

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1,15] Cutter Information Corp.
International Oil Spill Statistics: 1998 /. Cutter Information Corp., Arlington, Mass., 1999.
66p.:il.:27,94cm.
ISBN 1-57484-053-3. Anuário. Cutter Information Corp./ 1999.
1.Derramamento de óleo 2. Aspecto Ambiental 3. Dados estatísticos.
- [2,1] Biaggiotti, Stephen, Gloven, Mike.
Pipeline Risk Assessment and Effective Resource Allocation / Stephen F. Biaggiotti Jr., Mike Gloven. Houston: NACE, 2000.
8p.:il.:27,94cm.
Trabalho técnico 00481 – NACE / 2000.
1. Pipeline Risk Assessment. 2. Inspeção Baseada em Risco. 3. RBI. 4. IAP.
- [3] U.S. Government.
Accountable Pipeline Safety and Partnership Act of 1996 (Public Law 104-304, October 12,1996), 49 U.S. C. 13 SUBTITLE VIII - PIPELINES, section 60126 / U.S. Government. Washington, DC: USA,1996.
1. Risk Management.
- [4] Department of Transportation.
Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas 49 CFR 195.452 / Department of Transportation. Washington, DC, 2001.
1. Risk Management. 2. Integrity. 3. HCA. 4. Pipeline Integrity.
- [5] API.
API Std 1160 - Managing System Integrity for Hazardous Liquid / API.2001.
86p.:il.:27,94cm.
Norma Técnica – API / 2001.
1. Risk Management. 2. Integrity. 3. HCA. 4. Pipeline Integrity.
- [6] API.
API RP 580 – Risk-Based Inspection / API. 2002.
60p.:il.:27,94cm.
Documento com Práticas Recomendadas – API / 2002.
1. Risk Management. 2. Integrity. 3. HCA. 4. Pipeline Integrity.

- [7] Muhlbauer, W. Kent.
Pipeline Risk Management Manual / W. Kent Muhlbauer. – 2nd ed.
438p.il.:277cm.
ISBN 0-88415-668-0 – Gulf Publishing Company / 1996.
1. Pipelines. 2. Safety Measures. 3. Handbook. 4. Manual.
- [8,1] Biaggiotti, Stephen, Gosse, Stephen.
Formalizing Pipeline Integrity with Risk Assessment Methods & Tools / Stephen F. Biaggiotti Jr., Stephen Gosse. Kansas City: ASME, 2000.
8p.:il.:27,94cm.
Trabalho técnico – IPC / 2000.
1. Pipeline Risk Assessment. 2. Inspeção Baseada em Risco. 3. RBI. 4. IAP.
- [9] API.
API RP 581 – Risk-Based Inspection, Base Resource Document / API. 2000.
333p.il.:27,94cm.
Documento com Metodologias Práticas Recomendadas – API / 2000.
1. Risk Management. 2. Integrity. 3. RBI. 4. Pipeline Integrity
- [10] API.
API RP 750 - Management of Process Hazards / API. 2000
753p.il.:27,94cm.
Documento com Metodologias Práticas Recomendadas – API / 2000?
1. Risk Management. 2. Segurança. 3. Safety.
- [11] Department of Labor.
Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals 29 CFR 1910.119 /
Department of Labor. Washington, DC, 1997.
1. Risk Management. 2. Process Safety. 3. Hazardous Chemicals. 4. Saúde Ocupacional.
- [12] NFPA.
Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response / NFPA. Quincy, MA, 2001.
1. Risk Management. 2. Process Safety. 3. Hazardous Chemicals. 4. Saúde Ocupacional.

[13] ASME.

ASME B31G – Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines / ASME. 1991.

ix,55p.il.:27,94cm.

Norma Técnica– ASME / 1991.

1. Safety. 2. Segurança. 3. Pipeline Integrity.

[14] POF.

POF Specifications and Requirements for Intelligent Pig Inspection of Pipelines - Version 2.1 / POF. 1998.

16p.il.:27,94cm.

Recomendação prática – POF Amsterdam / 1998.

1. Intelligent Pig. 2. Pigging. 3. Pipeline Integrity. 4. POF , Pipeline Operators Forum

Nota: [2,13] - 2 indica em ordem cronológica crescente a referência bibliográfica e, 13 indica a página do documento de referência de onde foi tirada a citação ou informação

APÊNDICE I

Informações sobre o Oleoduto A - G

RBI PARA OLEODUTO A - G 24 "		APÊNDICE I		INFO OLEODUTO A - G			TAG NA	
IDENTIFICAÇÃO								
NOME	OLEODUTO A - G							
INFORMAÇÕES GERAIS								
CATEGORIA	OLEODUTO							
DESCRIÇÃO	ORIGEM	DESTINO	DESENHO DIRETRIZ	DESENHO PERFIL	CONDIÇÃO DO DUTO	TEMPERATURA AMBIENTE C	ATIVIDADE SÍSMICA	
OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA	ESTAÇÃO A	ESTAÇÃO G			C	40	0	
INFORMAÇÕES ESTRUTURAIS								
ESPESSURA mm	EXTENSÃO km	DIÂMETRO POL	DATA DE FABRICAÇÃO	DATA DE MONTAGEM	CÓDIGO DE FABRICAÇÃO	STATUS DO CÓDIGO	REVESTIMENTO INTERNO	
9,525	54,034 km	24	10/1/1985	10/6/1986	API 5L	A	NÃO	
SOLDA LONGITUDINAL	SOLDA DE CAMPO	QUALIDADE DA SOLDA DE CAMPO	MATERIAL	CHARPY	TEMPERATURA TRANSIÇÃO C			
SAW SJ=1,0	SMAW	UT 100%	API 5L X60	35 A 100 JOULES	0			
PRESSÃO DE PROJETO PSIG	TEMPERATURA DE PROJETO B44 C	VIDA ÚTIL ANOS	IDADE EM SERVIÇO ANOS	ISOLAMENTO	REVESTIMENTO EXTERNO			
853	40	40	16	NÃO	COAL TAR			

INFORMAÇÕES DE ESCOAMENTO -		APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G					
GRUPO DE INVENTÁRIO	CARACTERÍSTICAS DO FLUIDO	COMPTE REPRES	ELEV ORIGEM ET A m	ELEV INTERM ET F m	ELEV DESTINO ET R m		
VÁLVULAS OPERADAS MANUALMENTE E MONITORAÇÃO DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS POR SCADA	PETRÓLEO	C17-C25	65	55	45		
INFORMAÇÕES OPERACIONAIS							
P OPERAÇÃO PSIG	P MAX ANORMAL OPERAÇÃO PSIG	P MIN ANORMAL PSIG	PROBABILIDADE	T OPERAÇÃO C	T MAX ANORMAL C	T MIN ANORMAL C	PROBABILIDADE
611	615	NA	0,55%	40	40	40	100%
CONTAMINANTE	%	% MAX	PROBABILIDADE	% MIN	PROBABILIDADE	ESTADO INICIAL % LÍQUIDO	ESTADO INICIAL % GAS
AGUA	75	76	NA	10	NA	100	0
ESTADO FINAL % LÍQUIDO	ESTADO FINAL % GAS	DENSIDADE LÍQUIDO	DENSIDADE GAS	pH	PARADAS PREVISTAS ANO	PARADAS NÃO PREVISTAS ANO	RANKING ESTABILIDADE
100	0	0,85	NA	NEUTRO 4.5 - 6.5	0	0	ESTABILIDADE CONFORME A MÉDIA
INFORMAÇÕES OPERACIONAIS							
VISCOSIDADE Cp	PSV	PROGRAMA DE MANUTENÇÃO PSV	SERVIÇO CORROSIVO	SERVIÇO COM INCRUSTAÇÃO	SERVIÇO LIMPO		
50	SIM	SIM	NA	NA	NA		

DADOS PARA MÓDULOS TÉCNICOS				APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G			
PRODUTOS CORROSIVOS	%	FASE	TIPO DE SOLO	DISTÂNCIA A ORIGEM km	INICIO SEGMENTO km	FIM SEGMENTO km	
ÁGUA	75	LÍQUIDA	AREIA	0	0	54,034	
PROTEÇÃO CATÓDICA	RETIFICADOR	ANODOS	DISTÂNCIA A ORIGEM km	INICIO SEGMENTO PROTEGIDO km	FIM SEGMENTO PROTEGIDO km	LEIT. EST TESTE Mv	DATA MEDIÇÃO
	RET #1		8,9	0	8,9	-0,86	14/2/2002
	RET #2		17,7	8,9	29,4	-0,87	14/2/2002
	RET #3		30	29,4	37,5	-1.050	12/8/2002
	RET #4		37,5	37,5	54,034	-1,33	14/8/2002
MONITORAÇÃO DA CORROSÃO	DISTÂNCIA A ORIGEM km	INICIO SEGMENTO MONITORADO km	FIM SEGMENTO MONITORADO km	TAXAS DE CORROSÃO GER/PIT mils/ano	TAXA PREVISTA mils/ano	DATA MEDIÇÃO	TAXAS LIMITES P/ CORROSÃO SEVERA mils/ano
COUPON #1	6	0	6	0,54/ 0,13	G=1 / P=5	31/1/2002	G=5 / P=8
COUPON #2	10	6	10	1,58/1,3	G=1/P=5	31/1/2002	G=5 / P=8
COUPON #3	29	10	29,4	0,6/1,7	G=1/P=5	31/02/02	G=5 / P=8
COUPON #4	51	29,4	54	16/ 12,7	G=1/P=5	28/2/2002	G=5 / P=8
OBSERVAÇÃO: INJEÇÃO DE INIBIDOR DE CORROSÃO DESDE 1997							
DADOS PARA MÓDULOS TÉCNICOS							
INSPEÇÃO	PROGRAMADA	REALIZADA	% COBERTURA	INSPEÇÃO	PROGRAMADA	REALIZADA	% COBERTURA
VISUAL - EXT	NA	NA	NA	RX	NA	NA	NA
VISUAL - INT	NA	NA	NA	PIGGING LIMP	21/4/2002	18/6/2002	100
UT - EXT	NA	NA	NA	PIGGING CORR	1997	1997	100
UT - INT	NA	NA	NA	TH	10/6/1986	10/6/1986	100
UT - AUTOM	NA	NA	NA	OBSERVAÇÃO: MÁXIMA PERDA DE ESPESSURA DETECTADA PELO PIG: 0,49 to (to = espessura nominal) ESPESSURA MÍNIMA REMANESCENTE: 0,51 to			
UT - TRANSV	NA	NA	NA				
MPI - FLUOR	NA	NA	NA				
MPI -	NA	NA	NA				

DADOS PARA MÓDULOS TÉCNICOS			APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G			
HISTÓRICO MANUTENÇÃO	TAXA DE DANO	TIPO DE DANO	MECANISMO DE DANO	OBS		
GRANDES REPAROS	NA			NÃO HOUVE REPARO		
GRANDES MODIFICAÇÕES	NA			NÃO HOUVE		
OBSERVAÇÕES	O TRECHO FINAL DO DUTO FOI REVESTIDO COM FITA DE POLIETILENO					
INFORMAÇÕES PARA ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIAS						
INFORMAÇÃO SOBRE SISTEMA DE SEGURANÇA	SIST DETECÇÃO VAZAMENTOS - SDV	DETECTORES LOCAIS	DETECÇÃO VISUAL	VAZÃO MÉDIA ATUAL EM m3/h		
CLASSIFICAÇÃO DA DETECÇÃO	NA	NA	SIM	1.956	OBS: TEM SUPERVISÃO DE PARÂMETROS E SDV NÃO OPERACIONAL	OBS: TEMPO ESTIMADO PARA FECHAMENTO DE VÁLVULAS DE ISOLAMENTO 30 min
IMPACTO POPULAÇÃO	A	DISTÂNCIA DA ORIGEM Km	INICIO SEGMENTO km	FIM SEGMENTO km	CLASSE DE LOCAÇÃO	
FAZENDA		21,4	21,4	23,4	1	
IMPACTO AMBIENTAL		DISTÂNCIA DA ORIGEM Km	INICIO SEGMENTO km	FIM SEGMENTO km	CLASSE DE IMPACTO AMBIENTAL	
		0	0	50,034	BAIXA	

