se pode observar, os tubos apresentaram $CE \leq 0,44\%$. Esta informação será de grande importância para a simulação térmica a fim de se avaliar o risco de perfuração, bem como, para a seleção de procedimento qualificado para soldagem (PETROBRAS N-2163 – Rev. F, itens 6.2.1.3.1 e 6.2.1.3.2). De acordo com o que foi obtido em campo, os valores obtidos para o CE são coerentes com os valores informados nos certificados de fabricação dos tubos (Figura 08).

No Anexo 3 desta monografia, encontra-se uma cópia do relatório da análise química para determinação do carbono equivalente referente ao tubo número 1.

Tabela 01 – Resultados Obtidos para Determinação do Carbono Equivalente

Tubos Analisados	CE
Tubo #1	0,20%
Tubo #2	0,44%
Tubo #3	0,40%
Tubo #4	0,25%
Tubo #5	0,27%
Fonte: Dados obtidos em campo durante as atividades de espectrometria por absorção atômica. Janeiro de 2016.	

3.3.3.

Avaliação do Risco de Perfuração por Simulação Térmica

Conforme determina a norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 6.2.1.1, o risco de perfuração deve ser avaliado antes da soldagem. Ainda segundo a mesma norma, conforme Tabela 1, para a espessura nominal do duto ($t = 7,9$ mm), na eventual falta de fluxo, será necessário avaliar o risco de perfuração por meio de modelos de análise térmica.

Conforme já mencionado, um dos programas recomendados para tal avaliação térmica é o *Thermal Analysis Model for Hot-Tap Welding*, do *Pipeline Research Council International* – PRCI (PETROBRAS N-2163 – Rev. F, Tabela 1, Nota 1 e API STANDARD 1104, 2013, Annex B, B1).

Com base no maior percentual de carbono equivalente encontrado para os tubos corroídos (0,44%), foi selecionado um procedimento do Creduto para realização das soldas circunferenciais de selagem do reparo, Especificação de Procedimento de Soldagem em Operação – EPS, número PR-4000.00-6500-PMP-001C – vide no Anexo 4, cópia da referida especificação.

Conforme já foi visto, estas são as juntas de fechamento (ou selagem) do reparo por dupla calha. São, portanto, as únicas soldas realizadas, realmente, com o duto em operação, pois como não se empregam mata juntas para as mesmas, durante seu processo de soldagem ocorre a fusão das calhas ao metal de base do duto.

Ainda no Anexo 4 desta monografia, encontra-se uma segunda Especificação de Procedimento de Soldagem (EPS número PR-4000.00-6500-210-PMP-095L), que será utilizada para as juntas longitudinais e circunferenciais intermediárias.

Com base nos dados de projeto e operação do duto, a composição química do material e os parâmetros de soldagem da EPS para junta circunferencial de selagem, alimentou-se o software da PRCI para as abas: “*pipe joint*”, “*weld conditions*” e “*pipe contents*” – ver Figura 39.

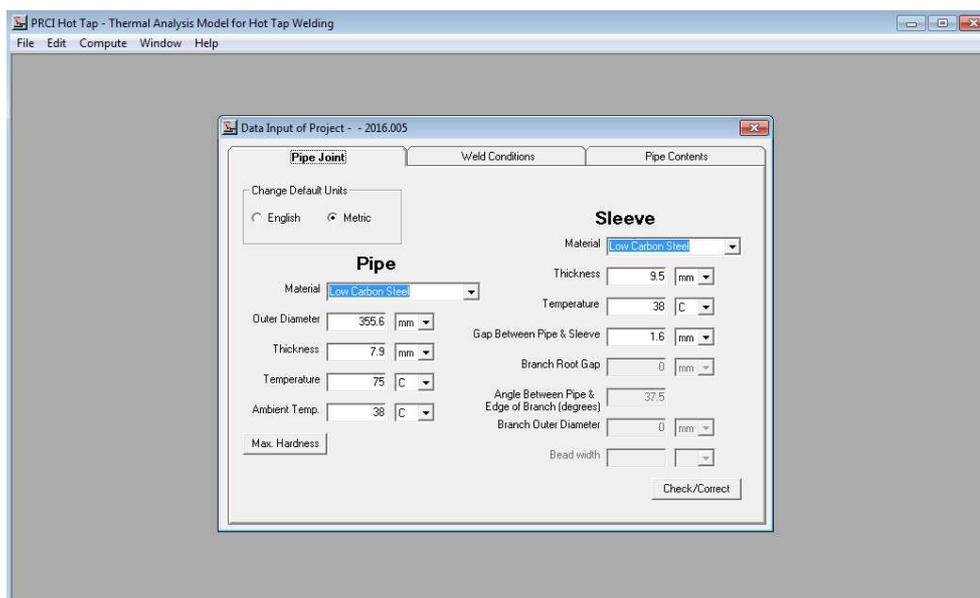


Figura 39 – Tela do software Thermal Analysis Model for Hot-Tap Welding, da PRCI – Pipeline Research Council International. *Input* dos dados da junta da tubulação, das condições de soldagem e do fluido transportado, para simulação do risco de perfuração do duto e de trinca a frio durante a soldagem em operação.

Fonte: *Print screen* da tela do software, janeiro de 2016.

Foram realizadas quatro rodadas diferentes no programa de simulação térmica, cada uma com oito combinações possíveis para os dados de pressão, vazão e parâmetros de soldagem – dentro do intervalo admissível para as variáveis operacionais do duto e para os parâmetros de soldagem da EPS selecionada.

Assim, para simulação térmica, foram avaliados o risco de perfuração e de trinca a frio em trinta e duas combinações possíveis. Todos os resultados foram bastante satisfatórios.

A Tabela 2 apresenta todas as trinta e duas combinações de valores utilizadas para *input* no software da PRCI.

Na Figura 40, tem-se os resultados numéricos obtidos para uma destas rodadas com oito combinações possíveis. Não houve variação significativa nos

resultados para as quatro rodadas. Atenção especial deverá ser dada para as duas últimas colunas dos resultados. Conforme já mencionado, o valor da temperatura interna na parede do tubo avalia o risco de perfuração do mesmo. Já a máxima dureza na ZTA, avaliará o risco de trinca a frio.

Tabela 2 – Dados de *Input* Utilizados para Simulação Térmica no Software Thermal Analysis Model for Hot Tap Welding da PRCI

Nº	PRESSÃO		VAZÃO		TENSÃO	CORRENTE	VELOCIDADE SOLDAGEM	
	kgf/cm ²	kPa	m ³ /h	m/s	V	A	mm/min	mm/s
1	9	882.5985	33	0.1011	24	85	100	1.6667
2	9	882.5985	33	0.1011	28	85	100	1.6667
3	9	882.5985	33	0.1011	24	90	100	1.6667
4	9	882.5985	33	0.1011	28	90	100	1.6667
5	9	882.5985	33	0.1011	24	85	130	2.1667
6	9	882.5985	33	0.1011	28	85	130	2.1667
7	9	882.5985	33	0.1011	24	90	130	2.1667
8	9	882.5985	33	0.1011	28	90	130	2.1667
9	9	882.5985	100	0.3063	24	85	100	1.6667
10	9	882.5985	100	0.3063	28	85	100	1.6667
11	9	882.5985	100	0.3063	24	90	100	1.6667
12	9	882.5985	100	0.3063	28	90	100	1.6667
13	9	882.5985	100	0.3063	24	85	130	2.1667
14	9	882.5985	100	0.3063	28	85	130	2.1667
15	9	882.5985	100	0.3063	24	90	130	2.1667
16	9	882.5985	100	0.3063	28	90	130	2.1667
17	42	4118.793	33	0.1011	24	85	100	1.6667
18	42	4118.793	33	0.1011	28	85	100	1.6667
19	42	4118.793	33	0.1011	24	90	100	1.6667
20	42	4118.793	33	0.1011	28	90	100	1.6667
21	42	4118.793	33	0.1011	24	85	130	2.1667
22	42	4118.793	33	0.1011	28	85	130	2.1667
23	42	4118.793	33	0.1011	24	90	130	2.1667
24	42	4118.793	33	0.1011	28	90	130	2.1667
25	42	4118.793	100	0.3063	24	85	100	1.6667
26	42	4118.793	100	0.3063	28	85	100	1.6667
27	42	4118.793	100	0.3063	24	90	100	1.6667
28	42	4118.793	100	0.3063	28	90	100	1.6667
29	42	4118.793	100	0.3063	24	85	130	2.1667
30	42	4118.793	100	0.3063	28	85	130	2.1667
31	42	4118.793	100	0.3063	24	90	130	2.1667
32	42	4118.793	100	0.3063	28	90	130	2.1667

Fonte: Autoria própria, janeiro de 2016.

Lembrando que, segundo a norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 6.2.1, Tabela 1, a temperatura interna na parede do duto não deve exceder 980°C a fim de se evitar a perfuração da parede. Para a máxima dureza na ZTA, de acordo com Paes (2000, p. 7), o valor normalmente aceito como limite máximo para se evitar TIH em soldas de aço carbono ou de baixa liga é de 350 Vickers.

Observando os valores da Figura 40 obtidos para a temperatura interna e dureza máxima na ZTA, obteve-se o seguinte:

- Temperatura Interna na Parede Máxima (simulação): 659°C;
- Dureza Máxima na ZAT (simulação): 224,96 HV.

Ou seja, a simulação mostrou que não há risco para a execução do serviço de reparo pela técnica de dupla calha.

F.E.A. Result						6/24/2016 6:23:03PM
Project ID: 2016.005		Description: Oleoduto DN14" - FAL / TNC				
Case Number	HeatInput kJ/in	Maximum Cooling Rate F /sec at 1000 F	Minimum Cooling Time t(800-500C), sec	Maximum Inner Temperature F [C]	HAZ Hardness Hv	
1	38.40	26.0	7.69	1,219 [659]	190.92	
2	23.91	59.6	3.24	1,016 [547]	224.96	
3	31.09	37.7	5.23	1,107 [597]	202.81	
4	36.27	28.3	6.98	1,188 [642]	193.53	
5	32.92	33.5	5.85	1,137 [614]	198.96	
6	27.90	45.5	4.38	1,091 [589]	209.88	
7	25.32	52.8	3.62	1,044 [562]	218.88	
8	29.54	40.0	4.91	1,120 [604]	205.22	

Figura 40 – Resultados obtidos para simulação térmica do software Thermal Analysis Model for Hot Tap Welding. Atenção para as duas colunas à esquerda: temperatura interna máxima e dureza na ZTA. A partir da análise destes valores se pode conhecer a existência ou não de risco para soldagem em operação.

Fonte: *Print screen* da tela do software, janeiro de 2016.

Na Figura 41, tem-se mais um resultado da simulação térmica, desta vez em forma gráfica. O mesmo relaciona o Heat Input para a operação de soldagem com o tempo de resfriamento entre as temperaturas de 800 a 500°C.

A observação das duas curvas mostra que o aumento do Heat Input leva a um aumento do tempo de resfriamento e, conseqüentemente, se impede a formação de estrutura martensítica. Desta forma, sem a formação de martensita na ZTA, a dureza máxima na mesma será menor.

Por exemplo, se for utilizado um Heat Input de 30 kJ/in, de acordo com o gráfico superior da Figura 41, o tempo de resfriamento “t₍₈₀₀₋₅₀₀₎” será igual a 5 s (cinco segundos). E, pela curva inferior da mesma figura, a dureza estimada na ZTA para esta taxa de resfriamento será de 200 HV, o que é um valor aceitável pois é inferior ao valor de referência (350 HV).

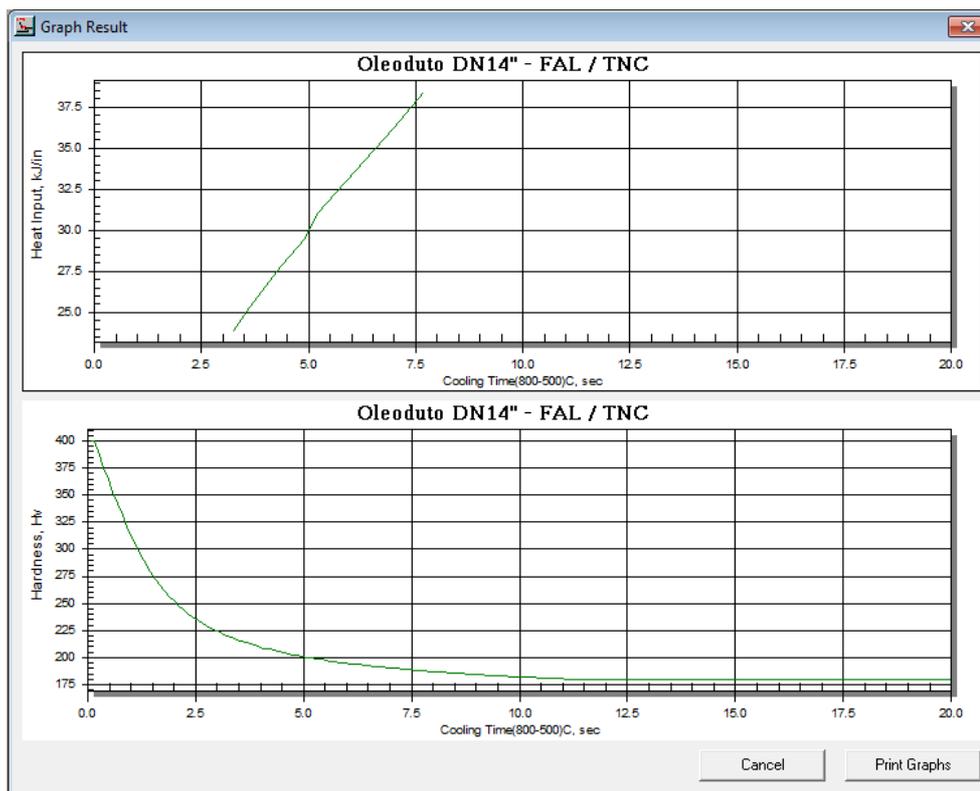


Figura 41 – Resultado gráfico do software Thermal Analysis Model for Hot Tap Welding, da PRCI. As curvas relacionam o tempo de resfriamento com o Heat Input de soldagem e o tempo de resfriamento com a dureza na ZTA. Pode-se concluir que aumentar o Heat Input produz um aumento no tempo de resfriamento, evitando a formação da martensita e, conseqüentemente, reduzindo a máxima dureza na ZTA.

