

7

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] TARBELL, I. M., “History of Standard Oil Company”. Disponível em: <www.history.rochester.edu>. Acesso em: 20 de outubro de 2007.

[2] WILLIAMSON, H. F., ANDREANO, R. L., MENEZES, C. “The American Petroleum Industry”. NBER, National Bureau of Economic Research New York, Columbia University Press, 1966.

[3] MOHITPOUR, M., GLOVER, A., TREFANENKO, B., “Pipeline Report: Technology Advances Key Worldwide Gas Pipeline Developments”. Oil and Gas Journal, Vol. 26, November 2001.

[4] History of Defect Assessment. Disponível em <www.penspenintegrity.com/PDAM/pdam_history.html>. Acesso em: 20 de junho de 2007.

[5] SEN, M., CHENG, J. J. R., MURAY, D. W. “Full-Scale Tests of Cold Bend Pipes”. Proceedings of Internacional Pipeline Conference, Alberta, 2004.

[6] BEHBAHANIFARD, M., CHENG, J. J. R., MURRAY, D. W., ZHOU, J., ADAMS, K. “Simulation of Cold Bends by Finite Element Method”. Proceedings of Internacional Pipeline Conference, Alberta, 2004.

[7] BILSTON, P. “The Modeling of Compression Buckles Formed During the Cold Field Bending of Line Pipe”. Ph. D. Thesis, Department of Civil Engineering, Monash University, 1993.

[8] Disponível em: <<http://www.crc-evans.com>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2008.

[9] PETROBRAS. “N-464 - Construção, Montagem e Condicionamento de Duto Terrestre”. 2004.

[10] SILVA, R. C., MOREIRA, F., BATISTA, G. Z., HIPPERT JUNIOR, E., FRITZ, M. C. “Curvamento a Frio de Tubos API 5L X80 de 34” de Diâmetro”. 63º Congresso Anual da ABM, Santos, 2008.

[11] API Standard 5L – “Specification for Line Pipe”. 44th edition, 2008.

[12] Visto em: <www.tenaris.com>. Acesso em: 02 de setembro de 2008.

[13] OCHI, M. K. “Ocean Engineering Series”. Vol. 3, pp 353-380, Elsevier, 2001.

[14] MAES, M. A., DANN, M., SALAMA, M. M. “Influence of grade on the Reliability of Corroding Pipelines”. Reliability Engineering & System Safety, nº 93, pp 447-455, 2008.

[15] BAI, Y., BAI, Q. “Subsea Pipelines and Risers”. 1ª Edição, Elsevier, 2005.

[16] BATISTA, G. Z., SOUZA, L. F. G., BOTT, I. S., RIOS, P. R. “Avaliação da Microestrutura e Propriedades Mecânicas de Tubo API 5L X80 Submetido a Curvamento por Indução”. Tecnologia em Metalurgia e Materiais, v. 3, n. 4, p. 16-22, São Paulo, 2007.

[17] BILSTON, P., MURRAY, N. “The Role of Cold Field Bending in Pipeline Construction”. PRCI, 8th Symposium on Line Pipe Research, 1993.

[18] MURRAY, N. W. “Stress Analyses of Wrinkle Bends in Pipelines”. Thin-Walled Structures, Vol. 17, pp 65-80, 1993.

[19] PETROBRAS. “Projeto Conceitual”. MD-4300.38-6521-940-PEN-001, revisão A, 2001.

[20] ASME B 31.3 – “PROCESS PIPING”. 2006.

[21] ROSENFELD, M. J., HART, J. D., ZULFIGAR, N. “Development of Acceptance Criteria for Mild Ripples in Pipeline Field Bends”. 4th International Pipeline Conference, Alberta, 2002.

[22] ROSENFELD, M. J., *et al.* “Acceptance Criteria for Mild Ripples in Pipeline Field Bends”. PRCI – Technology for Energy Pipelines, 2003.

[23] MUTHMANN, E., GRIMPE, F. “Fabrication of Hot Induction Bends from LSAW Large Diameter Pipes Manufactured from TMCP Plate”. Microalloyed Steels for the oil & Gas Industry International Symposium, Araxá, 2006.

[24] BACCHI, L., BARSANTI, L., HILLENBRAND, H., G., MUTHMANN, E. “First X80 Pipeline Section in Italy”. PRCI/EPRG/APIA Technical Conference, Orlando, 2005.

[25] Visto em <www.protubo.com.br>. Acesso em: 05 de agosto de 2008.

[26] NASCHPITZ, L., VIEIRA, C. R. T., HASHIMOTO, N. “Qualificação de curvamento de Tubos API 5L X70 PSL 2 – Diâmetro de 28” x 0,625” WT pelo processo de Indução por Alta Frequência”. Visto em: <http://www.gasnet.com.br/novo_novidades_veiw.asp?tipo=gasoduto&cod=481> Acesso em 27 de setembro de 2008.

[27] BATISTA, G. Z. “Curvamento por indução de tubo da classe API 5L X80”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Ciências dos Materiais e Metalurgia, PUC-Rio, 2006.

[28] NBR 15273. “Indústria de Petróleo e Gás Natural – Curvas por Indução para Sistemas de Transporte por Dutos”, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2005.

[29] CRC-EVANS. “Technical Manual: Pneumatic Wedge Mandrel”. Equador, 2005.

[30] CRC-EVANS. “Pipeline Equipment Sales Catalog”. 2008.

[31] KYRIAKIDES, S., JU, G. T. “Bifurcation and Localization Instabilities in Cylindrical Shells under Bending – I. Experiments”. International Journal Solids Structures, Vol. 29, Nº 9, pp 1117-1142, Britain, 1992.

[32] KYRIAKIDES, S., CORONA, E. “Mechanics of Offshore Pipelines – Volume 1: Buckling and Collapse”. Elsevier, Oxford, 2007.

[33] JU, G. T., KYRIAKIDES, S. “Bifurcation and Localization Instabilities in Cylindrical Shells under Bending – II. Predictions”. International Journal Solids Structures, Vol. 29, Nº 9, pp 1143-1171, Britain, 1992.

[34] VITORIA, P. R. “Flambagem Local de Dutos Sujeitos a Carregamentos Combinados”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, 2001.

[35] BRAZIER, L.G. “On the Flexure of Thin Cylindrical Shells and Other “Thin” Sections”. Proceedings of Royal Society, Series A 116, pp. 104-114, 1927.

[36] CALLADINE, C. R. “Theory of Shell Structures”, Cambridge University Press, Cambridge, p. 595, 1983.

[37] MACHADO, A. C. “Um Elemento Finito de Tubo Tridimensional para Análise Geométricamente Não Linear de Dutos”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil, UFAL, 2006.

[38] CHARNAUX, C. R. “Influência da Instalação de Sapatas de Anodo Sobre a Flambagem de Dutos Sujeitos ao Enrolamento”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Rio, 2008.

[39] DINOVIETZER, A., FREDJ, A., LAZOR, R., DOBLANKO, R. “Development and validation of a Pipeline Buckle and Wrinkle Assessment Model”. Proceedings of International Pipeline Conference, Alberta, 2004.

[40] REIS, A., CAMOTIM, D. “Estabilidade Estrutural”. Lisboa, McGraw-Hill, 2001.

[41] MURRAY, D. W. “Local Buckling, Strain Localization, Wrinkling and Postbuckling Responce of Line Pipe”. Engineering Structures, vol 19, n° 5, pp 360-371, 1997.

[42] SUPERB (1996), “Buckling and Collapse Limit State”, December 1996. In: BAI, Y., BAI, Q. “Subsea Pipelines and Risers”, Editora Elsevier, 1ª Edição, 2005.

[43] CHAKRABARTI, S. “Handbook of Offshore Engineering”. Vol 2, Elsevier, Oxford, 2005.

[44] API 1111 – “Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbons Pipelines (Limit State Design)”. 3rd edition, 1999.

[45] DNV OS-F101 – “Submarine Pipeline Systems”. 2000.

[46] NBR 12712 – “Projeto de Sistemas de Transmissão e Distribuição de Gás Combustível”. ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2002.

[47] Code of Federal Regulation Title 49. Part 192 e 195. “Transportation Chapter I Research and Special Programs, Department of Transportation”. Estados Unidos da América, 2001.

[48] AS 2885.1 – “Pipelines Gas and Liquid Petroleum – Design and Construction”, 2007.

[49] API Standard 1160 – “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline”. 2001.

[50] API Standard 1163 – “In-Line Inspection Systems Qualification Standard”. 2005.

[51] ISO 13623 – “Petroleum and Natural Gas Industries Pipeline Transportation Systems”. 2000.

[52] MEDEIROS, J. “Normas Técnicas de Tubulações Industriais”. Notas de aula do curso de especialização em Tubulações Industriais, Promimp – PUC-RIO, 2008.

[53] ASME B 31.4 – “Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids”. 2006.

[54] ASME B31.8 – “Gas Transmission and Distribution Piping Systems”. 2007.

[55] ASME B31.8S – “Managing System Integrity of Gas Pipelines Supplement to ASME B31.8”. 2001.

[56] COSHAM, A., HOPKINS, P.. “Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM)”. 2003.

[57] SELL, L. L. “Comprehensive Technical Dictionary”. McGraw-Hill, 1973. In: FREIRE, J. L. F. “Critérios de Aceitação de Enrugamentos em Curvas de Dutos Formadas por Conformação de Tubos Retos”. Relatório para a CCDL Ltda, 2005.

[58] API 571. “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”. API, 2003.

[59] MANFREDI, C., OTEGUI, J. L. “Failures by SCC in Buried Pipelines”. Engineering Failures Analysis, n° 9, pp 495-509, 2002.

[60] GENTIL, V. “Corrosão”. Ed. LTC, 5ª edição, 2007.