INFORMAÇÕES PARA ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIAS						
				APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G		
SISTEMA DE ISOLAMENTO	DISTÂNCIA DA ORIGEM Km	SHUTDOWN AUTOMÁTICO	ISOLAMENTO REMOTE. OPERADO	VÁLVULA MANUAL	CLASSE DE PRESSÃO psi	PRESSÃO LIMITE psi
VALV ESFERA	6,5	NÃO	NÃO	SIM	600	1440
VALV ESFERA	42	NÃO	NÃO	SIM	600	1440
MITIGAÇÃO	EQUIPAMENTOS PARA COMBATE LOCAIS	CDA A MENOS DE 3 HORAS	CDA A MAIS DE 3 HORAS	TREINAMENTO EM SIMULADOS	TREINAMENTO EM SIMULADOS COM COMUNIDADE	
	SIM	SIM		SIM	NÃO	
CRUZAMENTOS	DISTÂNCIA ORIGEM Km	LARGURA m	TUBO CAMISA	PROTEÇÃO REFORÇADA	SEM PROTEÇÃO	
RODOVIA ESTL.	2,05	30	SIM			
RODOVIA ESTL.	33,1	30	SIM			
RODOVIA ESTL.	53,4	30	SIM			
RODOVIA FEDL.	42,2	30	SIM			
FERROVIA	31,5	20	SIM			
ESTR VICINAL	22,7	10		SIM		
ESTR VICINAL	23,4	10		SIM		
ESTR VICINAL	25,5	10		SIM		
ESTR VICINAL	26,2	10		SIM		
ESTR VICINAL	26,9	10		SIM		
ESTR VICINAL	27,7	10		SIM		
ESTR VICINAL	28,9	10		SIM		
ESTR VICINAL	29,1	10		SIM		
ESTR VICINAL	29,3	10		SIM		
ESTR VICINAL	46	10		SIM		
CURSO D'ÁGUA	2,8	10		SIM		
CURSO D'ÁGUA	5,6	10		SIM		
CURSO D'ÁGUA	9,1	10		SIM		
CURSO D'ÁGUA	14	10		SIM		

INFORMAÇÕES PARA ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIAS			APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G		
CRUZAMENTOS	DISTÂNCIA ORIGEM Km	LARGURA m	TUBO CAMISA	PROTEÇÃO REFORÇADA	SEM PROTEÇÃO
CURSO D'ÁGUA	18,1	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	21,3	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	21,7	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	21,9	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	22,5	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	22,5	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	21,9	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	22,5	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	30,2	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	30,3	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	32,4	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	34	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	34,5	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	35,2	10		SIM	
CURSO D'ÁGUA	37,4	10		SIM	
RIACHO/LAGO	30,9	20		SIM	
RIACHO/LAGO	38,7	20		SIM	
RIACHO/LAGO	40,6	20		SIM	
RIACHO/LAGO	42	20		SIM	
RIACHO/LAGO	42,9	20		SIM	
RIACHO/LAGO	52,2	20		SIM	
RIACHO/LAGO	52,8	20		SIM	
RIACHO/LAGO	53,6	20		SIM	

RELATÓRIO DE PIG OLEODUTO A - G				APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G					
DIST	O_CLOCK	FIELD002	FIELD003	WL	LEN	WID	ERF	FEATCLASS	FIELD016
2046,1050	05:50	metal loss	pitting	0.38	12,000	23,000	0,70000	S*	prelim.
2421,4380	05:40	metal loss	pitting	0.38	13,000	23,000	0,70000	S*	
2838,4080	05:30	metal loss	gen. & pit.	0.38	22,000	29,000	0,70000	S**	
2938,1380	05:30	metal loss	gen. & pit.	0.38	57,000	43,000	0,70000	L*	
2953,4220	05:40	metal loss	pitting	0.38	11,000	23,000	0,70000	S*	
3193,2180	05:30	metal loss	pitting	0.38	22,000	20,000	0,70000	S*	
3293,0620	05:40	metal loss	gen. & pit.	0.38	43,000	49,000	0,70000	L*	
3516,3490	05:40	metal loss	pitting	0.38	12,000	10,000	0,70000	S*	
3689,6930	05:40	metal loss	gen. & pit.	0.38	114,000	70,000	0,70000	L*	
3693,5880	05:40	metal loss	gen. & pit.	0.38	39,000	39,000	0,70000	L*	
3703,3600	05:50	metal loss	gen. & pit.	0.38	47,000	47,000	0,70000	L*	
3722,6760	06:00	metal loss	gen. & pit.	0.38	49,000	38,000	0,70000	L*	
3737,8830	05:40	metal loss	gen. & pit.	0.38	34,000	39,000	0,70000	L*	
3779,3890	06:10	metal loss	gen. & pit.	0.38	28,000	33,000	0,70000	S*	
3883,2670	05:50	metal loss	pitting	0.38	24,000	21,000	0,70000	S**	
3991,5340	06:00	metal loss	pitting	0.38	13,000	20,000	0,70000	S*	
4042,4920	05:20	metal loss	pitting	0.38	12,000	12,000	0,70000	S*	prelim.
4219,2450	05:40	metal loss	gen. & pit.	0.38	29,000	31,000	0,70000	S*	
4498,1600	05:20	metal loss	gen. & pit.	0.38	30,000	53,000	0,70000	S*	
4498,5170	05:50	metal loss	gen. & pit.	0.38	28,000	33,000	0,70000	S*	
4815,7080	06:00	metal loss	pitting	0.38	13,000	22,000	0,70000	S*	
4818,0220	06:00	metal loss	pitting	0.38	10,000	14,000	0,70000	S*	
5052,7500	05:30	metal loss	pitting	0.38	23,000	23,000	0,70000	S**	
5191,6640	05:30	metal loss	gen. & pit.	0.38	35,000	32,000	0,70000	L*	
5192,5010	05:50	metal loss	gen. & pit.	0.38	45,000	51,000	0,70000	L*	

RELATÓRIO DE PIG OLEODUTO A - G (Continuação)				APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G					
DIST	O_CLOCK	FIELD002	FIELD003	WL	LEN	WID	ERF	FEATCLASS	FIELD016
5246,6810	05:50	metal loss	pitting	0.38	16,000	12,000	0,70000	S*	
5519,7690	07:10	metal loss	gen. & pit.	0.38	29,000	30,000	0,70000	S**	prelim.
5566,5720	07:10	metal loss	gen. & pit.	0.38	36,000	41,000	0,70000	L**	
5675,6430	07:30	metal loss	pitting	0.38	25,000	25,000	0,70000	S**	
5697,7460	07:40	metal loss	pitting	0.38	25,000	23,000	0,70000	S**	
5750,9410	07:20	metal loss	gen. & pit.	0.38	35,000	32,000	0,70000	L**	
5752,9690	07:30	metal loss	gen. & pit.	0.38	49,000	50,000	0,70000	L*	
5844,1640	07:40	metal loss	pitting	0.38	11,000	11,000	0,70000	S*	
5847,2840	07:40	metal loss	pitting	0.38	18,000	18,000	0,70000	S**	
5867,1320	07:40	metal loss	gen. & pit.	0.38	39,000	41,000	0,70000	L*	
5880,9560	07:30	metal loss	gen. & pit.	0.38	57,000	37,000	0,70000	L*	
5982,8150	07:10	metal loss	pitting	0.38	12,000	19,000	0,70000	S**	
6177,7430	07:10	metal loss	gen. & pit.	0.38	44,000	41,000	0,70000	L**	
6190,0370	07:40	metal loss	gen. & pit.	0.39	45,000	32,000	0,70000	L*	
6199,6590	07:30	metal loss	gen. & pit.	0.39	40,000	29,000	0,70000	L*	
6221,0600	07:10	metal loss	pitting	0.39	18,000	26,000	0,70000	S**	
6239,5510	07:30	metal loss	gen. & pit.	0.39	24,000	32,000	0,70000	S**	
6245,3520	07:40	metal loss	pitting	0.39	12,000	18,000	0,70000	S**	
6822,1760	06:30	metal loss	gen. & pit.	0.39	30,000	34,000	0,70000	S**	
7045,9410	06:00	metal loss	pitting	0.39	25,000	19,000	0,70000	S*	
7061,8210	06:10	metal loss	pitting	0.39	28,000	25,000	0,70000	S*	close to weld
7395,8170	05:50	metal loss	pitting	0.39	13,000	21,000	0,70000	S**	
7743,5880	06:00	metal loss	pitting	0.39	13,000	23,000	0,70000	S**	
8570,3890	06:20	metal loss	pitting	0.39	12,000	22,000	0,70000	S*	
8674,0070	06:00	metal loss	pitting	0.39	15,000	20,000	0,70000	S*	

RELATÓRIO DE PIG OLEODUTO A - G (Continuação)				APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G					
DIST	O_CLOCK	FIELD002	FIELD003	WL	LEN	WID	ERF	FEATCLASS	FIELD016
8691,8670	05:50	metal loss	gen. & pit.	0.39	41,000	43,000	0,70000	L*	
8818,1230	06:50	metal loss	pitting	0.39	12,000	20,000	0,70000	S*	
8908,6510	07:20	metal loss	pitting	0.39	11,000	10,000	0,70000	S*	
9000,6520	05:50	metal loss	pitting	0.39	13,000	22,000	0,70000	S*	
9536,1990	06:00	metal loss	pitting	0.39	14,000	13,000	0,70000	S*	
9790,0730	07:30	metal loss	weld defect	0.39	36,000	155,000	0,70000	L*	
10013,3980	03:50	metal loss	pitting	0.39	12,000	22,000	0,70000	S*	
10709,7430	08:50	metal loss	pitting	0.39	13,000	20,000	0,70000	S*	
11413,2110	05:00	metal loss	weld defect	0.39	21,000	165,000	0,71000	S*	
11538,5930	06:20	metal loss	pitting	0.39	15,000	23,000	0,71000	S*	prelim.
11934,0070	04:50	metal loss	weld defect	0.39	26,000	229,000	0,71000	S*	
12255,7200	08:20	metal loss	weld defect	0.39	53,000	154,000	0,71000	L*	
12635,8330	08:50	metal loss	pitting	0.39	13,000	21,000	0,71000	S**	
12826,2190	05:20	metal loss	weld defect	0.39	35,000	228,000	0,71000	L*	
12850,1390	05:10	metal loss	weld defect	0.39	30,000	243,000	0,71000	S*	
12862,0960	05:20	metal loss	weld defect	0.39	36,000	228,000	0,71000	L*	
12926,4640	08:20	metal loss	pitting	0.39	10,000	10,000	0,71000	S*	
12951,9120	04:50	metal loss	gen. & pit.	0.4	30,000	26,000	0,71000	S*	
12964,5700	04:30	metal loss	pitting	0.4	11,000	10,000	0,71000	S*	
12983,6510	08:20	metal loss	pitting	0.4	12,000	12,000	0,71000	S*	
13046,0400	08:30	metal loss	gen. & pit.	0.41	20,000	29,000	0,71000	S*	
13067,0010	04:50	metal loss	pitting	0.41	13,000	20,000	0,71000	S*	
13118,9140	08:20	metal loss	pitting	0.41	11,000	10,000	0,71000	S*	
13390,9270	08:40	metal loss	gen. & pit.	0.41	46,000	49,000	0,71000	L*	
13666,8130	05:10	metal loss	pitting	0.41	14,000	20,000	0,71000	S**	prelim.
13958,5560	06:20	metal loss	pitting	0.41	13,000	13,000	0,71000	S*	

RELATÓRIO DE PIG OLEODUTO A - G (Continuação)				APÊNDICE I INFO OLEODUTO A - G					
DIST	O_CLOCK	FIELD002	FIELD003	WL	LEN	WID	ERF	FEATCLASS	FIELD016
15066,2430	05:40	metal loss	pitting	0.42	17,000	17,000	0,71000	S*	
15109,2600	05:20	metal loss	pitting	0.42	14,000	14,000	0,71000	S*	
15255,3990	08:10	metal loss	weld defect	0.42	13,000	25,000	0,72000	S*	
17199,6560	05:00	metal loss	gen. & pit.	0.42	18,000	29,000	0,72000	S*	
17816,6080	09:20	metal loss	weld defect	0.42	11,000	17,000	0,72000	S*	
17898,7690	04:50	metal loss	weld defect	0.42	11,000	10,000	0,72000	S*	
19414,6610	07:10	metal loss	pitting	0.42	10,000	16,000	0,72000	S*	
20400,0330	05:40	metal loss	pitting	0.43	11,000	22,000	0,72000	S*	
20969,5270	04:00	metal loss	weld defect	0.43	14,000	24,000	0,72000	S**	
21796,8200	08:00	metal loss	pitting	0.44	11,000	12,000	0,72000	S**	
22839,6340	05:10	metal loss	pitting	0.44	14,000	12,000	0,72000	S*	
25971,9970	05:30	metal loss	pitting	0.45	11,000	21,000	0,72000	S*	prelim.
26625,9510	05:30	metal loss	gen. & pit.	0.47	45,000	46,000	0,72000	L*	
30085,7650	07:00	metal loss	gen. & pit.	0.48	44,000	45,000	0,72000	L*	
30441,3070	07:10	metal loss	gen. & pit.	0.49	27,000	33,000	0,76000	S*	

