

BIBLIOGRAFIA

- [1] N-2726. Dutos, Petrobras- Brasil, Nov-2003.
- [2] API STD 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, American Petroleum Institute – EUA, 2001.
- [3] DNV-OS-F101. Submarine Pipeline Systems, DNV Energy Solutions – Noruega, 2007.
- [4] 7th EGIG Report, European Gas Pipeline Incident Data Group, Dezembro 2008.
- [5] Engenharia de Dutos. Organização - José Luiz de França Freire, ABCM – Rio de Janeiro, 2009.
- [6] Cadastro de Emergências Químicas da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, CADEQ/CETESB, 2006.
- [7] Apostila - Curso sobre Gestão de Integridade de Dutos, segundo ASME B31.8S, API 1160, 49CFR192 e 49CFR195, DNV Energy Solutions – Brasil.
- [8] Notas de aula, Disciplina Integridade Estrutural, Pós Graduação Engenharia Mecânica – PUC Rio, Brasil, 2009.
- [9] Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT), ANP-Brasil, 2010.
- [10] ASME B31.8S. Managing System Integrity of Gas Pipeline, American Society of Mechanical Engineers – EUA, 2010.
- [11] Pipeline Risk Management Manual - Muhlbauer, W. K., Elsevier – Oxford UK, 3rd ed, 2004.

- [12] N-2784. Confiabilidade e Análise de Riscos, Petrobras – Brasil, Ago-2005.
- [13] Glossário CETESB - Companhia Ambiental do Estado de São Paulo – http://www.cetesb.sp.gov.br/emergencia/produtos/RISCO_HELP.htm
- [14] Estimation of Corrosion Rates by Run Comparison: A Stochastic Scoring Methodology, Nicoletti, E.S.M, De Souza, R.D., Proceedings of the 8th International Pipeline Conference, IPC2010, Paper n° IPC2010-31576.
- [15] Obtaining Corrosion Growth Rates from Repeat In-Line Inspection Runs and Dealing with Measurement Uncertainties. Nessim, M., Dawson, J., Mora, R., Hassanein, S., Proceedings of the 7th International Pipeline Conference, IPC2008, Paper n° IPC2008-64378.
- [16] Desempenho das Ferramentas de Inspeção em Linha e sua Influência na Confiabilidade Estrutural de Dutos Corroídos, Carvajalino, J.J., Departamento de Mecânica PUC Rio, Dissertação de Mestrado - Rio de Janeiro, 2004.
- [17] ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems, American Society of Mechanical Engineers- EUA, 2009.
- [18] 49CFR192. Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards, Code of Federal Regulations Engineers, U.S. Government, 2006.
- [19] 49CFR 195. Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline, Code of Federal Regulations Engineers, U.S. Government, 2001.
- [20] Apostila PROMINP, Inspetor de Dutos Terrestres Nível 1, Módulo 2, Fundação Brasileira de Tecnologia da Soldagem(FBTS) – Rio de Janeiro – Brasil, 2007.
- [21] Gerenciamento da Taxa de Corrosão por Cupons por Perda de Massa, Simor, E., Novais, A., 6° COTEQ Conferência sobre Tecnologia de Equipamentos – 22° CONBRASCORR – Congresso Brasileiro de Corrosão, Salvador – Bahia, Ago-2002.

[22] Proposta de um plano de monitoramento e controle de corrosão para dutos de transporte, Nóbrega, A.C.V., Silva, D., Barbosa, A., Pimenta, G., 6° COTEQ e 22° CONBASCOR – Bahia, 2002.

[23] Corrosão – Gentil, V., LTC S.A – Rio de Janeiro, 5ª ed, 2007.

[24] Proteção Catódica, Técnica de Combate à Corrosão, Dutra, A. C.; Nunes, L. P., Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

[25] Formas de Corrosão. www.icz.org.br/portaldagalvanizacao/galvanizacao-corrosao.php

[26] Corrosion at Pipe Supports: Causes and Solutions, Britton, Jim, Deepwater Corrosion Science, Technical Paper – USA, 2002.

[27] Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines, Pipeline Operators Forum, 2009.

[28] Pipeline Corrosion – Final Report, DOT, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), Office Pipeline Safety (OPS) – EUA, Nov-2008.

[29] Notas de aula, Disciplina Tópicos em Projeto de Dutos, Pós Graduação Engenharia Mecânica – PUC Rio–, Brasil, 2009.

[30] ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids, American Society of Mechanical Engineers- EUA, 2009.

[31] N-464. Construção, Montagem e Condicionamento de Duto Terrestre , Petrobras – Brasil, rev. H, Abr-2006.

[32] Foto do pig Ultra-Som. Disponível em: http://www.ge-energy.com/products_and_services/services/pipeline_integrity_services/corrosion_metal_loss_characterisation.jsp

[33] Review of Sensor Technologies for In-line Inspection of Natural Gas Pipelines, Bickerstaff R., Vaughn M., Stoker G., Hassard M., Garrett M., Sandia National Laboratories – EUA, 2002.

[34] NACE SP0502-2010. Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology, NACE International – EUA, 2010.

[35] NACE SP0204-2008. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology, NACE International – EUA, 2008.

[36] NACE SP0110-2010. Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines, NACE International – EUA, 2010.

[37] NACE SP0206-2006. Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas, NACE International – EUA, 2006.

[38] NACE SP0208-2008. Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines, NACE International – EUA, 2008.

[39] NBR 12712. Projeto de Sistemas de Transmissão e Distribuição de Gás Combustível, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas – Brasil, Abr-2002.

[40] ISO 13623. Petroleum and Natural Gas Industries - Pipeline Transportation Systems, ISO – Suíça, 2000.

[41] API RP 1110. Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide, American Petroleum Institute – EUA, Junho 2007.

[42] Z662-94. Oil and Gas Pipeline Systems, Canadian Standards Association (CSA) – Canada, 1994.

[43] The Pipeline Defect Assessment Manual, Cosham, A, Hopkins, P, Proceedings of International Pipeline Conference, IPC 2002, Paper n° IPC2002-27067.

[44] An Overview of the Pipeline Defect Assessment Manual, Cosham, A., Hopkins, P., 4th International Pipeline Technology Conference – Bélgica, 2004.

[45] Assessment of Pipeline Defects and Appropriate Repair Methodologies, Hopkins, P., WTIA/APIA Welded Pipeline Symposium – Austrália, 2009.

