

2 Revisão da Literatura

A discussão do problema da avaliação da resistência remanescente de dutos com defeitos de corrosão coincidentes com a solda longitudinal envolve diversos aspectos desde (i) a susceptibilidade à corrosão da junta soldada, (ii) os processos de conformação e soldagem dos tubos, até (iii) as condições necessárias para se garantir o comportamento elasto-plástico da região da solda.

O problema se inicia com a possibilidade de algum processo corrosivo se localizar ou envolver a solda longitudinal. Pode-se argumentar que os dutos seriam mais sujeitos à corrosão na geratriz inferior e que práticas de construção e montagem recomendam que a solda longitudinal não seja posicionada coincidentemente com esta geratriz^{iv}. Ocorre que determinados tipos de corrosão não guardam esta limitação e podem atacar outras posições circunferenciais do tubo. São exemplos disso a corrosão de topo acarretada pelo CO₂ em gasodutos e a corrosão (induzida ou acelerada) pela ação de bactérias redutoras de sulfato associadas a incrustações de sais em oleodutos.

Ainda sobre o aspecto da corrosão, é importante ressaltar que desenvolvimentos de eletrodos e procedimentos de soldagem foram necessários de forma a se evitar a corrosão seletiva entre a junta soldada (área anódica restrita) e o metal base (grande área catódica).

Outro aspecto são as características metalúrgicas necessárias aos materiais das chapas utilizadas na fabricação dos tubos. Estas chapas deveriam ser produzidas de materiais que tivessem facilidade de adquirir a conformação cilíndrica dos tubos, tivessem boa soldabilidade (produtividade e propriedades mecânicas) e resistissem às cargas de lançamento (principalmente para dutos submarinos) e às de operação. Neste aspecto foram necessários desenvolvimentos nas áreas de siderurgia (fabricação do aço e conformação da chapa) e soldagem dos tubos.

^{iv} É comum em Relatórios de Inspeção interna de dutos se associar às geratrizes (posição circunferencial no tubo) os números das horas do relógio. A geratriz inferior seria a “posição 6 horas”, a superior seria a “posição 12 horas”, etc.

A avaliação da tenacidade da junta soldada também é outro ponto que merece atenção visto que não se tem um teste que consiga representar o comportamento da junta em serviço. Aços antigos apresentam tenacidade medida nos tradicionais ensaios de impacto (Charpy) com entalhe em “V” muito inferior aos aços modernos. Ainda está pendente uma investigação de quanto isto representa em termos de garantia de rompimento através de colapso plástico da junta soldada ao invés de rompimento por fratura.

2.1.

Aspectos de Corrosão em Dutos

A corrosão sob o ponto de vista volumétrico ou macroscópico pode ser definida como a perda de espessura de parede devido a uma reação química. A corrosão pode ser causada por ataque galvânico (reação eletroquímica) ou induzida quimicamente (ex: corrosão induzida pela ação de microorganismos). A corrosão eletroquímica pode resultar em grandes áreas de corrosão generalizada, corrosão alveolar (por pites) localizada e corrosão seletiva em soldas.

Os dutos da indústria petrolífera podem pertencer ao segmento de E&P (Exploração e Produção) ou ABASTECIMENTO (Terminais e Refinarias). Dutos submarinos atendem apenas ao segmento E&P enquanto dutos terrestres podem pertencer ao segmento ABASTECIMENTO ou ao E&P.

Os dutos do segmento ABASTECIMENTO podem sofrer corrosão interna decorrente de contaminação do produto (desvio de processo) e corrosão externa decorrente de problemas no revestimento ou do sistema de proteção catódica entre outros. Estas situações são consideradas desvios do modo operacional seguro, sendo passíveis de detecção pela aplicação de sistema adequado de gerenciamento de integridade.

Dados da AGA (*American Gas Association*) do período de 1984 a 1992 mostram uma maior incidência de falhas por corrosão interna em dutos submarinos (40,9%) que em dutos terrestres (20,4%) [6].

Alguns dutos do segmento E&P transportam produtos fora de especificação, demandando tratamento complementar antes da entrega ao cliente interno (segmento ABASTECIMENTO) ou ao mercado consumidor. Desta forma são mais sujeitos a corrosão interna que os anteriores. Normalmente este problema é solucionado ou minimizado com a injeção de inibidores de corrosão.

Dutos submarinos em geral não apresentam problemas de corrosão externa, exceto nas tubulações de chegada e exportação das plataformas. Estas são regiões críticas já que sujeitas a permanente névoa salina. Destacam-se ainda as tubulações verticais (*risers*) que emergem do mar, onde existe uma região de respingos (*splash zone*) também denominada de zona de variação de maré (ZVM) [7] que é susceptível a corrosão externa. Devem ser projetados revestimentos especiais para estas regiões de névoa salina para proteger as tubulações da corrosão.

Nesta revisão dos aspectos relacionados com a corrosão será dada ênfase aos problemas relacionados a dutos submarinos (segmento E&P).

2.1.1.

Aspectos gerais da corrosão interna de dutos

Os mecanismos mais comuns de corrosão interna em dutos estão associados aos contaminantes O_2 , CO_2 e H_2S e cloretos em meio aquoso. Estes processos podem ser intensificados pela ação de microorganismos ou pela formação de regiões de frestas.

Outros fatores também colaboram acelerando ou reduzindo as taxas de corrosão, tais como a velocidade do fluxo, a passagem de pigs de limpeza, composição química dos fluidos transportados, condições termodinâmicas e hidrodinâmicas.

A taxa de corrosão interna de um duto é função do potencial de corrosividade máxima do fluido, podendo ser atenuado pela eficiência da inibição (proporcionado pelo próprio fluido e pela ação de inibidores), pela dificuldade de contato da superfície metálica com a água (molhabilidade) e pela difusão das espécies ionizadas na água pelo produto de corrosão formado; [8].

2.1.2.

Corrosão pela ação de microrganismos em dutos submarinos

A produção de petróleo consiste basicamente na extração de uma mistura de hidrocarbonetos da rocha reservatório, tratamento para separação das fases desta mistura e transferência das fases separadas através de dutos. De uma forma simplificada, uma plataforma de petróleo tem a função de retirar a

mistura do reservatório, separar as fases óleo, água e gás, escoar o óleo e o gás por oleodutos e gasodutos. A água oleosa produzida deve ser tratada e descartada.

A quantidade de produto retirada do reservatório corresponde a uma parcela da quantidade inicialmente descoberta. Os reservatórios retêm uma grande quantidade de hidrocarbonetos se durante a exploração for utilizada apenas a sua energia natural nas atividades de elevação e escoamento. Para se aumentar a quantidade de hidrocarbonetos extraída do reservatório podem ser aplicados alguns métodos de recuperação. Os mais tradicionais são a injeção de gás e água visando equilibrar as pressões no interior do reservatório. A boa prática da engenharia de petróleo recomenda que esta injeção tenha início mesmo antes do declínio das pressões do reservatório; [9].

A água de injeção, no caso de produção de campos marítimos, pode ter duas diferentes origens:

- Água do mar, rica em microorganismos e ânions tais como sulfato (SO_4^{-2}) e carbonato (CO_3^{-2}) demanda redução de teor de oxigênio dissolvido e injeção de biocidas para se evitar processo corrosivo nas colunas de produção e equipamentos da planta. Em alguns casos pode se optar pelo tratamento de dessulfatação, ou seja, redução do teor de sulfato.
- Água de formação, isto é, água pré-existente do reservatório que vem associada à produção de petróleo é rica em cátions tais como Ca^{+2} , Ba^{+2} e Sr^{+2} . Esta água pode ser re-injetada após separação do óleo. Em geral não é suficiente para as necessidades do reservatório.

A água salgada é um dos principais agentes da corrosão interna em oleodutos no segmento de exploração e produção de petróleo. Em tese toda água separada deveria ser descartada sendo escoada apenas a fase óleo pelos dutos submarinos. Ocorre que em alguns casos é feita a transferência da mistura da plataforma de origem, através de um duto, para ser dado o tratamento complementar da mistura em outra plataforma interligada à primeira. Este problema se agrava na medida em que os campos de petróleo vão amadurecendo e aumentando o teor de água da mistura.

Outro problema decorrente da injeção de água em campos de petróleo é a possibilidade de ocorrer mistura das águas, acarretando incrustações. A mistura da água do mar com aquela pré-existente na formação pode acarretar a precipitação de cristais (CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4 , CaCO_3). Estes cristais tendem a

se agrupar, aumentando o volume das partículas. A forma irregular destes cristais favorece sua ancoragem na parede interna de tubos e equipamentos. Estes cristais aglomerados e ancorados denominam-se incrustações e podem se acumular a ponto de obstruir a seção de tubos da coluna de produção e tubos de permutadores de calor.

Uma vez aderidos nas paredes internas dos dutos, incrustações de sulfato de bário e estrôncio (BaSO_4 , SrSO_4) podem também funcionar como sítios de desenvolvimento das bactérias redutoras de sulfato (BRS) e outros microorganismos.

As BRS podem se alojar no intermédio entre a parede metálica da tubulação e as incrustações aderidas, retirando destas os nutrientes [10] para seu metabolismo. Este ataque é denominado corrosão induzida ou influenciada por microorganismos e se constitui em um dos mais intensos observados na produção de petróleo. A Figura 2-1 mostra um exemplo de ataque corrosivo em uma tubulação após ser retirada de operação.



Figura 2-1 – Aspecto da corrosão induzida por microrganismos na presença de incrustação de sulfato de bário e estrôncio (BaSO_4 , SrSO_4)

Como a deposição de sais e ancoragem das incrustações não escolhe

posição na geratriz da tubulação esta pode de localizar em qualquer ponto coincidindo com a solda longitudinal. A Figura 2-2 mostra os resultados da inspeção de um duto cujo agente corrosivo era a BRS associada a incrustações de sulfato de bário; [7]. O histograma mostra a quantidade de indicações por categorias de perda percentual de espessura e por trecho (1000 metros) do duto. O gráfico menor mostra a localização dos defeitos em relação à geratriz do tubo. A linha azul tracejada indica a geratriz inferior (“posição 6 horas”) do duto. Pela observação do gráfico pode-se concluir que a corrosão pela ação da BRS não escolhe posição circunferencial, podendo coincidir inclusive com a solda longitudinal.