[61] OLIVER, J. H. L., SOUZA, B. G. “Avaliação da Suscetibilidade de Corrosão Sob Tensão (CST) em Duto Sujeito à Movimentação de Solo”. 6ª Conferência sobre Tecnologia de Equipamentos, Bahia, 2002.

[62] ÁVILA, M. A. V. “Análise de Integridade Estrutural de Dutos com Mossas Simples”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Rio, 2007.

[63] DIETER, G. E. “Mechanical Metallurgy”, McGraw-Hill, 1961.

[64] PASTOUKHOV, V. A., VOORWALD, H. J. C. “Introdução à Mecânica de Integridade Estrutural”. Editora da Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 1995.

[65] BASTIAN, F. L. “Mecânica da Fratura”, COPPE/UFRJ, Notas de Aula, Engenharia Metalúrgica e de Materiais, 2004.

[66] CALLISTER, W. D. “Materials Science and Engineering: an Introduction”. 5th edition, John Wiley & Sons, 1999.

[67] CRANDALL, S. H., DAHL, N. C., LARDNER, T. J. “An Introduction to the Mechanics of Solids”. McGraw-Hill, Singapore, 1978.

[68] CASTRO, J. T. P., MEGGIOLARO, M. A. “Fadiga Sob Cargas Reais de Serviço”. PUC-Rio, Engenharia Mecânica, Notas de Aula, 2005.

[69] SHIGLEY, J. E. “Mechanical Engineering Design”. 1ª edição métrica, McGraw-Hill, 1986.

[70] MINER, M. A. “Cumulative Damage in Fatigue”. *Journal of Applied Mechanics*. ASME, v. 12, p. A159-A164, 1945.

[71] ASME seção VIII divisão 2. 2007.

[72] API 1156 – “Effects os Smooth and Rock Dents on Liquid Petroleum Pipelines (Phase II)”. 1999.

[73] BILSTON, P., MURRAY, N. “Evaluation of Factors Affecting Field Bending Characteristics of Line Pipe”. *Confidential Proc. Conf. PRC/EPRG 9th Biennial Joint Tech. Meeting on Line Pipe Research Houston*, 1993.

[74] MARKL, A. R. C., LOUISVILLE, K. “Fatigue Tests of Piping Components”. *Artigo nº 51, PET-21, Transaction, ASME*, 1952.

[75] FREIRE, J. L. F. “Critério de Aceitação de Enrugamentos em Curvas de Dutos Formadas por Conformação de Tubos Retos”. *Relatório entregue à CCDL Construção de Dutos Ltda.* 2005.

[76] MOAVENI, S. “Finite Element Analysis, Theory and Applications with ANSYS”. Prentice Hall, New Jersey, 1999.

[77] WEIB, E., LIETZMANN, A., RUDOLPH, J. “Linear and Non-Linear Finite Element Analyses of Pipe Bends”. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 67, pp 211-217, 1996.

[78] SORIANO, H. L. “Método de Elementos Finitos em Análise de estruturas”. Editora Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

[79] FELIPPA, C. A. “Introduction to Finite Element Methods”. *Notes for the Course Introduction to finite Elements Methods, University of Colorado, Colorado*, 2001.

[80] SILVA, M. C., HIPPERT, E., RUGGIERI, C. “Experimental Investigation of Ductile Tearing Properties for API X70 and X80 Pipelines Steels”. *Proceedings of ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, Colorado*, 2005.

[81] TIMOSHENKO, S. P. “Strength of Materials”. 3rd edition, D. Van Nostrand Company, 1965.

[82] ROYLANCE, D. “Stress-Strain Curves”. *Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Notas de Aula*, 2001.

[83] HIBBIT, KARLSSON & SORENSEN. “Getting Started with ABAQUS: Version 6.5”, 2004.

[84] XIANG, Y., VLASSAK, J. J. “Bauschinger Effect in Thin Metal Films”, *Scripta Materialia* vol. 53, pp 177-182, 2005.

[85] WILLIAMS, D. N. “Investigation of Wrinkling at Low Bend angles During Field Bending Line Pipe”. PRCI – Technology for Energy Pipelines, 1985.

[86] RUGGIERO, M. A., LOPES, V. L. R. “Cálculo Numérico: Aspectos Teóricos e Computacionais”. Editora McGraw-Hill, 1988.

[87] BRANDAO, M. O. “Análise do Contato de Superfícies Metálicas Rugosas Aplicada a Válvulas de Esfera de Bloqueio”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Oceânica, COPPE/UFRJ, 2007.

[88] CORONA, E., LEE, L. H., KYRIAKIDES, S. “Yield Anisotropy Effects on Buckling of Circular Tubes under Bending”. *International Journal of Solids and Structures*, 43, pp 7099-7118, 2006.

[89] KUPREWICZ, R. B. “Preventing Pipeline Releases”. Washington City and County Pipeline Safety Consortium, 2003.

APÊNDICE I

Os calculos executados estão aqui apresentados para cada um dos métodos de fadiga empregados. Para detalhes sobre as equações utilizadas ver seção 2.5.4.

Cálculo de Vida em Fadiga segundo Markl

$i := 1$

Fator de concentração de Markl

$C := 245000$

$x := 5$

São cinco casos de amplitude de tensão a serem estudados, um para cada um dos casos listados.

$j := 1 .. x$

Gama de tensão - unidade em psi

$S_j :=$

0.529×10^5
$1.951 \cdot 10^4$
$1.82 \cdot 10^4$
$1.965 \cdot 10^4$
$2.364 \cdot 10^4$

Tensao_j :=

Tensões encontradas para conversão de unidades

729
2
269
2
251
2
271
2
326
2

Tensao := (Tensao·MPa)

Tensao_j =

$5.287 \cdot 10^4$	·psi
$1.951 \cdot 10^4$	
$1.82 \cdot 10^4$	
$1.965 \cdot 10^4$	
$2.364 \cdot 10^4$	

$N_{ij} := \left[\frac{C}{(i \cdot S_j)} \right]^5$

Equação proposta por Markl [74]

$2.1 \cdot 10^3$
$3.1 \cdot 10^5$
$4.4 \cdot 10^5$
$3 \cdot 10^5$
$1.2 \cdot 10^5$

Vida em fadiga para cada um dos casos segundo Markl.

Cálculo de Vida em Fadiga segundo Rosenfeld para Markl Modificado

$i := 3$ Fator de concentração para equação de Markl modificado por Rosenfeld

$SMYS := 70\text{-ksi}$

$FS := \frac{0.8 \cdot SMYS}{2}$ Amplitude de tensão - Pressão máxima equivalente a tensão circunferencial de 80% SMYS

$E := 30000\text{-ksi}$ Módulo de elasticidade

$x := 5$ São cinco casos de amplitude de tensão a serem estudados

$j := 1 \dots x$

$SCF_j :=$

1
3.34
2.93
2.92
2.64

Fator de concentração de tensão segundo Rosenfeld [21, 22]

$N_j := 2.9 \left[\frac{0.01655}{i \cdot FS \cdot \frac{SCF_j}{E}} \right]^5$ Equação obtida a partir de gráficos propostos por Rosenfeld [21, 22]

$N_j =$	20922
	50
	97
	99
	163

Vida em fadiga para cada um dos casos segundo equação de Markl modificada por Rosenfeld

**Cálculo de Vida em Fadiga segundo SCF de Rosenfeld
Aplicado à Fadiga Baixo Ciclo - Caso IV**

$SCF := 2.93$	Fator de concentração de tensão proposto por Rosenfeld [21, 22]
$SMYS := 70$	Limite de escoamento do material (ksi)
$E := 30000$	Módulo de elasticidade (ksi)
$\Delta\sigma_c := 0.8 \cdot SMYS$	Tensão nominal gerada
$Pneuber := (SCF)^2 \cdot \frac{\Delta\sigma_c^2}{E}$	Equação de Neuber
$Pneuber = 0.897$	
$Kc := 137.9$	Coefficiente de encruamento cíclico determinados por Freire [75]
$nc := 0.12$	Expoente de encruamento cíclico determinados por Freire [75]
$\Delta\sigma := 90$	Valor inicial dado para resolução do sistema
$\Delta\varepsilon := 3.80 \cdot 10^{-3}$	
Given	
$\Delta\varepsilon \cdot \Delta\sigma - Pneuber = 0$	Sistema de equações
$\frac{1}{E} \Delta\sigma + 2 \cdot \left(\frac{\Delta\sigma}{2 \cdot Kc} \right)^{nc} - \Delta\varepsilon = 0$	
$\begin{pmatrix} \Delta\varepsilon \\ \Delta\sigma \end{pmatrix} := \text{Find}(\Delta\varepsilon, \Delta\sigma)$	

$$\begin{pmatrix} \Delta \epsilon \\ \Delta \sigma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 7.122 \times 10^{-3} \\ 125.997 \end{pmatrix}$$

Valores de tensão(ksi) e deformação no ponto de concentração de tensão.

$$\Delta \epsilon = 7.122 \times 10^{-3}$$

$$\epsilon_1 := \frac{\Delta \epsilon}{2}$$

Amplitude de deformação

$$S_u := 82$$

Limite de ruptura do material

$$R_A := 73$$

Redução de área obtida a partir de experimentos

$$\epsilon_f := \ln\left(\frac{100}{100 - R_A}\right)$$

$$N_1 := 100$$

Valor inicial de vida dado para solução iterativa

Given

Equação do método das Inclinações Universais de Manson [68, 69]

$$0 = \epsilon_1 - \left[3.5 \cdot \left(\frac{S_u}{E} \right) (N_1)^{-0.12} + \epsilon_f^{-0.6} \cdot (N_1)^{-0.6} \right]$$

$$N_1 := \text{Find}(N_1)$$

$$N_1 = 7.004 \times 10^4$$

Vida em fadiga para o Caso IV

APÊNDICE II

Todas as tensões possuem unidade em MPa e os passos variam de 1 a 7 conforme apresentado na Tabela 11