APÊNDICE II

API 581 BRD Qualitativo Oleoduto A - G

Parte A – Calculo de Probabilidade

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA			
FATOR DE EQUIPAMENTO – EF			
A ABRANGÊNCIA DO ESTUDO AFETA A PROBABILIDADE DE FALHA. A ANÁLISE QUALITATIVA, PODE ENFOCAR TRÊS NÍVEIS DE ABRANGÊNCIA: 1- PLANTA COMPLETA; 2- UNIDADE E 3- SISTEMA			
1.	O FATOR DE EQUIPAMENTO - EF É DEFINIDO CONFORME O NÍVEL DE ABRANGÊNCIA		NA1 NA1
	EF = 15 - PLANTA COMPLETA (ESCOPO > 150 ITENS)		
	EF=5 - UNIDADE (20<ESCOPO < 150 ITENS)		
	EF= 0 - SISTEMA (5 < ESCOPO < 20 ITENS) - OLEODUTO CONSIDERADO SEGMENTO ÚNICO		
SELECIONAR O VALOR DE EF CORRESPONDENTE			0
FATOR DE DANO – DF			
O FATOR DE DANO É UMA MEDIDA DO RISCO ASSOCIADO AOS MECANISMOS DE DANO ATIVOS OU POTENCIALMENTE ATIVOS NA OPERAÇÃO DO ITEM AVALIADO. OS MECANISMOS SÃO PRIORIZADOS SEGUNDO SEU POTENCIAL DE CAUSAR FALHA			
2.	SE HÁ MECANISMO DE DANO ATIVO CONHECIDO QUE POSSA CAUSAR TRINCA DE CORROSÃO EM AÇOS CARBONO OU DE BAIXA LIGA, DF1=5		NA
3.	SE HÁ POTENCIAL DE FRATURA FRÁGIL CATASTRÓFICA, INCLUINDO MATERIAIS EM AÇO CARBONO, DEVIDO A OPERAÇÃO A BAIXAS TEMPERATURAS OU CONDIÇÕES ANORMAIS, FRAGILIZAÇÃO POR TÊMPERA OU MATERIAIS NÃO QUALIFICADOS ADEQUADAMENTE ATRAVÉS DE TESTE DE IMPACTO, DF2=4		NA2
4.	SE HÁ PONTOS NO ITEM EM ESTUDO ONDE OCORREU FADIGA MECÂNICA OU TERMICAMENTE INDUZIDA E ESTE MECANISMO AINDA PODERIA ESTAR ATIVO, DF3=4		NA3
5.	SE HÁ OCORRÊNCIA DE ATAQUE DE H2 A ALTA TEMPERATURA CONHECIDO, DF4=4		NA4
6.	SE HÁ OCORRÊNCIA DE TRINCA POR CORROSÃO DE AÇO INOXIDÁVEL COMO RESULTADO DO PROCESSO, DF5=3		NA4
7.	SE HÁ OCORRÊNCIA DE CORROSÃO LOCALIZADA, DF6=3		3
8.	SE HÁ OCORRÊNCIA DE CORROSÃO GENERALIZADA, DF7=2		2
9.	SE HÁ CONHECIMENTO DA OCORRÊNCIA DE DANO POR FLUÊNCIA EM PROCESSOS A ALTAS TEMPERATURAS, INCLUINDO FORNALHAS E AQUECEDORES, DF8=1		NA4

Parte A – Calculo de Probabilidade

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA			
FATOR DE DANO – DF			
O FATOR DE DANO É UMA MEDIDA DO RISCO ASSOCIADO AOS MECANISMOS DE DANO ATIVOS OU POTENCIALMENTE ATIVOS NA OPERAÇÃO DO ITEM AVALIADO. OS MECANISMOS SÃO PRIORIZADOS SEGUNDO SEU POTENCIAL DE CAUSAR FALHA			
10.	SE HÁ CONHECIMENTO DE QUE ESTEJA OCORRENDO DEGRADAÇÃO DE MATERIAL, COM MECANISMOS TAIS COMO FORMAÇÃO DE FASE SIGMA, CARBONETAÇÃO, ESFEROIDIZAÇÃO, ETC , DF9=1		NA4
11.	SE OUTRO MECANISMO DE DANO ATIVO FOI IDENTIFICADO, DF10=1		NA
12.	SE OS MECANISMOS DE DANO POTENCIAIS NO ITEM EM ESTUDO NÃO FORAM AVALIADOS E NÃO TEM SIDO REVISTOS PERIODICAMENTE, DF11=10 - OLEODUTO INSPECIONADO POR PIG		NA
13.	O FATOR DE DANO FINAL SERÁ A SOMA DOS VALORES DAS LINHAS 2 A 12 LIMITADO AO MÁXIMO DE 20		5
FATOR DE INSPEÇÃO - IF			
O FATOR DE INSPEÇÃO É UMA MEDIDA DA EFICÁCIA DO PROGRAMA DE INSPEÇÃO EM IDENTIFICAR OS MECANISMOS DE FALHA ATIVOS OU PREVISTOS PARA O ITEM EM ESTUDO			
14.	PASSO 1 . INSPEÇÃO DO VASO - MEDE A EFICÁCIA DO PROGRAMA DE INSPEÇÃO DO VASO EM DETECTAR OS MECANISMOS DE FALHA IDENTIFICADOS ACIMA. IF1=-5, SE O PROGRAMA DE INSPEÇÃO É ABRANGENTE E SE SÃO USADOS VÁRIOS MÉTODOS DE INSPEÇÃO E DE MONITORAÇÃO IF1=-2, SE HÁ UM PROGRAMA DE INSPEÇÃO IMPLANTADO E ALGUMAS INSPEÇÕES TEM SIDO REALIZADAS, MAS BASICAMENTE, VISUAL E MEDIÇÕES DE ESPESSURA COM UT IF1=0, SE NÃO HÁ PROGRAMA DE INSPEÇÃO FORMAL IMPLANTADO SELECIONAR O IF1 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		NA5

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA			
FATOR DE INSPEÇÃO – IF			
O FATOR DE INSPEÇÃO É UMA MEDIDA DA EFICÁCIA DO PROGRAMA DE INSPEÇÃO EM IDENTIFICAR OS MECANISMOS DE FALHA ATIVOS OU PREVISTOS PARA O ITEM EM ESTUDO			
15.	PASSO 2 . INSPEÇÃO DE TUBULAÇÃO - MEDE A EFICÁCIA DO PROGRAMA DE INSPEÇÃO DE TUBULAÇÃO EM DETECTAR OS MECANISMOS DE FALHA IDENTIFICADOS ACIMA. IF2=-5, SE O PROGRAMA DE INSPEÇÃO É ABRANGENTE E SE SÃO USADOS VÁRIOS MÉTODOS DE INSPEÇÃO USADO PIG INSTRUMENTADO E MONITORAÇÃO POR COUPON DENTRE OUTROS IF2=-2, SE HÁ UM PROGRAMA DE INSPEÇÃO IMPLANTADO E ALGUMAS INSPEÇÕES TEM SIDO REALIZADAS, MAS BASICAMENTE VISUAL E MEDIÇÕES DE ESPESSURA COM UT IF2=0, SE NÃO HÁ PROGRAMA DE INSPEÇÃO FORMAL, IMPLANTADO SELECIONAR O IF2 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		-5
16.	PASSO 3 . PROGRAMA DE INSPEÇÃO EM GERAL - QUAL O NÍVEL DE ABRANGÊNCIA E DETALHE EMPREGADO NA CONCEPÇÃO DO PROGRAMA DE INSPEÇÃO E NA AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DA INSPEÇÃO BEM COMO, NO USO DESTES RESULTADOS PARA ATUALIZAR ESTE PROGRAMA? IF3=-5, SE OS MECANISMOS DE DANO FORAM IDENTIFICADOS PARA O ITEM EM ESTUDO E O PROGRAMA DE DE INSPEÇÃO É ATUALIZADO A PARTIR DOS RESULTADOS DE INSPEÇÃO USANDO-SE UM INSPETOR COMPETENTE OU ENGENHEIRO DE MATERIAL - PROGRAMA DE INSPEÇÃO ABRANGENTE, CRIADO POR ENG IF3=-2, SE A CONCEPÇÃO DO PROGRAMA DE INSPEÇÃO EXCLUI OU A IDENTIFICAÇÃO DOS MECANISMOS DE FALHA OU NÃO INCLUI A AVALIAÇÃO CRÍTICA DE TODOS OS RESULTADOS DE INSPEÇÃO ISTO É, PODE ATENDER A UM OU A OUTRO REQUISITO, MAS NÃO AOS DOIS IF1=0, SE O PROGRAMA DE INSPEÇÃO NÃO ATENDE REQUISITO ALGUM DOS CASOS ACIMA SELECIONAR O IF3 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		-5
17.	O FATOR DE INSPEÇÃO EM GERAL SERÁ A SOMA DOS VALORES DAS LINHAS 14 A 16, MAS SEU VALOR ABSOLUTO NÃO PODERÁ EXCEDER O VALOR DO FATOR DE DANO (LINHA 13) - ABS [17]<= LINHA 13		-5

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA			
FATOR DE CONDIÇÃO - CCF			
O FATOR DE CONDIÇÃO BUSCA MEDIR A EFICÁCIA DOS ESFORÇOS DE MANUTENÇÃO E CONSERVAÇÃO DO ITEM EM ESTUDO			
18.	PASSO 1 . COMO A CONSERVAÇÃO DO ITEM EM ESTUDO PODERIA SER AVALIADA (INCLUINDO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE PINTURA E ISOLAMENTO) APÓS UMA VISITA AO MESMO? CCF1=0, SE SIGNIFICATIVAMENTE MELHOR QUE O REFERENCIAL DA INDÚSTRIA CCF1=2, SE NO MESMO NÍVEL DA INDÚSTRIA - MESMO NÍVEL CCF1=5, SE SIGNIFICATIVAMENTE ABAIXO DO NÍVEL DA INDÚSTRIA SELECIONAR O CCF1 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		2
19.	PASSO 2 . A QUALIDADE DO PROJETO E DA CONSTRUÇÃO DO ITEM EM ESTUDO É: CCF2=0, SIGNIFICATIVAMENTE MELHOR QUE O REFERENCIAL DA INDÚSTRIA, ONDE O DONO SEGUIU PADRÕES MAIS RIGOROSOS CCF2=2, DO MESMO NÍVEL DA INDÚSTRIA, ONDE FORAM USADOS CONTRATOS PADRÃO - MESMO NÍVEL CCF2=5, SIGNIFICATIVAMENTE ABAIXO DO NÍVEL DA INDÚSTRIA SELECIONAR O CCF2 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		2
20.	PASSO 3 . EM UMA REVISÃO DA EFICÁCIA DO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DO ITEM EM ESTUDO, INCLUINDO FABRICAÇÃO, PROGRAMAS DE MANUTENÇÃO EM USO, QA/QC, ESTES SERIAM CLASSIFICADOS COMO: CCF3=0, SE SIGNIFICATIVAMENTE MELHOR QUE O REFERENCIAL DA INDÚSTRIA CCF3=2, SE NO MESMO NÍVEL DA INDÚSTRIA - MESMO NÍVEL CCF3=5, SE SIGNIFICATIVAMENTE ABAIXO DO NÍVEL DA INDÚSTRIA SELECIONAR O CCF3 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		2
21.	O FATOR DE CONDIÇÃO EM GERAL SERÁ A SOMA DOS VALORES DAS LINHAS 18 A 20		6

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G	TAG: NA
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA			
FATOR DE PROCESSO - PF O FATOR DE PROCESSO É UMA MEDIDA DO POTENCIAL DE OCORRÊNCIA DE OPERAÇÕES ANORMAIS OU CONDIÇÕES DE DESVIO QUE RESULTEM EM EVENTOS QUE PODEM LEVAR A VAZAMENTO			
22.	PASSO 1 . NÚMERO MÉDIO DE INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS OU NÃO DO PROCESSO EM UM ANO. (TRATA APENAS DE OPERAÇÕES DE PROCESSAMENTO CONTÍNUAS). PF1 É DEFINIDO NA TABELA ABAIXO: PF1 NÚMERO DE INTERRUPÇÕES PF1=0 0 A 1 - O DUTO RARAMENTE SOFRE PARADAS DURANTE O ANO PF1=1 2 A 4 PF1=3 5 A 8 PF1=4 9 A 12 PF1=5 MAIS QUE 12		0
23.	PASSO 2 . ESTIMATIVA DO POTENCIAL DOS PARÂMETROS DE PROCESSO SEREM EXCEDIDOS: PF2 PF2=0, SE O PROCESSO É EXTREMAMENTE ESTÁVEL, E NENHUMA COMBINAÇÃO DE DESCONTROLE DAS CONDIÇÕES OPERACIONAIS É CAPAZ DE OCORRER DE MODO A CAUSAR CONDIÇÕES INSEGURAS PF2= 1, SE APENAS CIRCUNSTÂNCIAS MUITO INCOMUNS PODEM CAUSAR CONDIÇÕES ANORMAIS AS QUAIS PODEM EVOLUIR PARA SITUAÇÃO INSEGURA - OPÇÃO ADEQUADA, PARA FALHA DE PSV E DESCONTROLE PF2= 3, SE O DESCONTROLE DAS CONDIÇÕES OPERACIONAIS É CAPAZ DE OCORRER E RESULTAR EM DANO ACELERADO DO EQUIPAMENTO OU EM SITUAÇÃO INSEGURA PF2= 5, SE A POSSIBILIDADE DE PERDA DE CONTROLE É INERENTE AO PROCESSO SELECIONAR O PF2 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		1