Fonte: *Print screen* da tela do software, janeiro de 2016.

3.3.4.

Instalação das Dupla Calhas

Uma vez concluído a fase de levantamento de dados e documentos, a inspeção inicial e a simulação térmica, realizou-se a reunião final de análise, como último requisito, para verificação do planejamento e autorização do reparo por soldagem em operação. Este requisito está previsto na norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 4.1.3. Vide no Anexo 5 uma cópia da Ata de Reunião e da Lista de Verificação.

Para o projeto da dupla calha, optou-se pela fabricação de 30 (trinta) calhas, a partir de um duto Ø16 pol, $t = 9,5$ mm, material API 5L X-65, com um comprimento de 900 mm, para cada calha. Assim, o comprimento total da dupla calha segmentada a ser instalada seria de 27 (vinte e sete) metros.

Após a fabricação das dupla calhas, todas foram submetidas a inspeção por ultrassom (varredura de parede) e por partículas magnéticas. Em seguida, as mesmas foram encaminhadas à campo para se dar início a soldagem em operação. Na Figura 42, tem-se a foto de uma destas calhas.



Figura 42 – Calha fabricada a partir de um duto Ø16 pol, t = 9,5 mm, material API 5L Grau X-65, para reparo em Oleoduto Ø14 pol, t = 7,9 mm, material API 5L Grau X-60.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Já nas Figuras 43 e 44, tem-se o início das atividades de campo, onde se pode observar a limpeza de bisel e a preparação de manta junta.



Figura 43 – Preparação de dupla calhas pela equipe de campo. Observa-se atividades de limpeza de bisel da junta longitudinal com o uso de escova rotativa e preparação (conformação) de mata junta da junta circunferencial.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 44 – Preparação de dupla calhas pela equipe de campo. Observa-se a limpeza de bisel de junta circunferencial através de operação de esmerilhamento.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Na sequência, um par de calhas é acoplado sobre a região do duto que se deseja reforçar. Conforme a norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 6.3, alínea “e”, para o posicionamento e fixação da dupla calha, fez-se uso de corrente de aço e macaco hidráulico para melhor ajuste, atentando-se para o paralelismo e perpendicularidade da calha superior com a calha inferior – ver Figuras 45 e 46.



Figura 45 – Acoplamento de dupla calha no duto. Observa-se o uso de corrente de aço e macaco hidráulico (para melhor fixação das calhas), bem como a inserção de mata junta para uma das juntas longitudinal.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 46 – Detalhe da fixação das calhas. Observa-se a instalação de mata junta para junta longitudinal. Faz-se necessário a inspeção visual dimensional de ajuste para assegurar o paralelismo e a perpendicularidade na montagem da dupla calha.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Para regiões onde houve considerável perda de material por corrosão externa, houve preenchimento do volume corroído com massa epóxi antes da instalação das calhas, conforme requisito da norma PETROBRAS N-2737 – Rev. B, item 4.5.2.8, alínea “d” – ver Figura 47.



Figura 47 – Preenchimento dos alvéolos de corrosão mais severos com massa epóxi (na cor cinza), antes da instalação de dupla calhas.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

A aplicação do epóxi nestas regiões é importante para o bom funcionamento da dupla calha. Segundo Freire (2009, p. 15.32), é importante que a calha esteja

bem acoplada sobre toda a superfície a do duto, a fim de que os esforços aplicados na região do defeito possam ser transferidos para a dupla calha.

Tanto a redução da pressão de operação (previsto na norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 6.2.1.7, alínea “d”), como a utilização de mecanismos para comprimir a dupla calha sobre o tubo (corrente e macaco hidráulico), durante a execução do reparo, favorecem a transferência dos esforços que atuam na região do defeito para a dupla calha.

Ainda de acordo com a PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 6.3, alínea “f”, antes da soldagem, deve-se executar a inspeção visual dimensional de ajuste com registro, para se certificar de que as calhas (superior e inferior), estejam corretamente posicionadas e fixadas, principalmente, quanto ao paralelismo e perpendicularidade.

Para as juntas longitudinais e circunferenciais intermediárias, o passe de raiz e o passe de reforço foram executados pelo processo TIG (Tungsten Inert Gas) ou GTAW (Gas-Shielded Tungsten Arc Welding), conforme procedimento PR-4000.00-6500-210-PMP-095L (vide cópia desta EPS no Anexo 4).

Nas Figuras 48 e 49 pode-se observar a execução da soldagem do passe de raiz e do passe de reforço para juntas longitudinais de dupla calhas.



Figura 48 – Soldagem com processo TIG ou GTAW do passe de raiz da junta longitudinal que une a calha superior a calha inferior. Observa-se que durante esta etapa da soldagem, as correntes e o macaco hidráulico continuam instalados às calhas, pressionando as mesmas contra o duto na região do defeito.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 49 – Juntas longitudinais sendo soldadas simultaneamente. Esta prática visa limitar as deformações provenientes das contrações da solda, durante o resfriamento da junta.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Já na Figura 50, tem-se a execução de uma solda circunferencial intermediária, também pelo processo TIG (ou GTAW), para os passes de raiz e de reforço.

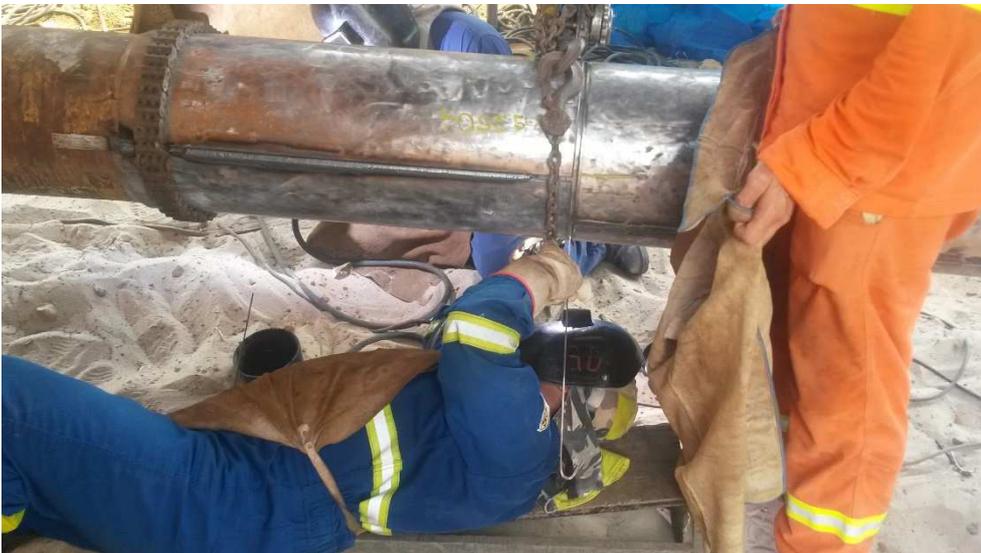


Figura 50 – Soldagem de junta circunferencial intermediária através de processo TIG (Tungsten Inert Gas) ou GTWA (Gas-Shielded Tungsten Arc Welding). Nesta foto observa-se que houve um “improviso” para fixação das calhas mediante uso de um tirfor (guincho manual com alavanca).
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

No caso dos passes de enchimento e de acabamento das juntas longitudinais e circunferenciais intermediárias, foi utilizado o processo de soldagem por eletrodo revestido ou SMAW (Shielded Metal Arc Welding), procedimento também

previsto na EPS já citada – PR-4000.00-6500-210-PMP-095L. Na Figura 51 pode-se observar a soldagem por eletrodo revestido para juntas longitudinais



Figura 51 – Execução dos passes de enchimento e acabamento com soldagem SMAW nas juntas longitudinais.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Nas Figuras 52, 53 e 54, pode-se observar algumas etapas para a realização do reparo. Têm-se, respectivamente, um detalhe do acoplamento das dupla calhas, um detalhe de juntas após o passe de raiz e de reforço e a imagem de um trecho após a instalação de diversas dupla calhas.



Figura 52 – Detalhe do acoplamento de calhas adjacentes, com abertura de raiz e mata junta instalados. Atenção para o paralelismo e perpendicularidade das juntas.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 53 – Juntas longitudinais e circunferencial intermediária após a execução do passe de raiz e do passe de reforço com GTAW.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 54 – Vista do oleoduto já com diversas dupla calhas segmentadas instaladas. O comprimento total do reparo foi de 27 m (suficiente para cobrir toda a região corroída).

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Para as juntas circunferenciais de fechamento do trecho segmentado, ou seja, para as duas juntas que, efetivamente, foram soldadas em carga, a execução das soldas ocorreu conforme a Especificação de Procedimento de Soldagem em Operação PR-4000.00-6500-210-PMP-001C (vide cópia da EPS no Anexo 4).

No caso destas duas juntas, de acordo com a norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, item 6.2.1.3.1, devido ao risco de trinca a frio, o tempo de resfriamento na faixa de temperatura de 250 a 100°C é considerado uma variável essencial. A EPS mencionada estabelece um tempo mínimo de resfriamento de 7 segundos. O

controle deste tempo é aplicado, principalmente, na ausência de uma simulação térmica. Na prática, se aquece a parede próximo a região da solda com um maçarico a uma temperatura acima de 300°C, para se monitorar o resfriamento da região aquecida dentro desta faixa (250 ~ 100°C), com o auxílio de um pirômetro e de um cronômetro. Mesmo tendo se realizado a simulação térmica para este reparo, este procedimento foi aplicado em campo – ver Figuras 55 e 56.



Figura 55 – Aquecimento da região adjacente a solda de fechamento para monitoramento do tempo de resfriamento de 250 à 100°C.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 56 – Medição da temperatura na superfície aquecida para monitoramento do tempo de resfriamento de 250 a 100°C.
Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Após esta última verificação, foi realizado a soldagem da junta em ângulo para fechamento do reparo por dupla calha segmentada. Na Figura 57 tem-se a foto de uma soldagem em carga concluída.

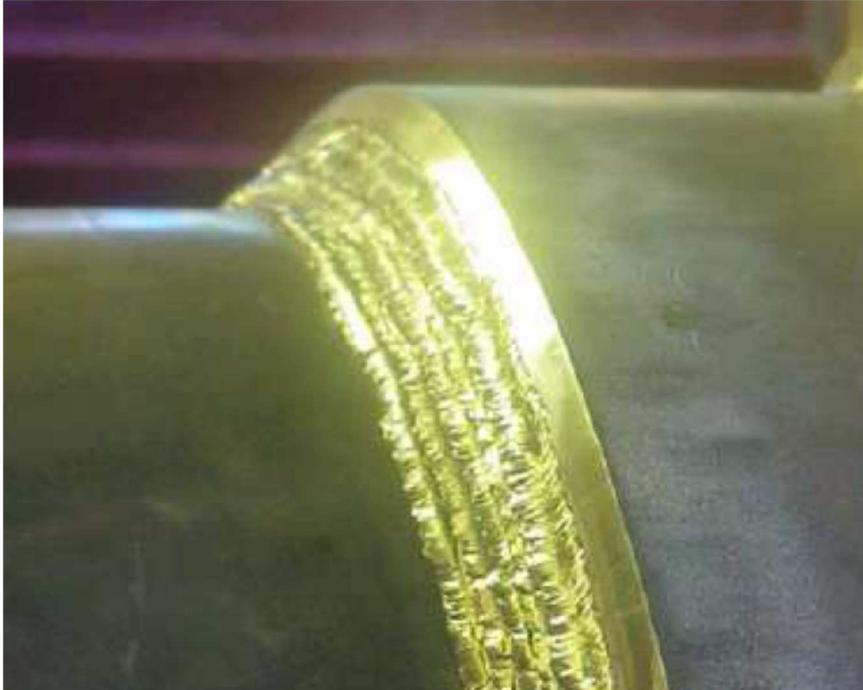


Figura 57 – Soldagem de fechamento concluída por processo de eletrodo revestido (SMWA).