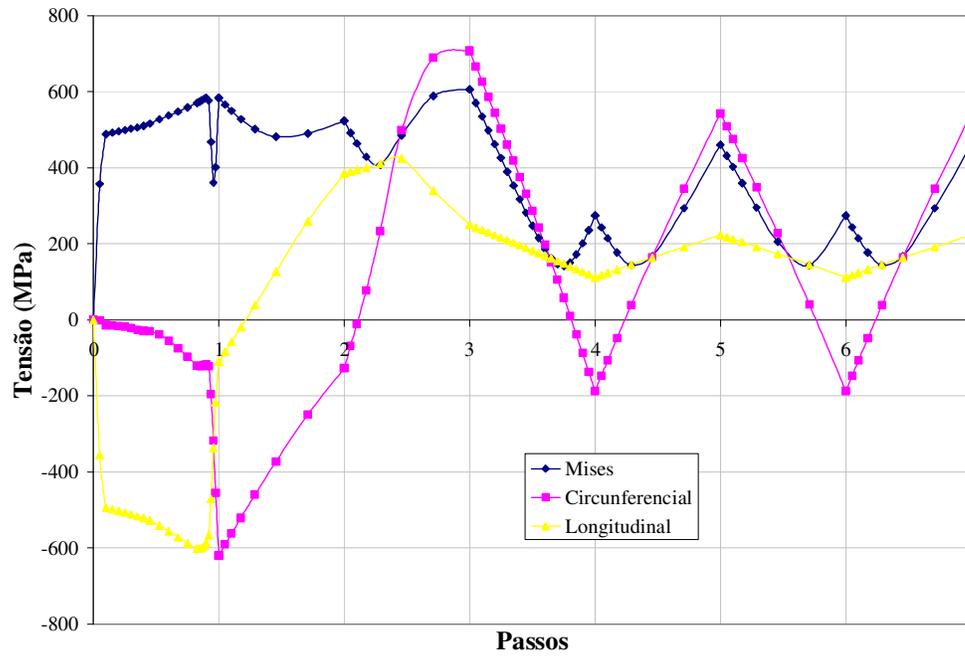


Gráfico 18 – Tensões para o nó externo 70 crítico na tensão circunferencial para o Caso II

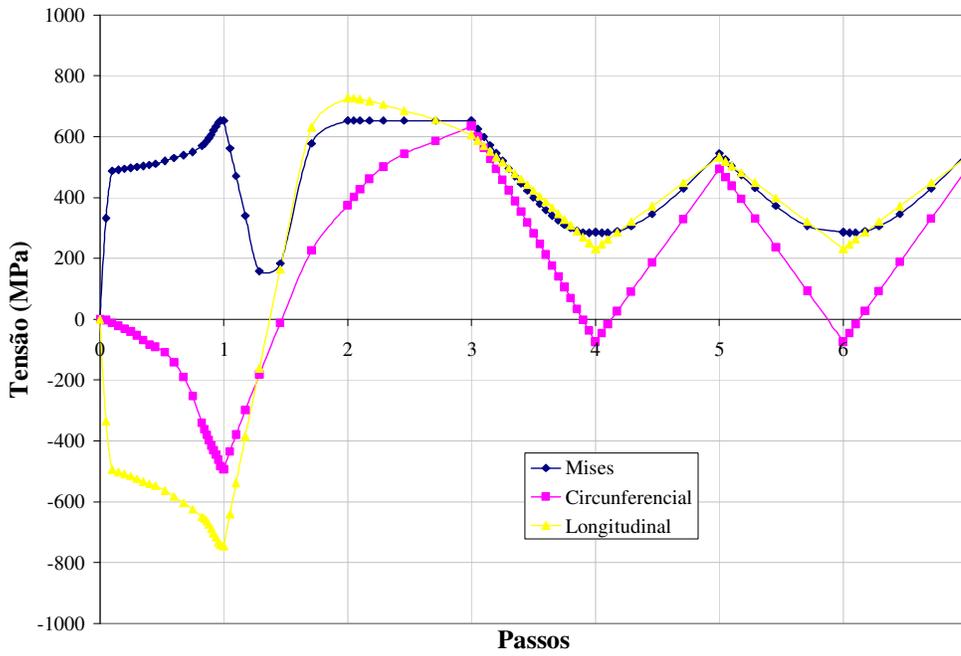


Gráfico 19 – Tensões para o nó externo 3556 crítico na tensão longitudinal para o Caso II

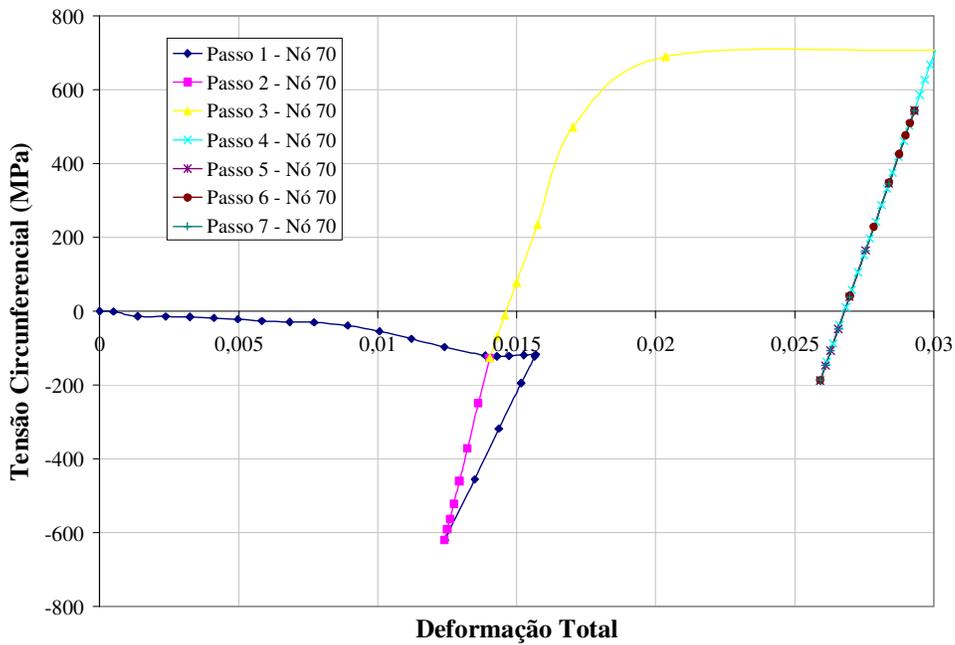


Gráfico 20 – Tensões críticas Caso II – externo – Nó 70 tensões-deformações circunferenciais

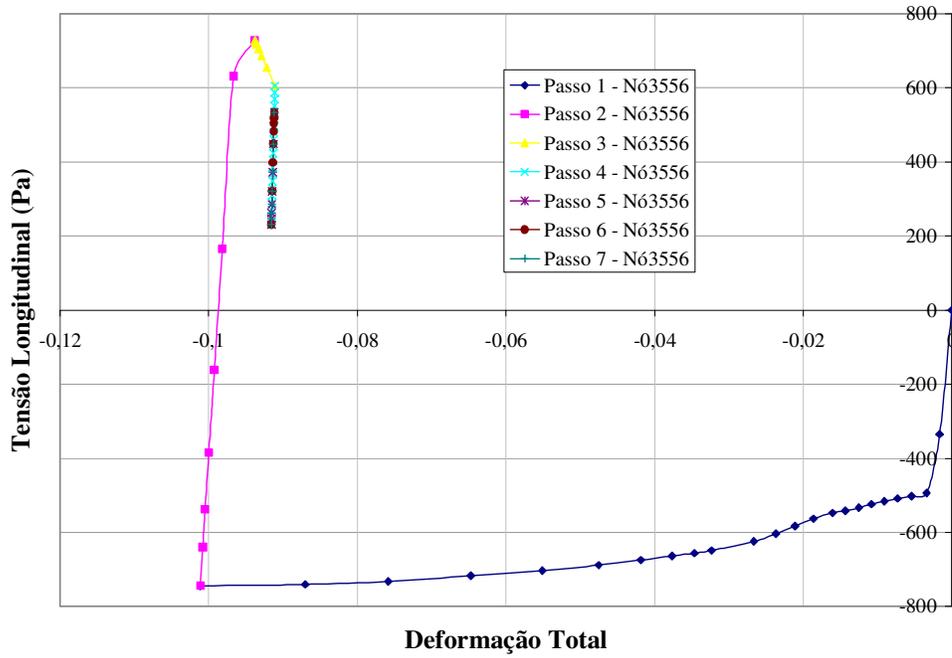


Gráfico 21 – Tensões críticas Caso II – externo – N6 3556 tensões-deformações longitudinais