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA			
FATOR DE PROCESSO - PF			
O FATOR DE PROCESSO É UMA MEDIDA DO POTENCIAL DE OCORRÊNCIA DE OPERAÇÕES ANORMAIS OU CONDIÇÕES DE DESVIO QUE RESULTEM EM EVENTOS QUE PODEM LEVAR A VAZAMENTO			
24.	PASSO 3 . ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO, TAIS COMO VÁLVULAS DE ALÍVIO E SENSORES CRÍTICOS, SE TORNAREM INOPERANTES COMO RESULTADO DE PLUGUEAMENTO OU INCRUSTAÇÕES DO FLUIDO DE PROCESSO: (PF3) PF3= 0, SERVIÇO LIMPO OU NÃO HÁ POTENCIAL DE PLUGUEAMENTO - NÃO HÁ POTENCIAL DE PLUGUEAMENTO PF3= 1, POTENCIAL MÍNIMO DE INCRUSTAÇÃO OU DE PLUGUEAMENTO PF3= 3, POTENCIAL SIGNIFICATIVO DE INCRUSTAÇÃO OU DE PLUGUEAMENTO PF3= 5, DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO JÁ FORAM DANIFICADOS EM SERVIÇO SELECIONAR O PF3 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		0
25.	O FATOR DE PROCESSO GERAL SERÁ A SOMA DAS LINHAS 22 A 24		1
FATOR DE PROJETO MECÂNICO - MDF			
O FATOR DE PROJETO MECÂNICO É UMA MEDIDA DE CERTOS ASPECTOS DO PROJETO DO EQUIPAMENTO EM ESTUDO			
26.	PASSO 1. MDF1= 5, SE PODE SER IDENTIFICADO QUE O EQUIPAMENTO NÃO FOI PROJETADO DE ACORDO COM NORMAS OU CÓDIGOS DE PROJETO EXEMPLOS: AÇO CARBONO NÃO TESTADO PARA SERVIÇO A BAIXAS TEMPERATURAS, MATERIAIS EM SERVIÇO COM H2 OPERANDO ACIMA DA ÚLTIMA CURVA DE NELSON, MATERIAIS SEM ALÍVIO DE TENSÕES EM SERVIÇOS ESPECÍFICOS (TAIS COMO AMBIENTE CÁUSTICO), OU ESPESSURAS TAIS QUE REQUEIRAM ALÍVIO DE TENSÕES PELOS CÓDIGOS ATUAIS OU SEGUNDO AS BOAS PRÁTICAS MDF1= 2, SE O EQUIPAMENTO EM ESTUDO FOI PROJETADO E TEM SIDO MANTIDO DE ACORDO COM O CÓDIGO EM VIGOR NA ÉPOCA EM QUE FOI CONSTRUÍDO MDF1= 0, SE O EQUIPAMENTO EM ESTUDO FOI PROJETADO E TEM SIDO MANTIDO DE ACORDO COM CÓDIGO AINDA EM VIGOR - O CÓDIGO É O ANSI B-31.8 AINDA EM VIGOR, ASSIM COMO ASME B-31.G PARA DANOS SELECIONAR O MDF1 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		0

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA			
FATOR DE PROJETO MECÂNICO - MDF			
O FATOR DE PROJETO MECÂNICO É UMA MEDIDA DE CERTOS ASPECTOS DO PROJETO DO EQUIPAMENTO EM ESTUDO			
	PASSO 2.		
	MDF2= 5, SE O PROCESSO EM ESTUDO É INCOMUM OU ÚNICO OU QUAISQUER CONDIÇÕES DE PROJETO DO PROCESSO SÃO EXTREMAS		
	EXEMPLOS: CONDIÇÕES EXTREMAS DE PROJETO SÃO CONSIDERADAS COMO:		
	a . PRESSÃO EXCEDENDO 10000 PSI		
	b . TEMPERATURA EXCEDENDO 1500 °F		
	c . CONDIÇÕES CORROSIVAS EXIGINDO MATERIAIS DE ALTA LIGA (MAIS ESPECIAIS QUE AISI 316)		
	MDF2= 0, SE O PROCESSO É COMUM, COM CONDIÇÕES NORMAIS DE PROJETO - CONDIÇÕES NORMAIS		NA5
27.	SELECIONAR O MDF2 APROPRIADO DENTRE AS OPÇÕES ACIMA		0
28.	O FATOR DE PROJETO MECÂNICO GERAL SERÁ A SOMA DAS LINHAS 26 E 27		0
PART A : DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA - RESULTADOS			
29.	PASSO 1. DETERMINAÇÃO DO FATOR DE PROBABILIDADE, QUE É A SOMA DE TODOS OS FATORES ANTERIORES. ADICIONE AS LINHAS 1, 13, 17, 21, 25 E 28.		7
	PASSO 2. A CATEGORIA DE PROBABILIDADE É DETERMINADA A PARTIR DO FATOR DE PROBABILIDADE USANDO-SE A TABELA A SEGUIR:		
	CATEGORIA DE PROBABILIDADE	FATOR DE PROBABILIDADE	
	1	0 -15	0< 7<15
	2	16-25	
	3	26-35	
	4	36-50	
	5	51-75	
30.	INDICAR A CATEGORIA DE PROBABILIDADE		1

- OBSERVAÇÕES: APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A - G
- NA1 - ITEM QUE NÃO SE APLICA A DUTOS, APENAS A PLANTAS ONDE SITUAÇÕES COMPLEXAS OCORREM EM TERMOS DE PROCESSO.
- NA2 - OS OLEODUTOS OBJETO DESTE ESTUDO NÃO TRABALHAM A BAIXAS TEMPERATURAS QUE PODEM LEVAR A FRATURA FRÁGIL. MESMO QUE A TEMPERATURA AMBIENTE FOSSE MUITO BAIXA A PONTO DE HAVER FRATURA FRÁGIL, JAMAIS HAVERIA FALHA CATASTRÓFICA POIS OS OLEODUTOS CONTÉM APENAS LÍQUIDOS, E UMA VEZ QUE OCORRESSE A RUPTURA, A MESMA CAUSARIA APENAS UM VAZAMENTO;
- NA3 - OS OLEODUTOS OBJETO DESTE ESTUDO, OPERAM SOB BOMBEAMENTO ROTATIVO CONTÍNUO, NÃO HAVENDO POTENCIAL PARA FADIGA MECÂNICA. ALÉM DISTO ESTES OLEODUTOS COM PETRÓLEO NÃO OPERAM A ALTAS TEMPERATURAS O QUE PODERIA GERAR A OCORRÊNCIA DE FADIGA TERMICAMENTE INDUZIDA;
- NA4 - ITENS QUE NÃO SE APLICAM A DUTOS, APENAS A PLANTAS;
- NA5 - ITENS QUE NÃO SE APLICAM A DUTOS, APENAS A PLANTAS;

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G	TAG: NA																								
PART B: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA DO DANO																											
FATOR DE QUANTIDADE - QF O FATOR DE QUANTIDADE REPRESENTA A MAIOR QUANTIDADE DE FLUIDO QUE PODE VAZAR DO EQUIPAMENTO A PARTIR DE UM CENÁRIO ÚNICO																											
34.	O FATOR DE QUANTIDADE É OBTIDO A PARTIR DA TABELA ABAIXO. NA ENTRADA DE FLUIDO VAZADO, USE O MAIOR INVENTÁRIO DE INFLAMÁVEL QUE PODE SER PERDIDO EM UM ÚNICO EVENTO DE VAZAMENTO	<table border="1"> <thead> <tr> <th>FATOR QUANTIDADE</th> <th>FLUIDO VAZADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15</td> <td><1000 LIBRAS Q=1956m3/hr DETECÇÃO E PARADA =30min</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>1K - 2K LIBRAS INVENTÁRIO= Q(m3/60min)*30min*850 kgf/m3*2,2lb</td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>2K - 10K LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>28</td> <td>10K - 30K LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>31</td> <td>30K - 80K LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>34</td> <td>80K - 200K LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>37</td> <td>200K - 700K LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>39</td> <td>700K - 1MM LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>41</td> <td>1 - 2 MM LIBRAS INVENTÁRIO= 1.832,702 lbs (2)</td> </tr> <tr> <td>45</td> <td>2 - 10 MM LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>> 10 MM LIBRAS</td> </tr> </tbody> </table>	FATOR QUANTIDADE	FLUIDO VAZADO	15	<1000 LIBRAS Q=1956m3/hr DETECÇÃO E PARADA =30min	20	1K - 2K LIBRAS INVENTÁRIO= Q(m3/60min)*30min*850 kgf/m3*2,2lb	25	2K - 10K LIBRAS	28	10K - 30K LIBRAS	31	30K - 80K LIBRAS	34	80K - 200K LIBRAS	37	200K - 700K LIBRAS	39	700K - 1MM LIBRAS	41	1 - 2 MM LIBRAS INVENTÁRIO= 1.832,702 lbs (2)	45	2 - 10 MM LIBRAS	50	> 10 MM LIBRAS	41
FATOR QUANTIDADE	FLUIDO VAZADO																										
15	<1000 LIBRAS Q=1956m3/hr DETECÇÃO E PARADA =30min																										
20	1K - 2K LIBRAS INVENTÁRIO= Q(m3/60min)*30min*850 kgf/m3*2,2lb																										
25	2K - 10K LIBRAS																										
28	10K - 30K LIBRAS																										
31	30K - 80K LIBRAS																										
34	80K - 200K LIBRAS																										
37	200K - 700K LIBRAS																										
39	700K - 1MM LIBRAS																										
41	1 - 2 MM LIBRAS INVENTÁRIO= 1.832,702 lbs (2)																										
45	2 - 10 MM LIBRAS																										
50	> 10 MM LIBRAS																										
FATOR DE ESTADO - SF O FATOR DE ESTADO É DEPENDENTE DO PONTO DE EBULIÇÃO NORMAL DO FLUIDO, UMA INDICAÇÃO DA TENDÊNCIA DO FLUIDO DE VAPORIZAR E DISPERSAR QUANDO LIBERADO NO MEIO AMBIENTE																											
35.	O FATOR DE ESTADO É OBTIDO A PARTIR DA TABELA ABAIXO, USANDO A TEMPERATURA DE EBULIÇÃO NORMAL T_b (A PRESSÃO ATMOSFÉRICA) EM F	<table border="1"> <thead> <tr> <th>SF</th> <th>T_b (F)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8</td> <td>ABAIXO -100</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>-100 A 100</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>100 A 250</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>250 - 400 A TEMPERATURA DE EBULIÇÃO DA CORRENTE C17-C25 É NBP=396 F</td> </tr> <tr> <td>(-3)</td> <td>ACIMA 400</td> </tr> </tbody> </table>	SF	T_b (F)	8	ABAIXO -100	6	-100 A 100	5	100 A 250	1	250 - 400 A TEMPERATURA DE EBULIÇÃO DA CORRENTE C17-C25 É NBP=396 F	(-3)	ACIMA 400	1												
SF	T_b (F)																										
8	ABAIXO -100																										
6	-100 A 100																										
5	100 A 250																										
1	250 - 400 A TEMPERATURA DE EBULIÇÃO DA CORRENTE C17-C25 É NBP=396 F																										
(-3)	ACIMA 400																										

Parte B – Calculo das Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART B: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA DO DANO			
FATOR DE AUTOIGNIÇÃO - AF			
O FATOR DE AUTOIGNIÇÃO É UMA PENALIDADE APLICADA AO FLUIDO QUE É PROCESSADO A UMA TEMPERATURA ACIMA DA SUA TEMPERATURA DE AUTOIGNIÇÃO - TAI			
36.	AF = -10, SE O FLUIDO É PROCESSADO A UMA TEMPERATURA ABAIXO DE SUA TAI - Top=104 F < 396 F SE O FLUIDO É PROCESSADO A UMA TEMPERATURA ACIMA DE SUA TAI, SELECIONAR O AF A PARTIR DA TABELA ABAIXO, USANDO A TEMPERATURA DE EBULIÇÃO NORMAL - NBP = Tb DO FLUIDO :		-10
	AF	Tb(B176F)	
	3	ABAIXO DE 0	
	7	0 - 300	
	13	ACIMA DE 300	
FATOR DE PRESSÃO - PRF			
O FATOR DE PRESSÃO REPRESENTA A TENDÊNCIA DO FLUIDO SER LIBERADO RAPIDAMENTE, RESULTANDO EM GRANDE CHANCE DE EFEITO DO TIPO VAZAMENTO INSTANTÂNEO			
37.	PRF= -10, SE O FLUIDO DENTRO DO EQUIPAMENTO ESTÁ NO ESTADO LÍQUIDO - ESTADO LÍQUIDO PRF= -10, SE O FLUIDO DENTRO DO EQUIPAMENTO ESTÁ NO ESTADO GASOSO E A UMA PRESSÃO >150 PSIG PRF= -15, SE NENHUMA DAS CONDIÇÕES ACIMA FOR VERDADEIRA		-10
FATOR DE CRÉDITO - CRF			
O FATOR DE CRÉDITO É O PRODUTO DOS VÁRIOS SUBFATORES DE SISTEMAS INSTALADOS QUE PODEM REDUZIR AS CONSEQUÊNCIAS DECORRENTES DE UM EVENTO			
38.	CRF=-1, SE HOVER UM SISTEMA DE DETECÇÃO DE GAS CAPAZ DE DETECTAR UM VAZAMENTO DE ATÉ 50%		NA1
	CRF= 0, SE HOVER UM SISTEMA DE DETECÇÃO DE GAS INCAPAZ DE DETECTAR UM VAZAMENTO DE ATÉ 50%		NA1
39.	CRF= -1, SE O EQUIPAMENTO É OPERADO NORMALMENTE SOB UMA ATMOSFERA INERTE		NA1
	CRF= 0, SE O EQUIPAMENTO NÃO FOR OPERADO NORMALMENTE SOB UMA ATMOSFERA INERTE		NA1
40.	CRF=-1, SE O SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO É "SEGURO" (MANTÉM-SE INTACTO APÓS EXPLOÇÃO)		NA2
	CRF= 0, SE O SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO NÃO É "SEGURO" (MANTÉM-SE INTACTO APÓS EXPLOÇÃO)		NA2