Fonte: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.

Conforme define a norma PETROBRAS N-2163 – Rev. F, itens 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3, 6.4.4 e 6.4.5, as juntas soldadas devem ser submetidas a inspeção por ensaio não destrutivos – END's, para atestar a qualidade das mesmas. A inspeção deve ser realizada após um período de, pelo menos, 12 horas após o término do trabalho de soldagem.

Foi realizada inspeção visual de solda e inspeção por PM (partículas magnéticas) para 100% das juntas soldadas. Já para as juntas de penetração total (juntas de topo), as mesmas foram, também, inspecionadas por US (ultrassom) convencional.

O critério de aceitação empregado para a inspeção por END's, conforme o código de projeto ASMEB.31.4 – 2012, item 434.8.5.(b).(1), e especificado na EPS, foi aquele previsto na norma API STANDARD 1104 – 2013, item 9.

Nas Figuras 58 e 59, tem-se o registro fotográfico das inspeções finais realizadas – inspeção por PM e inspeção por US convencional, para as juntas de topo (longitudinais e circunferenciais intermediárias).

Para os relatórios de inspeção final (PM e US), com o laudo de aprovação de todas as juntas soldadas, vide cópia destes ensaios no Anexo 6.



Figura 58 – Inspeção final por ensaio de PM (partículas magnéticas) de juntas soldadas durante o reparo por dupla-calha.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.



Figura 59 – Inspeção final por ensaio de US (ultrassom) convencional nas juntas soldadas do reparo por dupla-calha.

Fonte: Foto de autoria própria, janeiro de 2016.

Finalmente, para recomposição do revestimento anticorrosivo no trecho reparado, foi realizado o jateamento abrasivo das dupla calhas e aplicação de tinta

epóxi “novolac”, curada com poliamida, tipo III (N-2912). Na Figura 60 pode-se observar o duto reparado, após a aplicação da tinta epóxi.



Figura 60 – Oleoduto Ø14 pol, após aplicação de tinta epóxi para recomposição do revestimento anticorrosivo.

Fonte: Foto de autoria própria, fevereiro de 2016.

Concluída a aplicação da tinta epóxi, foi realizado ensaio com Holiday Detector para se atestar a qualidade da película do revestimento anticorrosivo aplicado. Na Figura 61 pode-se observar o momento em que tal ensaio era realizado.



Figura 61 – Ensaio de Holiday Detector após aplicação da tinta epóxi como revestimento anticorrosivo no oleoduto.

Fonte: Foto de autoria própria, fevereiro de 2016.

4

Conclusão

Corrosão externa em dutos com revestimento anticorrosivos e proteção catódica ativa é algo raro de acontecer. Mesmo assim, conforme pode-se observar através do estudo de caso apresentado, é algo possível de ser encontrado durante a vida operacional de dutos terrestres. O exemplo abordado neste trabalho só vem a corroborar quanto a importância da técnica de reparo por dupla calhas. Daí a necessidade de se conhecer suas dificuldades, quais os seus riscos e como proceder para mitigá-los.

Uma vez atendido todos os requisitos para a fase de planejamento e preparação do reparo – tais como: mapeamento da extensão do defeito, determinação do carbono equivalente, qualificação de procedimento para soldagem em operação, controle do aporte térmico e simulação do risco de perfuração da parede do duto – a execução deste serviço pode ser realizada com total sucesso. No reparo em questão, o mesmo foi realizado com eficiência, segurança, sem impactos ambientais e sem parada operacional.

Já do ponto de vista do custo de manutenção, quando comparada a outras técnicas, como troca de trecho (considerando o lucro cessante⁷ devido a parada operacional) ou uso de material compósito (que possui um custo de reparo elevado devido ao material empregado, além de ser classificado, apenas, como um reparo temporário), o reparo por dupla calhas descrito no estudo de caso se mostrou mais interessante, até porque esta técnica é considerada como um reparo definitivo – mesmo para o nível de severidade do defeito encontrado no duto.

Um ponto digno de nota, segundo os próprios consultores do Centro Nacional de Reparo de Dutos da Petrobras – CREDUTO, é que em dez anos de existência, nunca haviam acompanhado um reparo tão extenso com dupla calhas segmentadas na Companhia. Foram necessárias 30 calhas segmentadas

⁷ Através deste oleoduto escoam um volume de 9,5 mil barris de petróleo por dia.

(totalizando uma extensão de 27 metros contínuo) e 90 kg de metal de adição depositados para a realização deste reparo.

Deve-se ainda registrar que, após a conclusão do serviço descrito neste trabalho, fez-se nova correlação em trecho à montante do local reparado, uma vez que o novo trecho correlacionado opera com óleo numa temperatura similar ao trecho que apresentou tubos com defeito. Após abertura da vala e avaliação do revestimento anticorrosivo, também se constatou que esta região do revestimento em 3LPP se encontrava com diversas fissuras, o que poderia vir comprometer a integridade do duto num futuro próximo. A remoção deste revestimento mostrou que novos alvéolos de corrosão estavam se formando na superfície do duto, embora em estágio inicial. Desta maneira, optou-se, em caráter preventivo, pela imediata recomposição do revestimento anticorrosivo em todo o trecho a montante do local onde foram instaladas as duplas calhas.

Futuras inspeções por *pigs instrumentados* e por ensaios para se avaliar o revestimento anticorrosivo pelas técnicas de CIS (*Close Interval Survey*) e DCVG (*Direct Current Voltage Gradient*), continuarão a monitorar a integridade deste duto durante sua vida operacional.

Finalmente, acredita-se que os objetivos iniciais, mencionados na introdução desta monografia – permitir uma melhor compreensão da técnica e demonstrar a sua eficiência numa aplicação real de reparo, com o intuito de se ratificar, portanto, sua importância para manutenção de dutos, foram alcançados de forma bastante satisfatória.

5

Referências

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEL. **Regulamento Técnico ANP Nº 2/2011 – Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT)**. Rio de Janeiro, 2011;

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API STANDARD 1104 – Welding of Pipelines and Related Facilities**. Twenty first edition. Washington, 2013;

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME B31.4 – 2012: Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries**. New York, 2012;

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME B31G – 2012: Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines**. New York, 2012;

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME IX – Qualification Standard for Welding and Brazing Procedures, Welders, Brazers, and Welding and Brazing Operators**. New York, 2010;

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME PCC-2 – 2015: Repair of Pressure Equipment and Pipe**. New York, 2015;

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 15221-2: Tubos de Aço – Revestimento Anticorrosivo Externo. Parte 2: Polipropileno em Três Camadas**. 2ª Edição. Rio de Janeiro, 2015;

BEER, Ferdinand P.; JOHNSTON JR, E. Russel; DEWOLF, John T.; MAZUREK, David F. **Mecânica dos Materiais**. Tradução: José Benaque Rubert. 7ª Edição. Porto Alegre: Editora McGraw-Hill, 2015;

BENJAMIN, Adilson. **Avaliação Estrutural de Dutos Corroídos: Notas de Aulas – Volume I. Dutos Submetidos Apenas a Carregamento de Pressão**. PETROBRAS/Universidade Petrobras. Rio de Janeiro, 2014;

BUDYNAS, Richard G. e NISBETT, J. Keith. **Elementos de Máquinas de Shigley**. Tradução: João Batista de Aguiar e José Manoel de Aguiar. 8ª Edição. Porto Alegre: Editora McGraw-Hill, 2011;

DUTRA, Aldo Cordeiro e NUNES, Laerce de Paula. **Proteção Catódica – Técnica de Combate à Corrosão**. 4ª Edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006;

FREIRE, José L. de F (Organizador). **Engenharia de Dutos**. ABCM – Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas. Rio de Janeiro, 2009;

MODENESI, Paulo J.; MARQUES, Paulo V. e SANTOS, Dagoberto B. **Introdução a Metalurgia de Soldagem**. Apostila. Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2006;

MÖSER, M., SCHMITDT, V. **Fractography and Mechanism of Hydrogen Cracking – The Fisheye Concept**. Academy of Sciences of German Democratic Republic – Institute of Solid State Physics and Electron Microscopy, Halle, 1984. Disponível em: <http://www.martin-moeser.de/Veroeffentlichungen/fisheye_concept_rand_a.pdf>. Acesso em: 22 de agosto de 2016;

NATIONAL ENERGY BOARD. **Review of Recommendation 5.9: Integrity of Existing Pipelines, of the National Energy Board Report MH-2-85 – Report OHW-1-89**. Ottawa: Regulatory Support Office, September 1990;

PAES, Marcelo Torres Piza (Relator). **Procedimentos para a Soldagem de Dutos e Tubulações Industriais em Operação**. Relatório Técnico Final. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT/SEMEC, 2000;

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. N-2098 – **Inspeção de Dutos Terrestre em Operação**. Revisão F. Rio de Janeiro, 2014;

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. N-2163 – **Soldagem e Trepanação em Equipamentos, Tubulações Industriais e Dutos em Operação**. Rev. F. Rio de Janeiro, 2015;

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. N-2238 – **Reparo de Revestimento Anticorrosivo Externo de Tubos**. Revisão C. Rio de Janeiro, 2014;

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. N-2328 – **Revestimento para Junta de Campo para Duto Enterrado**. Revisão C. Rio de Janeiro, 2012;

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. N-2737 – **Manutenção de Oleoduto e Gasoduto Terrestre**. Revisão B. Rio de Janeiro, 2014;

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. N-2786 – **Avaliação de Defeitos em Oleodutos e Gasodutos Terrestres e Submarinos Rígidos em Operação**. Revisão A. Rio de Janeiro, 2015;

TELLES, Pedro C. Silva. **Materiais para Equipamentos de Processo**. 6ª Edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2003.

6

Anexos

Anexo 1 – Relatório de Inspeção por Ultrassom;

Anexo 2 – Relatório de Réplica Metalográfica;

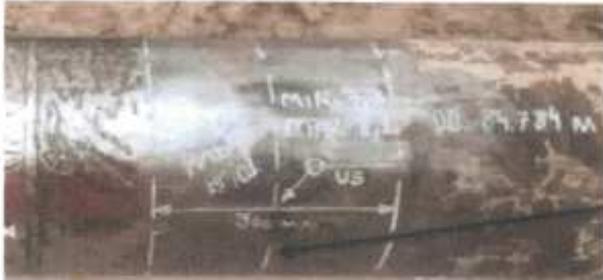
Anexo 3 – Relatório de Análise Química;

Anexo 4 – Especificação de Procedimento de Soldagem – EPS;

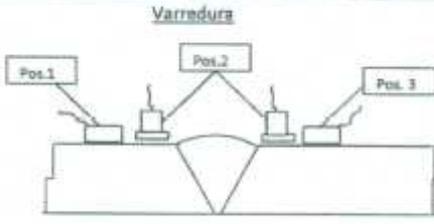
Anexo 5 – Ata de Reunião da Norma PETROBRAS N-2163;

Anexo 6 – Inspeção Final – END's.

Anexo 1 – Relatório de Inspeção por Ultrassom

		Relatório de Ensaio Não Destrutivo		Relatório N°
		- ULTRASSOM		MB 002/15
		Inspeção de Soldas		Data: 15/01/16
				Folha N° 02 de 03
Cliente:	PETROBRAS	Obra/Contrato:	2300.0082471.13.2	
Área:	E&P/UO-ES	Equipamento:	Oleoduto 14" - FAL x TNC	
Hodômetro:	Conf. abaixo	Desenho:	N/A	
Oleoduto 14" FAL x TNC				
		Realizada varredura nesta região. Espessura mínima encontrada: 7,3mm. Espessura máxima encontrada: 8,1mm. Comprimento: 300mm. Hodômetro: km 84.784. Ponto: 3		
		Realizada varredura nesta região. Espessura mínima encontrada: 6,8mm. Espessura máxima encontrada: 8,5mm. Comprimento: 300mm. Hodômetro: km 57.850. Ponto: 3		
		Realizada varredura nestas regiões. Espessura mínima encontrada: 6,6mm. Espessura máxima encontrada: 8,0mm. Comprimento: 300mm. Hodômetro: km 47.582.		
		Realizada varredura nestas regiões. Espessura mínima encontrada: 7,1mm. Espessura máxima encontrada: 8,2mm. Comprimento: 300mm. Hodômetro: km 47.582.		
INSPETOR	CONTROLE DE QUALIDADE	CLIENTE		
Assinatura	Assinatura	Assinatura		
Identificação	Identificação	Identificação		
Marco Denis Bueno Vitória Qualidade Ind. Ltda US-NZ-S4/S2.1 - 8NOC-04317	Gilcenir dos Santos Lima Tec. Proj. Contr. e Montagem UO-ES/APMF/MI Matr.: 0015.500/1	José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UO-ES/APMF/MI Matr.: 979629-1/CREA-PR-75390		
Data: 15/01/16	Data:	Data: 15/01/16		