[46] The Assessment of Corrosion in Pipelines – Guidance in the Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM), Hopkins, P., Cosham, A., Pipeline Pigging and Integrity Management Conference – Holanda, 2004.

[47] ASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, American Society of Mechanical Engineers – EUA, 1991.

[48] ASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, American Society of Mechanical Engineers – EUA, 2009.

[49] DNV-RP-F101. Corroded Pipelines, Det Norske Veritas – Noruega, 2004

[50] N-2786. Avaliação de Defeitos e Modos de Falha em Oleodutos e Gasodutos Terrestres e Submarinos Rígidos em Operação, Petrobras – Brasil, Jul-2005.

[51] BS 7910. Guide to Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Metallic Structures, British Standards Institution – UK, 2005.

[52] API 579-1/ASME FFS-1. Fitness for Service, American Petroleum Institute – EUA, 2007.

[53] Stress Corrosion Cracking - Recommended Practices, Canadian Energy Pipeline Association (CEPA), 2ª ed – Canadá 2007.

[54] Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros, Montgomery, Douglas C., Runger ,George C., LTC – Rio de Janeiro, 4ª ed, 2009.

[55] Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia, Rio de Janeiro, RJ, 4ª ed, 2008. Disponível em: http://www.inmetro.gov.br/infotec/publicacoes/VIM_2310.pdf

[56] International Encyclopedia of Statistical Science, Lovric, M., Springer Verlag, 1ª ed. – 2011.

[57] API 581. Risk-Based Inspection Base Resource Document, American Petroleum Institute – EUA, Maio 2000.

[58] Glossário ANP, Agência Nacional do Petróleo, <http://www.anp.gov.br/glossario/index.asp?>

[59] Partículas Magnéticas, Andreucci, R., ABENDE – São Paulo, 2009.

[60] N-2785. Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos, Petrobras – Brasil, Out-2004.

[61] Corrosion Engineering: Principles and Practice. Roberge, P. R., McGraw-Hill – EUA, 1ª ed., 2008.

[62] Corrosion and Corrosion Control : An Introduction to Corrosion Science and Engineering, Uhlig, H.H., Revie, R. W., Wiley InterScience – New Jersey, 4ª ed., 2008.

[63] Corrosão e Proteção: Tipos de corrosão – Morfologia – Avaliação da integração e Reabilitação de dutos. Freitas, Denise, Instituto Nacional de Tecnologia.

[64] Um Modelo para Avaliação e Gerenciamento de Risco em Linhas de Dutos – Schäfer, A.G., Pinto, W. T., CRICTEC, Brasil, 2006.

[65] Uma Planilha para Análise de Risco em Dutos Aplicando o Método de Muhlbauer – Freire, J.L.F., Ildefonso, A. COTEQ 2002, Brasil, 2002.

[66] Ciência e Engenharia dos Materiais, Callister Jr, William D., LTC S.A – Rio de Janeiro, 5ª ed, 2007.

[67] Corrosion Handbook, APV, An SPX Brand – EUA, 2008.

[68] Fundamentals of corrosion: mechanisms, causes, and preventative methods. Schweitzer, P. A., CRC Press – EUA, 2010.

[69] Introduction, in Forms of Corrosion - Recognition and Prevention, Dillon, C.P., NACE – Houston, TX, USA, 1982.

[70] Uhlig's corrosion handbook, Revie R.W., Wiley InterScience – New Jersey, 2ª ed, 2000.

[71] Avaliação da Integridade Estrutural de Dutos Corroídos, Ferreira, F., Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais, Centro Universitário Vila Velha – UVV, Monografia Graduação – Vila Velha, 2008.

[72] Avaliação por Pig de Perfilagem de Danos Superficiais nos Materiais das Paredes de Dutos de Petróleo, Sabino, J.M., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Dissertação de Mestrado – Natal, 2009.

[73] Comparison of Integrity Management Assessment Techniques for Natural Gas Transmission Pipelines, INGAA Foundation – EUA, 2007.

[74] Overview of Integrity Assessment Methods for Pipelines, Eiber, B., Washington Cities and Countries Pipeline Safety Consortium – Ohio, 2003 .

[75] Understanding the results of an Intelligent Pig Inspection, Jones, R.P., Hopkins, P. e Eyre, D., Penspen Integrity, Seminário PPSA Aberdeen – Reino Unido, 2006.

[76] A review of the Time Dependent Behaviour of Line Pipe Steel, Cosham, A., Hopkins, P, Proceedings of International Pipeline Conference, IPC 2004, Paper n° IPC04-0084.

[77] Assessment of Corroded Pipelines: Past, Present and Future, Bjornoy, O. H., Marley, M. J., ISOPE 2001, Proceedings of the 11th International Offshore and Polar Engineering Conference. June 17-22. Vol II. 93-101.

[78] Critical Review: FAD Assessment Methods for Crack-Like Flaws in Pipelines, Gao, M., McNealy, R., Larios, J., Krishnamurthy, R., 2005 NACE Conference Papers , Paper n° 05157.

[79] Piping and Pipeline Assessment Guide - Escoe, A. K., Elsevier – Oxford UK, 1^a ed, 2006.

[80] Determining Corrosion Growth Accurately and Reliably, Dumalski, S., Fenyvesi, L.L., Corrosion 2005 – Nace International, Paper 05154.

[81] A Proposal to Evaluate Corrosion Growth on Highly Corroded Pipelines based on Ili Inspection Feature Matching, Araujo,A.A., Janvrot, I.V., Rio Pipeline Conference & Exposition 2011, Paper n° IBP 1862_11.

[82] A Practical Approach in Pipeline Corrosion Modelling: Part 1 – Long-Term Integrity Forecasting, Nicoletti, E.S.M, De Souza, R.D., Journal of Pipeline Engineering, 2009.

[83] A Practical Approach in Pipeline Corrosion Modelling: Part 2 – Short-Term Integrity Forecasting, Nicoletti, E.S.M, De Souza, R.D., Journal of Pipeline Engineering, 2009.

[84] Detection Of Active Corrosion From Repeated ILI Runs, Desjardins, G., Pipeline Pigging and Integrity Management Conference, Houston – EUA, 2010.