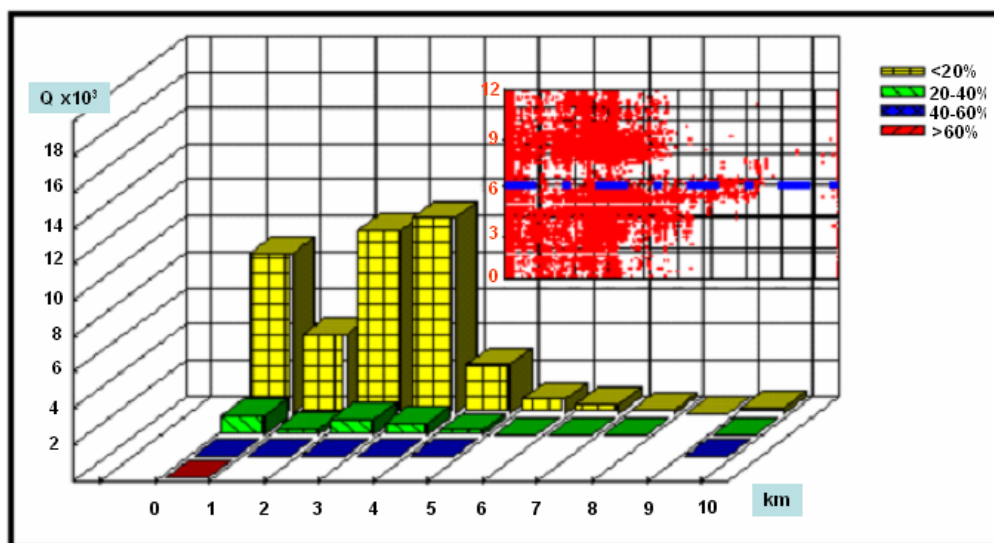


Figura 2-2 – Corrosão Dispersa por toda a circunferência do duto - BRS associada a BaSO_4

Legendas: Q – quantidade de indicações; km – localização da indicação ao longo do duto

Obs: As colunas amarelas representam perdas de espessura de parede variando de 10 a 19%; as verdes de 20 a 39%; as azuis de 40 a 59% e as vermelhas acima de 60%.

2.1.3. Corrosão pelo H_2S e CO_2

Na indústria de petróleo é comum se encontrar teores de CO_2 e H_2S associados à mistura de hidrocarbonetos, juntamente com água salgada natural do reservatório. A dissolução desses gases ocorrida durante o escoamento são responsáveis pela corrosão intensa normalmente verificada nos equipamentos de produção, e dutos de transferência de óleo e gás.

A presença de CO_2 decorre da atividade microbiológica (oxidação aeróbica, redução de sulfato e fermentação), da degradação térmica da matéria orgânica ou de reações inorgânicas. Em alguns campos produtores, no entanto, enormes quantidades de CO_2 podem ser introduzidas no reservatório com o objetivo de diminuir a viscosidade do óleo, e assim, aumentar sua produção, constituindo uma das técnicas de recuperação de óleo conhecida por injeção de CO_2 ; [11].

A principal fonte de H_2S tem sido atribuída à atividade bacteriana no interior dos reservatórios e dos equipamentos. O H_2S pode também resultar dos seguintes mecanismos: dissolução dos sulfetos minerais na estrutura geológica ao redor dos depósitos de óleo; decomposição de compostos orgânicos sulfurados presentes no óleo cru ou hidrólise desses compostos pela reação com a água salgada em altas pressões e temperaturas no fundo do poço; reações redox envolvendo sequestrantes de oxigênio; [11].

A dissolução de H_2S e CO_2 em meio aquoso gera espécies (HCO_3^- , CO_3^{2-} , HS^- , S^{2-} , etc) que reagem com o ferro, podendo precipitá-lo na forma de sulfetos e carbonatos, ou mantê-lo em solução através da formação de complexos, a depender das propriedades físico-químicas do meio; [11].

Segundo Andrade [12] o uso de inibidores de corrosão constitui-se na metodologia de controle da corrosão interna de dutos mais difundida na indústria do petróleo. No entanto, sua efetividade depende do material de construção da linha, da composição do inibidor, do tipo de fluxo e do tipo de incrustação depositada no seu interior. Quando o duto encontra-se altamente incrustado (sais de bário, cálcio, argilas e/ou areia), ou contaminado com bactérias corrosivas ou, ainda, com suspeitas de entrada de oxigênio, o controle da corrosão interna, através da injeção de inibidores filmicos, torna-se pouco adequada. Para gases contaminados com H_2S , torna-se necessário a utilização de sequestrantes, ou seja produtos químicos que tenham a capacidade de remover o H_2S da mistura.

2.1.4.

Possibilidade das Soldas Longitudinais serem atingidas pela corrosão

Para se evitar problemas de corrosão galvânica na região da solda

longitudinal (SL), os dutos não devem ser lançados de forma que esta coincida com geratriz inferior. A Figura 2-3 mostra a posição relativa da geratriz inferior de um duto lançado ao final da década de 90 na Bacia de Campos. Este resultado foi obtido através de inspeção interna com pig instrumentado de perfilagem [13]. Observa-se que as SL, representadas por traços longitudinais vermelhos, não coincidem com a geratriz inferior do duto (faixa branca).

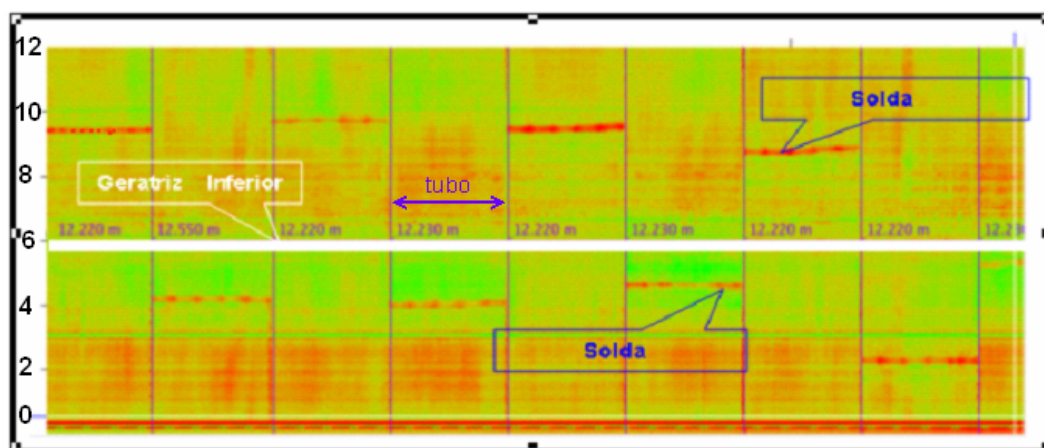


Figura 2-3 – Posição da Solda Longitudinal em relação à Geratriz Inferior (faixa branca – indicação 6h)

Por outro lado verifica-se que o ataque à geratriz inferior pode vir a cobrir uma larga faixa conforme se observa nas Figura 2-2 e 2-4.

O duto representado na Figura 2-4 escoava óleo com BSW (*basic sediment and water* – teor de água e sedimentos) superior a 50%. Nos primeiros quilômetros (cada km é uma divisão na abscissa do gráfico menor) ainda se teria uma emulsão estável que tem característica protetora. A baixa velocidade de fluxo e o escoamento laminar favorecem a quebra da emulsão, ou seja, a separação das fases água e óleo no interior do duto. Esta separação deve ter ocorrido neste oleoduto em torno do km 3, expondo a superfície metálica à ação da água salgada. A água rica em cloretos ocupa as partes de baixo do duto por ter maior peso específico. Pode-se concluir que o contato direto com a água salgada promoveu a intensificação do processo corrosivo em aproximadamente 2/3 da circunferência.

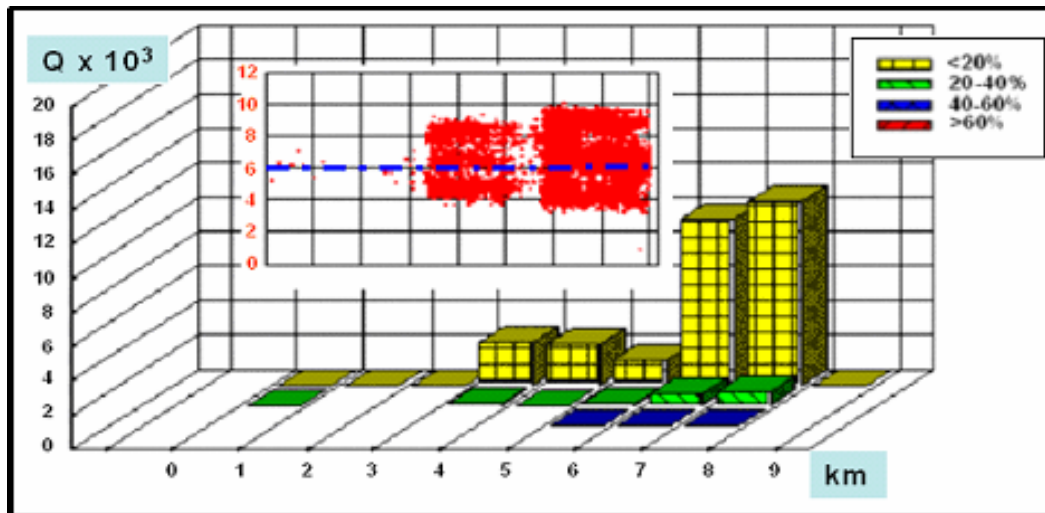


Figura 2-4 – Corrosão Localizada na Geratriz Inferior - Duto com elevado BSW

Legendas: Q – quantidade de indicações; km – localização da indicação ao longo do duto

Obs: As colunas amarelas representam perdas de espessura de parede variando de 10 a 19%. As verdes de 20 a 39%; as azuis de 40 a 59% e as vermelhas acima de 60%.

Desta forma, entende-se que seja a água rica em cloretos, seja a BRS o agente corrosivo, o ataque à solda longitudinal é uma possibilidade a ser considerada. Situações típicas deste ataque corrosivo são mostradas nas referências [7] e [8].

Sendo assim, é ratificada a importância da verificação da validade dos métodos de avaliação da resistência remanescente para a situação em que defeitos volumétricos de corrosão sejam coincidentes com a solda longitudinal.

2.1.5. Corrosão Preferencial na Solda

A região da solda apresenta uma anisotropia de propriedades mecânicas em relação ao metal de base que poderá resultar em área de corrosão preferencial ou seletiva.

O mecanismo da corrosão poderá ser do tipo galvânico através da formação de regiões anódicas e catódicas. Smart [14] estabeleceu que a susceptibilidade à corrosão preferencial nas soldas de dutos é função dos seguintes parâmetros:

- Composição química do metal de solda – incrementos de 0.6% de Ni + 0.4%

de Cu ou 1% de Ni, ou mesmo 1% de Cr ao consumível de soldagem aumentam a resistência a corrosão;

- Tratamento térmico de alívio de tensões ou mesmo passe de revenimento tem um efeito benéfico;
- Defeitos oriundos do processo de soldagem, tais como falta de penetração na raiz resultam em uma solda com baixa resistência a corrosão;
- Soldas com excesso de deposição criando um pequeno degrau interno podem funcionar como sítios preferenciais de turbulência do fluido causando corrosão localizada;
- A região da solda poderá ser um local preferencial de ação de bactérias presentes no petróleo devido a sua porosidade, microestrutura ou à capacidade da bactéria de despolarizar áreas catódicas nas soldas.

Outro aspecto importante da susceptibilidade a corrosão seletiva da junta soldada é a variação de dureza entre o metal base e metal de adição.

Em artigo publicado em 1997, Endo [15] discute a susceptibilidade à corrosão preferencial simulando um ambiente que contivesse CO₂ como contaminante de uma mistura hidrocarbonetos. Este trabalho visava a especificação de tubos resistentes a corrosão preferencial para a utilização em duto submarino na região petrolífera do Mar do Norte.