		Relatório de Ensaio Não Destrutivo		Relatório N°
		ULTRASSOM		MB 002/15
		Inspeção de Soldas		Data: 15/01/16
				Folha N° 03 de 03
Cliente:	PETROBRAS	Obra/Contrato:	2300.00824/1.13.2	
Área:	E&P/UO-ES	Equipamento:	Oleoduto 14" - FAL x TNC	
Hodômetro:	Conf. abaixo	Desenho:	N/A	
Oleoduto 14" FAL x TNC				
		<p>Realizada varredura nesta região. Espessura mínima encontrada: 5,6mm. Espessura máxima encontrada: 8,1mm. Comprimento: 300mm. Hodômetro: km 50.582. Ponto: 2</p>		
		<p>Realizada varredura nesta região. Espessura mínima encontrada: 7,1mm. Espessura máxima encontrada: 8,1mm. Comprimento: 300mm. Hodômetro: km 52.782. Ponto: 2</p>		
INSPETOR	CONTROLE DE QUALIDADE	CLIENTE		
Assinatura	Assinatura	Assinatura		
Identificação	Identificação	Identificação		
Marcia Denis Bueno Victoria Qualidade Ind. Ltda US-N2-54/S2.1 - SNQC-04317	Gilcenir dos Santos Lima Téc. Proj. Contr. e Montagem UO-ES/APMF/MI Matr.: 985300-1	José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UO-ES/APMF/MI Matrícula: 978629-1/CREA-PB 75390		
Data: 15/01/16	Data:	Data: 15/01/16		

		Relatório de Ensaio Não Destrutivo				Relatório N°					
		- ULTRASSOM -				MB 001/16					
		Inspeção de Soldas				Data: 15/01/16					
						Folha N° 01 de 03					
Cliente: PETROBRAS		Obra/Contrato: 2300.0082471.13.2									
Área: E&P/UO-ES		Equipamento: Oleoduto 14" - FAL X TNC									
Hodômetro: Km 84.754m		Desenho: N/A									
Norma de Referência: ASME B31.4		Procedimento: VIC-US-08 Rev.2									
Aparelho: EPOCH 600		Bloco de Referência: V1 0381									
Certificado do Aparelho: MB 001/14		Certificado do Bloco: 1304-D				Acoplante: METIL					
Metal de Adição: E 7018		Metal de Base: API 5L X 80				Espessura: 9,5mm					
Cabeçotes Utilizados											
Pos / Cabeçote	SE	MONO	45°	60°	70						
Pos 2	X	-	-	-	-						
Pos 1/3	X	-	-	X	X						
											
TIPO	FABRICANTE	MODELO	N° DE SÉRIE	DIMENSÃO	ÂNGULO REAL	FREQUÊNCIA (MHZ)	GANHOS				
SE	Krautkramer	MSE-84H	54304	10 mm	0°	4	GP	PT	QC		
60°	Sonatest	SMA4-60	S-3230	8ø	60°	4	67,5	0	67,8		
70°	Sonatest	SMA4-70	S-3233	8ø	70°	4	48,5	2	50,5		
							52,7	3	55,7		
Descontinuidade											
Solda / Peça	N°	Cabeçote	Ganho	Local	Compr	Prof	PS	Posição	Laudo	Tipo	Sinete
Solda - J1	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Solda - J2	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Solda - J4	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
<p>OBS.: A superfície externa das juntas J1, J2 e J4, encontram-se com bastante irregularidade, devido a corrosão.</p>											
Legenda											
A - aprovado				TL - Trinca longitudinal				FP - Falta de penetração			
R - Reprovado				TT - Trinca transversal				IE - Inclusão de escória			
REC - Recomendação de exame complementar				FF - Falta de fusão				PO - Poro ou porosidade			
INSPECTOR			CONTROLE DE QUALIDADE				CLIENTE				
Assinatura			Assinatura				Assinatura				
Identificação			Identificação				Identificação				
Marco Denis Bueno Victoria Qualidade Ind. Ltda US-N2-84/S2.1 - SNQC-04317			Gilcenir dos Santos Lima Téc. Proj. Contr. e Montagem UO-ES/APMF/MI Matr. 945300.1				José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UO-ES/APMF/MI Matrícula: 978619-1/0284-7873990				
Data: 15/01/16			Data:				Data: 15/01/16				

	Relatório de Ensaio Não Destrutivo		Relatório N°
	ULTRASSOM		MB 003/15
	Inspeção de Soldas		Data: 15/01/16
		Folha N° 02 de 03	
Cliente: PETROBRAS	Obra/Contrato: 2300.0082471.13.2		
Área: E&P/OU-ES	Equipamento: Oleoduto 14" - FAL X TNC		
Hodômetro: Km 84.784m	Desenho: N/A		
Oleoduto 14" FAL			
			
			
INSPETOR	CONTROLE DE QUALIDADE	CLIENTE	
Assinatura	Assinatura	Assinatura	
Identificação	Identificação	Identificação	
Marcio Denis Bueno Victoria Qualidade Ind. Ltda US-N2-S4/S2.1 - SNQC-04317	Gilcenir dos Santos Lima Téc. Proj. Contr. e Montagem UO-ES/APMF/MI Matr.: 985300-1	José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UO-ES/APMF/MI Matricula: 978629-1/CREA-PB 7539D	
Data: 15/01/16	Data:	Data: 15/01/16	

		Relatório de Ensaio Não Destrutivo		Relatório N°
		- ULTRASSOM -		MB 001/16
		Inspeção de Soldas		Data: 15/01/16
				Folha N° 03 de 03
Cliente:	PETROBRAS	Obra/Contrato:	2300.0082471.13.2	
Area:	E&P/UO-ES	Equipamento:	Oleoduto 14" - FAL X TNC	
Hodômetro:	Km 84.784m	Desenho:	N/A	
Oleoduto 14" FAL				
				
<p>OBS.: A superfície externa das juntas J1, J2 e J4, encontram-se com bastante irregularidade, devido a corrosão.</p>				
INSPETOR	CONTROLE DE QUALIDADE		CLIENTE	
Assinatura	Assinatura		Assinatura	
Identificação	Identificação		Identificação	
Marcio Denis Bueno Victoria Qualidade Ind. Ltda US-N2-S4/S2.1 - SNQC-04317	Gilcenir dos Santos Lima Téc. Proj. Conf. e Montagem UO-ES/APMF/MI Matr.: 985300-1		José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UO-ES/APMF/MI Matr.: 973019-1/CREA-PB 73390	
Data: 15/01/16	Data:		Data: 15/01/16	

Anexo 2 – Relatório de Réplica Metalográfica

2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALOGRÁFICA		Fólia:	1 / 8	OS: 2665
CLIENTE:	PETRÓLEO BRASILEIRO S/A - COMPARTILHADO / RSPS / BS / STEC			
CONTRATO:	0200.0082161.13.2			
SOLICITANTE:	PETROBRÁS – UO ESPIRITO SANTO			
SETOR:	INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS			

1.0 Informações fornecidas pelo interessado:

- Solicitação de Ensaio: #1147173.
- Equipamento: OLEODUTO 14"EFAL / TNC.
- Data do serviço de campo: 18/01/2016 a 21/01/2016.
- Denominação dos ensaios realizados:
 - Exame Metalográfico não destrutivo conforme ISO 3057;
 - Tamanho de grão conforme norma ASTM E 112;
 - Ensaio de dureza de campo conforme norma ASTM E 110;

2.0 Equipamento:

Tipo: TUBULAÇÃO
Material: API 5L X80

3.0 Resultados:

3.1 Definições.

Abreviações utilizadas:

MB: Metal base. Material da chapa ou tubo.

ZTA: Zona Termicamente Afetada. Material da chapa ou tubo transformado pelo calor da soldagem.

MD: Metal Depositado. Material do cordão de solda.

3.2 Foto geral do oleoduto.



Foto do OLEODUTO 14"EFAL / TNC, examinado por Réplica Metalográfica.

2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALGRÁFICA

Folha: 2 / 8

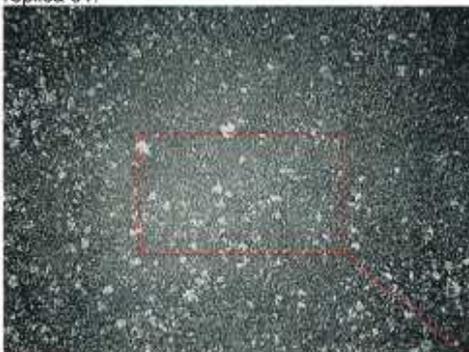
OS: 2665

3.3 Réplica 01 – Odômetro – 84.784.

Foto do oleoduto mostrando localização da réplica 01.



Réplica 01 feita a 9h.



Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita fina. 100x.
 Tamanho de grãos: 8. Ataque simples: Vilella's.
Dureza média: 263HB.



Foto macro da réplica 01 mostrando superfície isenta de discontinuidades.



Detalhe da microestrutura. 400x.

2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALGRÁFICA	Folha: 3 / 8	OS: 2665
--	--------------	----------

3.4 Réplica 02 – Odômetro – 47.581.



Foto do oleoduto mostrando localização da réplica 02.



Réplica 02 feita a 3h.



Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita fina. 100x. Tamanho de grãos: 8.
Ataque simples: Nital 2%. **Dureza média: 246HB.**



Foto macro da réplica 02 mostrando superfície isenta de descontinuidades.



Detalhe da microestrutura. 400x.

2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALGRÁFICA

Folha: 4 / 8

OS: 2665

3.5 Réplica 03 – Odômetro – 48.200.

Foto do oleoduto mostrando localização da réplica 03.



Réplica 03 feita a 9h.

Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita fina. 100x. Tamanho de grãos: <8. Ataque simples: Nital 2%. **Dureza média: 246HB.**

Foto macro da réplica 03 mostrando superfície isenta de descontinuidades.



Detalhe da microestrutura. 400x.

2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALGRÁFICA	Folha: 5 / 8	OS: 2665
--	--------------	----------

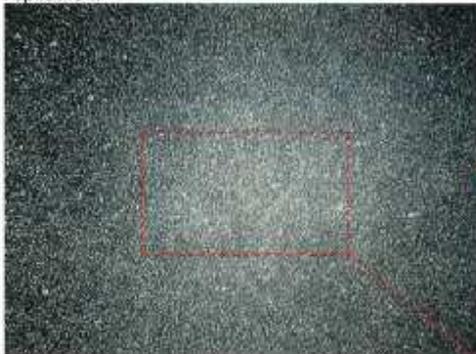
3.6 Réplica 04 – Odômetro – 51.138.



Foto do oleoduto mostrando localização da réplica 04.



Réplica 04 feita a 3h.



Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita fina. 100x. Tamanho de grãos: <8.
Ataque simples: Nital 2%. **Dureza média: 278HB.**



Foto macro da réplica 04 mostrando superfície isenta de descontinuidades.



Detalhe da microestrutura. 400x.

2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALGRÁFICA	Folha: 6 / 8	OS: 2665
--	--------------	----------

3.7 Réplica 05 – Odômetro – 56.008.



Foto do oleoduto mostrando localização da réplica 05.



Réplica 05 feita a 9h.



Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita fina. 100x. Tamanho de grãos: <8. Ataque simples: Nital 2%. **Dureza média: 263HB.**



Foto macro da réplica 05 mostrando superfície isenta de descontinuidades.



Detalhe da microestrutura. 400x.

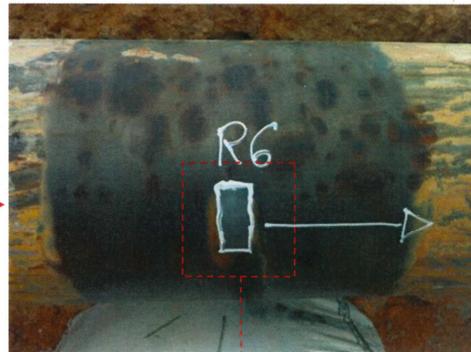
2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALGRÁFICA	Folha: 7 / 8	OS: 2665
--	--------------	----------

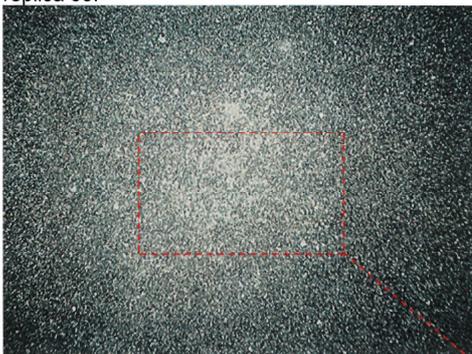
3.8 Réplica 06 – Odômetro – 60.878.



Foto do oleoduto mostrando localização da réplica 06.



Réplica 06 feita a 3h.



Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita fina. 100x. Tamanho de grãos: <8. Ataque simples: Nital 2%. **Dureza média: 253HB.**

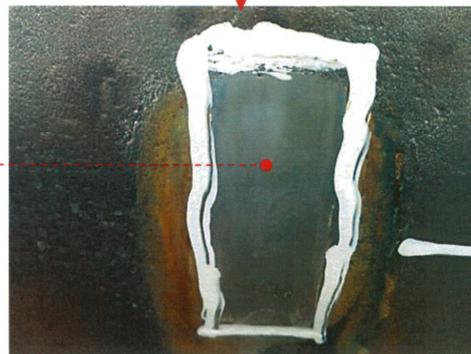


Foto macro da réplica 06 mostrando superfície isenta de descontinuidades.