APÊNDICE A

Tabela A1 –Tabela Comparativa Ameaça – Ações de Terceiros

AÇÕES DE TERCEIROS		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
Condições da Faixa do Duto 1-Avaliar a limpeza da faixa de domínio [9] do duto. 2- Avaliar a indicação da faixa de domínio do duto. 3-Verificar se há marcos e sinalização visíveis no duto, em cruzamentos [1,9] e travessias [1,9].	1-Verificar a limpeza da faixa de domínio do duto. 2-Verificar a largura da faixa de domínio do duto. 3-Verificar a profundidade de cobertura do duto. 4-Verificar as condições da faixa de domínio do duto. 5-Verificar se há invasão de faixa de domínio do duto. 6-Verificar se há mitigações. 7-Verificar presença marcos e sinalização na faixa de domínio do duto. 8-Verificar a presença de cruzamentos. 9-Verificar a presença de travessias. 10-Verificar presença de cruzamentos de dutos e outras utilidades (instalações de empresa de energia, telecomunicações, TV a cabo, água e esgoto, distribuição de gás). 11-Verificar se há controle de construções acima ou abaixo do solo, em regiões próximas ao duto (incluindo, mas não limitado a edifícios, estruturas de engenharia, pavimentação, piscinas, cercas, etc.). 12-Verificar o uso de explosivos na região onde o duto está instalado. 13-Verificar a presença de vandalismo. 14-Verificar a presença de roubo. 15-Verificar a frequência de patrulhamento [8,11].	1-Verificar a profundidade de cobertura do duto. 2-Verificar as condições da faixa de domínio do duto. 3-Verificar se há invasão de faixa de domínio do duto. 4-Verificar se há mitigações. 5-Verificar se há marcos e sinalização. 6-Verificar a presença de vandalismo.
Instalações acima do Solo 1-Presença de instalações acima do solo.		
Frequência de Patrulhamento 1-Verificar a frequência de patrulhamento.	Verificar a frequência e o método de patrulhamento do duto.	Verificar a frequência e o método de patrulhamento do duto.
Presença de Programa de Conscientização Pública 1-Verificar se há comunicação e orientação aos empregados, às empresas contratadas e às comunidades da região onde o duto está instalado. 2- Informativo à população sobre as etapas das obras e da operação.	1-Verificar se há comunicação e orientação aos empregados, às empresas contratadas e às comunidades da região onde o duto está instalado. 2-Verificar a eficiência da comunicação em casos de emergência ou execução de outras atividades em torno da região do duto.	Verificar se há comunicação e orientação aos empregados, às empresas contratadas e às comunidades da região onde o duto está instalado.
Posicionamento do Duto 1-Verificar se há marcos e sinalização que identifiquem as atividades aceitáveis ou não no trecho. 2-Verificar o uso de fibras ópticas ou cabos metálicos e alarmes.	1-Verificar se há marcos e sinalização que identifiquem as atividades aceitáveis ou não no trecho. 2-Verificar o uso de fibras ópticas ou cabos metálicos e alarmes.	Verificar se há marcos e sinalização que identifiquem as atividades aceitáveis ou não no trecho.

AÇÕES DE TERCEIROS		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
Nível de Atividade ¹⁵ na região do duto 1-Verificar e avaliar o nível de atividade na região onde o duto está instalado.	Verificar e avaliar o nível de atividade na região onde o duto está instalado.	Verificar e avaliar o nível de atividade na região onde o duto está instalado.
Profundidade Mínima de Cobertura 1-Verificar a profundidade de cobertura do duto. 2-Verificar se há revestimento nos tubos do duto.	1-Verificar a profundidade de cobertura do duto. 2-Verificar se há revestimento nos tubos do duto.	1-Verificar a profundidade de cobertura do duto. 2-Verificar se há revestimento nos tubos do duto.
	1-Verificar se há registros das inspeções internas por pig. 2-Avaliar o resultado das inspeções internas por pig.	1-Verificar se há registros das inspeções internas por pig. 2-Avaliar o resultado das inspeções internas por pig.
	Conhecer a espessura da parede do tubo.	Verificar se o tubo apresenta sobre-espessura.
	Conhecer o histórico de vazamentos causados por ações de terceiros.	Conhecer o histórico de vazamentos causados por ações de terceiros
	Conhecer a pressão de projeto e fatores de segurança.	
		Verificar se há realização de teste hidrostático antes da operação.
		Verificar se há medidas para controlar vazamento.
		Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção com a finalidade de reduzir a ameaça ações de terceiros.

¹⁵ Atividades realizadas em torno da faixa de domínio do duto, suas classificações são discriminadas por Muhlbauer [11].

Tabela A2 –Tabela Comparativa Ameaça – Corrosão

CORROSÃO		
CORROSÃO ATMOSFÉRICA		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
<p>Revestimento de Proteção <i>Adequação (Qualidade e Aplicação)</i></p> <p>1-Verificar se há revestimento no tubo. 2-Avaliar a qualidade do revestimento do tubo. 3-Avaliar se a aplicação do revestimento atende às especificações do projeto.</p> <p><i>Condições (Inspeção e Correções)</i></p> <p>4-Verificar se há inspeções dos revestimentos dos tubos. 5- Avaliar o programa de inspeções para os revestimentos dos tubos. 6-Verificar se os registros de inspeção são documentados. 7-Avaliar a execução e planejamento de reparos no revestimento.</p> <p>Tipos de atmosfera</p> <p>1-Avaliar a composição química, umidade e temperatura da atmosfera a que o duto está exposto.</p> <p>Forma de exposição do duto à atmosfera</p> <p>1-Verificar a forma de exposição do duto à atmosfera.</p>		