Parte B – Calculo das Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ENTRE A E G			
PART B: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA DO DANO			
FATOR DE CRÉDITO - CRF			
O FATOR DE CRÉDITO É O PRODUTO DOS VÁRIOS SUBFATORES DE SISTEMAS INSTALADOS QUE PODEM REDUZIR AS CONSEQUÊNCIAS DECORRENTES DE UM EVENTO			
41.	CRF= -1, SE A CAPACIDADE DE ISOLAMENTO DO EQUIPAMENTO PODE SER CONTROLADA REMOTAMENTE, E O ISOLAMENTO E A INSTRUMENTAÇÃO ASSOCIADA ESTÁ PROTEGIDA CONTRA FOGO OU EXPLOSÕES CRF= -1, SE A CAPACIDADE DE ISOLAMENTO DO EQUIPAMENTO PODE SER CONTROLADA REMOTAMENTE, OU SE O ISOLAMENTO E A INSTRUMENTAÇÃO ASSOCIADA ESTÁ PROTEGIDA CONTRA FOGO APENAS CRF= -1, SE A CAPACIDADE DE ISOLAMENTO DO EQUIPAMENTO PODE SER CONTROLADA REMOTAMENTE, OU SALA DE CONTROLE DO OLEODUTO (SCADA) NÃO É PROTEGIDA CONTRA FOGO OU EXPLOSÃO SE O ISOLAMENTO E A INSTRUMENTAÇÃO ASSOCIADA NÃO ESTÁ PROTEGIDA CONTRA FOGO OU EXPLOSÕES CRF= 0, SE NENHUMA DAS CONDIÇÕES ACIMA FOR ATENDIDA		0
42.	CRF= -1, SE HÁ PAREDES ANTI EXPLOSÃO ENVOLTA DOS EQUIPAMENTOS MAIS CRÍTICOS (MAIOR PRESSÃO) CRF= 0, SE A CONDIÇÃO ACIMA NÃO FOR ATENDIDA		NA1 NA1
43.	CRF= -1, SE HÁ SISTEMA DE DUMP, DRENO OU BLOWDOWN QUE ESGOTA 75% OU MAIS DO INVENTÁRIO EM ATÉ 5 MINUTES, COM 90% DE CONFIABILIDADE CRF= 0, SE A CONDIÇÃO ACIMA NÃO FOR ATENDIDA		NA1 NA1
44.	CRF= -1, SE HÁ PROTEÇÃO CONTRACHAMA PARA ESTRUTURAS E CABOS CRF= - 0,95, SE HÁ PROTEÇÃO CONTRACHAMA OU PARA ESTRUTURAS OU PARA CABOS CRF= 0, SE NENHUMA DAS CONDIÇÕES ACIMA FOR ATENDIDA		NA1 NA1 NA1
45.	CRF= -1, SE HÁ SUPRIMENTO DE ÁGUA PARA O SISTEMA DE COMBATE A FOGO PARA PELO MENOS 4 HORAS CRF= 0, SE A CONDIÇÃO ACIMA NÃO FOR ATENDIDA		NA2 NA2
46.	CRF= -1, SE HÁ SISTEMA DE ESPUMA INSTALADO CRF= 0, SE A CONDIÇÃO ACIMA NÃO FOR ATENDIDA		NA2 NA2
47.	CRF= -1, SE HÁ HIDRANTES QUE PODEM ALCANÇAR TODAS AS ÁREAS AFETADAS EM EVENTO COM CHAMA CRF= 0, SE A CONDIÇÃO ACIMA NÃO FOR ATENDIDA		NA2 NA2
48.	O FATOR DE CRÉDITO GERAL SERÁ A SOMA DAS LINHAS 38 A 47		0

INSTALAÇÃO: APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G		TAG: NA												
DESCRIÇÃO:														
PART B: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA DO DANO														
49.	PASSO 1. DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CONSEQUÊNCIA DE DANO, QUE É A SOMA DE TODOS OS FATORES ANTERIORES. ADICIONE AS LINHAS 33, 34, 35, 36, 37 E 48	29												
50.	<p>PASSO 2. A CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA DE DANO É DETERMINADA A PARTIR DO FATOR DE CONSEQUÊNCIA (LINHA 49), USANDO-SE A TABELA A SEGUIR:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA</th> <th>FATOR DE CONSEQUÊNCIA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>0 – 19</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>20 - 34 20<29<34</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>35 – 49</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td>50 – 70</td> </tr> <tr> <td>E</td> <td>>70</td> </tr> </tbody> </table> <p>INDICAR A CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA</p>	CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA	FATOR DE CONSEQUÊNCIA	A	0 – 19	B	20 - 34 20<29<34	C	35 – 49	D	50 – 70	E	>70	B
CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA	FATOR DE CONSEQUÊNCIA													
A	0 – 19													
B	20 - 34 20<29<34													
C	35 – 49													
D	50 – 70													
E	>70													
PART C: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE														
FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA - TQF														
O FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA REPRESENTA UMA MEDIDA TANTO DA QUANTIDADE DO FLUIDO TÓXICO QUANTO DA SUA TOXICIDADE														
51.	<p>PASSO 1. O FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA - TQF1 É OBTIDO A PARTIR DA TABELA ABAIXO. NA ENTRADA DE FLUIDO VAZADO, USE O MAIOR INVENTÁRIO DE FLUIDO TÓXICO QUE PODE SER VAZADO EM UM ÚNICO EVENTO</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA TQF1</th> <th>FLUIDO VAZADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15</td> <td><1000 LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>1K - 10K LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>27</td> <td>10K - 100K LIBRAS</td> </tr> <tr> <td>35</td> <td>> 1 MM LIBRAS</td> </tr> </tbody> </table>	FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA TQF1	FLUIDO VAZADO	15	<1000 LIBRAS	20	1K - 10K LIBRAS	27	10K - 100K LIBRAS	35	> 1 MM LIBRAS	NA3		
FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA TQF1	FLUIDO VAZADO													
15	<1000 LIBRAS													
20	1K - 10K LIBRAS													
27	10K - 100K LIBRAS													
35	> 1 MM LIBRAS													

INSTALAÇÃO:		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G		TAG: NA
DESCRIÇÃO:				
PART C: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE				
FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA - TQF				
O FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA REPRESENTA UMA MEDIDA TANTO DA QUANTIDADE DO FLUIDO TÓXICO QUANTO DA SUA TOXICIDADE				
	PASSO 2. DETERMINAR O "FATOR DE TOXICIDADE" - TQF2 NA TABELA ABAIXO, USANDO O SINAL DE DIAMANTE AZUL NO SISTEMA DE SINAIS DO NFPA HAZARD IDENTIFICATION SYSTEM			
	FATOR DE TOXICIDADE TQF2	NFPA Nh		
	(-20)	1		
	(-10)	2		
	0	3		
52.	20	4		NA3
53.	PASSO 3. O FATOR DE QUANTIDADE TÓXICA GERAL É A SOMA DAS LINHAS 51 E 52			NA3
FATOR DE DISPERSIBILIDADE - DIF				
O FATOR DE DISPERSIBILIDADE REPRESENTA UMA MEDIDA DA CAPACIDADE DO FLUIDO TÓXICO DISPERSAR, DADAS AS CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DA INSTALAÇÃO				
	PASSO 1. O FATOR DE DISPERSIBILIDADE DIF É OBTIDO A PARTIR DA TABELA ABAIXO. NA ENTRADA DA TABELA USE O PONTO DE EBULIÇÃO DO FLUIDO TÓXICO			
	FATOR DE DISPERSIBILIDADE DIF	PONTO DE EBULIÇÃO B239F - NBF=BoT		
	1	BoT <30		
	0,5	30 < BoT < 80		
	0,3	80 < BoT < 140		
	0,1	140 < BoT < 200		
	0,05	200 < BoT < 300		
54	0,03	BoT > 300		NA3

INSTALAÇÃO:		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G	TAG: NA
PART C: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE			
FATOR DE DISPERSIBILIDADE - DIF			
O FATOR DE DISPERSIBILIDADE REPRESENTA UMA MEDIDA DA CAPACIDADE DO FLUIDO TÓXICO DISPERSAR, DADAS AS CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DA INSTALAÇÃO			
	PASSO 1. O FATOR DE DISPERSIBILIDADE DIF É OBTIDO A PARTIR DA TABELA ABAIXO. NA ENTRADA DA TABELA USE O PONTO DE EBULIÇÃO DO FLUIDO TÓXICO		
	FATOR DE DISPERSIBILIDADE DIF	PONTO DE EBULIÇÃO F - NBF=BoT	
	1	BoT <30	
	0,5	30 < BoT < 80	
	0,3	80 < BoT < 140	
	0,1	140 < BoT < 200	
	0,05	200 < BoT < 300	
54	0,03	BoT > 300	NA3
FATOR DE CRÉDITO - CRF			
O FATOR DE CRÉDITO REPRESENTA UM CRÉDITO DEVIDO A MEDIDAS DE SEGURANÇA EXISTENTES E QUE POSSAM REDUZIR AS CONSEQUÊNCIAS DE UM VAZAMENTO ATRAVÉS DE DETECÇÃO, ISOLAMENTO E MITIGAÇÃO			
PASSO 1.			
	CRF= -1, SE OS DETECTORES INSTALADOS PODEM DETECTAR 50% OU MAIS DOS VAZAMENTOS POSSÍVEIS		NA3
55	CRF= 0, SE OS DETECTORES INSTALADOS NÃO PODEM DETECTAR 50% OU MAIS DOS VAZAMENTOS POSSÍVEIS		NA3
PASSO 2.			
	CRF= - 1, SE OS MAIORES CONTENEDORES DO FLUIDO TÓXICO PODEM SER ISOLADOS AUTOMATICAMENTE, E SE O ISOLAMENTO É FEITO A PARTIR DE DETECÇÃO DE NÍVEL ALTO PELO DETECTOR DE VAZAMENTO		NA3
	CRF= -5, SE O ISOLAMENTO É REMOTO COM PARTIDA MANUAL		NA3
	CRF=- 25, SE O ISOLAMENTO É MANUAL		NA3
56	CRF= 0, SE NENHUMA DAS CONDIÇÕES ACIMA É ATENDIDA		NA3
PASSO 3.			
	CRF=-5, SE HÁ SISTEMAS TAIS COMO, CORTINAS D'ÁGUA, COMPROVADAMENTE EFICAZES EM MITIGAR ATÉ 90% DO FLUIDO		
57	CRF= 0, SE A CONDIÇÃO ACIMA NÃO É ATENDIDA		NA3