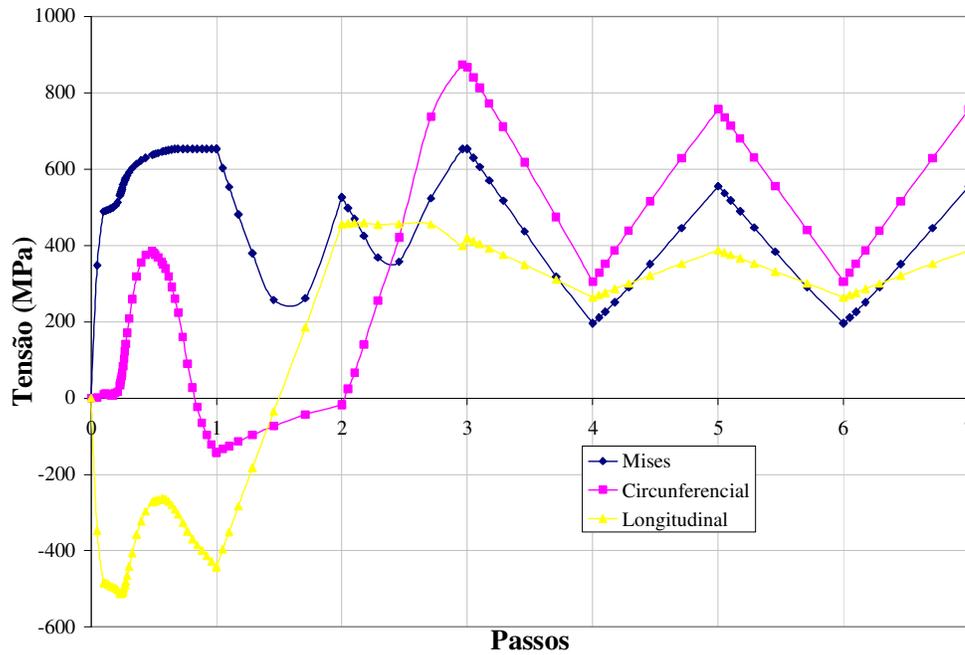


Gráfico 22 – Tensões para o nó 73 interno crítico na tensão circunferencial para o Caso III

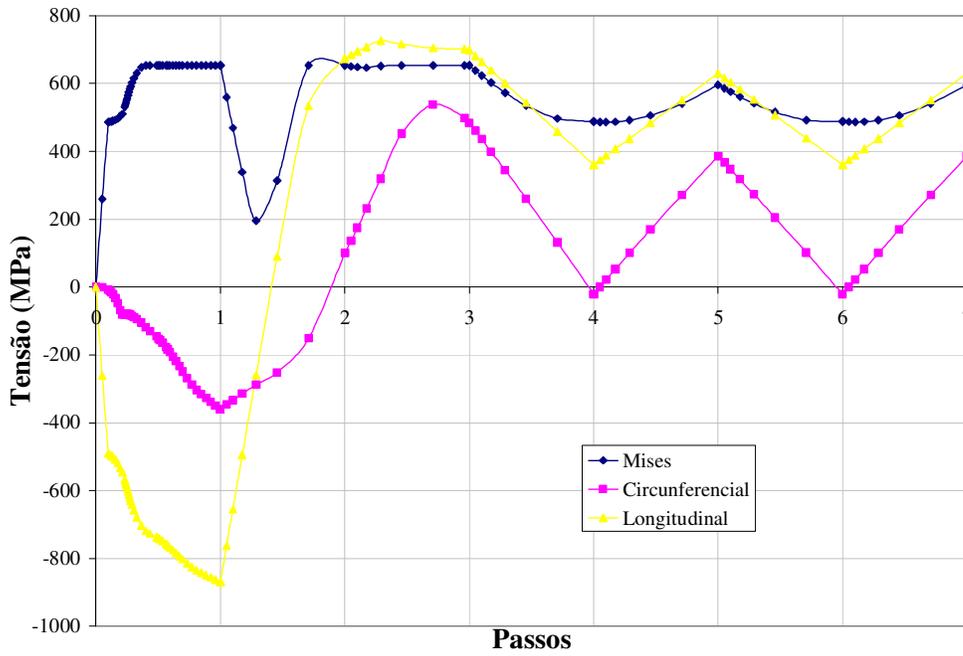


Gráfico 23 – Tensões para o nó 4025 interno crítico na tensão longitudinal para o Caso III

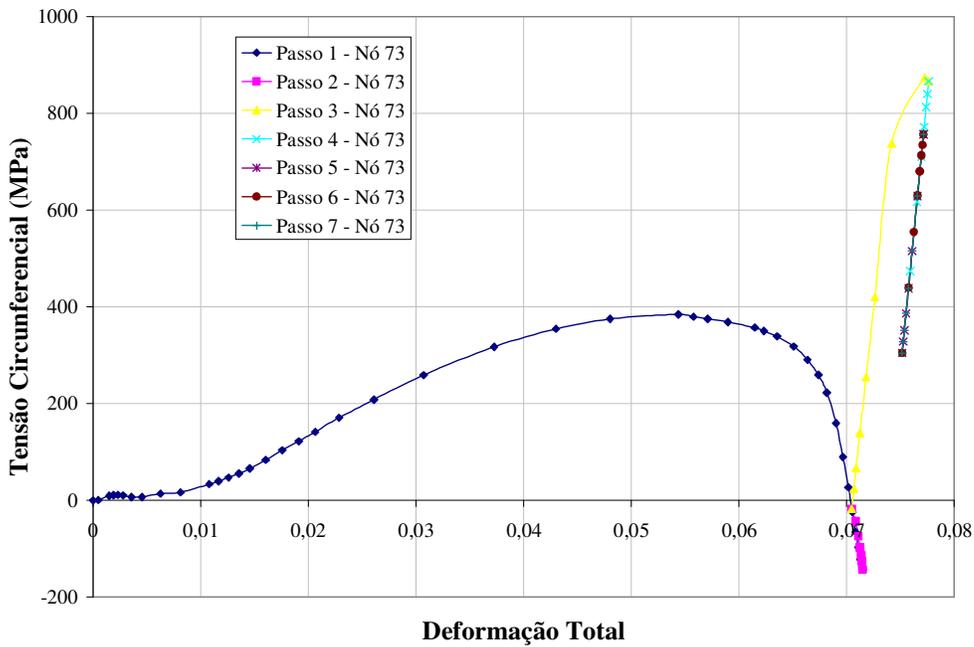


Gráfico 24 – Tensões críticas Caso III – interno – Nó 73 tensões-deformações circunferenciais

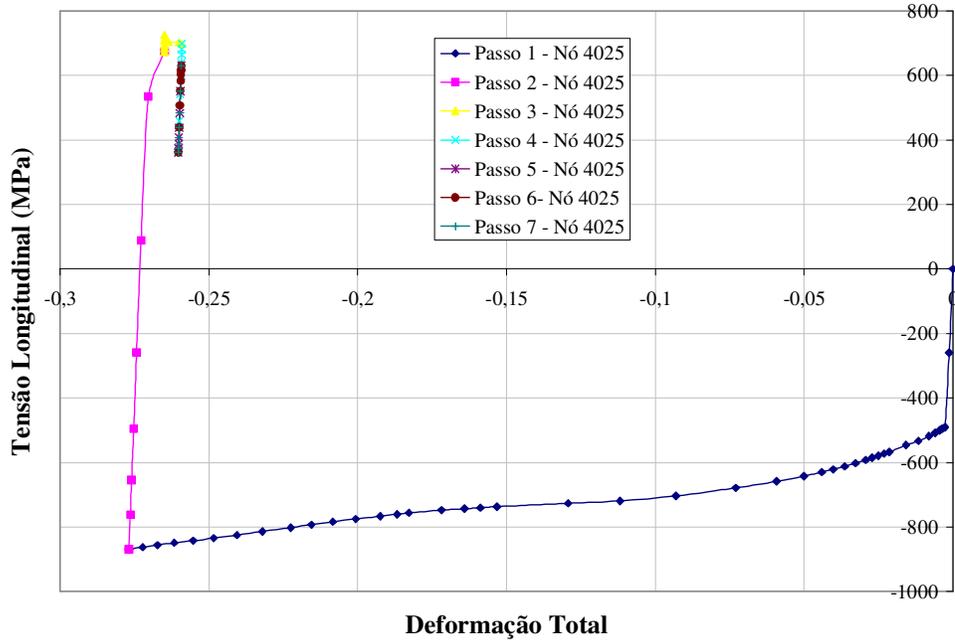


Gráfico 25 – Tensões críticas Caso III – interno – Nó 4025 tensões-deformações longitudinais

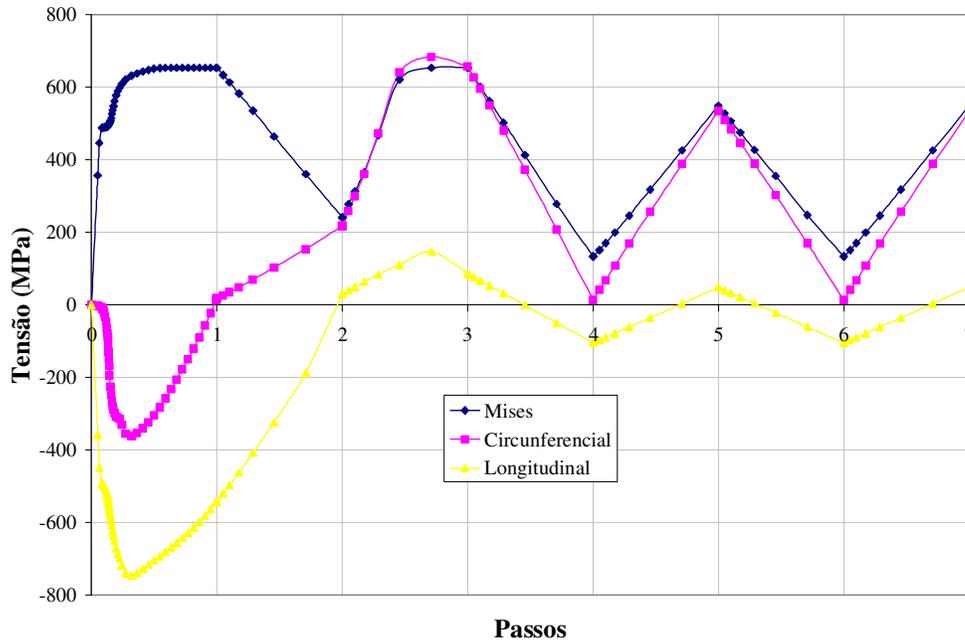


Gráfico 26 – Tensões para o nó 76 externo crítico na tensão circunferencial para o Caso V