CORROSÃO INTERNA		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
<p>Corrosividade do Produto</p> <p>1-Avaliar o produto transportado (composição).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fase líquida: composição da água transportada; oxigênio; pH; H₂S; temperatura; cloreto. • Fase sólida: bactérias; partículas sólidas; carbonatos, sulfetos e condutividade. <p>2-Avaliar os tipos de equipamentos utilizados para remover ou prevenir os contaminantes. Ex: filtro.</p> <p>3-Avaliar a confiabilidade dos equipamentos utilizados para remover ou prevenir os contaminantes. Ex: filtro</p> <p>4-Verificar e avaliar o nível de contaminantes.</p> <p>5-Avaliar a operação e manutenção com o objetivo de verificar as ações tomadas pelo operador para prevenir a introdução de contaminantes [11] nos dutos.</p> <p>6-Avaliar a velocidade de escoamento e dos seus efeitos no que diz respeito à erosão, e do tempo de contato entre os contaminantes e a parede do tubo. A avaliação deve ser feita no ponto mais alto e mais baixo do perfil do duto.</p> <p>7-Conhecer o histórico de erosão do duto.</p>	<p>1-Conhecer a composição e a especificação do produto transportado.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presença de CO₂, H₂S, água, água salgada; • Presença de bactérias; partículas sólidas; <p>2-Verificar se há procedimentos ou realização de ações mitigadoras com a finalidade de reduzir a corrosão interna.</p> <p>3-Conhecer a duração (anos) em que os procedimentos ou as ações mitigadoras são empregados na tubulação com a finalidade de reduzir a corrosão interna.</p> <p>4-Verificar as condições operacionais do duto, a fim de conhecer se algumas delas propiciam a corrosão interna como, por exemplo, a parada de bombeamento.</p>	<p>1-Conhecer a composição e a especificação do produto transportado – fase líquida, sólida e gasosa.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presença de CO₂, H₂S, água, O₂, cloreto. <p>2-Conhecer e avaliar os resultados dos testes de cultura de bactérias.</p> <p>3-Verificar as condições operacionais do duto, a fim de conhecer se algumas delas propiciam a corrosão interna como, por exemplo, a parada de bombeamento.</p>
<p>Prevenções</p> <p>1-Verificar se há monitoramento interno para corrosão e avaliar sua eficiência.</p> <ul style="list-style-type: none"> • cupom de corrosão [21,22] • resistência elétrica <p>2-Verificar se há utilização de inibidores de corrosão e avaliar sua eficiência.</p> <p>3-Verificar se há utilização de biocidas em conjunto com a injeção de inibidores de corrosão, nos casos em que a corrosão interna é causada por bactérias.</p> <p>4-Verificar se há um programa de passagem de pigs em conjunto com a ação de injeção de inibidores de corrosão.</p> <p>5-Verificar e avaliar a manutenção dos equipamentos que efetuam a injeção dos inibidores de corrosão [10,23-24].</p> <p>6-Verificar a quantidade de inibidor de corrosão injetada na tubulação.</p> <p>7-Avaliar a qualidade do revestimento interno.</p> <p>8-Verificar se o revestimento interno é eficaz em proteger o tubo internamente contra a corrosão interna.</p> <p>9-Avaliar a eficácia dos procedimentos operacionais e dispositivos utilizados para reduzir o potencial de corrosão interna.</p> <p>10- Verificar se há um programa</p>	<p>1-Verificar se há monitoramento interno para corrosão.</p> <ul style="list-style-type: none"> • cupom de corrosão • resistência elétrica <p>2-Verificar se há utilização de inibidores de corrosão.</p> <p>3-Verificar se há utilização de biocidas em conjunto com a injeção de inibidores de corrosão.</p> <p>4-Verificar se há um programa regular de passagem de pigs com a finalidade de remover líquidos ou materiais corrosivos do duto.</p> <p>5-Planejar o intervalo entre as inspeções.</p>	<p>1-Verificar se há dispositivos com a finalidade de monitorar a corrosão interna. (ex: cupom de corrosão)</p> <p>2-Verificar se há injeção de inibidores de corrosão/ biocidas.</p> <p>3-Verificar se há limpeza interna do duto.</p> <p>4-Verificar e avaliar os resultados dos relatórios de inspeção.</p> <p>5-Verificar se há medidas para controlar o vazamento causado por corrosão interna.</p> <p>6-Verificar se há mitigação para corrosão interna.</p> <p>7-Reduzir a umidade.</p> <p>8-Verificar se há registros dos testes hidrostáticos.</p> <p>9-Avaliar as informações de testes hidrostáticos anteriores.</p> <p>10-Realizar testes hidrostáticos.</p> <p>11-Avaliar o resultado dos testes hidrostáticos.</p> <p>12-Verificar se há registros de inspeções por avaliação direta.</p> <p>13-Avaliar o resultado das inspeções por avaliação direta.</p> <p>14-Realizar inspeções por avaliação direta.</p> <p>15-Verificar se há registros das inspeções internas por pig.</p> <p>16-Avaliar o resultado das inspeções internas por pig.</p> <p>17-Realizar inspeções internas por pig.</p> <p>18-Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção com a finalidade de reduzir a corrosão</p>

CORROSÃO INTERNA		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
regular de passagem de pigs com a finalidade de remover líquidos ou materiais corrosivos do duto.		interna.
	1- Conhecer a idade do duto. 2-Conhecer o histórico de vazamentos ou rupturas causados por corrosão interna. 3-Conhecer a espessura de parede dos tubos utilizados.	1-Conhecer a idade do duto. 2-Conhecer o histórico de vazamentos causados por corrosão interna. 3-Verificar se o tubo apresenta sobre-espessura. 4-Conhecer o nível de tensão operacional. 5- Conhecer o diâmetro do duto.