INSTALAÇÃO:		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G	TAG: NA
DESCRIÇÃO:			
PART C: DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE			
FATOR DE CRÉDITO - CRF			
O FATOR DE CRÉDITO REPRESENTA UM CRÉDITO DEVIDO A MEDIDAS DE SEGURANÇA EXISTENTES E QUE POSSAM REDUZIR AS CONSEQUÊNCIAS DE UM VAZAMENTO ATRAVÉS DE DETECÇÃO, ISOLAMENTO E MITIGAÇÃO			
58 PASSO 4.O FATOR DE CRÉDITO É A SOMA DAS LINHAS 55 A 57			
FATOR DE POPULAÇÃO - PPF			
O FATOR DE POPULAÇÃO É UMA MEDIDA DO POTENCIAL DE PESSOAS QUE PODEM SER AFETADAS PELO VAZAMENTO TÓXICO			
	ESTIMAR O FATOR DE POPULAÇÃO A PARTIR DA TABELA ABAIXO. ESTÁ BASEADA NA POPULAÇÃO, EM MÉDIA , LOCALIZADA DENTRO DE UM RAIOS DE 1/4 DE MILHA COM CENTRO NO PONTO DE VAZAMENTO. CONSIDERAR A POPULAÇÃO TANTO DENTRO QUANTO FORA DAS INSTALAÇÕES. DENTRO DAS INSTALAÇÕES CONSIDERE A POPULAÇÃO MÉDIA DIÁRIA DIURNA.		
	PPF	No. DE PESSOAS DENTRO DE UMA ÁREA DE 1/4 DE MILHA	
	0	PESS <10	
	7	10 < PESS < 100	
	15	100 < PESS < 1000	
59	20	1000 < PESS	NA3
60	PASSO 1. DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE, QUE É A SOMA DOS FATORES DAS LINHAS 53, 54, 58 E 59		NA3
	PASSO 2. A CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE É OBTIDA A PARTIR DA TABELA ABAIXO, ENTRANDO COM O FATOR DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE DA LINHA 60		
	CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE	FATOR DE CONSEQUÊNCIA A SAÚDE	
	A	FCS < 10	
	B	10 < FCS < 19	
	C	20 < FCS < 29	
	D	30 < FCS < 39	
61	E	FCS > 40	NA3
62	PASSO 3. DETERMINAÇÃO DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA FINAL ESCOLHER A LETRA DA CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA MAIS ALTA (E = MAIS ALTA, A= MAIS BAIXA) DENTRE AS LINHAS 50 E 61 ACIMA		B

OBSERVAÇÕES:	APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G
1	DADOS OBTIDOS A PARTIR DAS TABELAS DE FLAMABILIDADE PÁGINA 704-9 E DE INSTABILIDADE (REATIVIDADE NÃO É APLICÁVEL) PÁGINA 704-10 DA NFPA -SYSTEM FOR IDENTIFICATION OF THE HAZARDS OF MATERIALS FOR EMERGENCY RESPONSE 2001 EDITION
2	APESAR DO OLEODUTO OPERAR COM 10 % A 75% DE ÁGUA NORMALMENTE, NESTE ESTUDO O PIOR CENÁRIO PARA CONSEQUÊNCIA DE CHAMA, SERIA UM EVENTO EM QUE O VAZAMENTO SE DESSE COM 100% DE PETRÓLEO. NESTE ESTUDO, A VAZÃO DE CÁLCULO É A MÉDIA DE 1956 m3/h, ENTRE 2440 m3/h DO TRECHO ENTRE A E C E 1472 m3/h DO TRECHO ENTRE C E G.
NA1 -	ITENS QUE NÃO SE APLICAM A DUTOS, APENAS A PLANTAS;
NA2 -	O FATO DE QUE UM DUTO SE ESTENDE PARA FORA DAS INSTALAÇÕES, IMPLICA QUE SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO NÃO É VIÁVEL E NEM APLICÁVEL;
NA3 -	NESTE ESTUDO, PETRÓLEO NÃO SE CONSTITUI EM FLUIDO CONSIDERADO COMO TÓXICO

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A - G		APÊNDICE II API 581 BRD QUALITATIVO OL. A – G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G			
PART C: CÁLCULO DO RISCO			
SEÇÃO 5.2			
TABULAÇÃO DO RISCO EM FUNÇÃO DAS CATEGORIAS DE PROBABILIDADE E DE CONSEQUÊNCIA			
1.	PASSO 1. PLOTAR NO GRÁFICO ABAIXO, A CATEGORIA DE PROBABILIDADE (LINHA 30 DA PARTE A - CÁLCULO PROBABILIDADE)		1
2.	PASSO 2. PLOTAR NO GRÁFICO ABAIXO, A CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA (LINHA 62 DA PARTE B - CÁLCULO CONSEQ)		B

		RISCO MÉDIO ALTO			RISCO ALTO	
5						
4						
3	RISCO BAIXO					
2			RISCO MÉDIO			
1						
	A	B	C	D	E	

GRÁFICO DE RISCO

RESULTADO: 

1-B **RISCO BAIXO**

APÊNDICE III

Quantitativo e IBR para Otimização de Plano de Inspeção Oleoduto A – G

Parte A – Cálculo taxa de vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
SEÇÃO 7.4					
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS E SUA DURAÇÃO					
PASSO I : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
1.	ENTRAR COM O MATERIAL REPRESENTATIVO CONTIDO NO EQUIPAMENTO A SER AVALIADO. (TABELA 7.1 -SEÇÃO 7.1)	PETRÓLEO	C17-C25		
2.	ENTRAR COM O INVENTÁRIO, USANDO O MÁXIMO QUE PODERÁ SER VAZADO. INCLUIR INVENTÁRIO DE OUTROS EQUIPAMENTOS QUE NÃO PODEM SER RAPIDAMENTE ISOLADOS (DENTRO DE 5 MINUTOS). O OLEODUTO EM ESTUDO DISPÕE DE SISTEMA SUPERVISÓRIO DE MONITORAMENTO DE PARÂMETROS TAIS COMO PRESSÃO E VAZÃO. O SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTO NÃO ESTÁ OPERACIONAL. ESTIMA-SE EM 40 min O TEMPO ENTRE ALARME DO SISTEMA SUPERVISÓRIO E O FECHAMENTO MANUAL DAS VÁLVULAS DE BLOQUEIO PARA FURO DE 1/4" E EM 30 min PARA OS DEMAIS FUROS (1) INVENTÁRIO I= 30min/60min/hr*1956m3/hr*0,85*1000kgf/m3*2,2lb/kgf=1.832.702 lb (2)				1.832.702 lbs
3.	USAR TABELA 7.6 PARA OBTER A CATEGORIA DE DETECÇÃO APLICÁVEL AO SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTO EXISTENTE. NO OLEODUTO EM ESTUDO, ESTÁ INSTALADO UM SISTEMA SUPERVISÓRIO QUE MONITORA A PRESSÃO E VAZÃO AO LONGO DO DUTO, CUJA CATEGORIA SEGUNDO A TABELA 7- 6 É A. O SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTOS ESPECÍFICAMENTE PORÉM SE ENCONTRA EM TESTE				A

Parte A – Cálculo taxa de vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
SEÇÃO 7.4					
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS E SUA DURAÇÃO					
PASSO I : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
4.	USAR TABELA 7.6 PARA OBTER A CATEGORIA DE ISOLAMENTO APLICÁVEL AO SISTEMA DE BLOQUEIO EXISTENTE. NO OLEODUTO EM ESTUDO, AS VÁLVULAS DE BLOQUEIO SÃO ACIONADAS MANUALMENTE POR OPERADORES APÓS ALARME DO SISTEMA SUPERVISÓRIO NO PAINEL DE SUPERVISÃO, CUJA CATEGORIA SEGUNDO A TABELA 7-6 É C. ESTE TEMPO DE ACIONAMENTO DAS VÁLVULAS DEPENDE DO FECHAMENTO DOS DUTOS A MONTANTE, QUE DEVEM SER PARADOS ANTES DOS DUTOS A JUSANTE	C			
5.	USAR TABELA 7.7 PARA ESTIMAR A DURAÇÃO DO VAZAMENTO APLICÁVEL AO SISTEMA DE ISOLAMENTO INSTALADO NO OLEODUTO. PARA CATEGORIAS DE DETECÇÃO A E DE ISOLAMENTO C DO OLEODUTO EM ESTUDO, E CONSIDERANDO VAZAMENTO CONTÍNUO PARA OS FUROS TÍPICOS ATÉ 4" E INSTANTÂNEO PARA RUPTURA	DURAÇÃO MIN, P/FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	
		40	30	20	
6.	ENTRAR COM A PRESSÃO DE OPERAÇÃO	611 psi			
7.	INDICAR A FASE DO FLUIDO DENTRO DO EQUIPAMENTO. SE LÍQUIDO AVANÇAR PARA A LINHA 15	GAS	LÍQUIDO		
8.	ENTRAR COM A TEMPERATURA DE PROCESSO.	104 F			
9.	A PARTIR DAS TABELAS PADRÃO DAS PROPRIEDADES DO FLUIDO, ENTRAR COM O CALOR ESPECÍFICO (Cp) DO GAS A TEMPERATURA DO PROCESSO (LINHA 8)	BTU/LB MOL F			
10.	CALCULAR E ENTRAR COM K { $K=C_p*(C_p - R)$, ONDE R= CONSTANTE DOS GASES IDEAIS= 1,987 BTU/LB MOL B60F				
11.	CALCULAR E ENTRAR COM A PRESSÃO DE TRANSIÇÃO (Ptrans), USANDO EQUAÇÃO 7.2 DA SEÇÃO 7.5	psia			

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
SEÇÃO 7.4					
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS E SUA DURAÇÃO					
PASSO I : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
12.	O FLUIDO DENTRO DO EQUIPAMENTO ESTÁ A UMA PRESSÃO ACIMA DA PRESSÃO DE TRANSIÇÃO (PRESSÃO LINHA 6 > PRESSÃO LINHA 11)? SE POSITIVO, INDIQUE SÔNICO E AVANCE PARA A LINHA 13. SE NEGATIVO, INDIQUE SUBSÔNICO E AVANCE PARA A LINHA 14.	SÔNICO		SUBSÔNICO	
13.	USAR A EQUAÇÃO DE DESCARGA SÔNICA 7.3 DA SEÇÃO 7.5, PARA CALCULAR A TAXA DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO E ENTRAR COM A TAXA. AVANÇAR PARA LINHA 16	TAXA DE VAZAMENTO, P/FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	RUPTURA
14.	USAR A EQUAÇÃO DE DESCARGA SUBSÔNICA 7.4 DA SEÇÃO 7.5, PARA CALCULAR A TAXA DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO E ENTRAR COM A TAXA. AVANÇAR PARA LINHA 16	lb/s	lb/s	lb/s	lb/s
TAXA DE VAZAMENTO PARA LÍQUIDO					
15.	USAR A EQUAÇÃO PARA VAZAMENTO DE LÍQUIDO, EQUAÇÃO 7.1 DA SEÇÃO 7.5, PARA CALCULAR A TAXA DE VAZAMENTO. ENTRAR COM A TAXA. AVANCE PARA A LINHA 16. $QI = C_d * A * [2 * DP * r * gc / 144]^{1/2}$, ONDE $A_f = \pi / 4 * D_{furo}^2$ [in ²], SENDO QUE PARA O OLEODUTO EM ESTUDO DIÂM=24" A TABELA 7.3 INDICA COMO FURO TÍPICO PARA RUPTURA PARA TUBOS DIAM > 6", O MÁXIMO DE 16", $C_d = 0,61$, $r =$ densidade do fluido [lb/ft ³], $DP =$ diferença entre a pressão interna do oleoduto e pressão externa [psia], $gc =$ constante para mudança de lb para lbf = $gc = 32,2 \text{ lbf} \cdot \text{ft} / \text{lb} \cdot \text{sec}^2$. PARA O OLEODUTO EM ESTUDO, $C_d = 0,61$, $r = 0,85 * 1000 \text{ kg} / \text{m}^3 * 2,20 \text{ lb} / \text{kg} / 35,31 \text{ ft}^3 / \text{m}^3 = 53,064 \text{ lb} / \text{ft}^3$, $gc = 32,2 \text{ lb} \cdot \text{ft} / \text{lb} \cdot \text{sec}^2$, $DP = 596 \text{ psia}$	0,049 pol2	0,785 pol2	12,56 pol2	201,06 pol2
		3,6 lb/s	56,9 lb/s	911,2 lb/s	14.585,6 lb/s

Parte A – Cálculo taxa de vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
SEÇÃO 7.4					
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS E SUA DURAÇÃO					
PASSO I : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
16.	DIVIDIR O INVENTÁRIO MÁXIMO PASSÍVEL DE SER VAZADO PELA TAXA DE VAZAMENTO APROPRIADA, LINHA 2, (LINHA 13,14 OU 15). DIVIDIR POR 60 PARA OBTER O TEMPO EM MINUTOS. ENTRAR COM ESTE VALOR. ESTE SERÁ O TEMPO REQUERIDO PARA DERRAMAR O INVENTÁRIO, A PARTIR DA TAXA INICIAL DE VAZAMENTO. INVENTÁRIO I=1.832.702 lbs (4)	8.484 min	536 min	33 min	2 min
PASSO 2 : DETERMINAÇÃO DO TIPO DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO					
17.	A DURAÇÃO DO VAZAMENTO (LINHA 16) É MENOR QUE 3 MINUTOS? SE POSITIVO, O VAZAMENTO É INSTANTÂNEO, CASO CONTRÁRIO É CONTÍNUO	CONTÍNUO			INSTANT
18.	MULTIPLIQUE A TAXA DE VAZAMENTO POR 3 MINUTOS (LINHAS 13, 14 OU 15 * 180 s) ENTRAR COM ESTES VALORES, SENDO O LIMITE O INVENTÁRIO JÁ CALCULADO	648 lbs	10.242 lbs	164.016 lbs	1.832.702 lbs
19.	A LINHA 18 > 10,000LB? SE POSITIVO, CONSIDERAR INSTANTÂNEO, CASO NEGATIVO, CONTÍNUO	CONTÍNUO	INSTANTÂNEO		
20.	ENTRAR COM A TEMPERATURA DE EBULIÇÃO DO FLUIDO	396 F			
21.	ENTRAR COM A TEMPERATURA AMBIENTE. O OLEODUTO TRABALHA A TEMPERATURA AMBIENTE de 40 C	104 F			
22.	REFERIR A TABELA 7.2 PARA DETERMINAR O ESTADO FINAL DO FLUIDO	LÍQUIDO			
23.	SE AMBAS AS LINHAS 17 E 19 INDICAREM "CONTÍNUO" , ENTRAR "CONT", CASO CONTRÁRIO, "INSTANT"	CONT	INSTANT	INSTANT	INSTANT
24.	ENTRAR COM AS OPÇÕES DAS LINHAS 22 E 23. ESTAS INDICARÃO O TIPO DE VAZAMENTO	CONT/LIQ	INST/LIQ	INST/LIQ	INST/LIQ