Deste trabalho foram obtidas as seguintes conclusões:

- Se a diferença nos percentuais de Cu e Ni do metal de solda para o metal base for superior a 0.5% e de Mo for superior a 0.05% a solda funcionaria com área catódica em relação ao tubo, neutralizando o processo corrosivo;
- Estas conclusões independem do método de soldagem. Na experiência foram comparados os métodos SMAW (*shield metal arc welding* – arco elétrico com eletrodo revestido) e GMAW (*gas metal-arc welding* – soldagem a arco gás metal – MIG/MAG).

Os métodos semi-empíricos advertem da impossibilidade de sua utilização para defeitos causados por corrosão preferencial. Nesta prescrição está subentendida a possibilidade de corrosão galvânica, onde a região da solda seria anódica em relação ao restante do tubo. A forma do defeito de corrosão seria do tipo entalhe onde a largura do defeito é em geral menor que a profundidade. Neste defeito também denominado de ranhura (*groove*) o comprimento pode acompanhar um trecho longo de solda. Para se avaliar a

resistência remanescente de um duto com este tipo de defeito normalmente recomenda-se que seja utilizado algum método baseado na Teoria da Mecânica da Fratura.

Em soldas autógenas executadas por resistência elétrica (ERW) a microestrutura da linha de fusão (*bond line*) pode torná-la susceptível à corrosão acelerada resultando em um defeito planar do tipo entalhe. Leis [16] afirma que não existe uma variável única relacionada à composição química do metal base, procedimento de soldagem ou tratamento térmico pós-soldagem que controle a susceptibilidade a corrosão seletiva em soldas ERW. A resistência à corrosão seletiva na junta soldada ERW é promovida pela conjugação de medidas tais como: redução dos teores de C e S, tratamento do aço para mudança do formato das inclusões, soldagem com métodos de alta frequência e normalização da junta após a soldagem; [17].

Na referência [16] é relatado um caso de falha de um duto de 16" de diâmetro com espessura de parede de 9,5 mm, fabricado na década de 40. Este material poderia ser enquadrado no Grau A na classificação atual na norma API 5L; [18]. Este duto apresentou corrosão seletiva na solda ERW e falhou à uma tensão circunferencial equivalente a 7% do limite mínimo de escoamento especificado do material. Esta falha foi atribuída a pré-existência de defeito tipo entalhe na solda ERW e a deficiências de tenacidade do material.

2.2.

Aços utilizados na fabricação de tubos

Os aços C-Mn são preferencialmente usados na fabricação de tubos para dutos de óleo e gás por razões econômicas; [19]. No período anterior a 2ª guerra mundial as estruturas eram projetadas com base no limite de resistência à tração do material. A maioria dos códigos especificava que as tensões de projeto deveriam ser limitadas a $\frac{1}{4}$ da resistência do material [20]. Posteriormente, na investigação das causas de falhas, foi evidenciada a importância do conceito de tenacidade na seleção dos materiais com função estrutural.

Os aços utilizados na fabricação de tubos anteriores à década de 60 eram aços C-Mn típicos de elementos estruturais. O aço líquido era tratado com Mn para remover grande parcela de S e O. Teores residuais de O e N eram removidos com a utilização de Ca, Al ou Si. Os teores de Mn necessariamente elevados (da ordem de 1%) acarretavam a formação de inclusões de MnS

(sulfeto de manganês) que podem assumir uma configuração alongada e alinhada após a laminação da chapa. O processo de laminação tinha como objetivo a produção de chapas das dimensões requeridas proporcionando uma granulação alinhada. O escoamento mínimo requerido era basicamente atingido combinando altos teores de C e Mn. Não era especificado o limite máximo de escoamento.

Os diâmetros e as pressões de operação de oleodutos e gasodutos eram modestos até o início dos anos 50, sendo a maior parte dos dutos fabricados de tubos sem costura. Na metade dos anos 60 com o aumento da utilização de óleo e gás foram necessários dutos de transmissão com maiores diâmetros e que operassem em altas pressões para reduzir o custo do transporte; [19].

Nos anos 70, com a necessidade de se produzir tubos que resistissem às altas pressões de transferência e a introdução de requisitos de tenacidade, foi realizado um grande esforço para a produção de aços mais limpos (baixo teor de inclusões e segregação) com microestrutura tal que fosse possível conciliar alta resistência, tenacidade e soldabilidade.

Foram implementadas a redução do teor de S e a globularização de inclusões de sulfetos através da injeção de Ca no aço líquido. Com a redução de elementos tais como C, Mn, S e P foi minimizada a possibilidade de formação de segregação na região central do tarugo. Esta segregação poderia ser transmitida à região da solda longitudinal em chapas fabricadas a partir de tarugos que fossem cortados ao meio [19].

A introdução de aços microligados ainda na década de 70 foi um fato marcante na produção de tubos de alta resistência. Aços de alta resistência e baixa liga (HSLA – *high strength low alloy*), os chamados aços microligados, são o grupo de aços baixo carbono que utiliza pequenas quantidades de elementos de liga para se atingir tensões de escoamento acima de 275 MPa (40 ksi) na condição laminado ou normalizado. Estes aços têm melhores propriedades mecânicas e algumas vezes melhor resistência à corrosão que os aços carbono na condição laminado. A sua soldabilidade, apesar da elevada resistência, é comparável aos aços carbono. Estes aços se mostram menos susceptíveis ao endurecimento provocado por altas taxas de resfriamento. Estes poderiam ser soldados sem a necessidade de pré-aquecimento; [35].

Na especificação da composição química dos aços para fabricação de tubos destaca-se a presença dos elementos de liga Nb, V e Ti. Estes elementos combinados com carbono ou nitrogênio atuam no controle de tamanho de grão e endurecimento (por precipitação e por solução sólida) da matriz ferrítica

aumentando a resistência e a tenacidade mantendo uma elevada soldabilidade. O processo de laminação a quente se tornou, ao longo do tempo, uma operação cada vez mais controlada. Este controle tem sido largamente aplicado em aços microligados onde a composição química é cuidadosamente selecionada para se obter as propriedades mecânicas requeridas na temperatura ambiente. A referência [19] apresenta diversas rotas de laminação de aços para a fabricação de tubos. O processo consiste no estabelecimento de um controle de deformações a serem executadas nas temperaturas adequadas. Este tem resultado em uma combinação cada vez melhor de resistência e tenacidade com teores de carbono cada vez menores.

Os aços da série API para a fabricação de tubos não são especificados com base na microestrutura ou no processo de fabricação. Nos anos 70 foram produzidos aços API de graus X52 ou X60 com uma concepção de adição de elementos de liga baseada em altos teores de C e V (como elemento microligante) através de um processo de laminação convencional. Os aços X70 foram obtidos após o desenvolvimento da laminação controlada, com a adição de Nb e V como elementos microligantes. Durante os anos 80, a adição de Nb e Ti em combinação com o tratamento termo-mecânico (controle de deformação e de temperatura interpasso) e resfriamento acelerado permitiram a produção de aços do grau X80. Posteriormente, através de adições de outros elementos de liga (e.g.: Mo, Cu e Ni) foi possível obter graus ainda maiores como o X100; [21].

Para dutos submarinos o aspecto preponderante que determina a exigência de melhor soldabilidade é o fator econômico. A parcela que mais onera o custo final de um duto submarino é a operação de lançamento realizada por embarcações especiais. Quanto mais rápida e simples for a união dos tubos através da solda circumferencial, menor o período da complicada logística de lançamento de dutos no mar.

2.2.1.

Principais normas de especificação de materiais para tubos

Na maioria dos países do mundo é utilizada a norma API 5L para a especificação de tubos para transporte de óleo e gás. Foi lançada por volta de 1920, porém passou a ter aplicação internacional em 1948. Em geral prescreve

requisitos mínimos a serem seguidos, tendo a maioria das operadoras a necessidade que estabelecer requisitos adicionais se julgar necessário. Uma das mais importantes funções da API 5L é a classificação das dimensões e tolerâncias dos tubos, incluindo diâmetros padronizados, espessura de parede (denominado “*schedule*”), ovalização e alinhamento; [19].

Esta especificação foi convertida e ampliada em 1999 originando a norma ISO 3183 que é dividida em três partes com vários graus de aço divididos nas partes 1 e 2. A parte 3 trata da composição química e outros requisitos relacionados à condição de *souring*^v e é particularmente importante para aplicação submarina.

Outra norma de destaque é a DNV OS-F101 [4] editada inicialmente em 2000. Esta norma apresenta requisitos mais rígidos de propriedades mecânicas e composição química. Estabelece alguns requisitos suplementares para serviços em condições de *souring*, condições especiais de tenacidade à fratura, para dutos que tenham deformações plásticas acumuladas decorrentes da instalação/operação e para maior controle da faixa de resistência ao escoamento.

2.3.

Processos de soldagem na fabricação de tubos

Os tubos podem ser fabricados sem costura ou com costura longitudinal. Os tubos com costura podem ter união com metal de adição ou através de solda autógena.

Tubos modernos com costura podem ser soldados por arco submerso (longitudinal ou espiral), por soldas autógenas (sem metal de adição) do tipo resistência elétrica (ERW) de alta frequência.

Para se melhor entender as implicações dos procedimentos de soldagem na microestrutura da junta soldada (JS) e conseqüentemente nas propriedades mecânicas dos tubos, é importante definir alguns conceitos.

^v A expressão *souring* pode ser traduzida como o resultado da conversão pela de atividade de BRS do íon sulfato (SO_4), ou de outra forma oxidada de íon contendo enxofre, em H_2S ou íon sulfeto (S^{2-}) em um reservatório de petróleo. Resulta em geração de substância tóxica e problemas de corrosão em vasos de pressão e dutos, deteriorando a qualidade do gás natural.

- História térmica – É a variação da temperatura durante o processo de soldagem em função do tempo e da distância ao centro do cordão de solda.
- Repartição Térmica – É a máxima temperatura atingida em cada ponto da JS.
- Ciclo térmico de soldagem – É o lugar geométrico dos pontos de variação da temperatura ao longo do tempo em uma determinada posição da JS.
- Energia de Soldagem – É a energia introduzida no metal base por unidade de comprimento do cordão de solda. Está relacionada com a energia produzida pelo equipamento de soldagem retirada a perda por ineficiência térmica.
- Potencia Específica (PE) – É a potência disponível por unidade de área da fonte de calor. Ou seja, é uma medida da concentração de calor obtida no processo de soldagem por unidade de área.

A soldagem a arco submerso apresenta uma elevada eficiência térmica, porém uma baixa PE comparada com outros processos tais como Laser, TIG, MIG/MAG e mesmo eletrodo revestido. Processos com PE elevada apresentam ZTAs mais estreitas, porém maiores velocidades de resfriamento. Quanto maior a velocidade de resfriamento, maior a probabilidade de formação de microconstituintes de baixa tenacidade.

2.3.1. Soldagem Arco Submerso (SAW) e Conformação UOE

No processo de soldagem por arco submerso o calor é fornecido pelo arco desenvolvido entre um (ou mais) eletrodo(s) de arame sólido ou tubular e a peça obra. O arco ficará submerso por uma camada de fluxo granular que se funde e que protege o metal fundido e a poça de fusão da contaminação atmosférica.