CORROSÃO EXTERNA ¹⁶		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
Condições do meio em que o duto está instalado		
<p><i>Esforços mecânicos atuantes no duto</i></p> <p>1-Avaliar a susceptibilidade do material do tubo a corrosão sob tensão.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verificar se a pressão de operação é superior a 60%SMYS [1,10]; • Verificar se a temperatura de operação é superior a 38°C; • Verificar se a distância entre as estações dos compressores é inferior a 32 km; • Verificar se a idade do duto é superior a 10 anos; • Verificar se no duto é empregado revestimento de tubos diferente do FBE; <p>2-Verificar se há presença de bactérias.</p> <p>3-Verificar a concentração de pH no solo.</p> <p>4-Verificar a concentração de pH no produto.</p> <p>5-Verificar a concentração de pH no revestimento.</p> <p>6- Verificar a presença de cloretos.</p> <p>7-Verificar a presença de H₂S.</p> <p>8- Verificar a presença de CO₂.</p> <p>9-Verificar se há descolamento de revestimento.</p> <p>10-Verificar se há umidade.</p> <p>11-Verificar se há características ambientais que promovam a corrosão.</p> <p>12-Conhecer o material do tubo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material do tubo apresenta alto teor de carbono (>0.28%). • Material do tubo com baixa ductilidade e baixa tenacidade à fratura. <p>13-Conhecer o histórico de vazamentos causados por corrosão sob tensão.</p>	<p>1-Avaliar a susceptibilidade do material do tubo a corrosão sob tensão.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verificar se a pressão de operação é superior a 60%SMYS; • Verificar se a temperatura de operação é superior a 38°C; • Verificar se a idade do duto é superior a 10 anos; • Verificar se no duto é empregado revestimento de tubos diferente do FBE; <p>2-Verificar se há presença de bactérias.</p> <p>3-Verificar a concentração de pH no solo.</p> <p>4-Verificar se há descolamento de revestimento.</p> <p>5-Conhecer o material do tubo.</p> <p>6-Conhecer o histórico de vazamentos ou rupturas causados por corrosão externa.</p>	<p>1-Avaliar a susceptibilidade do material do tubo a corrosão sob tensão.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verificar se a pressão de operação é superior a 60%SMYS; • Verificar se a temperatura de operação é superior a 38°C; • Verificar se a distância entre as estações dos compressores é inferior a 32 km; • Verificar se a idade do duto é superior a 10 anos; • Verificar se no duto é empregado revestimento de tubos diferente do FBE; <p>2-Verificar se há presença de bactérias.</p> <p>3-Conhecer as características do solo.</p> <p>4-Verificar se há descolamento de revestimento.</p> <p>5- Conhecer o material do tubo.</p> <p>6-Conhecer o histórico de vazamentos ou rupturas causados por corrosão externa.</p> <p>7-Conhecer o histórico de vazamentos causados por corrosão sob tensão.</p>
<p><i>Corrosividade do Solo</i></p> <p>1-Avaliar a corrosividade do solo.</p> <p>2-Verificar se há presença de bactérias.</p> <p>3-Verificar se há substâncias que acelerem a corrosão.</p> <p>4-Avaliar a concentração de pH do solo.</p> <p>5-Avaliar a umidade do solo.</p> <p>6-Conhecer a taxa de corrosão.</p> <p>7-Avaliar a resistividade do solo [17].</p> <p>8-Verificar se há base dados disponíveis com avaliações de corrosividade do solo em relação ao aço e concreto.</p>	<p>1-Conhecer o tipo de solo e avaliar medições das características do solo onde o duto está instalado.</p> <p>2-Avaliar a corrosividade do solo</p> <p>3-Verificar se há presença de bactérias.</p> <p>4-Verificar se há de substâncias que acelerem a corrosão.</p> <p>5-Avaliar a concentração de pH do solo.</p> <p>6-Avaliar a umidade do solo.</p> <p>7-Avaliar a resistividade do solo.</p>	<p>1-Conhecer as características do solo.</p> <p>2-Verificar se há presença de bactérias.</p>

¹⁶ A avaliação da corrosão sob tensão foi incluída como um tipo de corrosão externa.

CORROSÃO EXTERNA ¹⁶		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
Proteção Catódica		
<i>Correntes de interferência</i> 1-Verificar se há correntes de interferência por corrente alternada. 2-Verificar se há correntes de interferência por corrente contínua. 3-Verificar se há medidas preventivas às correntes de interferência. 4-Verificar se há emprego de ações que bloqueiem as correntes de interferência.	1-Verificar se há cruzamentos com ferrovias e estradas que podem ocasionar em correntes de interferência.	
<i>Eficiência da Proteção Catódica</i> 1-Avaliar o sistema de proteção catódica através de inspeções. 2-Verificar as especificações do projeto inicial do sistema de CP. 3-Avaliar os resultados das inspeções recentes de CP. 4-Verificar se há manutenção nos equipamentos utilizados nos sistemas CP (ex. Retificadores). 5-Verificar se são utilizados dispositivos para monitorar e identificar possíveis falhas no sistema de CP. 6-Verificar a frequência em que as inspeções do sistema de proteção catódica são realizadas. 7-Verificar se há pontos de medição[1] no duto. 8-Avaliar a distância entre os pontos de medição.	1-Conhecer o método de sistema de proteção catódica utilizado. 2-Avaliar o sistema de proteção catódica através de inspeções. 3-Verificar se há registros das inspeções realizadas no sistema de proteção catódica.	1-Monitorar o sistema de proteção catódica. 2-Realizar manutenção no sistema de proteção catódica. 3-Caso haja sistema de proteção catódica adequado, deve-se conhecer o tempo, em anos, em que o sistema está sendo empregado. 4-Caso haja sistema de proteção catódica questionável, deve-se conhecer o tempo, em anos, em que sistema que está sendo empregado. 5-Caso não haja nenhum sistema de proteção catódica, deve-se conhecer o tempo, em anos, em que a tubulação não está protegida.
Revestimento de Proteção Adequação (Qualidade e Aplicação) 1-Verificar se há revestimento no tubo. 2-Avaliar a qualidade do revestimento do tubo. 3-Avaliar se a aplicação do revestimento atende às especificações do projeto. <i>Condições (Inspeção e Correções)</i> 4-Verificar se há inspeções dos revestimentos dos tubos. 5- Avaliar o programa de inspeções para os revestimentos dos tubos. 6-Verificar se os registros de inspeção são documentados. 7-Avaliar a execução e planejamento de reparos no revestimento.	1-Conhecer o tipo de revestimento aplicado no tubo. 2-Avaliar as condições do revestimento. 3-Avaliar o revestimento através de inspeções. 4-Verificar se há registros das inspeções realizadas para avaliação do revestimento.	1-Conhecer o tipo de revestimento. 2-Avaliar as condições do revestimento. 3-Verificar se há reparos no revestimento. 4-Avaliar as condições do revestimento.
	1-Verificar se há registros das inspeções internas por pig. 2-Avaliar o resultado das inspeções internas por pig.	1-Verificar se há registros das inspeções internas por pig. 2-Realizar inspeções internas por pig. 3-Avaliar o resultado das inspeções internas por pig.
	Verificar se há operadores durante escavação.	
	Conhecer a forma de corrosão (ex.galvânica, sob tensão, corrosão seletiva).	
		1-Verificar se há registros dos testes hidrostáticos. 2-Realizar testes hidrostáticos. 3-Avaliar o resultado dos testes hidrostáticos.

CORROSÃO EXTERNA ¹⁶		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
		1-Verificar se há registros de inspeções por avaliação direta. 2-Realizar inspeções por avaliação direta. 3-Avaliar o resultado das inspeções por avaliação direta.
		1-Conhecer o diâmetro do tubo. 2-Conhecer a espessura de parede do tubo. 3-Verificar se o tubo apresenta sobre-espessura.
		Verificar se há mitigação para corrosão externa.
		Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção com a finalidade de reduzir a corrosão externa.
		Verificar se há redução da temperatura de operação (aplicado para corrosão sob tensão).
		Verificar os resultados de inspeções na fase de construção (aplicado para corrosão sob tensão).
		Verificar se há inspeção de patrulhamento no duto.
		Verificar se há medidas para controlar o vazamento causado por corrosão externa.