Detalhe da microestrutura. 400x.

2016_01_RRM_BRUOES_OLEODUTO14"EFAL_TNC

RELATÓRIO DE RÉPLICA METALOGRAFICA	Folha:	8 / 8	OS: 2665
---	--------	-------	----------

4.0 LAUDO:

As regiões examinadas apresentaram microestruturas típicas para o material declarado API 5L Gr. X60, compostas por matriz ferrítica e perlita fina.
 Não foram observados danos físicos nas regiões analisadas.
 O ensaio de dureza superficial localizado realizado nas regiões examinadas mostram valores acima do especificado para o material API 5L X60.

5.0 OBSERVAÇÕES:

Os resultados destes ensaios têm significação restrita e se aplicam somente às amostras fornecidas pelo interessado.

Vinhedo, 01 de fevereiro de 2016.

ARAUJO ENGENHARIA E INTEGRIDADE DE EQUIPAMENTOS LTDA.


Inspetor de Equipamentos
 Rogério Wagner A. Gonçalves
 CREA 5069364144

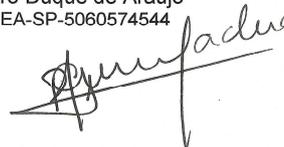


Técnico Responsável
 Renato Araújo de Carvalho
 CREA-SP 5062872252

Renato Araújo de Carvalho
Técnico em Metalurgia
CREA- SP 5062872252
ASNT-TC-CP5015/CPN2



Engenheiro Responsável
 Mauro Duque de Araujo
 CREA-SP-5060574544



Anexo 3 – Relatório de Análise Química



2016_01_RAQ_BRUOES_OLEODUTO14"EFALTNC_KM47581

RELATÓRIO DE ANÁLISE QUÍMICA		Folha: 1 / 1	OS:2665/ 08 - 2016
CLIENTE:	PETRÓLEO BRASILEIRO S/A - COMPARTILHADO / RSPS / BS / STEC		
CONTRATO:	0200.0082161.13.2		
SOLICITANTE:	PETROBRÁS UO – ESPIRITO SANTO		
SETOR:	INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS		

1.0 Informações fornecidas pelo interessado para execução dos ensaios:

- Solicitação de Ensaios: # 1147173.
 - Amostras: OLEODUTO 14" – EFAL/TNC – ODÔMETRO: 47581.
 - Denominação:
- ITEM 1.2.2 - Análise química absorção atômica, combustão direta e volumetria conforme norma ASTM A 751, ed 2011.

TABELA DE RESULTADOS

AMOSTRA	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Cu	V	B
TUBO DE DESCARGA B-06C	0,12	1,08	0,36	0,020	0,10	0,16	0,10	0,03	ND
CARBONO EQUIVALENTE:	$CE(FeM) = C + \frac{Si}{25} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B \rightarrow 0,20\%$								

- Fórmula para cálculo de carbono equivalente para material com percentual de carbono igual ou abaixo de 0,12%.
- ND = Não detectado.

3.0 Laudo:

O percentual de carbono equivalente calculado a partir dos resultados obtidos através de análise química via úmida, realizada na amostra de cavacos extraídos do OLEODUTO 14" – EFAL/TNC foi de 0,20%, conforme mostram os cálculos feitos acima.

2.0 Observações:

O(s) resultado(s) deste(s) ensaio(s) têm significação restrita e se aplica(m) somente às amostras fornecidas pelo interessado.

Vinhedo, 01 de fevereiro de 2016

ARAUJO ENGENHARIA E INTEGRIDADE DE EQUIPAMENTOS LTDA

TÉCNICO RESPONSÁVEL

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL



Renato Araujo de Carvalho
CREA-SP 5062872252

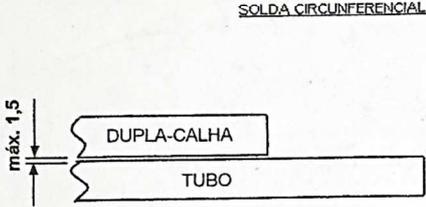
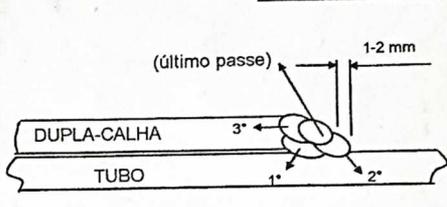
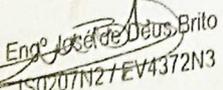
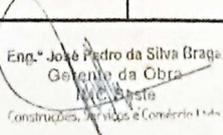


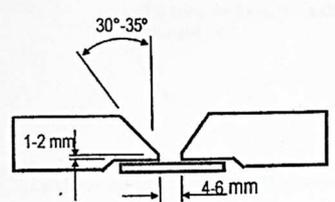
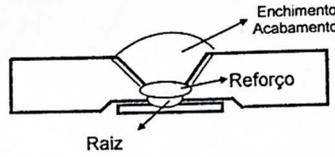
Mauro Duque de Araujo
CREA-SP - 5060574548

Renato Araujo de Carvalho
Técnico em Metalurgia
CREA- SP 5062872252
ASNT-TC-CP5015/CPN2

ANDRÉ GUSTAVO T. FERRAZ
ENGENHEIRO MECÂNICOS
CREA 050022375-9

Anexo 4 – Especificação de Procedimento de Soldagem

	PROCEDIMENTO	N° PR- 4000.00-6500-210-PMP-001C		REV.: 1		
	CREDUTO			FOLHA: 1/2		
	TÍTULO: ESPECIFICAÇÃO DE PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM EM OPERAÇÃO			DATA 22/4/2009		
Norma de referência: ASME B.31.8 / ASME B.31.4 / API 1104 Ap. B ed. 2005 / N-2163 D						
Baseado na RQPS N°: CE-4000.00-6500-210-PMP-001C						
Processo de soldagem: Eletrodo Revestido		Tipo: Manual				
Metodologia aplicada: Passe de Revenimento (Padrão D-1) / Esp ≤ 0,5% / C > 0,10% / 0,42% ≤ CE ≤ 0,50% - (Carta nº 1)						
Croqui da junta		Sequência de Passes				
						
METAL BASE		GÁS DE PROTEÇÃO				
Especificação: API 5L X56		Tipo: N/A		Vazão: N/A		
Faixa qualificada: TODOS		POSIÇÃO				
Faixa de Carbono Equiv. (CE): ≤ 0,44%		Faixa de Carbono (C): ≤ 0,10%		Posição de soldagem testada: Figura B-2		
Retirada Térmica (resfriamento entre 250°C - 100°C): 07 segundos		Faixa qualificada: TODAS		Progressão: Ascendente		
Diâmetro: 22"		Faixa qualificada: TODOS		PRÉ / PÓS AQUECIMENTO		
Espessura: 6,35 mm		Faixa qualificada: TODAS		Temperatura de pré-aquecimento: ≥ 50°C		
Obs: -		Temperatura de interpasse: ≤ 150°C				
TÉCNICA DE SOLDAGEM		Temperatura de pós-aquecimento: N/A				
Técnica: Passe de Revenimento		Técnica: Maçarico (tipo chuveiro)				
Tipo de cordão: Retilíneo		Obs: Utilizar p/ pré -aquecimento 02 aparelhos de maçarico utilizando GLP + Oxigênio (chama levemente oxidante).				
Oscilação: máx. 3 x o diâmetro do eletrodo		TRATAMENTO TÉRMICO PÓS SOLDAGEM				
Tempo entre passes: imediato		Obs: N/A				
Obs: -						
METAL DE ADIÇÃO						
Passes	Classe (AWS)	Especif. SFA	Grupo	Diâmetro	Marca comercial	Fabricante
Qualquer	E7018(H4)	5.1	3	2,5 mm	FOX EV 50	BOEHLER
Inspetor de soldagem:		Aprovação:		Fiscalização:		
 Eng. José de Deus Brito TS0207N2 / EV4372N3		 Eng. José Pedro da Silva Braga Gerente da Obra M.C. Costa Construções, Instalações e Condição Ltda.		 Adney B. da Silva Braga Téc. de Projetos Const. e Montagens II Matrícula: 016484		

	PROCEDIMENTO	N° PR- 4000.00-6500-210-PMP-095L	REV.: 0																															
	CREDUTO		FOLHA: 1/2																															
	TÍTULO: ESPECIFICAÇÃO DE PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM EM OPERAÇÃO		DATA 06/01/2016																															
NORMAS DE REFERÊNCIA: ASME B.31.8 / ASME B.31.4 / API 1104 Ap. B ed. 2013 / N-2163 F																																		
BASEADO NA RQPS N°: CE-4000.00-6500-210-PMP-095L																																		
PROCESSO DE SOLDAGEM: Eletrodo Revestido		TIPO: Manual																																
METODOLOGIA APLICADA: Solda de Topo / Metal Base: LE = 448 Mpa (65 ksi) / Espessura: 4,8 mm ≤ e ≤ 19,1 mm																																		
Croqui da junta		Sequência de Passes																																
<p style="text-align: center;">SOLDA LONGITUDINAL</p> 		<p style="text-align: center;">SOLDA LONGITUDINAL</p> 																																
METAL BASE		GÁS DE PROTEÇÃO																																
Especificação: API 5LX 65		TIPO: Maçarico (tipo chuveiro)	Vazão: N/A																															
Faixa qualificada: API 5L X65		POSIÇÃO																																
Faixa de CE: N/A	Faixa de Carbono(C): N/A	Posição de soldagem testada: Figura B-2																																
Retirada Térmica (resfriamento entre 250°C - 100°C): N/A		Faixa qualificada: Todas	Progressão: N/A																															
Diâmetro: 16"	Faixa qualificada: Todos	PRÉ / PÓS AQUECIMENTO																																
Espessura: 9,5 mm	Faixa qualificada: 4,8 a 19,1 mm	Temperatura de pré-aquecimento: ≥ 50°C																																
Obs: -		Temperatura de interpasse: ≤ 150°C																																
TÉCNICA DE SOLDAGEM		Temperatura de pós-aquecimento: N/A																																
Técnica: -		Técnica: Maçarico (tipo chuveiro)																																
Tipo de cordão: retilíneo		Obs: Utilizar p/ pré -aquecimento 02 aparelhos de maçarico utilizando GLP + Oxigênio (chama levemente oxidante).																																
Oscilação: máx. 3 x o diâmetro do eletrodo		TRATAMENTO TÉRMICO PÓS SOLDAGEM																																
Tempo entre passes: N/A		Obs: -																																
Obs: -		METAL DE ADIÇÃO																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Passes</th> <th>Classe (AWS)</th> <th>Especif. SFA</th> <th>Grupo</th> <th>Diâmetro</th> <th>Marca comercial</th> <th>Fabricante</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Raiz</td> <td>ER 70S-3</td> <td>5.18</td> <td>-</td> <td>2,5/3,2 mm</td> <td>BME-C3</td> <td>BELGO MINEIRA</td> </tr> <tr> <td>Reforço</td> <td>ER 70S-3</td> <td>5.18</td> <td>-</td> <td>2,5</td> <td>BME-C3</td> <td>BELGO MINEIRA</td> </tr> <tr> <td>Demais</td> <td>E 7018-1</td> <td>5.1</td> <td>3</td> <td>2,5 / 3,25 mm</td> <td>OK 48 04/FOX EV 50</td> <td>ESAB/BOEHLER</td> </tr> </tbody> </table>							Passes	Classe (AWS)	Especif. SFA	Grupo	Diâmetro	Marca comercial	Fabricante	Raiz	ER 70S-3	5.18	-	2,5/3,2 mm	BME-C3	BELGO MINEIRA	Reforço	ER 70S-3	5.18	-	2,5	BME-C3	BELGO MINEIRA	Demais	E 7018-1	5.1	3	2,5 / 3,25 mm	OK 48 04/FOX EV 50	ESAB/BOEHLER
Passes	Classe (AWS)	Especif. SFA	Grupo	Diâmetro	Marca comercial	Fabricante																												
Raiz	ER 70S-3	5.18	-	2,5/3,2 mm	BME-C3	BELGO MINEIRA																												
Reforço	ER 70S-3	5.18	-	2,5	BME-C3	BELGO MINEIRA																												
Demais	E 7018-1	5.1	3	2,5 / 3,25 mm	OK 48 04/FOX EV 50	ESAB/BOEHLER																												
Inspetor de soldagem: <i>José de Deus Brito</i> IS 0207N2		Aprovação: <i>Paulo Sérgio da Silva</i> Eng. Mec. / Insp. Equip. / C.R.E. 1032 / 0001-15		Fiscalização: <i>Sidney B. da Silva Braga</i> CREDUTO - Centro Especializado de Reparo de Dutos Consultoria Técnica Matrícula 116848-4																														