O fluxo é distribuído por gravidade. Pode ficar ligeiramente à frente do arco elétrico, ou concentricamente ao eletrodo. Esta independência do par fluxo-eletrodo é outra característica do processo.

O arco elétrico não é visível, pois fica completamente coberto pelo fluxo. A solda se desenvolve sem faíscas, luminosidades ou respingos, que caracterizam os demais processos de soldagem em que o arco é aberto.

O fluxo, além das funções de proteção e limpeza do arco e do metal

depositado, funciona como um isolante térmico, garantindo uma excelente concentração de calor, o que possibilita uma alta penetração.

Com o deslocamento do eletrodo ao longo da junta, o fluxo fundido sobrenada e se separa do metal de solda líquido, na forma de escória. A escória também protege o metal de solda recém-solidificado, pois este é ainda, devido a sua alta temperatura, muito reativo com gases da atmosfera (Nitrogênio e o Oxigênio) que poderiam facilmente formar óxidos e nitretos que alterariam as propriedades das juntas soldadas.

Com o resfriamento posterior, o fluxo não fundido é removido (podendo também ser reaproveitado) através de aspiração mecânica ou métodos manuais. A escória, relativamente espessa de aspecto vítreo e compacto, em geral se destaca com facilidade.

O esquema básico do funcionamento do processo pode ser visto na Figura 2-5.

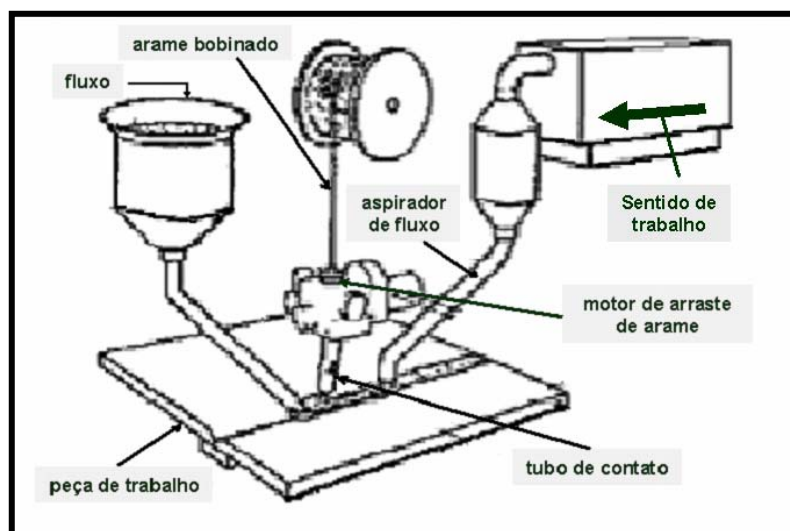


Figura 2-5 – Ilustração mostrando alguns itens da solda por arco submerso.

(Fonte: WAINER, E., **Soldagem**, Associação Brasileira de Metais, 10 ed., 1977)

O processo é em geral automático conseguido com o cabeçote de soldagem sendo arrastado por um dispositivo de modo a automatizar o processo.

Outra característica do processo de soldagem por arco submerso está em seu rendimento, pois praticamente não há perdas de material por projeções (respingos). Possibilita também o uso de elevadas correntes de soldagem (até

4000 A) o que, aliado as altas densidades de corrente (60 a 100 A/mm²), oferecerá ao processo alta taxa de deposição, poucas vezes encontrada em outros processos de soldagem. Estas características tornam o processo de soldagem por arco submerso um processo econômico e rápido em soldagem de tubos.

As soldas realizadas apresentam boa resistência ao impacto, além de excelente uniformidade e acabamento dos cordões de solda. Através de um perfeito ajustamento entre fluxo, arame e parâmetros de soldagem, consegue-se propriedades mecânicas iguais ou melhores que o metal de base^{vi}.

O processo U–O–E se inicia com o corte da chapa nas dimensões corretas e a preparação das bordas para a soldagem longitudinal. As bordas são então fixadas e a chapa é progressivamente dobrada em matriz aberta (“U”). Em seguida é feita a prensagem no formato “O” que confere uma compressão residual de 0,2 a 0,4%; [19]. Após a execução da solda longitudinal o tubo é expandido a frio por uma ferramenta de expansão para ajuste do formato circular. Esta expansão a frio é em geral limitada a 1-2% e a referida ferramenta é desenhada para evitar danos à solda. São realizadas inspeções nas soldas (R-X e ultra-som) antes e após a expansão a frio.

As tolerâncias de fabricação típicas requeridas são de +12%/-10% para a espessura e de ±1% de ovalização. Muitos fabricantes podem produzir com tolerâncias mais restritas, tais como ±5% para a espessura e ±½% para a ovalização; [19]. A Figura 2-6 ilustra o processo de fabricação de tubos U–O–E.

^{vi} É bastante usado na literatura o termo “*overmatched*” para denominar a solda que apresenta maior limite de escoamento que o metal base.

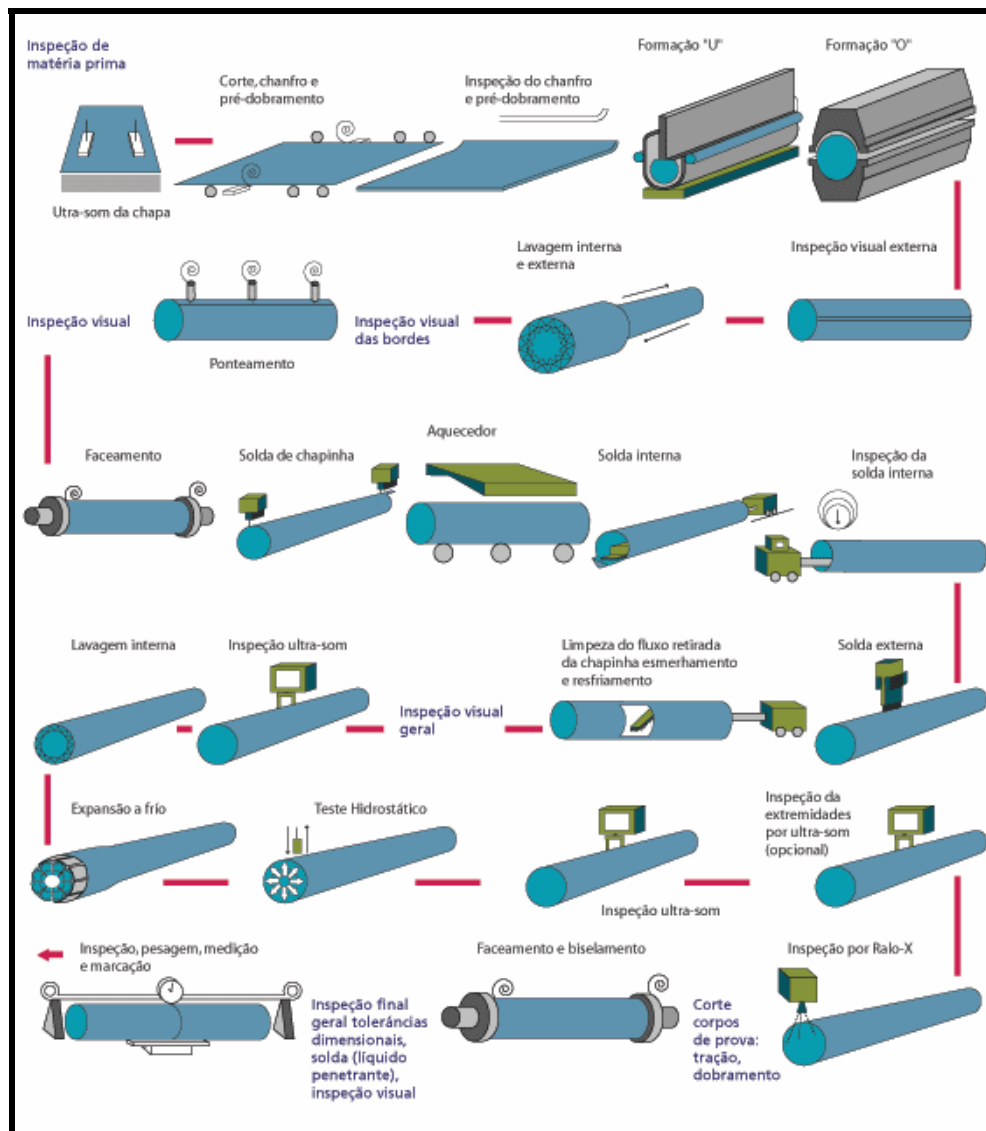


Figura 2-6 – Esquema ilustrativo do processo U-O-E de fabricação de tubos.

2.3.2.

A velocidade de resfriamento em processo de soldagem SAW

Em soldagem, a classificação “chapa fina” ou “chapa grossa” não está relacionada apenas com a espessura. Em chapas de baixa espessura (finas) o escoamento térmico se aproxima do bidimensional, enquanto em chapas de espessuras maiores este é tridimensional com maiores velocidades de resfriamento.

O cálculo do fator adimensional de Adams (T), conforme a equação 2.1, oferece um critério aproximado de classificação de chapas; [22].

$$T = t \cdot \sqrt{\frac{\rho \cdot C \cdot (T_c - T_{pré})}{E}} \quad (2.1)$$

onde,

t – espessura da chapa,

ρ – densidade do material,

C – calor específico do material,

T_c – temperatura crítica,

$T_{pré}$ – temperatura inicial da chapa

E – energia de soldagem

Utilizando-se valores prováveis [23] de energia de soldagem no processo SAW de 2 a 4 kJ/mm, em uma chapa com espessura de 6,35 mm^{vii}, a temperatura crítica de 550 °C, obtém-se um número adimensional de Adams na faixa de 0,15 a 0,21. Este resultado define a chapa como “fina” para este procedimento de soldagem. Desta forma uma chapa com estas dimensões vai gerar menores velocidades de resfriamento (vide Tabela 2-1), diminuindo a possibilidade de formação de bainita, martensita e constituintes M–A (martensita com austenita retida), o que causaria uma queda na tenacidade da junta soldada.

A Tabela 2-1 mostra as diferenças de Velocidades de Resfriamento (R) a partir de duas energias de soldagem. Pode-se verificar que em chapas grossas a dissipação de calor é muito mais facilitada proporcionando altas velocidades de resfriamento comparando-se com chapas finas.

^{vii} Os tubos testados no presente trabalho têm esta espessura de parede nominal.

Energia de Soldagem (J/mm)^{viii}	R (°C/s) chapa grossa	R (°C/s) chapa fina
700	69,2	5,7
1400	34,7	1,4

Tabela 2-1 – Comparação de velocidades de resfriamento entre chapa fina e chapa grossa ($T_{pré} = 25^{\circ}\text{C}$)

(Fonte: ZIEDAS, S., TATINI, I., **Soldagem**, SENAI, 1985.)