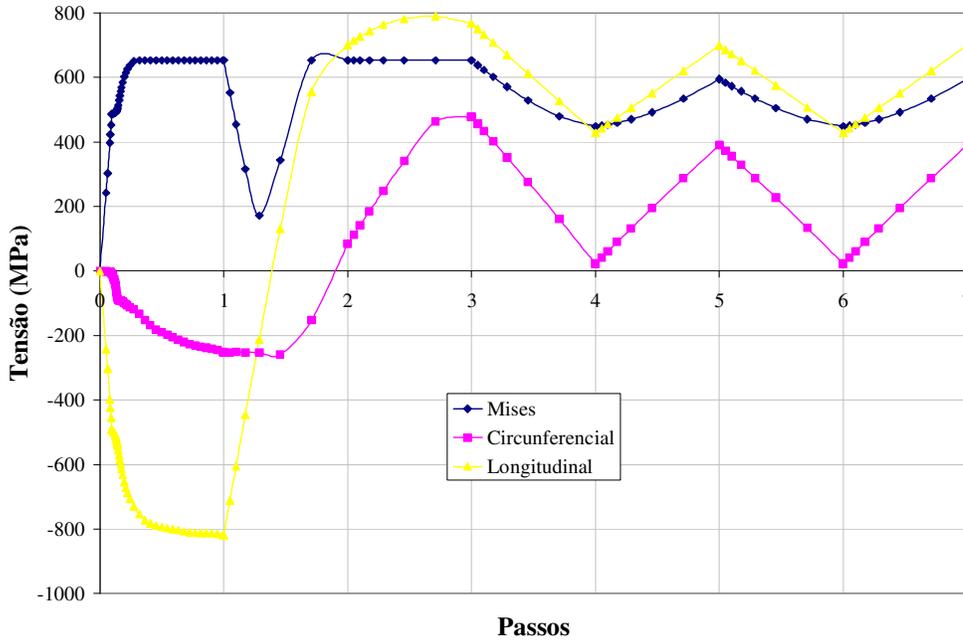


Gráfico 27 – Tensões para o nó 4461 interno crítico na tensão longitudinal para o Caso V

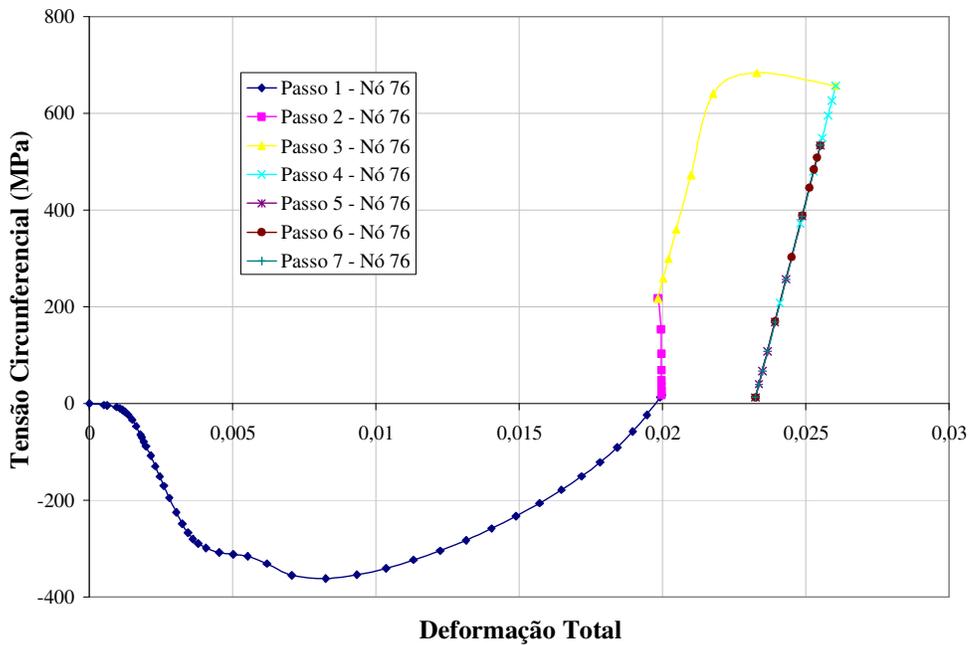


Gráfico 28 – Tensões críticas Caso V – externo – Nó 76 tensões-deformações circunferenciais

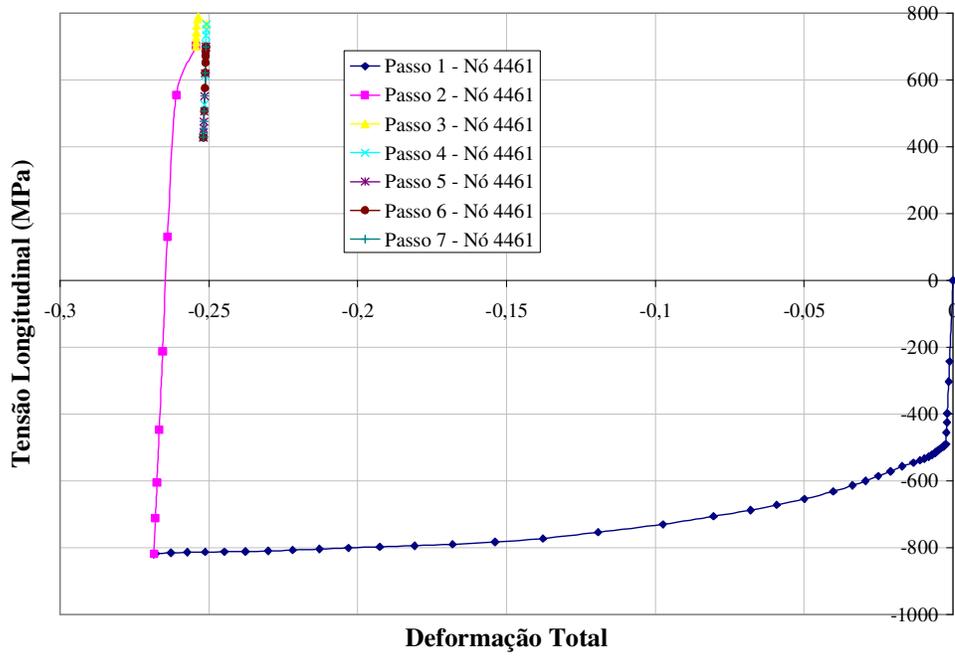


Gráfico 29 – Tensões críticas Caso V – interno – Nó 4461 tensões-deformações longitudinais

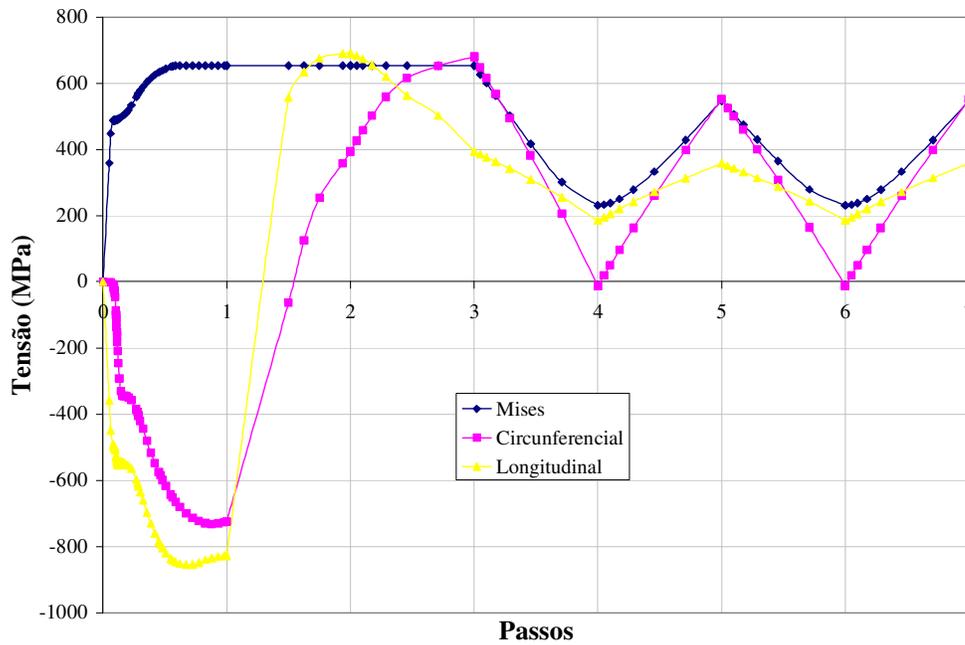


Gráfico 30– Tensões para o nó 80 externo crítico na tensão circunferencial para o Caso VI

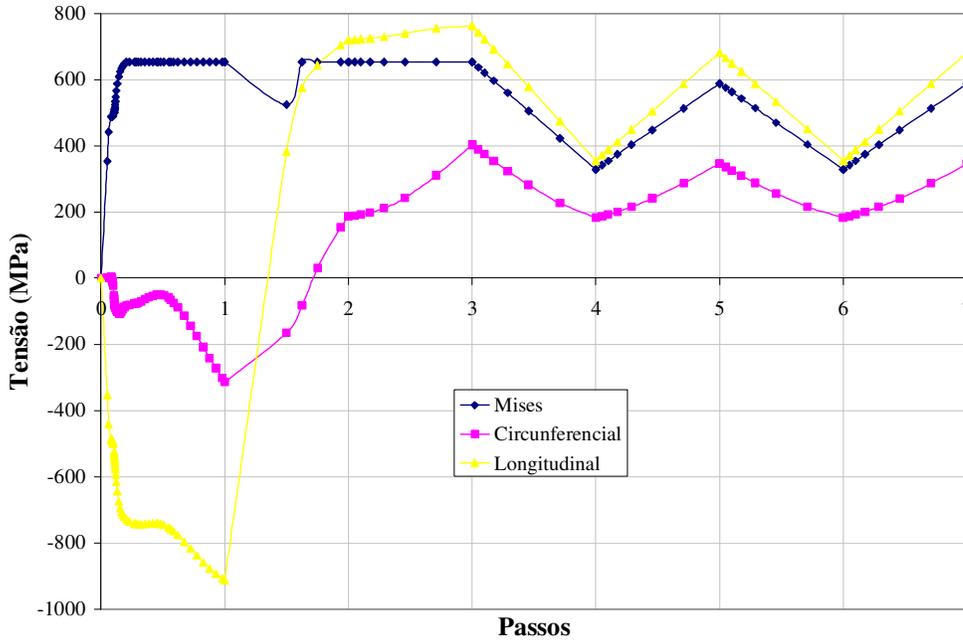


Gráfico 31– Tensões para o nó 93 interno crítico na tensão longitudinal para o Caso VI