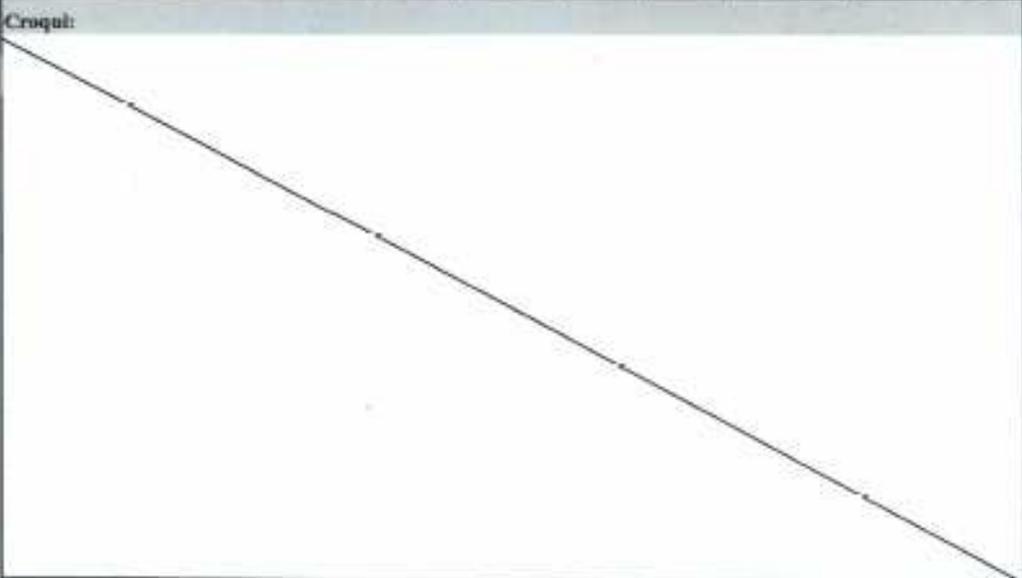
Anexo 5 – Ata de Reunião da Norma PETROBRAS N-2163

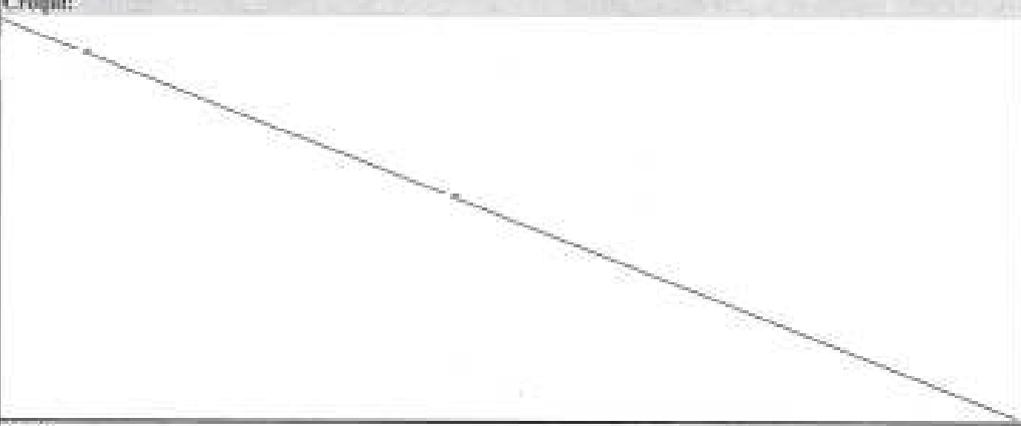
BR PETROBRAS		FOLHA DE DADOS	Nº	REV.
		OLEODUTO 14" FAL / TNC		FOLHA 1 de 2
TÍTULO:		ATA DE REUNIÃO		21/01/2016
1 ASSUNTO:	SOLDAGEM E/OU TREPANAÇÃO EM EQUIPAMENTO, TUBULAÇÃO OU DUTO EM OPERAÇÃO			
EQUIPAMENTO, TUBULAÇÃO OU DUTO:	OLEODUTO 14" FAL / TNC			
LOCALIZAÇÃO:	Odômetro 60.064 m - ZR-8386031			
DESENHOS:	DE-3655.00-6501-949-DUT-001-D			
PROFISSIONAL RESPONSÁVEL:	Homero Osório da Silva Júnior			
OPERAÇÃO:	Edio Roberto Christ			
EXECUÇÃO/FISCALIZAÇÃO:	Paulo Roberto Muniz			
INSP. EQUIPAMENTOS:	Elienai Loureiro Barbosa			
SEGURANÇA INDUSTRIAL:	Lucio Lourenço Tavares			
PROJETO:	N/A			
DATA PREVISTA DO SERVIÇO:	22/01 a 12/02/2016			
SERVIÇO:	<input type="checkbox"/> INST. DE CONEXÃO SOLDADA <input type="checkbox"/> INST. DE CONEXÃO ROSCADA <input checked="" type="checkbox"/> SOLDAGEM <input type="checkbox"/> TREPANAÇÃO			
PREPARADO POR:	José Jefferson Morais de Oliveira			
NOTA	TODOS OS ENVOLVIDOS NOS SERVIÇOS DEVEM RECEBER CÓPIA DESTA ATA.			
DESCRIÇÃO DETALHADA DO SERVIÇO:				
Instalação e soldagem de dupla-calhas nos pontos onde foi identificado a necessidade de reparo estrutural. O mapeamento dos trechos a serem reparados foi definido por meio de correlação e inspeção no Oleoduto DN 14 pol - FAL x TNC (Nota ZR-8386031).				
2 OS TÉCNICOS ENVOLVIDOS NA EXECUÇÃO DOS SERVIÇOS JÁ VERIFICARAM SE EXISTE ALGUMA PENDÊNCIA, APRESENTADAS NA LISTA DE VERIFICAÇÃO SUGERIDA PARA EXECUÇÃO DOS TRABALHOS?				
<input type="checkbox"/> SIM <input checked="" type="checkbox"/> NÃO				
3 EXISTE POSSIBILIDADE DE ISOLAMENTO, PURGA, ESVAZIAMENTO OU OUTRA AÇÃO, QUE PERMITA A ELIMINAÇÃO DOS RISCOS DECORRENTES DO CONTEÚDO DO EQUIPAMENTO OU DUTO, COM IMPACTO ECONÔMICO E AMBIENTAL ACEITÁVEL?				
<input type="checkbox"/> SIM <input checked="" type="checkbox"/> NÃO				
QUAL?				
4 EMBORA EXISTA ESTA POSSIBILIDADE, RECOMENDA-SE QUE OS TRABALHOS SEJAM FEITOS EM OPERAÇÃO. (PRÁTICA RECOMENDADA) POR QUE? N/A				
5 NESTA REUNIÃO FORAM AVALIADOS OS PROCEDIMENTOS EXECUTIVOS E DE INSPEÇÃO QUE ESTÃO ANEXOS A ESTA ATA.				
<input type="checkbox"/> SIM <input checked="" type="checkbox"/> NÃO				
6 CONCLUSÃO: COM BASE NOS ITENS DA LISTA DE VERIFICAÇÃO, SERÁ REALIZADA A EXECUÇÃO DO(S) SERVIÇO(S)?				
<input type="checkbox"/> SIM <input checked="" type="checkbox"/> NÃO				
APROVAÇÃO				
Sidny Henrique Carvalho Barbosa, Lucio Lourenço Tavares, José Jefferson Morais de Oliveira, Gilcenir do Santos Lima, Paulo Roberto Muniz, Vandelfan de Melo Meireles, Elienai Loureiro Barbosa, Jilvan da Conceição Mota e Adriano de Sana Santana.				
AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.				
FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS N-2163 REV. F. ANEXO C - FOLHA 01/02				

	FOLHA DE DADOS		Nº	REV.	
	OLEODUTO 14" FAL / TNC			FOLHA	2 de 2
	ATA DE REUNIÃO			21/01/2016	
7 CONDIÇÕES GERAIS					
7.1 CARACTERÍSTICAS DO MATERIAL					
ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO MATERIAL: Tubo API 5L Gr. X-60 (sem costura) e Dupla Caixa fabricada com tubo API 5L Gr. X-65					
CARBONO EQUIVALENTE: Tubo 1 = 0,44%; Tubo 2 = 0,44%; Tubo 3 = 0,40%; Tubo 4 = 0,26%; Tubo 5 = 0,27%; Ponto 8 = 0,39%.					
ESPESSURA MÍNIMA ENCONTRADA: Espessura 7,11mm na região da solda circunferencial – obtido por varredura de ultrassom (Viciória)					
7.2 PRODUTO CONTIDO					
VAZÃO NOMINAL: Óleo Especificado.					
PRESSÃO DE PROJETO: 90 kgf/cm ²					
TEMPERATURA DE PROJETO: 100° C					
É TÓXICO:					
			SIM (X)	NÃO	
É CORROSIVO:					
			SIM	NÃO (X)	
É INFLAMÁVEL:					
			SIM (X)	NÃO	
7.3 CONDIÇÕES A SEREM MANTIDAS DURANTE A EXECUÇÃO DOS SERVIÇOS NO LOCAL DA INSTALAÇÃO:					
PRESSÃO DO FLUIDO: 9 ~ 42 kgf/cm ²			VAZÃO MÁXIMA: 100 m ³ /h		
TEMPERATURA DO FLUIDO: até 90° C			VAZÃO MÍNIMA: 33 m ³ /h		
7.4 BLOQUEIOS E ALINHAMENTOS A SEREM FEITOS NO SISTEMA:					
N/A					
RESPONSÁVEL (ÓRGÃO DE OPERAÇÃO) - NOME: Sidny Henrique Carvalho Barbosa.					
7.5 MEDIDAS A SEREM ADOPTADAS PARA PREVENIR CONTAMINAÇÃO DO PESSOAL COM PRODUTO TÓXICO:					
Não haverá contato com o produto.					
7.6 MEDIDAS QUE PERMITAM ACESSO FÁCIL E LIVRE, PREVENDO INCLUSIVE O ESCAPE OU RESGATE RÁPIDO DE PESSOAS:					
A vala deverá ter acesso fácil para entrada e saída. Cumprir PP-1E1-00568-B (Escav e Reaterro em Faixas Dutos Terrestres da UO-ES).					
Prever sistema de combate incêndio e equipe de resgate na estação que está localizado aproximadamente 1 km do ponto a ser executado o serviço.					
RESPONSÁVEL (ÓRGÃO DE OPERAÇÃO E SEGURANÇA INDUSTRIAL) - NOME: Lucio Lourenço Tavares.					
7.7 RUAS E ACESSOS A SEREM INTERDITADOS:					
N/A					
7.8 PROCEDIMENTO IMEDIATO DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA:					
Plano de Resposta a Emergência - PE-565-00089-0 (da UO-ES)					
RESPONSÁVEL (ÓRGÃO DE OPERAÇÃO E SEGURANÇA INDUSTRIAL) - NOME: Lucio Lourenço Tavares					
8 EXECUÇÃO DOS SERVIÇOS					
OS SERVIÇOS DEVEM SER EXECUTADOS PELA SEGUINTE EQUIPE:					
Jilvan da Conceição Mota, Adriano de Sena Santana, Joaquim Serrano (caldeireiro), Leonidas Barbosa dos Santos e Clóvis Soares de Brito (soldadores), Osmar de Jesus e Jonadabe de Araújo (lixadores), Alexandre Bráz (eletricista).					
RESPONSÁVEL (ÓRGÃO DE EXECUÇÃO) - NOME: Paulo Roberto Muniz.					
Observação 1: Respeitar as seguintes EPS: PR-4000.00-6500-210-PMP-001C - Rev 1; PR-4000.00-6500-210-PMP-002L - Rev 2; PR-4000.006500-210-PMP-095L Rev 0. Documentação Técnica do CREDUTO para realização do reparo no duto;					
Observação 2: Informar a unidade operacional imediatamente antes e após a execução dos trabalhos - Operação FAL: Supervisor Op;					
Observação 3: Manter sistema de comunicação entre a unidade operacional e as frentes de trabalho durante todo o período dos trabalhos de soldagem.					
Encarregado da SACS - Jilvan da Conceição Mota;					
Inspetor de Solda N1 - Adriano de Sena Santana;					
Fiscalização TRANSPETRO/CREDUTO - Paulo Roberto Muniz.					
AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.					
FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS N-2163 REV. F ANEXO C - FOLHA 02/02.					