2.3.3. Soldagem por Resistência Elétrica (ERW)

Todos os processos de solda por resistência elétrica têm em comum dois aspectos: (i) o aporte térmico para a soldagem é gerado pela resistência das partes a serem unidas à passagem da corrente elétrica e (ii) é aplicada pressão em algum estágio do processo. [24]

A soldagem ERW é feita após a conformação a frio de chapas de 12 metros de comprimento na forma tubular. As bordas da chapa são forçadas enquanto é aplicada uma corrente elétrica localizada aquecendo as faces em união. O excesso de material é desbastado deixando uma leve protuberância interna e externamente ao tubo. O processo é executado sem metal de adição, sendo gerada uma ZTA com constituintes resultantes do ciclo térmico. A Figura 2-7 ilustra o processo de solda ERW com o pressionamento das bordas e a soldagem.

^{viii} As energias de soldagem de 700 e 1400 J/mm são relativas aos processos TIG e MAG respectivamente; [21]

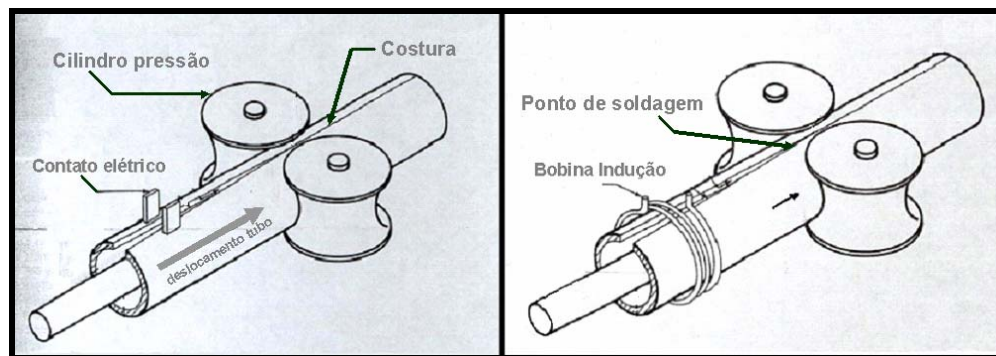


Figura 2-7 – Esquema simplificado do processo ERW com a corrente gerada por eletrodos de contato (esquerda) e por indução (direita)

(Fonte: KERANS, W.H., "Resistance and Solid-state Welding and other Joining Processes", Vol. 3, 7 ed., Welding Handbook, American Welding Society (AWS), Miami, 1980.)

Tubos ERW são conformados a partir de uma chapa bobinada. Os tubos ERW com costura longitudinal podem ser produzidos em diâmetros variando de 1/8" a 24", apresentam maior produtividade e são mais atrativos economicamente que os produzidos por arco submerso (SAW) e sem costura. O método ERW é freqüentemente utilizado na produção de tubos com costura helicoidal, freqüentemente aplicado em tubos de maiores diâmetros.

O processo ERW pode ser executado em alta e baixa freqüência. Tubos antigos (anteriores a 1960) eram produzidos por ERW de baixa freqüência (60 – 360 Hz) sendo a corrente introduzida por contato direto. Os tubos também eram produzidos com chapas com alto teor de inclusões não metálicas (principalmente de sulfetos), sendo reputados como de baixa tenacidade sujeitos a corrosão seletiva na junta soldada; [6]. Também eram mais susceptíveis à presença de defeitos de soldagem gerando a falha por fratura ao invés de colapso plástico. Nestas condições, os métodos usuais de resistência remanescente de tubos com defeitos aplicados ao metal base apresentam resultados contrários à segurança para defeitos que englobem estas soldas.

Tubos ERW de alta freqüência (acima de 400.000 Hz) podem ter correntes geradas por contato ou por indução. Os tubos onde a corrente é gerada por indução (HFI) têm sido utilizados com sucesso durante muitos anos em numerosas aplicações terrestres e submarinas. Neste caso a corrente é induzida por uma bobina que resulta em altas taxas de aquecimento localizadas na

superfície das faces a serem soldadas, suficientes para a completa fusão da junta; [19]. Este aquecimento localizado proporciona uma ZTA mais estreita que aquele proporcionado pelos eletrodos de contato.

Nestes tubos não são esperados os defeitos típicos do processo de baixa frequência tais como: falta de fusão, falta de adesão resultante de aquecimento não uniforme, desalinhamento da chapa, etc. O seu uso tem sido limitado devido à falta de confiabilidade resultante de problemas históricos, em particular devido à relutância de muitas operadoras em utilizar estes tubos para oleodutos e gasodutos em condições de *souring*. Isto apesar dos altos níveis de qualidade que já obtidos no processo ERW/HFI e a economia decorrente de seu uso [17].

Kojima e outros [25] relatam a fabricação de tubos ERW com aço X80. Foi utilizado aço com baixíssimo teor de C e alto teor de Mn, microligado ao Nb, V e Ti, com adições de Cr e Mo. A Tabela 2-2 mostra a composição química do aço comparada com as exigências da norma API 5L.

Elementos	C	Si	Mn	P	S
Obtida	0,08	0,35	1,59	0,016	0,002
Spec API 5L	≤ 0,22	NE	≤ 1,85	≤ 0,025	≤ 0,015
Elementos	Al	Cr+Mo	Nb+V+Ti	N	Ceq
Obtida	0,030	0,36	0,131	0,006	0,42
Spec API 5L	NE	NE	≤ 0,150	NE	NE ^{ix}

Tabela 2-2 – Composição química de aço X80 para a fabricação de tubos ERW.

Legendas: NE – Não Especificado; Ceq – Carbono Equivalente calculado de acordo com a Equação do Pcm, também denominada fórmula de Ito-Bessyo (API 5L, 2004)

(Fonte: KOJIMA, S.S. et alli, “API 5L X80 ERW Pipes: TenarisConfab & Usiminas Development” [25])

^{ix} Segundo a norma API 5L, o valor de carbono equivalente dever ser estabelecido por mútuo acordo entre fabricante e comprador para tubos do grau X80.

Segundo a mesma referência [25], os baixos teores de S e um alto grau de limpeza da microestrutura contribuíram para os altos valores de tenacidade. Também foram utilizados os modernos desenvolvimentos de laminação controlada (controle de temperatura entre passes e resfriamento acelerado ao final da laminação) para se obter uma microestrutura de granulação fina (tamanho de grão variando de 13 a 14, segundo a norma ASTM E112).

2.4.

Fabricação de Tubos sem Costura

Os tubos sem costura são produzidos a partir de blocos maciços denominados tarugos através de vários processos. Tem larga aplicação na indústria do petróleo na fabricação de colunas de produção e dutos submarinos lançados pelo método REEL (bobinados).

O processo *rotary piercing*^x é usado para fabricação de tubos com diâmetros variando de 6 a 16". O tarugo é aquecido a 1300°C e perfurado. O buraco é então aumentado formando uma cavidade denominada lupa. Por este orifício é introduzido um *plug* que é forçado através da lupa. Em seguida é conformado nos laminadores subseqüentes assumindo as dimensões definitivas. Alguns poucos fabricantes podem produzir tubos até 28" com uma espessura de 2"; [19]

O método do mandril é utilizado na fabricação de tubos de pequeno diâmetro, normalmente de 1 a 6". O giro de dois cilindros de formato duplo-conico transmite ao tarugo os movimentos de rotação e translação, gerando tensões de cisalhamento no centro e formando uma cavidade axial. A força dos cilindros provoca o escoamento do material em torno de um mandril, a cavidade é expandida e sua superfície alisada pela ponta do mandril.

^x O processo "*rotary piercing*" é denominado de processo Mannesman em várias referências, entre elas a de Ceretti e outros publicada na revista Tube & Pipe Technology em março de 2004 (www.read-tpt.com).

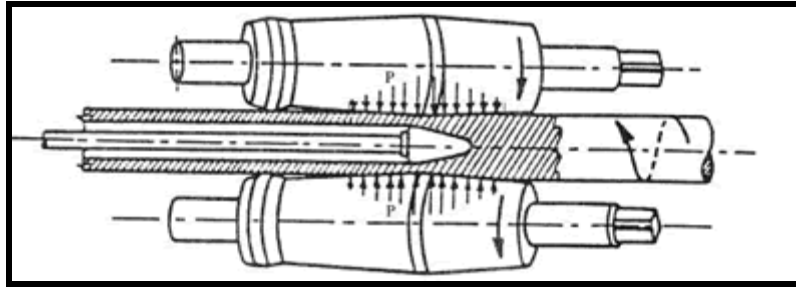


Figura 2-8 – Ilustração da perfuração do bloco na fabricação de tubos sem costura pelo método *rotary piercing*.

Outro processo de fabricação de tubos sem costura de pouca utilização é a extrusão a quente destinado a tubos de pequeno diâmetro. Esta consiste na conformação a quente de um tarugo inicialmente perfurado em uma das extremidades contra um orifício composto por uma matriz e um mandril para a produção de um cilindro oco. A superfície externa deste cilindro oco irá adquirir o tamanho e as dimensões da matriz, assim como a parte interna assumirá os contornos do mandril. Este cilindro ainda deve ser conformado a frio para adquirir as dimensões finais do tubo.

O processo do mandril (*rotary piercing*) de fabricação de tubos sem costura é tido como mais competitivo em termos de produtividade e o que apresenta melhor nível de qualidade do produto final. Normalmente é preferido pelas operadoras de dutos submarinos em diâmetros pequenos ($\leq 12''$) por não possuir soldas longitudinais e a sua maior facilidade de lançamento. Tem como desvantagens maiores variações de espessura (+15%/–12,5%) e maiores ovalizações [19].

2.5.

Restrições à avaliação da resistência de dutos com defeitos em soldas

A norma ASME B31G [3], que foi o primeiro método empírico de avaliação da resistência remanescente de dutos corroídos, proibia (e ainda proíbe) a sua aplicação para defeitos localizados nas soldas ou nas áreas termicamente afetadas. A alternativa aplicável era o uso dos métodos baseados na teoria da Mecânica da Fratura para avaliação destes defeitos. Esta opção

tratava defeitos volumétricos com se fossem planares, o que conferia elevado conservadorismo nos resultados.

Os métodos da 085dL e do *Effective Area* (também denominados B31G Modificado) estabeleciam as seguintes condições para avaliação destes defeitos [26]:

- Não poderiam ser aplicados os métodos para defeitos em soldas produzidas por resistência elétrica (ERW);
- Defeitos volumétricos localizados na região da soldas produzidas por arco submerso (SAW) poderiam ser tratados indistintamente daqueles localizados no metal base.

Estas prescrições foram baseadas inicialmente em três ensaios realizados em tubos DSAW^{xi}. Nestes ensaios com defeitos localizados na ZTA, foram obtidas pressões de ruptura de 6 a 23% superiores àquelas obtidas se os defeitos estivessem localizados no metal base^{xii}.

Em outros 3 ensaios com defeitos localizados na linha de fusão de soldas por resistência elétrica (ERW^{xiii}) e por centelhamento (*flash welded*^{xiv}) foram obtidas pressões de ruptura 8 a 12% inferiores daquelas onde os defeitos

^{xi} O termo “tubo DSAW” (*Double Submerged Arc Welding*), traduzido por Duplo Arco Submerso, pode ser entendido como um tubo com cordão de solda SAW realizado em duas etapas (passe interno e externo) com metade da espessura sendo soldada em cada passe. Já o termo DSSAW (*Double Seam Submerged Arc Welding*) se refere a um tubo com duas costuras longitudinais (para tubos de grande diâmetro), segundo a norma API 5L.