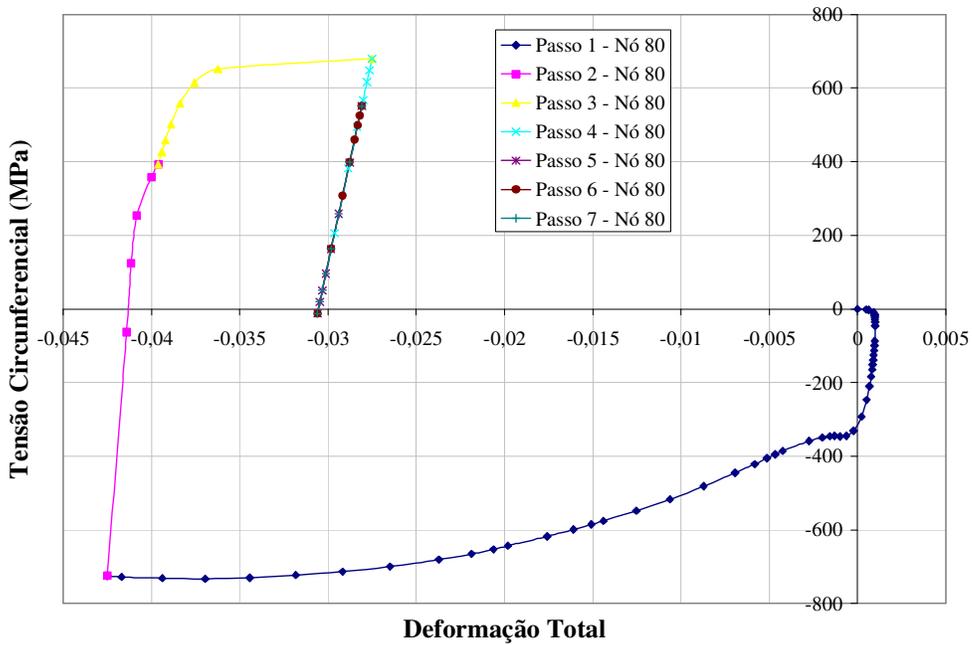


Gráfico 32– Tensões críticas Caso VI – externo – Nó 80 tensões-deformações circunferenciais

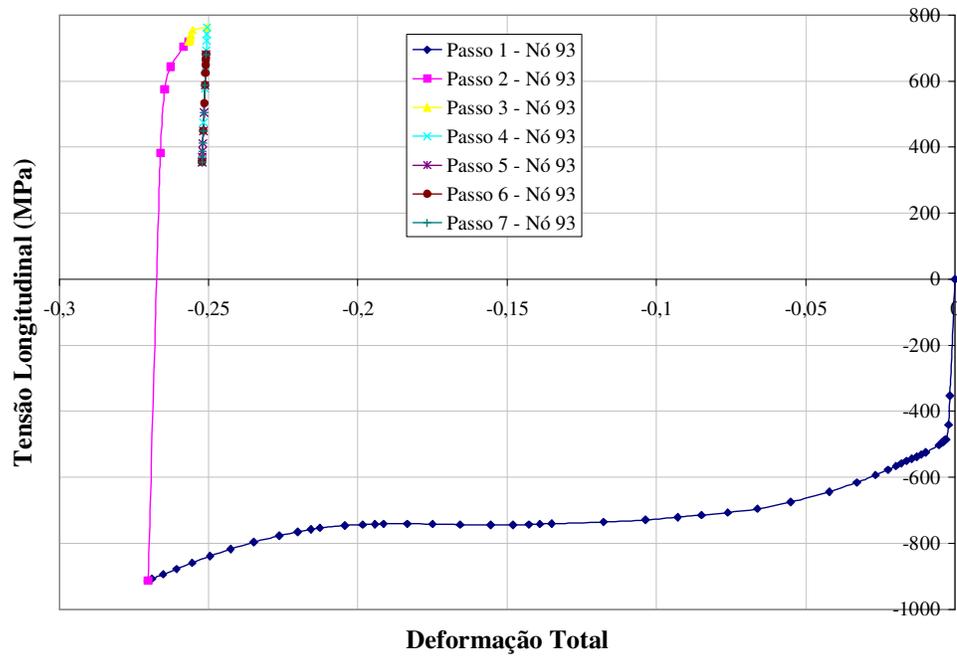


Gráfico 33– Tensões críticas Caso VI – interno – Nó 93 tensões-deformações longitudinais

APÊNDICE III

A Tabela 24 apresenta os dados de tensão crítica e de fator de concentração de tensão para os nós não apresentados na seção 5.4 (Análise de Fadiga).

Tabela 24 – Tensão crítica utilizada e seus SCF – complemento à Tabela 20

Caso	Tensão	Nó	Região	Interno ou Externo	Amplitude Tensão Crítica (MPa)	Concentrador de Tensões SCF _{FEM} SCF _R	
II	L	3556	E	Ex	302	1,56	1
III	C	70	B	In	452	1,17	3,34
IV	C	104	D	Ex	453	1,17	2,93
V	C	76	D	Ex	251	1,35	2,92
VI	C	80	D	Ex	564	1,46	2,64

A Tabela 25 apresenta a vida em fadiga para os elemento não apresentados na seção 5.4 (Análise de Fadiga).

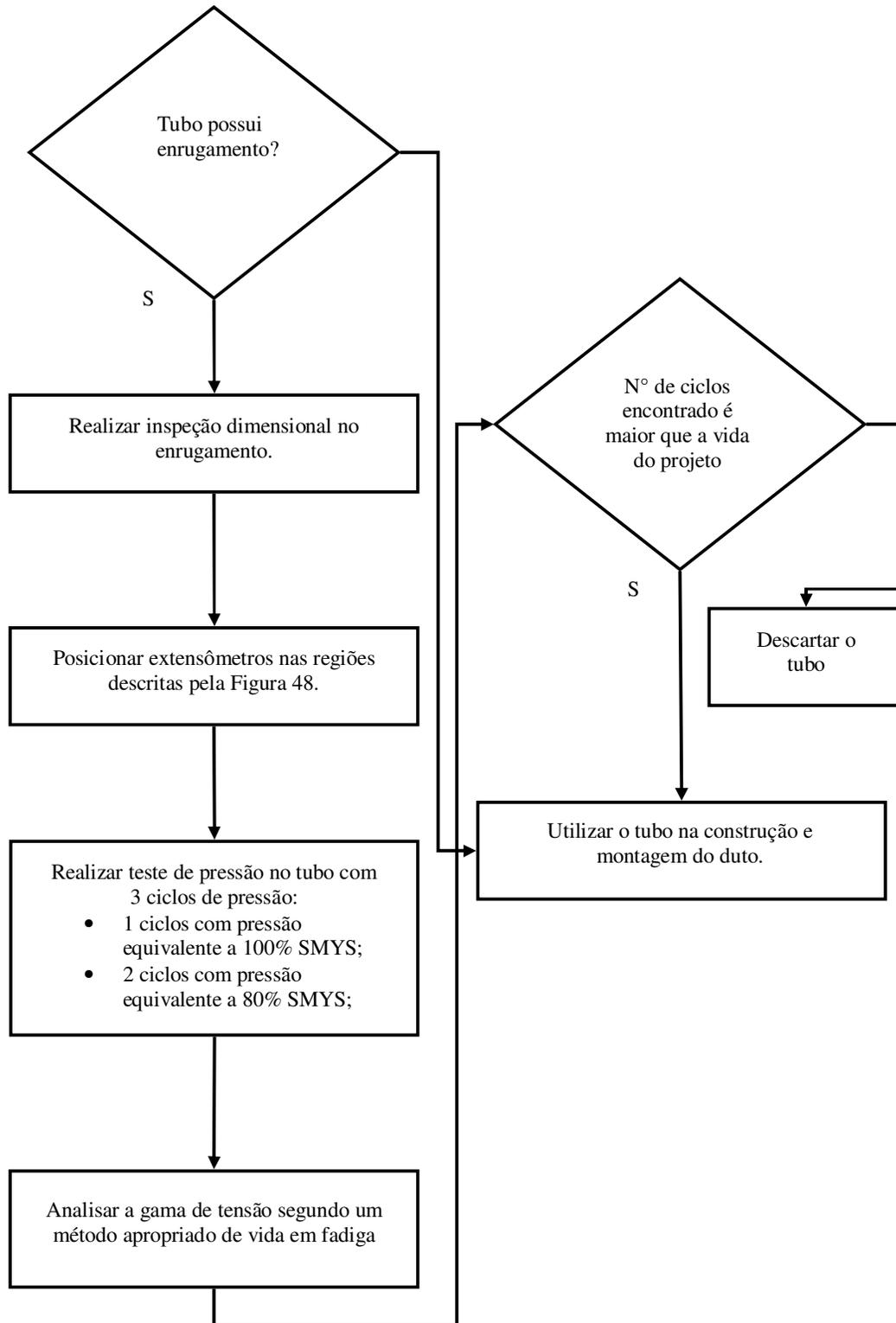
Tabela 25 – Vida em fadiga para elementos críticos – complemento à Tabela