Tabela A3 –Tabela Comparativa Ameaça – Projeto

PROJETO ¹⁷		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
<p>Potencial de ocorrência de aumento súbito de pressão¹⁸</p> <p>1-Verificar se há a possibilidade de ocorrer sobrepressão [1] no sistema.</p> <p>2-Classificar o duto quanto à probabilidade de ocorrer sobrepressão.</p>	<p>Verificar se há possibilidade de ocorrer sobrepressão no sistema.</p>	
<p>Movimentos do solo</p> <p>1-Avaliar a probabilidade¹⁹ de ocorrer movimentação do solo da região onde o duto está instalado.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verificar se há eventos sísmicos e forças naturais (chuvas fortes / enchentes, terremotos, raios) na região onde o duto está instalado. • Avaliar as condições da faixa de domínio do duto. • Conhecer as condições do solo e a topografia do terreno. • Histórico de vazamentos causados por ameaças relacionadas ao clima e forças externas. • Conhecer o método de soldagem empregado. • Conhecer o material do duto. • Conhecer a idade do duto. • Conhecer a profundidade de cobertura. 	<p>1-Avaliar o tipo de solo.</p> <p>2-Verificar se há registros das inspeções internas por pig.</p> <p>3-Avaliar o resultado das inspeções internas por pig.</p> <p>4-Verificar se há eventos sísmicos e forças naturais (chuvas fortes / enchentes, terremotos, raios) na região onde o duto está instalado.</p> <p>5-Conhecer o histórico de vazamentos causados por ameaças relacionadas ao clima e forças externas.</p>	<p>1-Conhecer as condições do solo e a topografia do terreno.</p> <p>2-Verificar se há registros das inspeções internas por pig.</p> <p>3-Avaliar o resultado das inspeções internas por pig.</p> <p>4-Verificar se há eventos sísmicos e forças naturais (chuvas fortes / enchentes, terremotos, raios) na região onde o duto está instalado.</p> <p>5-Avaliar as condições da faixa de domínio do duto.</p> <p>6-Conhecer o processo de soldagem empregado.</p> <p>7-Conhecer o material do duto.</p> <p>8-Conhecer a espessura do duto.</p> <p>9-Conhecer o diâmetro do duto.</p> <p>10-Verificar se o tubo apresenta sobre-espessura.</p> <p>11-Conhecer a idade do duto.</p> <p>12-Verificar se o duto está enterrado sob região congelada e conhecer sua profundidade de cobertura.</p> <p>13-Conhecer o histórico de vazamentos causados por ameaças relacionadas ao clima e forças externas.</p> <p>14-Verificar a frequência e o método de patrulhamento do duto.</p> <p>15-Verificar se há inspeção visual do duto.</p> <p>16-Monitorar a deformação do duto.</p> <p>17-Verificar se há dispositivos para a proteção térmica</p> <p>18-Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção com a finalidade de reduzir os danos causados pelo clima e forças externas.</p>

¹⁷ A avaliação das causas básicas da norma ASME B31.8S e API 1160 [2] referentes aos defeitos de fabricação, de construção e equipamentos e aos danos causados por forças ambientais foram considerados no fator Projeto.

¹⁸ As classificações das probabilidades de ocorrer sobrepressão são discriminadas por Muhlbauer [11].

¹⁹ As classificações das probabilidades de ocorrer movimentação do solo são discriminadas por Muhlbauer [11].

PROJETO¹⁷		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
Inspecões e testes 1-Verificar se há registros dos testes hidrostáticos. 2-Realizar testes hidrostáticos. 3-Avaliar o resultado dos testes hidrostáticos. 4-Verificar se há registros das inspecões internas por pig. 5-Realizar inspecões internas por pig. 6-Avaliar o resultado das inspecões internas por pig.	1-Verificar se há registros dos testes hidrostáticos. 2-Realizar testes hidrostáticos. 3-Avaliar o resultado dos testes hidrostáticos. 3-Verificar se há registros das inspecões internas por pig. 5-Realizar inspecões internas por pig. 6-Avaliar o resultado das inspecões internas por pig.	1-Verificar se há registros dos testes hidrostáticos. 2-Realizar testes hidrostáticos. 3-Avaliar o resultado dos testes hidrostáticos. 3-Verificar se há registros das inspecões internas por pig. 5-Realizar inspecões internas por pig. 6-Avaliar o resultado das inspecões internas por pig.
	1-Verificar se há falhas em equipamentos. 2-Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção com a finalidade de reduzir as falhas em equipamentos. 3-Conhecer o histórico de vazamentos causados por falhas em equipamentos. 4-Verificar se há inspeção visual nos equipamentos instalados no duto. 5-Conhecer as especificações de projeto dos equipamentos instalados no duto. 6-Conhecer as especificações dos materiais utilizados nos equipamentos instalados no duto.	1-Verificar se há falhas em equipamentos. 2-Conhecer o ano de instalação em que ocorreu a falha no equipamento. 3-Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção com a finalidade de reduzir as falhas em equipamentos. 4-Conhecer o histórico de vazamentos causados por falhas em equipamentos. 5-Verificar se há inspeção visual nos equipamentos instalados no duto. 6-Conhecer as especificações de projeto dos equipamentos instalados no duto. 7-Conhecer as especificações dos materiais utilizados nos equipamentos instalados no duto. 8-Verificar se há inspeção na fabricação dos equipamentos. 9-Verificar se há inspeção dos equipamentos na fase de construção do duto. 10-Verificar se há mitigação para equipamentos. 11-Verificar se há redução da temperatura de operação. 12-Verificar se há medidas para controlar vazamento.
	1-Avaliar a qualidade e inspeção das soldas. 2-Verificar se há eventos sísmicos e forças naturais (chuvas fortes / enchentes, terremotos, raios) e ações de terceiros na região onde o duto está instalado. 3-Avaliar os resultados de inspecões na fase da construção. 4-Conhecer as especificações das soldas. 5-Conhecer a temperatura de operação. 6-Conhecer o histórico de falhas nas soldas. 7-Conhecer os ciclos e perfis de pressão.	1-Conhecer o material do tubo utilizado no duto. 2-Identificar enrugamento em curvas (<i>wrinkle bend</i>). 3-Verificar se há acoplamento. 4-Identificar reforço no acoplamento de tubo após a construção do duto. 5-Conhecer os procedimentos de soldagem. 6-Identificar reforço nas soldas circunferenciais após a construção do duto. 7-Verificar se há resultados de END nas soldas na fase da construção do duto. 8-Avaliar os resultados de END nas soldas na fase da construção. 9-Verificar se há resultados do teste hidrostático na fase da construção. 10-Avaliar os resultados do teste hidrostático na fase da