^{xii} Pode se usar indistintamente a denominação metal base ou corpo ou mesmo tubo para se caracterizar locais diferentes das soldas e das zonas termicamente afetadas (ZTA).

^{xiii} A solda ERW mencionada na referência [26] foi provavelmente executada em baixa frequência. A literatura [19] indica que são obtidas melhores propriedades mecânicas (comparáveis com as soldas SAW) nos processos modernos de alta frequência.

^{xiv} O termo *flash weld* pode ser traduzido por “centelhamento” de e designa soldas autógenas do tipo resistência elétrica na qual a fusão ocorre simultaneamente em sobre toda a área das superfícies a serem soldadas [55]. Este tipo de solda não é mais utilizada na fabricação de tubos [19].

estavam no corpo do tubo. A recomendação também se baseou em outros resultados de experimentos envolvendo defeitos reais ou fabricados, bem como exames de falhas em operação e durante teste hidrostático.

Na referência [26] é afirmado que defeitos que tenham se originado nas proximidades ou no cordão de solda SAW, raramente se propagam sobre a ZTA ou sobre a própria solda. Isto teria sido evidenciado em testes hidrostáticos levados até a ruptura e em falhas em serviço. Já em soldas autógenas (ERW e FW) a pré-existência de defeitos na linha de fusão ou na ZTA tem por diversas vezes induzido falhas que se propagaram do início ao fim sobre estas regiões. Outro fator que desencorajaria a aplicação dos métodos convencionais de avaliação de dutos corroídos nesta soldas autógenas seria a maior propensão destas em serem sítios de corrosão seletiva. Este tipo de corrosão geraria defeitos estreitos e profundos em uma região de tenacidade comprometida.

A Seção 4 do API 579 [27] permite o uso do método apenas para áreas isentas de concentrações de tensões, o que na prática proíbe seu uso na região das soldas. Analogamente a outros métodos, o API 579 direciona a sua aplicação para áreas onde a tenacidade seja “adequada”, dispensando a Seção 9 para o tratamento de defeitos planares ou com possibilidade de comportamento frágil.

O método alternativo da DNV RP-F101 [4] foi validado para aços até o grau X80 (80.000 psi de limite mínimo de escoamento). É permitida a sua aplicação para defeitos de corrosão coincidentes com as soldas longitudinais e circunferenciais, desde que seja demonstrado que não existam defeitos de soldagem que possam interagir com os defeitos de corrosão. A solda deve ser classificada como *overmatched*^{xv} e apresentar tenacidade “adequada”. Outras condições também necessitam ser atendidas para que se permita a aplicação do método, tais como:

- somente tubos de aço onde seja esperada falha por colapso plástico;
- as profundidades dos defeitos não sejam superiores a 85% da espessura;
- os tubos não sejam oriundos de aços semi-acalmados;

^{xv} Uma solda classificada como “overmatched” é aquela que apresenta valores de Limite de Resistência ao Escoamento, obtida em CPs retirados apenas da solda, superiores ao valores obtidos nos CPs longitudinais do metal de base.

- a energia absorvida no ensaio Charpy com entalhe no metal base seja superior a 27 J no corpo-de-prova (CP) padrão^{xvi} e de 18 J para o CP reduzido 2/3 (10x6,6 mm²);
- a energia absorvida no ensaio Charpy com entalhe na solda seja superior a 30 J no CP padrão e 18 J para o CP reduzido 2/3;
- os tubos tenham espessuras inferiores a 12,7 mm (1/2") a menos que a temperatura de transição seja inferior a temperatura de operação;
- os defeitos não estejam localizados na linha de fusão de tubos fabricados por centelhamento;
- os tubos não tenham sido soldados através de métodos antigos tais como *lap welded*^{xvii};
- qualquer material que possa operar a uma temperatura inferior a temperatura de transição.

O método da DNV RP-F101 [4] não é recomendado quando não forem atendidos os requisitos mínimos de alongamento da norma API 5L ou quando se tiver a suspeita que o aço apresente um elevado teor de inclusões; partículas de segunda fase e outros contaminantes – isto na prática exclui os graus A e B; [17]

Leis [16] em seu artigo “*Guidelines for Assessing Corrosion Associated with Welds*” afirma que não existe diferença de severidade em defeitos de corrosão ocorrendo na junta soldada ou no metal base, desde que as condições abaixo sejam satisfeitas:

- a solda seja isenta de trincas;
- a solda seja isenta de defeitos de corrosão com formato que imponha alto grau de restrição à deformação;
- as propriedades mecânicas da solda igualem ou excedam as do metal base;
- a tenacidade à fratura seja adequada para se assegurar uma falha controlada por colapso plástico;
- as condições de serviço sejam compatíveis com as de projeto e não sejam

^{xvi} CPs reduzidos são normalmente denominados de *sub-size* e o CPs padrão (10x10 mm²) de *full-size*.

^{xvii} O processo de soldagem tubular denominado *lap welding* é aquele em que a chapa é aquecida no forno e conformada no formato de tubo. As pontas opostas são preparadas e forjadas para formação da junta. Este processo foi iniciado em 1920 e não é mais utilizado. [<http://primis.phmsa.dot.gov>]

gerados mecanismos de danos tais com trincamento sob tensão assistido pelo meio (*stress corrosion cracking*);

- a forma de carregamento não introduza altos níveis de restrição e seja compatível com o projeto.

Leis [50] conclui após estudo paramétrico que defeitos com profundidade inferior a 20% da espessura terão a falha controlada por colapso plástico independente dos valores de tenacidade. Neste mesmo relatório é afirmado que trincas com comprimentos de varias polegadas terão falhas controladas por colapso plástico em aços com valores de patamar superior de energia absorvida no ensaio Charpy com entalhe em V de aproximadamente 27 J.

No inicio desta década teve inicio um projeto multi-cliente suportado por operadoras de dutos que, em 2003, culminou com a elaboração de um documento denominado "*The Pipeline Defect Assessment Manual*" fazendo uma avaliação crítica dos diversos métodos existentes para vários tipos de defeitos [17]. Segundo este documento, os métodos da ASME B31G [3], B31G Modificado (085dL, Effective Área) [26], DNV RP-F-101 [4] e PCORRC [28] podem ser aplicados indistintamente para defeitos volumétricos de corrosão localizados no metal de base ou na região das soldas. Entretanto estes não devem ser usados nas condições abaixo descritas.

- solda que não possa ser inspecionada;
- solda que contenha trincas;
- solda que contenha defeitos de oriundos da soldagem coincidentes com os defeitos de corrosão;
- solda sabidamente de baixa tenacidade ou que tenha sido fabricada com materiais de baixas propriedades;
- solda com energia absorvida no ensaio Charpy (entalhe em V) inferior a 30 J (valor mínimo entre os 3 CPs) ou com média dos 3 CPs inferior a 40 J na menor temperatura de projeto do duto, considerando corpo de prova padrão;
- solda classificada como "*undermatched*";
- solda fabricada antes da introdução das normas reconhecidas de soldagem de dutos;
- soldas autógenas fabricadas em baixa frequência pelos métodos de resistência elétrica de contato (ERW), indução (IW) ou centelhamento ;
- solda oxiacetilênica.

Apesar das prescrições estabelecidas pela DNV [4] e pelo PDAM [17] terem avançado bastante em relações à proibição sumária do ASME B31G [3] e a permissão parcial do método B31G Modificado [26], verifica-se que existem áreas de indefinição principalmente referentes aos requisitos de tenacidade. Os requisitos dizem respeito apenas a valores de energia absorvida no ensaio de impacto. A DNV inclusive não especifica a temperatura de teste dando a entender que o valor de 30J na solda seja o patamar superior dútil. Tampouco estabelece o local de posicionamento do entalhe na junta soldada.

A permissão para a utilização do critério da DNV RP-F-101 [4] para soldas autógenas é semelhante ao estabelecido pelo PDAM [17]. Enquanto a DNV RP-F-101 [4] proíbe a utilização em defeitos localizados na linha de fusão de soldas produzidas pelo processo arco elétrico, o critério do PDAM [17] limita o uso para qualquer solda realizada por resistência elétrica com corrente de baixa frequência.

As linguagens do método da ASME B31G [3] e dos demais indicam que estes são aplicáveis a regiões onde a tenacidade é tida como “adequada” ou “não significativa” no mecanismo de falha associado ao defeito. Entretanto não existe nenhum procedimento para se determinar o que venha a ser uma tenacidade “adequada”.

Observa-se também o caráter ambíguo e qualitativo das prescrições dos diversos trabalhos que investigaram o problema, demonstrando a dificuldade de se estabelecer um modelo amplo para a garantia de falha por colapso plástico.

Nenhum dos dois métodos faz qualquer referência à microestrutura do metal base ou da ZTA.

2.6.

Aspectos de Tenacidade relacionados aos Métodos de Avaliação de Resistência Remanescente de dutos com Defeitos de Corrosão.

Os principais métodos de avaliação da resistência de tubos com defeitos volumétricos de corrosão são o ASME B31G [3], 085dL [26], *Effective Area* [26] e DNV RP-F101 [4]. No presente trabalho também foram utilizados os métodos API 579 [21], PCORRC [28] e RPA [29].

Os métodos ASME B31G [3], 085dL [26], RPA [29] e *Effective Área* [26] foram desenvolvidos e validados com base em tubos de aços antigos (até o grau X65 inclusive) de tenacidade relativamente baixa. Estes não foram validados

para aços que tenham tenacidade medida no metal base com CP reduzido a 2/3 inferior a 18J (27 J no CP padrão) acima da temperatura de transição.

Nestes métodos o material é caracterizado por uma tensão denominada σ_{flow} (*Flow Stress*). A tensão σ_{flow} é usada na literatura sobre dutos e vasos de pressão com o objetivo de representar um material elasto-plástico que apresente endurecimento, por meio de um material elasto-plástico perfeito^{xviii} equivalente, cuja tensão de escoamento é maior que a tensão de escoamento convencional; [57]. Apesar de ser usada como uma característica do material, a tensão σ_{flow} não pode ser determinada através de ensaio, o que faz com que existam várias definições para o seu valor. Seja qual for a definição adotada, o valor de σ_{flow} encontra-se sempre dentro do seguinte intervalo:

$\sigma_y < \sigma_{flow} \leq \sigma_u$; onde σ_y é a tensão de escoamento do material e σ_u é a limite de resistência à tração do material.

Os métodos DNV RP-F-101 [4] e PCORRC [28] foram desenvolvidos e validados com base em tubos de aços modernos (até o grau X80 inclusive) de tenacidade alta. Nestes métodos o material é caracterizado por uma Tensão σ_{flow} igual a σ_u . Estes métodos assumem que a falha é controlada pela σ_u , ou seja, aplicam um critério de falha que é independente da tenacidade do material. Conseqüentemente estes métodos apresentariam resultados contrários à segurança quando se trabalha com aços de baixa tenacidade.