22

Caso	Amplitude Tensão (MPa)	Vida em fadiga para cada SCF (N)		
		Markl	ASME	
		$M_{\text{Padrão}}$	SCF_{FEM}	SCF_{R}
II	302	$1,8 \times 10^5$	$5,4 \times 10^5$	$1,0 \times 10^6$
III	452	$2,3 \times 10^4$	$3,4 \times 10^4$	638,3
IV	453	$2,3 \times 10^4$	$3,3 \times 10^4$	899,9
V	251	$4,4 \times 10^5$	$>1,0 \times 10^6$	906,3
VI	564	$7,7 \times 10^3$	$2,9 \times 10^4$	$1,2 \times 10^3$

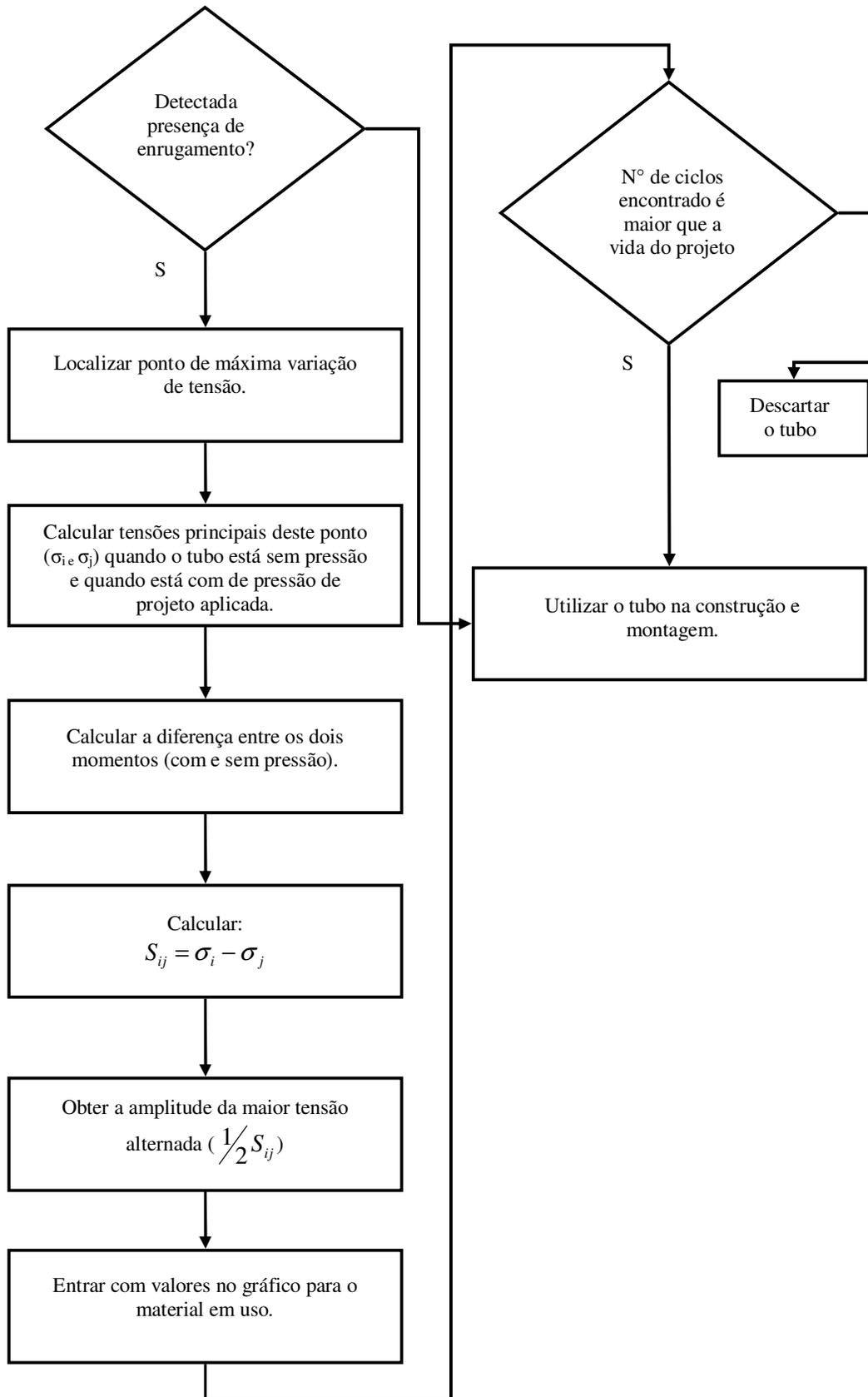
APÊNDICE IV

Fluxograma com metodologia para verificação da permanência de tubo com presença de enrugamento.



APÊNDICE V

Fluxograma proposto para verificação de vida em fadiga pelo ASME [63].



APÊNDICE VI

Foi realizada uma verificação da tensão ao longo do raio do tubo em uma região longe do enrugamento. Foi escolhido o caso IV para realização desta verificação. A região escolhida está distante 282,45 mm (11,12") do enrugamento e 308,36 mm (12,14") da borda do tubo. Pode-se observar a região pela Figura 50.

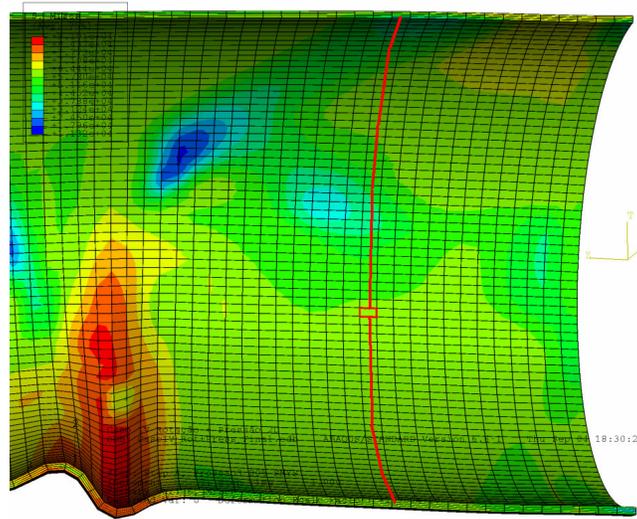


Figura 50 – Localização da região em estudo para tensão ao longo do diâmetro

Foram analisados os nós internos da espessura do tubo, mostrados pela ‘linha’ marcada na Figura 50.

No Gráfico 34 pode ser visto a tensão longitudinal ao longo dos passos para cada um dos nós da circunferência. A série 1 é o primeiro nó da face compressiva e a série 80 é o último nó da face trativa.

Observa-se pelo gráfico que parte dos nós tem comportamento trativo durante o passo 1 (curvamento) e outra parte tem comportamento compressivo. Este é o comportamento esperado por uma região do tubo sofrer tração e outra compressão durante a flexão, processo de curvamento.

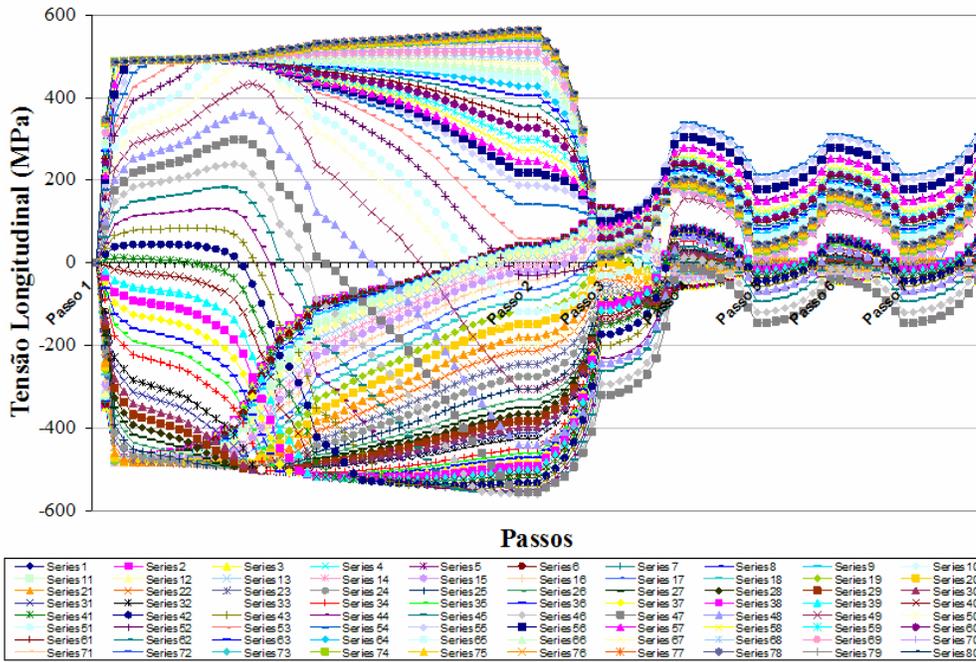


Gráfico 34 – Tensão longitudinal a cada passo

O Gráfico 35 apresenta a variação de tensão longitudinal, ao longo da circunferência do tubo, quando o momento aplicado para o curvamento é máximo. Foi modelado meio tubo e por isso o resultado é apresentado até 180°.