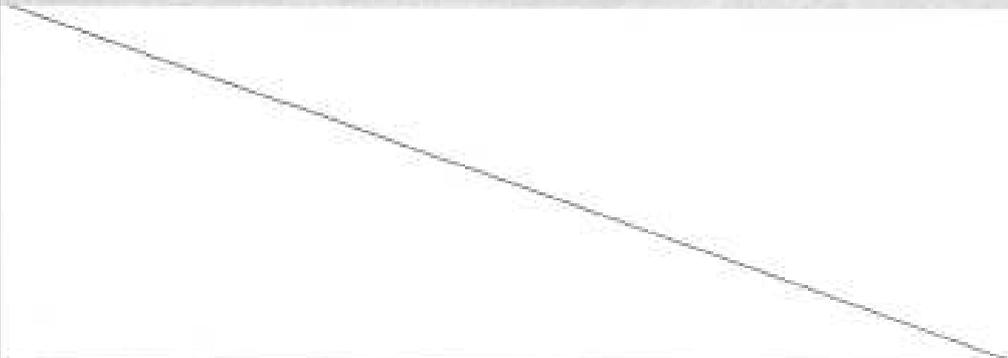
		FOLHA DE DADOS	Nº	REV.	
		OLEODUTO 14" FAL / TNC		FOLHA 1 de 2	
TÍTULO:		LISTA DE VERIFICAÇÃO PARA OS SERVIÇOS DE SOLDAGEM EM EQUIPAMENTO TUBULAÇÃO OU DUTO EM OPERAÇÃO			
		21/01/2016			
ANTES DO INÍCIO DA SOLDAGEM		SIM	NÃO	RESP.	N/A
1 FORAM AVALIADOS OS PRODUTOS CONTIDOS NA TUBULAÇÃO OU EQUIPAMENTO A SER SOLDADO, E A FICHA DE INFORMAÇÃO DE SEGURANÇA DOS PRODUTOS QUÍMICOS REVISADA QUANTO AOS RISCOS À SAÚDE?		X			
2 O(S) EQUIPAMENTO(S), TUBULAÇÃO(ÕES) OU DUTO(S) CONTEM ALGUM DOS SEGUINTE(S) PRODUTO(S):	A) OXIGÊNIO OU ATMOSFERA CONTENDO HIDROCARBONETOS RICOS EM OXIGÊNIO?		X		
	B) AR COMPRIMIDO?		X		
	C) SUBSTÂNCIAS OXIDANTES?		X		
	D) SUBSTÂNCIAS TÓXICAS?	X			
	E) SUBSTÂNCIAS CÁUSTICAS, NITRATOS OU OUTRO?		X		
	F) PRODUTO QUE POSSA CAUSAR FRAGILIZAÇÃO DO EQUIPAMENTO DE PROCESSO OU DO DUTO, POR REAÇÃO A QUENTE?		X		
	G) COMPOSTOS TERMICAMENTE INSTÁVEIS?		X		
	H) ACETILENO?		X		
	I) HIDROGÊNIO PURO OU EM MISTURA?		X		
	J) ETENO?		X		
	K) AMÔNIA?		X		
L) METANOL?		X			
M) SUBSTÂNCIAS CORROSIVAS?		X			
N) H ₂ S?	X				
O) VÁCUO?		X			
3 A CONEXÃO OU O REFORÇO ESTRUTURAL FOI PROJETADA SEGUINDO AS EXIGÊNCIAS DA NORMA DE PROJETO?		X			
4 A ESPECIFICAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM FOI DESENVOLVIDA, CONFORME ESTA NORMA?		X			
5 A ÁREA A SER SOLDADA FOI INSPECIONADA VISUALMENTE E COM US, QUANTO À ESPESSURA, INTERFERÊNCIA COM SOLDAS EXISTENTES, DUPLA LAMINAÇÃO, ATAQUE POR H ₂ OU OUTRAS IMPERFEIÇÕES METALÚRGICAS?		X			
6 FOI FORNECIDO LAUDO POR ESCRITO POR ÓRGÃO RESPONSÁVEL PELA INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS?		X			
7 SE ENCONTRADAS DESCONTINUIDADES OU DEFEITOS, FOI FEITA UMA ANÁLISE TÉCNICA ABRANGENTE PARA DETERMINAR SE E COMO SE DEVE PROSSEGUIR O SERVIÇO?					X
8 CASO POSITIVO:	A) FOI FEITA UMA ANÁLISE DE CRITICIDADE DO DEFEITO?				X
	B) O DEFEITO APRESENTA ALGUM RISCO DE SE PROPAGAR INSTAVELMENTE COM A PRESSÃO EXISTENTE?				X
	C) É NECESSÁRIA ALGUMA REDUÇÃO DE PRESSÃO EM FUNÇÃO DESTE DEFEITO?				X
9 FOI IDENTIFICADO O MATERIAL DA TUBULAÇÃO OU EQUIPAMENTO E SE É COMPATÍVEL COM A CONEXÃO OU O REFORÇO ESTRUTURAL (DC)?		X			
10 A DISTÂNCIA MÍNIMA DOS PONTOS ONDE SE REALIZA OS TRABALHOS DE SOLDAGEM ATENDE ESTA NORMA?		X			
11 FORAM PROVIDENCIADOS EQUIPAMENTOS DE COMBATE A INCÊNDIO ADEQUADOS?		X			
12 FORAM PROVIDENCIADOS OS EPIs APROPRIADOS PARA TODOS QUE TRABALHAM NA ÁREA?		X			
13 A ÁREA A SER SOLDADA ESTÁ LOCALIZADA ABAIXO DO NÍVEL DE LÍQUIDO DO EQUIPAMENTO OU EM UMA TUBULAÇÃO OU EQUIPAMENTO NO QUAL TENHA SIDO DETERMINADA A VAZÃO?		X			
14 A ÁREA DO SERVIÇO FOI DEVIDAMENTE ISOLADA E PREVISTAS ROTAS DE EMERGÊNCIA?		X			
15 EXISTE ÁREA DE ACESSO SUFICIENTE PARA SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA?		X			
16 O PESSOAL FOI TREINADO PARA IMPLEMENTAR O PROCEDIMENTO DE EMERGÊNCIA?		X			
17 OS TRABALHOS SÃO EXECUTADOS EM PONTOS PERMITIDOS CONFORME PROJETO DO EQUIPAMENTO?		X			
18 O PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM A SER EMPREGADO FOI QUALIFICADO POR ESTA NORMA?		X			
19 OS SOLDADORES SÃO QUALIFICADOS E TREINADOS PARA O PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM APROVADO A SER UTILIZADO?		X			
20 FOI EXIGIDO UM PRÉ-AQUECIMENTO DA ÁREA DE SOLDAGEM PARA REMOÇÃO DE UMIDADE OU POR EXIGÊNCIA DO PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM SELECIONADO?		X			
AS INFORMAÇÕES DESTA DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.					
FORMULÁRIO PERTENCENTE A NORMA PETROBRAS N-2163. REV. F. ANEXO D - FOLHA 01/02					

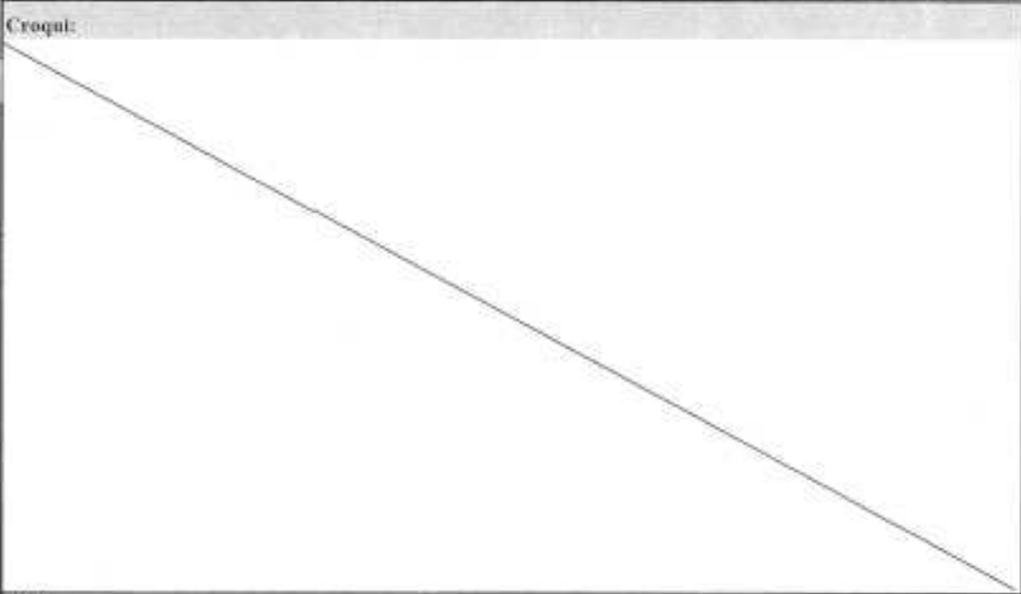
Anexo 6 – Inspeção Final – END's.

		REGISTRO DE ENSAIO DE PARTICULA MAGNETICA			Nº Relatório: PM-VIC-ES-001/16		
					DATA: 23/01/2016 Pág.: 1/1		
CLIENTE: Petrobras S.A				CONTRATO: 4800400501			
EQUIPAMENTO / LINHA: Oleoduto 14" (FALXTNC) - Dupla calha				HODÔMETRO: 84.784 m / Ponto 3			
NORMA DE REFERÊNCIA: N-1598		PROCEDIMENTO: VIC-PM-01 REVISÃO -7					
APARELHO: Yoke - Nº 235011		PARTÍCULA MAGNÉTICA		VIA DO ENSAIO		METAL DE BASE: APL 51, 505	
TÉC. MAGNETIZAÇÃO: Contínua		x COLORIDA		SECA		METAL DE ADIÇÃO: N/A	
CORRENTE: Alternada		FLUORESCENTE		x ÚMIDA		ESPESSURA: 8,5 mm	
SOLDA/PEÇA		DESCONTINUIDADES					OBSERVAÇÕES
		N.º	TIPO	COTA	COMPR.	LAUDO	
L1 a L18 - Juntas longitudinais						A	
C2 a C9 - Juntas circunferenciais						A	
Croqui: 							
OBS: - Foi realizado o ensaio de PM nas juntas longitudinais e circunferenciais das duplas-calhas e não foi constatada a presença de trincas.							
LEGENDA A- Aprovado R- Reprovado REF - Reconstrução de acordo com especificação							
		TL- Trinca longitudinal		FP- Falta de penetração			
		TT- Trinca transversal		MQ- Morchilma			
		TR- Trinca ramificada		SP- Sobreposição			
		FF- Falta de fundo		PO- Poro ou porosidade			
INSPEÇÃO				CLIENTE / FISCALIZAÇÃO			
ASS 				ASS 			
IDENTIFICAÇÃO Adilson Rodrigues Cardoso Inspetor de Partículas Magnéticas SINC: 15818				IDENTIFICAÇÃO José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos CO-ES/APMP/MO Matrícula: 97829-1/CREA PE 75260			
DATA: 23/01/16				DATA: 23/01/2016			

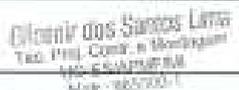
		REGISTRO DE ENSAIO DE PARTICULA MAGNETICA		Nº Relatório: PM-VIC-ES-002/16		
				DATA: 06/01/2016 Pág: 01		
CLIENTE: Petrobras SA			CONTRATO: #00400001			
EQUIPAMENTO / LINHA: Oxiacetil 14" (FAL + TNC) - Duplo colita			HODÔMETRO: 04.784 m / Ponta 3			
NORMA DE REFERÊNCIA: N-1518		PROCEDIMENTO: VIC-PM-01 REVISÃO: 1				
APARELHO: Yoke - N° 235011		PARTICULA MAGNÉTICA:		VIA DO ENSAIO:		
TÉC. MAGNETIZAÇÃO: Contínua		<input checked="" type="checkbox"/> COLORIDA <input type="checkbox"/> FLUORESCENTE		<input type="checkbox"/> SECA <input checked="" type="checkbox"/> ÚMIDA		
LUBRIFICANTE: Alimada				METAL DE BASE: API X 60 METAL DE ADIÇÃO: N/A ESPESURA: 0,5 mm		
SOLDAPEÇA	DESCONTINUIDADES					OBSERVAÇÕES
	Nº	TIPO	COTA	COMPR.	LADO	
L19 - Junta longitudinal						A
L20 - Junta longitudinal						A
L21 - Junta longitudinal						A
L22 - Junta longitudinal						A
C10 - Junta circunferencial						A
C11 - Junta circunferencial						A
C12 - Junta circunferencial						A
Cropped:						
						
OBS:						
- Foi realizado o ensaio de PM nas juntas longitudinais e circunferenciais das duplas colitas e não foi constatado a presença de trincas.						
LEGENDA:						
A- Aprovado		TL- Trinca longitudinal		FP- Falta de penetração		
R- Rejeitado		TT- Trinca transversal		MO- Montagem		
REX- Recomendação de exame complementar		TR- Trinca ramificada		SP- Sobreposição		
		FF- Falta de fusão		PU- Poros ou porosidade		
INSPETOR			CLIENTE / ESPECIALISTA			
 Elias Ferreira de Lima Insp. da End. ENOC-06373 EYB-LP-PM-ME - Téc. Mecânica CREA-ES 081395720-8			 José Jefferson N. de Oliveira Eng. de Equipamentos OD-ES/APMF/MI Inscrição: 978579-1/CR24-702380			
DATA: 06.02.2016			DATA: 23/02/2016			