A diferença de comportamento entre aços para tubos novos e antigos pode ser em muito atribuída ao aumento da tenacidade (tanto a resistência à iniciação como à propagação de defeito). Em ambos os aços é esperada iniciação dútil, em se trabalhando acima da temperatura de transição. Tanto os métodos modernos quanto os antigos não podem ser aplicados se o duto operar em temperaturas inferiores a transição medida no ensaio DWTT^{xix} (85% de fratura com aspecto dútil); [17].

^{xviii} Um material elasto-plástico perfeito é um material idealizado que atingida a tensão de escoamento, perde a capacidade de absorver novos incrementos de tensão e passa a escoar sob tensão constante, vindo a romper por excesso de deformação plástica.

^{xix} DWTT (*drop weight tear test*) é um ensaio em pequena escala de avaliação de tenacidade para se determinar a capacidade do material em reter a propagação de uma trinca.

O método do PCORRC (Pipeline Corrosion Criterion) [28] foi desenvolvido para prever a resistência remanescente de dutos feitos de aços com tenacidade de moderada para alta que falhem por colapso plástico. É afirmado na referência [23] que uma vez garantida a falha por colapso plástico, a tenacidade do material influencia muito pouco na pressão de falha. É estabelecido como referência de tenacidade para o metal base um valor mínimo de 61 J medido no ensaio Charpy, na menor temperatura de operação possível. A utilização do método é restrita para defeitos de seção transversal elíptica, com comprimento inferior a duas vezes o diâmetro do tubo e com largura maior que a sua profundidade. O duto deve estar operando acima da temperatura de transição dútil-frágil.

Os métodos modernos assumem que a falha ocorre por colapso plástico. Isto significa que o material tenha suficiente tenacidade para que as tensões locais possam atingir as tensões de referência até a falha. Estas tensões de referência são independentes da geometria e são associadas às tensões de falha do tubo sem defeitos. Ou seja, a geometria do defeito atuaria simplesmente na intensificação das tensões locais e estas levariam o tubo à ruptura desde que se atingisse os mesmos valores de tensões que fariam romper o duto isento de defeitos; [17].

Em geral os métodos modernos prevêem tensões de falha superiores às aquelas previstas pelos métodos antigos. Entretanto, em algumas circunstâncias o método da ASME B31G [3] (ou 085dL e *Effective Area*) irão prever tensões de falha superiores aos métodos novos. A referência [16] mostra a situação em que o método da DNV RP-F-101 [4] apresenta valores mais conservadores que a ASME B31G [3] para um aço grau X80. Segundo esta mesma referência isto pode ser atribuído à idealização geométrica do defeito e a diferenças no σ_{flow} , pois para um aço grau X80, 10% da tensão de escoamento ou 69 MPa (10 ksi) podem ultrapassar o limite de resistência à tração do material.

2.7.

Requisitos de Tenacidade (RT) da ZTA das Normas de Projeto

Dutos submarinos normalmente exigem RT para a ZTA. Dutos terrestres normalmente não exigem estes RT; [30].

A referência [30] resume os requisitos das principais Normas e Procedimentos referentes aos testes de Charpy-V e CTOD destinados a avaliação da tenacidade de juntas soldadas pelo método SAW de tubos para dutos. As diferenças se situam basicamente na escolha dos locais de posicionamento do entalhe na região da ZTA, na quantidade de testes e nos métodos de aceitação. Segundo esta mesma referência, as normas DNV OS F-101 [31], ISO 3183-3, Statoil R-SP-230 e DEP 31.40.20.30 estabelecem faixas de energia absorvida mínimas variando entre 34 a 45 J. Os entalhes devem ser posicionados em pelo menos 5 regiões: metal base, cordão de solda, linha de fusão (LF), (LF+2mm), (LF+5mm). Em alguns casos é adotado como parâmetro de tenacidade a menor média de energia absorvida obtida nos ensaios nas diversas posições do entalhe, na expectativa de algum desses ensaios amostrar áreas mais afetadas (LBZ – *local brittle zones* – zonas de fragilização localizada) pelo ciclo térmico da soldagem.

2.8.

Dificuldades na Avaliação da Tenacidade da ZTA em tubos SAW

Em geral é reconhecido que o Ensaio Charpy (EC) é um teste de controle de qualidade sendo os seus requisitos baseados na experiência ou em correlações com outros tipos de ensaios de avaliação da tenacidade à fratura.

A aprovação no EC não significa que a junta soldada suportaria as cargas de projeto. O contrário também se aplica. Na seleção de materiais e onde o objetivo seja se evitar falhas por fratura, são obviamente necessários testes mais sofisticados. Como o plano do entalhe não é paralelo à linha de fusão (LF), este amostra inevitavelmente uma mistura de várias microestruturas. Existem evidências de que não é possível detectar áreas de baixa tenacidade na ZTA quando apenas parte do entalhe está inserido nesta região; [32].

O ensaio CTOD (*crack tip opening displacement*) é muito severo e pode amostrar uma grande quantidade de material com microestrutura de baixa tenacidade. A restrição à deformação é muito maior nos CPs de entalhe profundo do ensaio CTOD, o que gera previsões de instabilidade conservadoras. É baixa a probabilidade de se combinar simultaneamente grandes defeitos, baixa tenacidade e grandes carregamentos em uma estrutura real. O CTOD exclui a possibilidade de áreas de alta tenacidade suportarem áreas de baixa tenacidade; [32].

A norma DNV OS-F101 [31] estabelece que um valor mínimo de 0,20 mm deva ser atingido no ensaio de CTOD na temperatura mínima de projeto. Este teste é requerido apenas para tubos com espessura nominal acima de 13 mm.

A norma DNV OS-F101 [31] afirma que as LBZs (*local brittle zones* – zonas de fragilização localizada) podem ser formadas na ZTA de aços C-Mn e microligados. Estas tendem a apresentar resistência à clivagem muito baixa resultando em baixos valores de CTOD. As LBZs são associadas à região de grãos grosseiros da ZTA. A microestrutura destas áreas é composta predominantemente de bainita com grandes quantidades de constituinte M-A (martensita com austenita retida) e pode ter um efeito deletério na tenacidade do material. As LBZs devem ser investigadas através de exame metalográfico da ZTA em aços em que o limite mínimo de escoamento especificado (SMYS) seja maior ou igual a 450 MPa.

Segundo Liessem [21], em artigo que tratava da qualificação de tubos para a construção de gasoduto submarino, os tubos que não atingem os requisitos de tenacidade da ZTA em nada diferem de outros que foram aprovados. A existência de LBZ (*local brittle zones* – zonas de fragilização localizadas) é praticamente certa na produção de tubos SAW. Sendo assim, os resultados de ensaios abaixo do mínimo esperado são decorrentes do entalhe estar coincidindo com as regiões de grão grosseiro (CGHAZ). O mesmo tubo, se novamente testado, era normalmente aprovado. O autor concluiu que as LBZ são regiões discretas normalmente circundadas por áreas de alta tenacidade, o que confere a tenacidade necessária à estrutura.

2.9. Princípios de Análise de Fratura

É fundamental o entendimento básico dos mecanismos típicos de fratura dos aços carbono para se verificar a possibilidade de aplicação dos diversos métodos de avaliação da resistência remanescente.

As fraturas podem ser classificadas através de algumas características, tais como a deformação necessária para ocorrência (dútil ou frágil), o modo cristalográfico para ocorrência da fratura (clivagem ou cisalhamento) e a aparência das superfícies (granular ou fibrosa); [33].

O exame das superfícies de fraturas pode ser de grande utilidade na identificação dos mecanismos de falha.

A fratura frágil tem como uma das características o rompimento rápido que ocorre sob tensões inferiores às correspondentes ao escoamento generalizado. Apesar de ocorrer sem deformação plástica macroscópica, é sempre iniciada e assistida por deformação plástica localizada. As trincas são instáveis e crescem sem necessidade de aumento de tensões.

A propensão à uma fratura frágil aumenta com o estabelecimento do estado triaxial de tensões, com a diminuição da temperatura e com o aumento da taxa de deformação. Em se trabalhando com dutos pressurizados o único efeito a ser considerado é o da triaxialidade de tensões. Em uma fratura frágil as trincas ocorrem na direção aproximadamente perpendicular à aplicação das tensões máximas trativas, deixando uma superfície de fratura relativamente plana; [34]. A superfície da fratura apresenta um aspecto granular ou brilhante devido à reflexão da luz nos planos de clivagem.

Em uma fratura dútil a trinca se move lentamente e é acompanhada por grande deformação plástica. O processo pode ter início no alívio de tensões resultante do rompimento da interface entre a matriz e uma inclusão ou em uma banda de escorregamento bloqueada por uma partícula. Em seguida, a trinca passa a crescer pelo processo de nucleação de novas microcavidades e crescimento daquelas formados anteriormente. Uma fratura dútil se inicia com a plastificação na ponta da trinca que não se estende muito a menos que um elevado nível de tensões esteja presente. A propagação ocorre rapidamente pela superfície formando um ângulo de 45° com o eixo da tensão principal máxima que também é o plano de máxima tensão cisalhante. A superfície da fratura apresenta um aspecto irregular e poroso.

As superfícies de fratura em geral apresentam uma composição de áreas brilhantes e porosas indicando a presença dos mecanismos frágil e dútil. Uma das formas de se quantificar a tenacidade do material é através da avaliação do percentual de área da fratura ocupada por cada uma das categorias.

A temperatura de transição (TT) pode ser definida com sendo aquela em que o material perde a capacidade de se deformar plasticamente na presença de uma descontinuidade planar. Abaixo da TT, uma fratura frágil terá início a partir de uma descontinuidade sob uma tensão inferior à tensão de escoamento do material. Em alguns aços a transição dútil-frágil poderá ocorrer a temperaturas relativamente altas se existir um entalhe mecânico ou metalúrgico. Na ausência destes elementos nucleadores, são necessárias temperaturas abaixo de -75°C para gerar fraturas frágeis; [35]. Em uma operação de congelamento de gasoduto (material X60) realizada na Bacia de Campos se atingiu temperaturas

de -90°C durante 7 dias sem o comprometimento do material; [36].

2.10.

Influência da espessura na tenacidade da junta soldada

É importante notar a diferença de comportamento mecânico de chapas grossas e chapas finas na avaliação da susceptibilidade à falha controlada por deficiência de tenacidade.

Analizando as tensões na ponta de uma trinca verifica-se a existência de constrição à deformação. A Figura 2-9 (a) mostra uma região na ponta da trinca onde há concentração de tensões e deformações. O material nas faces da trinca apresenta tensão nula.