PROJETO ¹⁷		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
		<p>construção.</p> <p>11-Avaliar os resultados de inspeções na fase da construção.</p> <p>12-Verificar se há eventos sísmicos e forças naturais (chuvas fortes / enchentes, terremotos, raios) na região onde o duto está instalado.</p> <p>13-Propriedades do solo e profundidade de cobertura para enrugamentos em curvas (<i>wrinkle bend</i>).</p> <p>14-Conhecer os limites máximos de temperatura para os enrugamentos em curvas (<i>wrinkle bend</i>).</p> <p>15-Conhecer o raio de curvatura e ângulo para curvas (<i>wrinkle bend</i>).</p> <p>16-Conhecer os ciclos e perfis de pressão.</p> <p>17-Verificar se há mecanismos de fadiga.</p> <p>18-Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção com a finalidade de reduzir as falhas durante a fase de construção do duto.</p> <p>19-Verificar se há mitigação para falhas na costura do tubo e tubo provenientes da fabricação.</p> <p>20-Verificar se há mitigação para falhas provenientes da construção do duto.</p> <p>21-Conhecer as especificações das soldas na fase construção do duto.</p> <p>22-Verificar se há inspeção visual em soldas circunferenciais.</p> <p>23-Conhecer o histórico de vazamentos causados por falhas durante a fase de construção do duto.</p> <p>24-Verificar se há inspeção após o transporte dos tubos.</p>
<p>Fadiga</p> <p>1-Verificar se há corrosão sob tensão no duto que está sendo avaliado.</p> <p>2-Verificar se há corrosão sob tensão por sulfeto no duto que está sendo avaliado.</p> <p>3-Verificar se há trinca induzida por hidrogênio no duto que está sendo avaliado.</p> <p>4-Verificar se há variações de temperatura.</p> <p>5-Conhecer a composição do material.</p> <p>6-Verificar se há tensões residuais.</p> <p>7-Verificar o acabamento superficial.</p> <p>8-Avaliar se a geometria das descontinuidades detectadas²⁰ é um concentrador de tensão.</p>	<p>1-Verificar se há corrosão sob tensão no duto que está sendo avaliado.</p> <p>2-Verificar se há trinca devido a mecanismos de fadiga.</p> <p>3-Conhecer os ciclos e perfis de pressão.</p> <p>4-Verificar se há anomalias geométricas que podem ter sido provocadas mecanismos de fadiga.</p> <p>5-Avaliar se ocorre/ocorreu crescimento da trinca provocada por mecanismos de fadiga.</p>	<p>1-Conhecer os ciclos e perfis de pressão</p> <p>2-Verificar se há mecanismos de fadiga.</p>

²⁰ Exemplos: furos, entalhes, trincas

PROJETO ¹⁷		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
<p>9-Conhecer a resistência à fratura do material do tubo.</p> <p>10-Conhecer as tensões aplicadas no duto.</p> <p>11-Verificar se o processo de soldagem empregado no duto.</p>		
<p>Fator de Segurança</p> <p>1-Avaliar a relação entre espessura de parede atual e espessura de parede projetada para o tubo.</p> <p>2-Avaliar a relação entre o diâmetro e espessura de parede do tubo.</p> <p>3-Avaliar a relação entre as pressões de projeto e operacional dos acessórios e equipamentos do duto.</p>	<p>1-Conhecer o material do tubo.</p> <p>2- Conhecer a idade do duto.</p> <p>3-Conhecer o diâmetro do tubo.</p> <p>4-Conhecer a espessura de parede do tubo.</p> <p>5-Conhecer o SMYS do material do tubo.</p> <p>6-Conhecer o tipo de costura do tubo.</p> <p>7-Conhecer o ano de fabricação do tubo.</p> <p>8-Conhecer o fabricante do tubo.</p> <p>9-Conhecer os ciclos e perfis de pressão.</p> <p>10-Conhecer a pressão de projeto e os fatores de segurança.</p> <p>11-Conhecer o histórico de falhas nos tubos.</p> <p>12-Conhecer as especificações das soldas.</p> <p>13-Conhecer o histórico de defeitos em soldas.</p>	<p>1-Conhecer o material do tubo.</p> <p>2- Conhecer a idade do duto.</p> <p>3-Conhecer o processo de fabricação dos tubos.</p> <p>4-Conhecer o tipo de costura do tubo.</p> <p>5-Conhecer o fator de junta.</p> <p>6-Conhecer os ciclos e perfis de pressão</p> <p>7-Conhecer o histórico de falhas por teste hidrostático causadas por defeito de fabricação.</p> <p>8-Verificar se há realização de teste hidrostático antes da operação.</p> <p>9-Verificar se há inspeção após o transporte dos tubos.</p> <p>10-Verificar se há inspeção na fabricação dos tubos.</p>

Tabela A4 –Tabela Comparativa Ameaça – Erros Operacionais

ERROS OPERACIONAIS		
Fase Projeto²¹		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
<i>Verificações²²</i> 1-Verificar a qualificação das pessoas envolvidas na fase do projeto do duto.	1-Verificar a qualificação das pessoas envolvidas nas atividades do duto. 2-Verificar se há treinamentos das pessoas envolvidas nas atividades do duto.	
<i>Seleção dos Materiais</i> 1-Verificar / Controlar documentos e procedimentos que documentem o material especificado no projeto do duto e adequado às atividades que serão impostas.	3-Verificar se há probabilidade do duto atingir a pressão máxima de operação. 4-Verificar a existência de válvulas ou outros dispositivos de segurança.	
<i>Identificação do Perigo</i> 1-Verificar se há documentos que identifiquem os perigos associados ao duto e ao seu funcionamento.	5-Verificar se houve erro no manuseio de válvulas. 6-Verificar a existência de movimentação de veículos.	
<i>Sistemas de Segurança</i> 1-Verificar se há probabilidade do duto atingir a pressão máxima de operação. 2-Caso haja probabilidade do duto atingir a pressão máxima de operação, verificar a presença de dispositivos mecânicos, elétricos, pneumáticos, ou computadorizados que previnam a sobrepressão nos dutos.		
<i>Máxima Pressão de Operação</i> 1-Verificar se há probabilidade do duto atingir a PMO [1]. 2-Verificar se há probabilidade de ocorrer sobrepressão no duto. 3-Conhecer a quantidade de dispositivos mecânicos, elétricos, pneumáticos, ou computadorizados que previnam a sobrepressão nos dutos. 4-Verificar a possibilidade de ocorrer erros de procedimento, omissões e falhas nos dispositivos de segurança.		
Fase Construção		
Muhlbauer [11]	API 1160	ASME B31.8S [10]
<i>Revestimento</i> 1-Avaliar a qualidade na aplicação do revestimento.	1-Verificar se houve inspeção nas soldas. 2-Verificar a qualidade das soldas.	
<i>Manuseio de Materiais e Componentes</i> 1-Verificar se há procedimento para minimizar tensões e para o armazenamento de materiais antes da instalação.	3-Verificar se há procedimentos para as atividades da fase de construção do duto. 4-Verificar a qualificação e certificação das pessoas	