		REGISTRO DE ENSAIO DE PARTICULA MAGNETICA		Nº Relatório: PM-VIC-ES-007/16		
				DATA: 05/02/2016 Pág: 1/1		
CLIENTE: Paratona S.A.			CONTATO: 400040001			
EQUIPAMENTO / LINHA: Oleário 14" (FAL e TNC) - Dupla caixa			HODÔMETRO: 04.784 m / Posto 3			
NORMA DE REFERÊNCIA: N-1598		PROCEDIMENTO: VC-PM-01 REVISÃO: 1				
APARELHO: Yoke - Nº 25011		PARTÍCULA MAGNÉTICA		VIA DO ENSAIO		
TÉC. MAGNETIZAÇÃO: Contina		COLOREDA		SECA		
CORRENTE: Alternada		FULGURINENTE		ÚMIDA		
METAL DE BASE: API 5L X 60		METAL DE ADIÇÃO: N/A		ESPESURA: 9,5 mm		
SOLDA/PEÇA	DESCONTINUIDADES					OBSERVAÇÕES
	Nº	TIPO	COTA	COMPR.	LARGO	
L40 - Junta longitudinal					A	
L41 - Junta longitudinal					A	
L42 - Junta longitudinal					A	
L43 - Junta longitudinal					A	
L44 - Junta longitudinal					A	
L45 - Junta longitudinal					A	
L46 - Junta longitudinal					A	
L47 - Junta longitudinal					A	
L48 - Junta longitudinal					A	
L49 - Junta longitudinal					A	
L50 - Junta longitudinal					A	
L51 - Junta longitudinal					A	
L52 - Junta longitudinal					A	
L53 - Junta longitudinal					A	
C21 - Junta diferencial					A	
C22 - Junta diferencial					A	
C23 - Junta diferencial					A	
C24 - Junta diferencial					A	
C25 - Junta diferencial					A	
Craquel:						
OBS:						
- Foi realizado o teste de PM nas juntas longitudinais e circunferenciais das dupla-caixas e não foi constatada a presença de trincas.						
LEGENDA A - Aprovado M - Reprovado NRX - Recomendação de exame complementar						
		TL - Trinca longitudinal TU - Trinca transversal TR - Trinca radial PP - Falta de fusão		FP - Falta de penetração MR - Mordedura SP - Sobreposição IN - Poros na penetração		
INSPECTOR			CLIENTE (PROVAÇÃO)			
ASS: 			ASS: 			
IDENTIFICAÇÃO			IDENTIFICAÇÃO			
Elias Ferreira de Lima Insp. de End. SNQC - 08373 CVS-EP-PM-ME - Tta. Mordidas CREA-ES-081389720-8			José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos 00-ES/A/PF/M Matrícula: 97809-1 / CREA-PB 15290			
DATA: 05-02-2016			DATA: 25/02/2016			

		REGISTRO DE ENSAIO DE PARTICULA MAGNETICA		Nº Relatório: PM-VC-01-00016		
				DATA: 06/02/2016 Pág.: 1/1		
CLIENTE: Petrobras S.A.			CONTRATO: 4800400601			
EQUIPAMENTO (LINHA): Oxeo/016 14" (FAL & TRC) - Dupla caixa			HODÔMETRO: 84,714 m / Posto 3			
NORMA DE REFERÊNCIA: N-1548		PROCEDIMENTO: VIC-PM-01 REVISÃO - T				
APARELHO: Yoké - Nº 23911	PARTÍCULA MAGNÉTICA:	VIA DO ENSAIO:		METAL DE BASE: API X 60		
DIC. MAGNETIZAÇÃO: Contínua	<input type="checkbox"/> a) COLORIDA	<input type="checkbox"/> SECA		METAL DE ADIÇÃO: N/A		
CORRENTE: Alternada	<input type="checkbox"/> b) FLUORESCENTE	<input type="checkbox"/> ÚMIDA		ESPESURA: 0,5 mm		
MOEDA/PEÇA	DESCONTINUIDADES					OBSERVAÇÕES
	Nº	TIPO	COTA	COMPR.	LAUDO	
L54 - Junta longitudinal	A	
L55 - Junta longitudinal	A	
L56 - Junta longitudinal	A	
L57 - Junta longitudinal	A	
L59 - Junta longitudinal	A	
L60 - Junta longitudinal	A	
C01 - Junta circunferencial	A	
C26 - Junta circunferencial	A	
C27 - Junta circunferencial	A	
C28 - Junta circunferencial	A	
C29 - Junta circunferencial	A	
C30 - Junta circunferencial	A	
C31 - Junta circunferencial	A	
<p>Croqui:</p> 						
<p>OBS: Foi realizado o ensaio de PM nas juntas longitudinais e circunferenciais das dupla-caixas e não foi constatada a presença de trincas.</p>						
<p>LEGENDA: A- Aprovado RC- Reprovado REC- Recomendação de exame complementar TL- Trinca longitudinal TT- Trinca transversal TR- Trinca ramificada FF- Falta de fundo FP- Falta de penetração MR- Merclória SP- Solapamento PC- Porosidade</p>						
INSPECTOR			ELABORADO / ENDEREÇO			
ASS: 			ASS: 			
IDENTIFICAÇÃO			IDENTIFICAÇÃO			
Elias Ferreira de Lima Insp. de Envl. SNQC - 08573 ETV-LP-PM-ME - Tão. Mecânica CREA-ES 081395720-8			José Carlos M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UD-ES/APMF/MI Matrícula: 57829-3/CRB-76/5260			
DATA: 06.02.2016			DATA: 03/02/2016			

		REGISTRO DE ENSAIO DE PARTICULA MAGNETICA			Nº Relatório: PM-VIC-ES-004/16	
					DATA: 03/02/2016 Pág.: 1/1	
CLIENTE: Petrobras S.A			CONTRATO: 4600400601			
EQUIPAMENTO / LINHA: Ofodoto 14" (FAL x TNC)			HODÔMETRO: 80.064 m / Ponta 3			
NORMA DE REFERÊNCIA: N-1598		PROCEDIMENTO: VIC-PM-01 REVISÃO -7				
APARELHO: Yoke - N° 235011	PARTÍCULA MAGNÉTICA	VIA DO ENSAIO		METAL DE BASE: API 5L 500		
E.C. MAGNETIZAÇÃO: Corrente	<input checked="" type="checkbox"/> V COLORIDA	<input type="checkbox"/> SECA		METAL DE ADRILHO: N/A		
CORRENTE: Alternada	<input type="checkbox"/> FLUORESCENTE	<input checked="" type="checkbox"/> ÚMIDA		ESPESSURA: 9,5 mm		
SOLDA/PEÇA	DESCONTINUIDADES					OBSERVAÇÕES
	N.º	TIPO	COTA	COMPR.	LAUDO	
J.03 - Junta circumferencial					A	
Croqui:						
						
OBS:						
- Foi realizado o ensaio de PM na junta circumferencial já existente do sêto de 14" FAL x TNC e não foi constatada a presença de trincas.						
LEGENDA A- Aprovado H- Reprovado RCC- Recomendação de exame complementar						
		TL- Trinca longitudinal TT- trinca transversal TR- Trinca ramificada FF- Falta de fusão		FP- Falta de penetração MO- Mistura SP- Sobreposição PO- Poros ou porosidade		
INSPEÇÃO			CLIENTE / FISCALIZAÇÃO			
ASS 			ASS 			
IDENTIFICAÇÃO Elias Ferreira de Lima Insp. de End. SNOG - 08373 EVS-LF-PM-ME - Téc. Mecânica CREA-ES 081396720-5 06.02.2016			IDENTIFICAÇÃO José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos 00-ES/APMP/MO Matrícula: 918029-1 / CREA-0675290 DATA: 23/02/2016			
DATA:			DATA:			

		Relatório de Ensaio Não Destrutivo			Relatório N°						
		- ULTRASSOM			MB 004/16						
		Inspeção de Soldas			Data: 07/02/16						
					Folha N° 06 de 10						
Cliente:	PETROBRAS	Obra/Contrato:	2308.0083471 13.2								
Área:	E&P/US-ES	Equipamento:	Ceeduto 14" - FAL / TNC								
Hodômetro:	km 64,754m	Desenho:	N/A								
Norma de Referência:	ASME B31.4	Procedimento:	VIC-US-08 Rev.2								
Aparelho:	EPOCH 600	Bloco de Referência:	V1 0381								
Certificado do Aparelho:	MB 001/14	Certificado do Bloco:	1304-D		Acoplante: MP7II						
Met. de Adição:	E 7018	Met. de Base:	API 5L X 65		Espessura: 9,5mm						
Cabeçotes Utilizados				Vareadura							
Pos / Cabeçote	SE	MONO	45°	60°	70°						
Lado A	+	-	-	X	X						
Lado B	+	-	-	X	X						
											
TPO	FABRICANTE	MODELO	N° DE SÉRIE	DIÂMETRO	ÂNGULO REAL	FREQÜENCIA (MHz)	GARRFOS				
65	Hoeufremer	MGC-04H	04304	10 mm	0°	4	QP	PT	SC		
67	Sonatest	SSMA-60	6-3231	60	60°	4	67 A	0	67 A		
70	Sonatest	SSMA-70	6-3231	60	70°	4	67	4	67		
Circunferência											
Solda / Peça	N°	Cabeç.	Ganho	Local	Compr.	Prof.	PS	Posição	Leitura	Tipo	Obs.
Ponto 2 - L1	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Ponto 2 - L2	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Ponto 2 - L3	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Ponto 2 - L4	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Ponto 2 - L5	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Ponto 2 - L6	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Ponto 3 - L1	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
Ponto 3 - L2	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-
OBS.: - Inspeção realizada nas soldas longitudinais e circunferenciais da dupla costura; - Duto de 14" FAL x TNC;											
Legenda											
A - aprovado			TL - Trinca longitudinal			FP - Falta de penetração					
R - Reprovado			TT - Trinca transversal			IE - Inclusão de escória					
REC - Recomendação de exame complementar			FF - Falta de fusão			PO - Poro ou porosidade					
INSPECTOR	CONTROLE DE QUALIDADE			CLIENTE							
Assinatura	Assinatura			Assinatura							
Identificação	Identificação			Identificação							
Marcio Denis Buaro Victoria Qualidade Ind. Ltda US-ND-64752 1 - SWCC-04317	Gleônir dos Santos LIMA Téc. Pós. Cont. e Montagem UQ-ES/ANP/MI Data: 07/02/16			José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UQ-ES/ANP/MI Data: 07/02/16							

		Relatório de Ensaio Não Destrutivo		Relatório N°
		ULTRASSOM		MB 004/16
		Inspeção de Soldas		Data: 07/03/16
				Folha Nº 02 de 10
Cliente:	PETROBRAS	Obra/Contrato:	2300.0082471.13.3	
Área:	ESPAUC-ES	Equipamento:	Cilindro 14" - FAL / TNC	
Hodômetro:	km 54,754m	Desenho:	N/A	
Dupla-costa - Cilindro 14" FAL x TNC				
<p>Ponto 1</p> 				
<p>Ponto 1</p> 				
<p>Ponto 1</p> 				
<p>Ponto 1</p> 				
<p>Ponto 1</p> 				
<p>Ponto 2</p>  				
INSPECTOR	CONTROLE DE QUALIDADE		CLIENTE:	
Assinatura	Assinatura		Assinatura	
Identificação	Identificação		Identificação	
Marcos Denis Bueno Victoria Qualidade Ind. Ltda. UB-42-84/82.1 - SNGC-84317	 Control dos Serviços Ltda Tão. PMS - Com. e Montagem MO-ES/AMF/MI CNPJ: 08.57700-1		José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos MO-ES/AMF/MI CNPJ: 08.57700-1	
Data: 07/03/16	Data:		Data: 07/03/16	

	Relatório de Ensaio Não Destrutivo ULTRASSOM Inspecção de Soldas		Relatório N° MS 004/18
			Data: 07/02/18
			Folha N° 10 de 10
Cliente: PETROBRAS	Obra/Contrato: 2000.0082471.132		
Área: EDP/O-E8	Equipamento: Oleoduto 14" - FAL / TNC		
Rodômetro: Km 04,754m	Desenho: N/A		
Dupla-calha - Oleoduto 14" FAL a TNC			
			
			
INSPECTOR Assinatura	CONTROLE DE QUALIDADE Assinatura	CLIENTE Assinatura	
			
Identificação	Identificação	Identificação	
Murilo Denis Bueno Victoria Qualidade Ind. Ltda US-40-5482.1 - ENDC-64317	Gilene dos Santos Lima Tec. Prog. Cont. e Montagem UOES/AMM/MS	José Jefferson M. de Oliveira Eng. de Equipamentos UO-ES/AMM/MS	
Data: 07/02/18	Data: 07/02/18	Data: 07/02/18	

PUC
RIO



PONTIFÍCIA
UNIVERSIDADE
CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO

UNIDADE BARRA

Av. das Américas, 3.434 BI 07 SI 103/104
Barra da Tijuca/RJ

UNIDADE CAXIAS

R. Benjamin da Rocha Junior (antiga R. José Pinto), 6
São Bento - Duque de Caxias/RJ

UNIDADE CENTRO

Av. Marechal Câmara, 186/ 7º andar Centro/RJ

UNIDADE GÁVEA

R. Marquês de São Vicente, 225/ Casa XV Gávea/RJ

Informações: **0800 970 9556** • cce.puc-rio.br