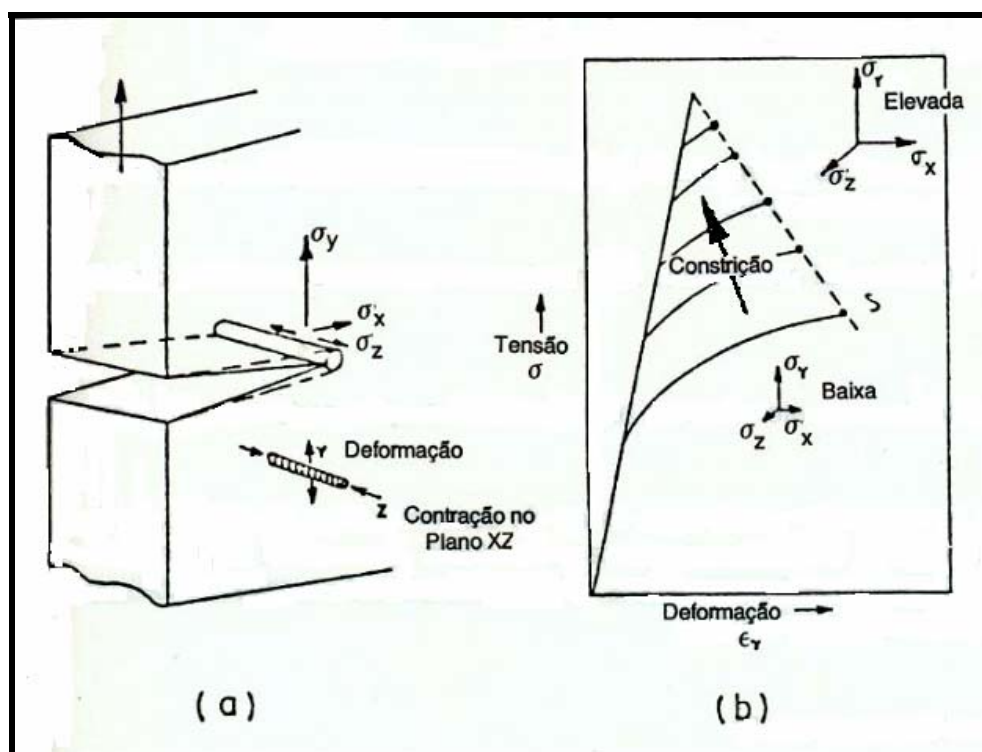


Figura 2-9 – Constrição à deformação devido ao material não tensionado

Fonte: RAMOS, M.A., Metalurgia, PETROBRAS/SEDES/CEN-SUD, Rio de Janeiro, (1989).

Aumentando-se a constrição, pelo aumento da espessura, aumenta-se o campo elástico e diminui-se a ductilidade, o que gera uma tendência de se ter uma fratura com características frágeis; [37].

Caso a espessura da chapa do tubo seja muito fina, haverá pouco material a se opor à deformação. Neste caso ter-se-ia um estado de tensão plana com tensões apenas nas direções longitudinais e circunferenciais do tubo (Figura 2-10 (a)). Na medida em que a espessura aumenta, com a deformação impedida na frente da trinca, cria-se um estado de deformação plana, ou estado triaxial de tensões. No estado de tensão plana a tensão de cisalhamento é máxima e a fratura se dá a um ângulo de 45°. No estado de deformação plana a fratura tende a ser frágil. A presença de concentradores de tensões (trincas, entalhes, alvéolos de corrosão) podem alterar o comportamento à fratura do material de dútil para frágil; [33]

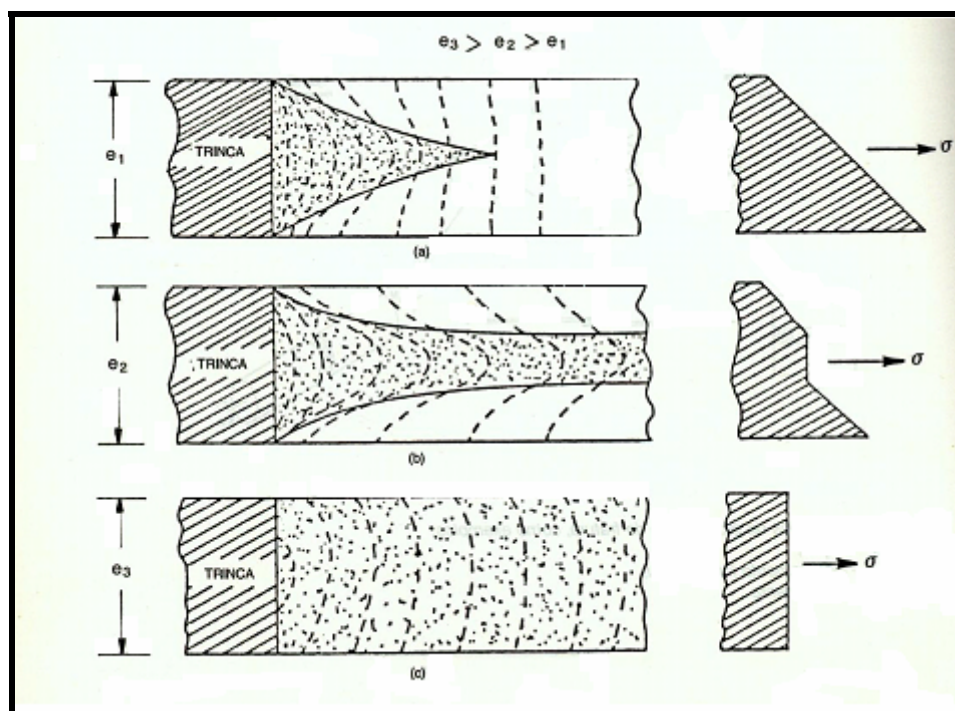


Figura 2-10– Variação do comportamento do material de dútil para frágil em função da espessura

Fonte: RAMOS, M.A., Metalurgia, PETROBRAS/SEDES/CEN-SUD, Rio de Janeiro, (1989).

Alguns trabalhos estabelecem limites para o tratamento de defeitos relacionados à espessura dos tubos.

A norma DNV RP-F101 [4] menciona a espessura máxima de 12,7 mm como limite de tratamento para temperaturas de transição inferiores às de operação. Segundo o documento PDAM [17], tanto os métodos modernos quanto os antigos não devem ser aplicados para aços com espessuras superiores a 25,4 mm.

A norma de projeto da DNV OS-F101 [31] não exige requisitos de tenacidade à fratura para a junta soldada de tubos com espessura inferior a 6 mm. Na última revisão da referida norma esta exige que sejam executados ensaios de impacto, 10°C abaixo da menor temperatura de operação, para tubos com espessuras entre 20 e 40 mm.

2.11.

Avaliação de Tensões Residuais pela Técnica do Furo Cego

Tensões residuais são aquelas que atuam sobre uma estrutura sem a ação de carregamentos externos. As tensões residuais existem no regime elástico e se superpõem às cargas de serviço, podendo ser benéficas ou deletérias às estruturas e equipamentos, dependendo de sua magnitude, sinal e distribuição em relação às cargas de serviço [38]. Estas não têm nenhuma importância quando a falha for controlada por colapso plástico, pois assim que ocorre a deformação plástica as tensões são aliviadas.

As tensões residuais em uma junta soldada surgem a partir da reação de restrição a contração durante a solidificação. Estas passam a ter importância em falhas controladas por tenacidade como aquelas que podem ocorrer em defeitos de corrosão e áreas de altas restrições.

Também podem contribuir para a geração de tensões residuais as transformações de fases da austenita para ferrita, bainita, perlita ou martensita, que ocorrem com aumento de volume [39]. Esta transformação de fase que ocorre no cordão de solda e na ZTA tende a expandir o metal que, sendo impedido pela parte fria e não transformada do metal, gera tensionamento localizado. Isto pode explicar a geração de tensões residuais compressivas na região próxima ao cordão de solda, que sofre transformação de fase.

A magnitude das tensões residuais no cordão de solda está intimamente relacionada com o grau de restrição da estrutura, que geralmente é total na direção longitudinal.

Uma forma de se avaliar a presença de tensões residuais é através da remoção de material que provocaria um relaxamento das tensões locais. Estas tensões supostamente residuais seriam avaliadas indiretamente através da medição das deformações através de extensômetros. Esta técnica é denominada de furo cego e é padronizada pela norma ASTM E837-01; [40].

As principais considerações e premissas da norma ASTM E837-01, que

estabelece as equações e os procedimentos para a obtenção das tensões residuais, são as seguintes:

- O método é aplicável à medição de tensões localizadas, próximas à superfície (em situações que as tensões não variem significativamente com a espessura) de materiais com deformações no regime linear-elástico;
- As tensões a serem medidas devem ser inferiores à metade do Limite de Escoamento do Material;
- O furo deve ter a profundidade de 0,4 vezes o diâmetro (D_0) do círculo do extensômetro (*strain gage circle*) quando as tensões devem estar aliviadas das vizinhanças do furo (Figura 2-11);
- Devem ser usados extensômetros triaxiais que fornecerão as informações suficientes para se calcular as $\sigma_{\max}$, $\sigma_{\min}$ e a sua orientação β (Figura 2-11)
- O método de execução do furo (alta ou baixa velocidade, jato abrasivo) deve ser escolhido de forma a minimizar ou eliminar a possibilidade de geração de deformações plásticas na área da envoltória do furo;
- O limite de afastamento entre o furo centro do extensômetro deve ser de $\pm 0,004xD$ ou $\pm 0,025$ mm, o que for maior. Deve-se utilizar um instrumento ótico para se minimizar este afastamento já que este poderá acarretar erros significativos na tensão medida;
- Se a espessura do espécime for superior a $1,2D_0$, devem ser feitas 8 leituras em incrementos de profundidades de $0,05D_0$ até a profundidade final de $0,4D_0$. Apenas uma medição deve ser feita em espécimes com espessura inferior a $0,4D_0$;
- As tensões residuais calculadas por este método podem apresentar variações de resultados inferiores a $\pm 10\%$.

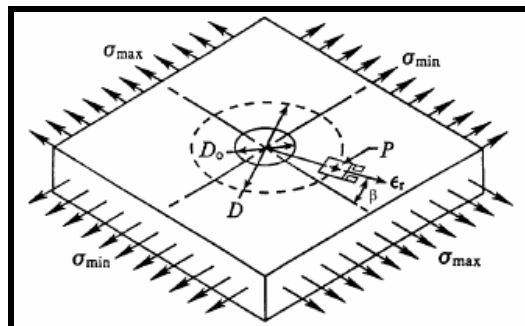


Figura 2-11 – Ilustração da relação dos diâmetros do furo e do local de medição da tensão residual.

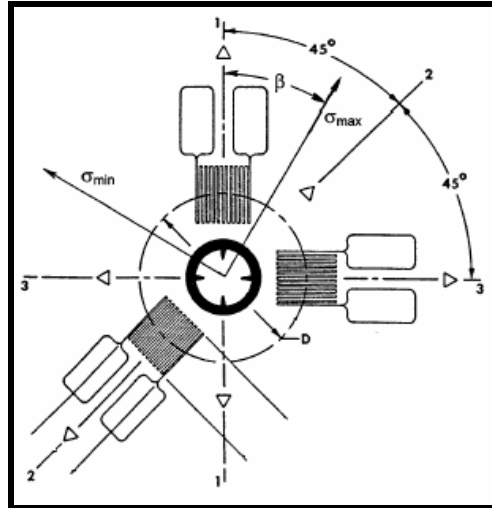


Figura 2-12 – Desenho esquemático de extensômetros de três elementos (tipo A) usado na Técnica do Furo Cego

Fonte: ASTM E837-01 - Standard Test Method for Determining Residual Stresses by the Hole-Drilling Strain-Gage Method.