²¹ A norma ASME B31.8S não considera a ameaça – erro operacional – na fase de projeto e de construção do duto.

²² O objetivo deste critério de avaliação é verificar os cálculos e das decisões tomadas durante o projeto dos dutos.

ERROS OPERACIONAIS		
<i>Condições de enterramento</i> 1-Verificar a técnica e procedimento de enterramento do duto durante a fase de construção.	envolvidas nas atividades do duto na fase de construção. 5-Verificar se há um programa de treinamento para enfatizar questões de segurança, primeiros socorros, prevenção de lesões e situações de emergência.	
<i>Juntas</i> 1-Verificar a % das soldas que foram inspecionadas durante a fase de construção.	6-Verificar se a escavação ou danos físicos nas instalações ou no duto foram provocados pelo: operador ou contratante.	
<i>Material</i> 1-Verificar se os materiais utilizados na construção atendem a especificação do projeto.	7-Verificar se há falhas provenientes de erros operacionais provocados por movimentação de veículos.	
<i>Inspeção</i> 1-Verificar a qualificação e certificação das pessoas envolvidas na fase de construção.		
Fase Operação		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
<i>Programas de Segurança</i> 1-Verificar se há um programa de segurança. 2-Avaliar do programa de segurança adotado. 3-Verificar a aceitação do programa de segurança adotado.	1-Verificar se há um programa de treinamento para enfatizar questões de segurança, primeiros socorros, prevenção de lesões e situações de emergência. 2-Verificar se há válvulas ou outros dispositivos de segurança. 3-Utilizar o sistema SCADA.	1-Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção. 2-Verificar se há treinamento das pessoas envolvidas na fase de operação do duto. 3-Conhecer o histórico de falhas causadas por erro operacional. 4-Verificar a qualificação das pessoas envolvidas na fase de operação do duto. 5-Conhecer o número de auditorias e revisões efetuadas. 6-Conhecer o número de alterações nos procedimentos devido a auditorias e revisões. 7-Conhecer o número de resultados das auditorias/revisões classificados por severidade.
<i>Teste Antidrogas</i> ²³ 1-Realização de teste antidrogas e álcool.	4-Verificar se a escavação ou danos físicos nas instalações ou no duto foram provocados pelo: operador ou contratante.	
<i>SCADA/Comunicação</i> 1-Utilização de sistema SCADA.	5-Verificar se há inspeção nas soldas. 6-Verificar a qualidade das soldas. 7-Verificar se há procedimentos para as atividades da fase de operação do duto.	
<i>Inspeções/Mapas/ Registros</i> 1-Verificar se há um programa de inspeção para o duto. 2-Verificar se mapas, registros e execução de levantamentos de sobre os dutos estão disponíveis às pessoas envolvidas nas atividades de operação e manutenção do duto.	8-Verificar a qualificação e certificação das pessoas envolvidas na fase de operação.	
<i>Procedimentos</i> 1-Verificar se há procedimentos para as atividades relacionadas ao duto.		

²³ Teste solicitado por regulamentações governamentais dos Estados Unidos

ERROS OPERACIONAIS		
<p><i>Treinamento</i></p> <p>1-Verificar se há um programa para treinamento das pessoas envolvidas nas atividades relacionadas ao duto.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Registro do Programa; • Execução de Avaliação durante o treinamento; • Temas abordados: características do produto transportado, resistência do material dos tubos, corrosão,manutenção, realização de simulações de emergência e procedimentos para execução das atividades; <p>2-Realizar treinamento para enfatizar questões de segurança, primeiros socorros, prevenção de lesões e situações de emergência.</p> <p><i>Emprego de mecanismos mecânicos contra erros operacionais.</i></p>		
Fase Manutenção		
Muhlbauer [11]	API 1160 [2]	ASME B31.8S [10]
<p><i>Documentação</i></p> <p>1-Verificar se há documentos resultantes de manutenção, procedimentos de manutenção e um sistema de gerenciamento de informações.</p>	<p>1-Verificar se há um programa de treinamento para enfatizar questões de segurança, primeiros socorros, prevenção de lesões e situações de emergência.</p>	<p>1-Verificar se há procedimentos operacionais e de manutenção.</p>
<p><i>Planejamento</i></p> <p>1-Verificar se há um planejamento de manutenção baseado no histórico operacional do duto, em regulamentações governamentais e em práticas já utilizadas.</p>	<p>2-Verificar se a escavação ou danos físicos nas instalações ou no duto foram provocados pelo operador ou contratante.</p>	<p>2-Verificar se há treinamento das pessoas envolvidas na manutenção do duto.</p>
<p><i>Procedimentos</i></p> <p>1-Verificar a disponibilidade de procedimentos de manutenção coerentes com as especificações de projeto.</p> <p>2-Verificar se os procedimentos são aplicados nas atividades de manutenção.</p> <p>3-Verificar a data de elaboração dos procedimentos de manutenção.</p>	<p>3-Verificar se há inspeção nas soldas.</p> <p>4-Verificar a qualidade das soldas.</p> <p>5-Verificar se há procedimentos para as atividades de manutenção do duto.</p> <p>6-Verificar a qualificação e certificação das pessoas envolvidas na operação.</p>	<p>3-Conhecer o histórico de falhas causadas por erro operacional.</p> <p>4-Verificar a qualificação das pessoas envolvidas na manutenção do duto</p> <p>5-Conhecer o número de auditorias e revisões efetuadas.</p> <p>6-Conhecer o número de alterações nos procedimentos devido a auditorias e revisões</p> <p>7-Conhecer o número de resultados das auditorias/ revisões classificados por severidade.</p>