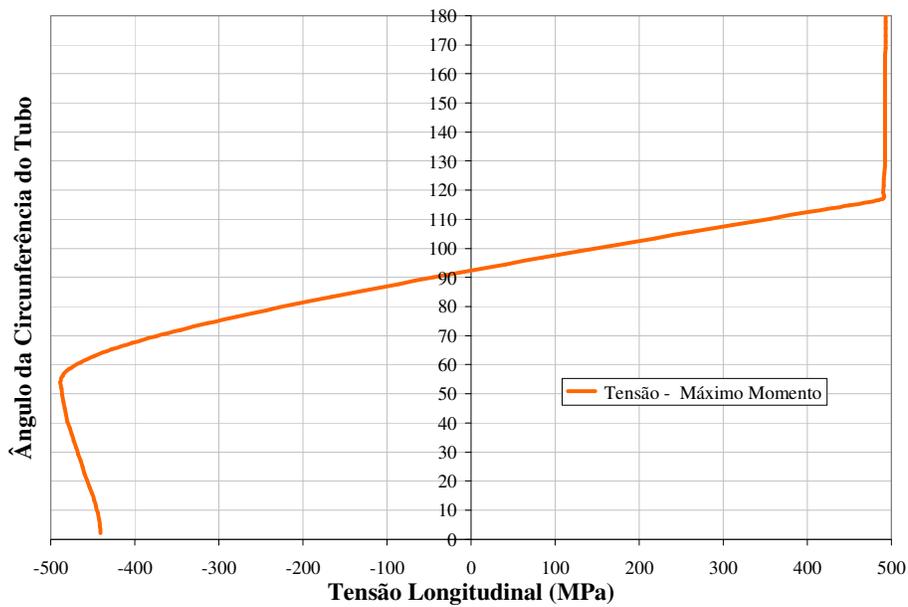


Gráfico 35 – Tensão longitudinal ao longo da circunferência quando o momento é máximo

Observa-se que o ponto de inversão das tensões trativas e compressivas ocorre bem próximo a 90° , onde seria a linha neutra da flexão.

O Gráfico 36 mostra a variação de tensão longitudinal ao longo da circunferência do tubo para instantes em que não há aplicação de carga ou há apenas pressão interna atuando.

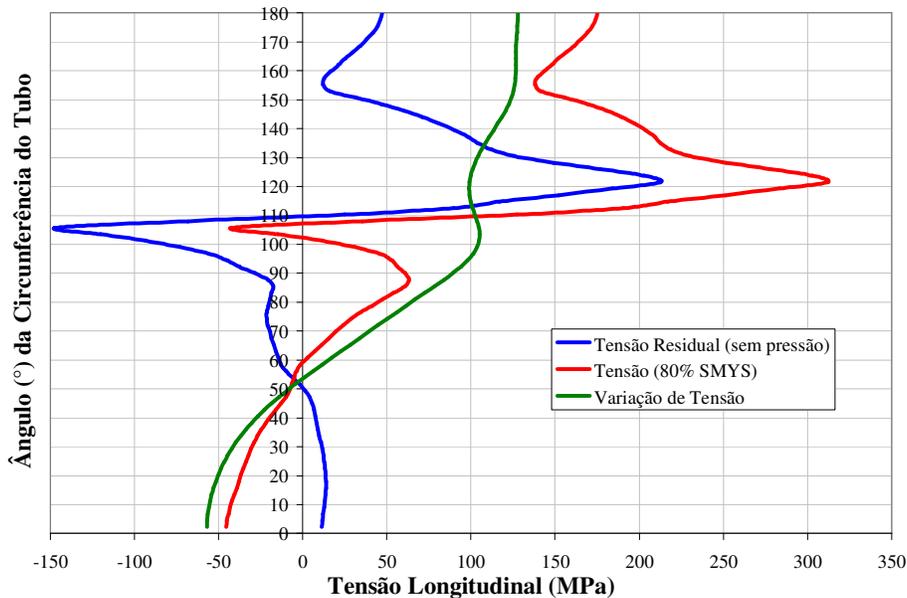


Gráfico 36 – Variação de tensão ao longo do raio do tubo

No Gráfico 36, a tensão residual é a tensão existente quando não há aplicação de pressão ou qualquer outro tipo de carregamento no tubo. A tensão (80% SMYS) é a tensão existente quando há uma pressão aplicada correspondente a 80% SMYS. A diferença entre elas também pode ser observada no gráfico pela variação de tensão.

Pela literatura de mecânica dos sólidos espera-se que o tubo possua uma região trativa, outra compressiva e um ponto de inversão destas tensões próximo ao meio do tubo, 90° . Pela linha de variação de tensão observa-se que esta inversão na tensão ocorre entre 50° e 60° .

ANEXO I

Máquina para curvar tubo ‘Centurion’ [30]. Curva tubos de 22” (559 mm) a 36” (914 mm). O fabricante da máquina, CRC-Evans, apresenta uma tabela, em seu catálogo técnico [30], que contém ângulos por metro máximo recomendado para cada diâmetro de tubo para cada grau API 5L, parte desta tabela está representada na Tabela 26. A Figura 51 mostra ilustração, do fabricante da máquina de curvamento, para o processo.

Tabela 26 – Informações CRC-Evans – Máquina ‘Centurion’ [30]

Diâmetro Nominal O. D.	Máxima espessura de parede por grau API 5L (mm)					Curva recomendada		
	X52	X60	X65	X70	X80	Arco em °/m	Raio (m)	Máx. grau por junta de 12 m
mm (in)								
711 (28”)	44,90	37,74	34,33	31,49	27,04	37,70	26,82	17,60

O fabricante lembra que estes valores são apenas recomendados e que não contituem garantia. São valores ‘médios’ e podem variar de acordo com [30]:

- espessura do tubo;
- o limite de escoamento real do tubo;
- a habilidade do operador em utilizar a máquina e o mandril;
- a origem do tubo e sua qualidade;
- o tipo do tubo. Solda espiral aceita normalmente apenas 75% da curva recomendada;
- o tipo de sela sendo utilizada (revestida com poliuretano ou com raio especial, por exemplo).

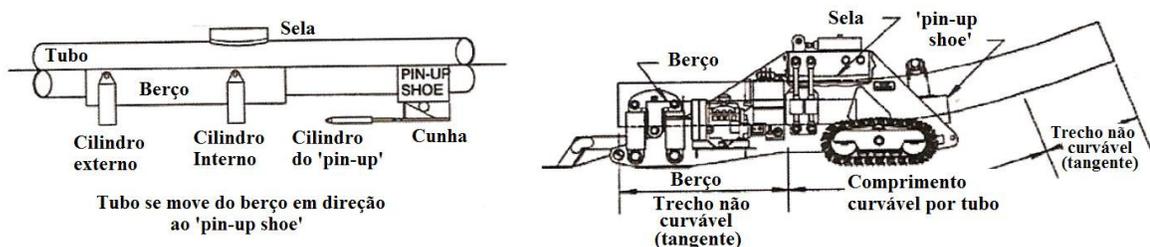


Figura 51 – Ilustração do curvamento pelo fabricante da máquina [30]

ANEXO II

A Figura 52 exibe fotos do processo de curvamento a frio de campo sendo executado por uma máquina curvadeira em tubos com revestimento externo.



(a) Máquina de curvamento



(b) Vista lateral da máquina de curvamento



(c) Máquina de curvamento



(d) Vista lateral máquina de curvamento



(e) Máquina com tubo com imobilizador



(f) Máquina com tubo posicionado



(g) Detalhe do imobilizador



(h) Máquina com tubo posicionado



(i) Tubo posicionado



(j) Contato berço tubo



(k) Detalhe do contato berço tubo



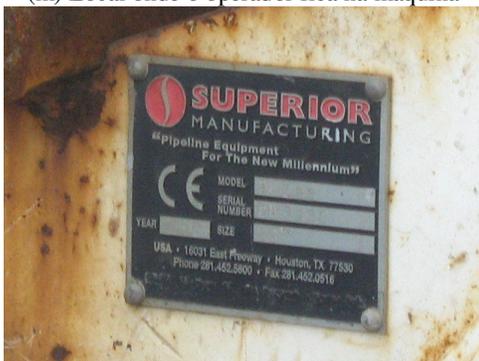
(l) Mangueiras do madril pneumático



(m) Local onde o operador fica na máquina



(n) Comando da máquina



(o) Máquina de curvamento *Superior*



(p) Tubo sendo posicionado pelo *Side boom*



(q) Início do curvamento



(r) Processo de curvamento



(s) Processo de curvamento



(t) Tubo com ângulo



(u) Continuidade do processo de curvamento



(v) Curvamento do trecho final do tubo

Figura 52 – Fotos do processo de curvamento

A próxima sequência de fotos da Figura 53 mostra mais detalhes da curvadeira.



(a) Máquina de curvamento a frio



(b) Vista frontal da sela



(c) Vista da máquina



(d) Detalhe do berço

Figura 53 – Fotos da máquina de curvamento a frio de campo

A Figura 54 mostra o mandril pneumático utilizado internamente ao tubo durante o processo de curvamento.



(a) Mandril posicionado na curvadeira



(b) Mandril pneumático



(c) Sapatas do mandril



(d) Detalhe do contato da sapata

Figura 54 – Mandril pneumático

A Figura 55 mostra sequência do processo de curvamento.



(a) Movimentação do tubo



(b) Introduzindo o tubo na curvadeira



(c) Realização de inspeção



(d) Operador curvando o tubo



(e) Tubo sendo curvado



(f) Tubo curvado

Figura 55 – Sequência do curvamento de um tubo

A sequência de fotos da Figura 56 mostra tubos curvados pelo processo de curvamento a frio.



(a) Parque de tubos curvados



(b) Tubo curvado



(c) Tubo revestido curvado

Figura 56 – Tubos curvados pelo processo de curvamento a frio de campo

Tubos curvados pelo processo de curvamento a frio com presença de enrugamento são mostrados na Figura 57.



(a) Enrugamento formado



(b) Enrugamento formado



(c) Enrugamento formado



(d) Enrugamento visto pelo lado interno do tubo

Figura 57 – Tubos curvados com presença de enrugamento