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
SEÇÃO 7.4					
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS E SUA DURAÇÃO					
PASSO 2 : DETERMINAÇÃO DO TIPO DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO					
	FUROS TÍPICOS		1"	4"	RUPTURA
25.	DENTRE OS VALORES DAS LINHAS 5 E 16, SELECIONE O MENOR, PARA DEFINIR A DURAÇÃO DO VAZAMENTO. PARA INSTANTÂNEO, A DURAÇÃO É 0.OBS: A DURAÇÃO DO VAZAMENTO DA LINHA 5, É DEFINIDA PELA DETECÇÃO/ISOLAMENTO E A DA LINHA 16 PELO INVENTÁRIO/TAXA DE VAZAMENTO, PORÉM EM FAVOR DA SEGURANÇA VAMOS CONSIDERAR COMO 40 min A DURAÇÃO DO VAZAMENTO PARA FURO DE 1/4" E 30 min PARA OS DEMAIS FUROS, SITUAÇÃO REAL PARA O SISTEMA SUPERVISÓRIO DO OLEODUTO EM ESTUDO E DAS VÁLVULAS MANUAIS (3)(4)	40 min	30 min	30 min	30 min
26.	CALCULAR A MÁXIMA MASSA VAZADA EM UM VAZAMENTO INSTANTÂNEO BASEANDO-SE NO TIPO DE EQUIPAMENTO E LIMITADO PELO INVENTÁRIO DO GRUPO (LINHA 2): TUBULAÇÃO - CALCULAR O INVENTÁRIO NO CIRCUITO DA TUBULAÇÃO E ADICIONAR O INVENTÁRIO RESULTANTE DA VAZÃO DURANTE 3 MINUTOS ATRAVÉS DO MAIOR DIÂMETRO NO CIRCUITO. BOMBAS - CALCULAR O INVENTÁRIO RESULTANTE DA VAZÃO DURANTE 3 MINUTOS ATRAVÉS DO DIÂMETRO DA DESCARGA DA MAIOR BOMBA OUTROS EQUIPAMENTOS - CALCULAR O INVENTÁRIO TOTAL (TOPO E FUNDO) E ADICIONAR O INVENTÁRIO RESULTANTE DA VAZÃO DURANTE 3 MINUTOS ATRAVÉS DO MAIOR DIÂMETRO DE DESCARGA PARA O OLEODUTO EM ESTUDO, AS MASSAS VAZADAS SERÃO O PRODUTO ENTRE A TAXA DE VAZAMENTO PELO FURO TÍPICO E O TEMPO DE 30 min = 1800 s, LIMITADO AO INVENTÁRIO MÁXIMO, APLICADO A FURO DE 4" E RUPTURA (3)		102.420 lbs	1.640.160 lbs	1.832.702 lbs

OBSERVAÇÃO:	APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A – G
1-	ASSUME-SE QUE MESMO O OLEODUTO ESTANDO ENTERRADO, O FLUIDO NO SEU INTERIOR PODERÁ VAZAR INDEPENDENTEMENTE DA SUA LOCALIZAÇÃO TOPOGRÁFICA, SITUAÇÃO TÍPICA DE EQUIPAMENTOS DE UMA PLANTA QUE PERMITE QUE O CÁLCULO DAS CONSEQUÊNCIAS SEJA A FAVOR DA SEGURANÇA;
2-	MESMO QUE POSSA HAVER VARIAÇÃO NA COMPOSIÇÃO DO FLUIDO (PETRÓLEO + ÁGUA NAS MAIS VARIADAS PORCENTAGENS), O FLUIDO SERÁ CONSIDERADO COMO 100% PETRÓLEO.
3-	ASSUME-SE PARA A MASSA VAZADA PELO FURO DE 4" E EM CASO DE RUPTURA, QUE TODO O VOLUME BOMBEADO A PLENA VAZÃO DURANTE 30 min SEJA PASSÍVEL DE VAZAR DE DENTRO DO OLEODUTO. É IMPORTANTE RESSALTAR QUE O OLEODUTO EM ESTUDO, NÃO PODE SER BLOQUEADO SEM O ANTERIOR BLOQUEIO DOS 3 DUTOS QUE O ALIMENTAM. DESTE MODO ENQUANTO OS OPERADORES FECHAM MANUALMENTE AS VÁLVULAS OUTROS ACIONAM SISTEMAS SCADAS PARA BLOQUEAR OS 3 DUTOS A MONTANTE DESTE, OPERAÇÃO ESTA ESTIMADA EM 30 min.
4-	TENDO EM VISTA QUE O SISTEMA SUPERVISÓRIO INSTALADO NO DUTO EM ESTUDO, PERMITE A DETECÇÃO E O ISOLAMENTO MANUAL EM 30 MINUTOS, OS TEMPOS CALCULADOS PARA O ESCOAMENTO DO INVENTÁRIO NÃO SÃO APLICÁVEIS;

Parte B – Cálculo probabilidade

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA		
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G						
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE			SEÇÃO 8.1			
ANÁLISE DE PROBABILIDADE É O PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO						
DADOS DE FALHA GENÉRICO			OLEODUTO DE 24"			
1.	ENTRAR COM O TIPO DE EQUIPAMENTO		FUROS TÍPICOS			
2.	ENTRAR COM AS FREQUÊNCIAS GENÉRICAS PARA OS FUROS TÍPICOS		1/4"	1"	4"	24" RUPT
	DA TABELA 8.1: DUTO DE 24"> 16"/ft ANO => F GEN (1)		6*10E-8	2*10E-7	2*10E-8	1*10E-8
FATOR DE MODIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTO						
PASSO I : SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (SEÇÃO 8.3.1.)						
VERIFICAR IDENTIFICANDO OS MECANISMOS DE DANO. USAR O MÓDULO TÉCNICO PARA O MECANISMO DE DANO APROPRIADO (VER APÊNDICES) , PARA DETERMINAR OS FATORES INDIVIDUAIS. SE NENHUM MECANISMO DE DANO FOR IDENTIFICADO, ENTÃO ENTRAR COM - 2 COMO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (LINHA 12)						
3.	MECANISMOS DE DANOS IDENTIFICADOS		GENERALIZADA		LOCALIZADA	
	3a. CORROSÃO = MÓDULO DE CORROSÃO/PERDA DE ESPESSURA		NA1			
	3b. HTHA		NA			
	3c. SCC		NA			
OBSERVAÇÃO: ITENS 4 A 7 SÃO PARA REGISTRAR CERTAS INFORMAÇÕES BÁSICAS APLICÁVEIS AOS MÓDULOS TÉCNICOS. NEM TODOS OS ITENS SÃO EXIGIDOS POR CADA MÓDULO, E NEM TODOS OS DADOS EXIGIDOS POR CADA MÓDULO TÉCNICO ESTÃO LISTADOS ABAIXO. VISTO O OLEODUTO EM ESTUDO SÓMENTE SOFRER CORROSÃO GENERALIZADA E LOCALIZADA OS MECANISMOS 3b E 3c NÃO SERÃO CONSIDERADOS			3a	3b	3c	
4.	IDADE DO EQUIPAMENTO EM OPERAÇÃO		16 ANOS			
	4.a TAXA DE DANO ESTIMADA		1 MPY		5 MPY	
	A TAXA DE CORROSÃO LOCALIZADA MEDIDA - MÉDIA DE 4 COUPONS DE CORROSÃO INSTALADOS NO DUTO $r = (0,13 + 1,3 + 1,7 + 8) / 4 = 2,785$ mils/ano = 2,785 mil/ano * 0,0254 mm/mil = 0,07 mm/ano (2)		2,785 MPY		2,785 MPY	
	4.b NELSON CURVE		NA1			
	4.c SCC CRACK SIZE OU SUSCEPTIBILIDADE		NA			
	4.d ESPESSURA APÓS INSPEÇÃO POR PIG		0,51*3/8"			

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G			
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE			
SEÇÃO 8.1			
ANÁLISE DE PROBABILIDADE: PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO			
PASSO I : SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (SEÇÃO 8.3.1.)			
4.	4.e CORROSÃO ADMISSÍVEL (3)		1/8"
	4.f TEMPERATURA DE OPERAÇÃO		104 °F
	4.g PRESSÃO DE OPERAÇÃO		611 psi
	4.i PRESSÃO MÁXIMA ADMISSÍVEL DE OPERAÇÃO MAWP . MAWP= 2 * ts * TENSÃO ADM/D, ADOTANDO TENSÃO ADM = 0,72 SMYS=0,72 * 60.000psi= 43.200 psi, ENTÃO MAWP=2*0,51*3/8*43200/24= 688,50 psi, A PARTIR DE DADOS DE PROJETO		688,50 psi
	4.j MATERIAL	AÇO CARBONO = API 5L X 60	
	4.k MONITORAÇÃO ONLINE. O OLEODUTO EM ESTUDO TEM 4 PONTOS DE MONITORAÇÃO POR COUPONS, PORÉM A LEITURA NÃO É ONLINE	COUPONS	
	4.l G.5.3 TIPO DE PERDA DE ESPESSURA PARA O OLEODUTO EM ESTUDO FORAM CONSTATADOS ATRAVÉS DE INSPEÇÕES, CORROSÃO TANTO GENERALIZADA QUANTO LOCALIZADA. DE ACORDO COM G.5.3 DEVE-SE ADOTAR COMO MECANISMO DE CORROSÃO O TIPO LOCALIZADA.	CORROSÃO LOCALIZADA	
5.	CÁLCULO a*r/t: DE ACORDO COM G.5.2 : a*r /t = 5anos*2,8/1000 in/ano /0,51*3/8 in=0,073		0,08
6.	DETERMINAR A EFICÁCIA DA INSPEÇÃO TABELA G-6A : PIG INSTRUMENTADO	ALTAMENTE EFICAZ OU H	
	6.a NÚMERO DE INSPEÇÕES		1
7.	TMSF A PARTIR DA TABELA = G-7 (LINHAS 5 E 6)		1

PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G	
SEÇÃO 8.1			
ANÁLISE DE PROBABILIDADE: PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO			
PASSO I : SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (SEÇÃO 8.3.1.)			
8.	<p>CORREÇÃO PARA SOBREPONTO, O MENOR DOS VALORES ENTRE OS INDICADOS NA TABELA G-8: MAWP/OP OU $ta/(ta-CA)$</p> <p>$MAWP/OP=688,50/611= 1,127$</p> <p>$ta/(ta-CA)$ ONDE $ta=t -(a*r)$ E $r=0,070 \text{ mm/ano}= 0,070 \text{ mm}/25,4\text{mm/in}/\text{ano}=2,8\text{mils}/\text{ano}$</p> <p>$ta= 0,51*3/8\text{in} - (5 \text{ anos } * 2,8\text{in}/1000\text{ano}) = 0,177\text{in}$ $CA=1/8 \text{ in DE PROJETO OU}$</p> <p>$CA=ta - ts$ ONDE $ts= MAWP*D/(2*100\%*SMYS)=688,50*24/(2*60000)=0,138\text{in} (3)$</p> <p>$CA=ta-ts=0,177 - 0,138=0,039\text{in}$</p> <p>$0,177/(0,177 - 0,039) = 1,284 \Rightarrow$ TABELA G-8 $1,0 < 1,284 < 1,5 \Rightarrow 1,0$</p>		1
9.	<p>CORREÇÃO PARA DADOS DE TAXA DE DANO ALTAMENTE CONFIÁVEL</p> <p>PARA O OLEODUTO EM ESTUDO, A INSPEÇÃO POR PIG INSTRUMENTADO É REALIZADA A CADA 5 ANOS, SENDO A PRIMEIRA EM 1997. A INSPEÇÃO POR PIG INSTRUMENTADO DE ALTA RESOLUÇÃO É ALTAMENTE EFICAZ OU H. DESTA FORMA, AS TAXAS DE DANO MEDIDAS SÃO ALTAMENTE CONFIÁVEIS, NÃO SENDO NECESSÁRIA CORREÇÃO DO SUBFATOR</p>		NA
10.	<p>SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO CORRIGIDO</p> <p>CONFORME G 5.8, SE O TMSF É 1, O TMSF NÃO PODERÁ SER REDUZIDO.</p>		NA
11.	<p>CORREÇÃO PARA PONTOS DE INJEÇÃO E RAMAIS MORTOS</p>		NA
12.	<p>TMSF COMBINADO</p> <p>$TMSF_{comb}=TMSF * \text{FATOR DE SOBREPONTO}= 1,0 * 1,0$ (FATOR DE SOBREPONTO) = 1,0</p>		1

PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G	
SEÇÃO 8.1			
ANÁLISE DE PROBABILIDADE: PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO			
PASSO II: SUBFATOR UNIVERSAL (SEÇÃO 8.3.2) - TODOS OS VALORES NUMÉRICOS ENCONTRÁVEIS NA SEÇÃO 8.3.2			
13.	O ELEMENTO DE CONDIÇÃO DA PLANTA ESTÁ BASEADO NA CONDIÇÃO CORRENTE DA INSTALAÇÃO AVALIADA, DE ACORDO COM O JULGAMENTO DO AVALIADOR. O OLEODUTO ESTÁ CLASSIFICADO COMO DE ACORDO COM O PADRÃO PRATICADO PELA INDÚSTRIA, OU SEJA, CATEGORIA B CUJO VALOR NUMÉRICO É 0		0
14.	O ELEMENTO DE TEMPO FRIO RECONHECE QUE TEMPERATURAS BAIXAS EXTREMAS IMPÕEM PROBABILIDADE DE FALHA ADICIONAL AO EQUIPAMENTO. ENTRAR COM O VALOR NUMÉRICO. TEMPERATURA DE OPERAÇÃO :40 C = 104 F		0
15.	O ELEMENTO DE ATIVIDADE SISMICA CORRELACIONA UMA PROBABILIDADE DE FALHA AUMENTADA BASEADA EM ZONAS SÍSMICAS. ENTRAR COM O VALOR NUMÉRICO.O DUTO EM ESTUDO ESTÁ INSTALADO EM ÁREA SEM SISMOS		0
16.	SUBFATOR UNIVERSAL COMBINADO (SOMA LINHAS 13 A 15)		0
PASSO III: SUBFATOR MECÂNICO (SEÇÃO 8.3.3) - TODOS OS VALORES NUMÉRICOS ENCONTRÁVEIS NA SEÇÃO 8.3.3			
	O ELEMENTO DE COMPLEXIDADE MECÂNICA PODERÁ SER O SUBELEMENTO DE COMPLEXIDADE DE TUBULAÇÃO OU O SUBELEMENTO DE COMPLEXIDADE DE VASO		
17.	SOMENTE PARA VASOS, O SUBELEMENTO DE COMPLEXIDADE DE VASO ESTÁ RELACIONADO A CONTAGEM DE BOCAIS. ENTRAR COM O NÚMERO DE BOCAIS NA TABELA 8-16 PARA OBTER O VALOR NUMÉRICO CORRESPONDENTE SOMENTE PARA TUBULAÇÃO O SUBELEMENTO DE COMPLEXIDADE DE TUBULAÇÃO REQUER 5 DADOS LISTADOS NAS LINHAS 18 A 22.		
18.	i ENTRAR COM O NÚMERO DE CONEXÕES X 10 : OLEODUTO COM 36 CONEXÕES		360
19.	ii ENTRAR COM O NÚMERO DE PONTOS DE INJEÇÃO X 20 : OLEODUTO SEM P INJ		0
20.	iii ENTRAR COM O NÚMERO DE RAMAIS X 3: OLEODUTO COM 7 RAMAIS (4)		21
21.	iv ENTRAR COM O NÚMERO DE VÁLVULAS X 5 : OLEODUTO COM 11 VÁLVULAS (5)		55

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G			
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE			
SEÇÃO 8.1			
ANÁLISE DE PROBABILIDADE É O PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO			
PASSO III: SUBFATOR MECÂNICO (SEÇÃO 8.3.3) - TODOS OS VALORES NUMÉRICOS ENCONTRÁVEIS NA SEÇÃO 8.3.3			
22.	v ENTRAR COM O COMPRIMENTO DO DUTO (FT): DUTO COM 54.034 m		177.276,90 ft
23.	SOMENTE PARA TUBULAÇÃO, CALCULAR O SUBELEMEN TO DE COMPLEXIDADE DE TUBULAÇÃO = SOMA LINHAS (18 A 22)/ COMPRIMENTO DO DUTO		0,002/ft
24.	SUBELEMEN TO DE COMPLEXIDADE DE TUBULAÇÃO TABELA 8-17 : PARA O OLEODUTO EM ESTUDO 0,002 < 0,10 =>		-3
25.	O ELEMENTO DE CÓDIGO DE CONSTRUÇÃO DÁ CREDITO A EXPERIÊNCIA DE OPERAÇÃO SEGURA DO EQUIPAMENTO PROJETADO SEGUNDO CÓDIGOS RE CONHECIDOS. O OLEODUTO FOI CONSTRUÍDO SEGUNDO UM CÓDIGO ATUAL CUJA CATEGORIA É "A" E NA TABELA 8-18 TEM VALOR NUMÉRICO		0
26.	ELEMENTO DE CICLO DE VIDA ASSUME QUE A FREQUÊNCIA DE FALHA É MAIOR NO INÍCIO E NO FIM DA VIDA DO EQUIPAMENTO ANOS OPERAÇÃO /VIDA DE PROJETO % = 16 ANOS/ 40 ANOS = 40%. NA TABELA 8-19 7%<40%<75% => VALOR NUMÉRICO		0
27.	O ELEMENTO DE SEGURANÇA CONSIDERA QUE HÁ MAIOR PROBABILIDADE DE FALHA EM EQUIPAMENTO OPERANDO NUMA RAZÃO ENTRE PRESSÃO DE OPE RAÇÃO E DE PROJETO MAIOR, OU A TEMPERATURAS MUITO ACIMA OU ABAIXO DA TEMPERATURA AMBIENTE i SUBELEMEN TO DE PRESSÃO DE OPERAÇÃO PRESSÃO DE OPERAÇÃO /P PROJETO = 611/688,5= 0,887 0.7< 0,887 < 0,9 NA TABELA 8-20=> VALOR NUMÉRICO		0
28.	ii SUBELEMEN TO DE TEMPERATURA DE OPERAÇÃO AÇO CARBONO T OP = 104 °F NA TABELA 8-21 E NO SUBITEM 8.3.3.4.2 =>		0
29.	ELEMENTO DE SEGURANÇA SOMA DAS LINHAS 27 E 28		0
30.	ELEMENTO DE MONITORAÇÃO DE VIBRAÇÃO TABELA 8-18		NA1
31.	SUBFATOR MECÂNICO COMBINADO SOMA DAS LINHAS 24,25,26,29 E 30		-3

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G			
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE			
SEÇÃO 8.1			
ANÁLISE DE PROBABILIDADE: PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO			
PASSO IV: SUBFATOR DE PROCESSO (SEÇÃO 8.3.4) - TODOS OS VALORES NUMÉRICOS ENCONTRÁVEIS NA SEÇÃO 8.3.4			
O SUBFATOR DE PROCESSO REFLETE A PREOCUPAÇÃO DE QUE AS DESESTABILIZAÇÕES AFETAM A INTEGRIDADE MECÂNICA			
32.	i O SUBELEMENTO DE PARADAS PROGRAMADAS RECONHECE QUE MESMO PARADAS PROGRAMADAS PODEM AUMENTAR A FREQUÊNCIA DE FALHA O OLEODUTO TEM ENTRE 0 E 1 PARADA PROGRAMADA POR ANO TABELA 8-23		-1
33.	ii O SUBELEMENTO DE PARADAS NÃO PROGRAMADAS REQUER O CÁLCULO DE DA MÉDIA DE PARADAS NÃO PROGRAMADAS POR ANO O OLEODUTO EM ESTUDO PODE SOFRER PARADAS NÃO PLANEJADAS ENTRE 1,1 E 3 POR ANO => TABELA 8-24		0
34.	ELEMENTO DE CONTINUIDADE SOMA LINHAS 32 E 33		-1
35.	ELEMENTO DE ESTABILIDADE DE PROCESSO TABELA 8-25, FOI DESENVOLVIDO PARA CARACTERIZAR A ESTABILIDADE DO PROCESSO DA INSTALAÇÃO A OPERAÇÃO DO OLEODUTO É ESTAVEL => TABELA 8-25		0
O ELEMENTO DE VÁLVULA DE ALÍVIO RECONHECE A IMPORTÂNCIA DAS VÁLVULAS DE ALÍVIO NA PROTEÇÃO DO EQUIPAMENTO			
36.	O SUBELEMENTO DE MANUTENÇÃO DE PSV , TABELA 8-26, MEDE ALGUNS PARÂ METROS CHAVE DO PROGRAMA. PARA O OLEODUTO EM ESTUDO O PERCENTUAL DE ATRASO NA MANUTENÇÃO DAS VÁLVULAS DE ALÍVIO É MENOR QUE 5%, PORTANTO SEGUNDO A TABELA 8-26, A CATEGORIA É "A"		-1
37.	A COMPOSIÇÃO DO FLUIDO PODE AFETAR A CONFIABILIDADE DA PSV PARA O OLEODUTO EM ESTUDO, O SERVIÇO É SEM INCRUSTAÇÃO, O QUE SEGUNDO A TABELA 8-27, INDICA CATEGORIA "A"		0

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE					
SEÇÃO 8.1					
ANÁLISE DE PROBABILIDADE: PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO					
PASSO IV: SUBFATOR DE PROCESSO (SEÇÃO 8.3.4) - TODOS OS VALORES NUMÉRICOS ENCONTRÁVEIS NA SEÇÃO 8.3.4					
38.	A CORROSIVIDADE DO FLUIDO PODE AFETAR A CONFIABILIDADE DA PSV. TABELA 8-28 SERVIÇO CORROSIVO: O SERVIÇO NO OLEODUTO EM ESTUDO NÃO PODE SER CONSIDERADO COMO CORROSIVO, O QUE SEGUNDO A TABELA 8-28 INDICA UM ELEMENTO NULO	0			
39.	A LIMPEZA DO FLUIDO OU A DEPOSIÇÃO DE SEDIMENTOS PODEM AFETAR A CONFIABILIDADE DA PSV. O SERVIÇO NO OLEODUTO EM ESTUDO PODE SER CONSIDERADO COMO LIMPO, O QUE SEGUNDO A TABELA 8-29 INDICA UM ELEMENTO NULO C203	0			
40.	ELEMENTO DE VÁLVULA DE ALÍVIO SOMA LINHAS 36, 37, 38 E 39	-1			
41.	SUBFATOR COMBINADO DE PROCESSO SOMA LINHAS 34, 35 E 40	-2			
42.	FATOR DE MODIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTO COMBINADO SOMA DAS LINHAS 12, 16, 31 E 41	-4			
43.	CONVERSÃO PARA FATOR DE MODIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTO NEGATIVO USAR O MÓDULO DO INVERSO => $[-1/4] = 0,25$	0,25			
44.	FATOR DE MODIFICAÇÃO DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA PSM ENTRAR COM O ESCORE DO FATOR DE MODIFICAÇÃO PSM. APOÓS ENTREVISTAS COM PESSOAL DE OPERAÇÃO, SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E INTEGRIDADE O ESCORE DE PSM É	784			
	NA FIGURA 8-5, O PSM DE 784 CORRESPONDE AO FATOR	0,3			
PASSO V: FREQUÊNCIA DE FALHA AJUSTADA					
45.	MULTIPLICAR A FREQUÊNCIA GENÉRICA DE FALHA PELO FATOR DE MODIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTO E PELO FATOR DE MODIFICAÇÃO PSM (LINHA 2 X	FUROS TÍPICOS			
		¼"	1"	4"	24"rupt
	LINHA 43 X LINHA 44) ATENÇÃO: A FREQUÊNCIA É POR FT ANO!!!	4,5*10E-9	1,5*10E-8	1,5*10E-9	7,5*10E-10

OBSERVAÇÕES:		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G
1-	APESAR DA TABELA 8.1 SE REFERIR A DADOS DE CONFIABILIDADE PARA SISTEMAS DE TUBULAÇÃO EM PLANTAS INDUSTRIAIS, NESTE ESTUDO SERÃO UTILIZADAS AS FREQUÊNCIAS ALI INDICADAS COMO SENDO APLICÁVEIS A OLEODUTOS	
2-	FACE O VALOR DA TAXA DE CORROSÃO UNIFORME MEDIDA NO COUPON SER MAIOR QUE A ESTIMADA E O COUPON ESTAR SOFRENDO CORROSÃO PITEFORME, PARA O PRESENTE ESTUDO, FOI ADOTADA A MÉDIA DESTAS TAXAS COMO SENDO A DE CORROSÃO LOCALIZADA. CABE RESSALTAR QUE QUANDO A TAXA DE CORROSÃO MEDIDA ESTÁ COM VALOR MUITO ALTO, UTILIZA-SE O VALOR LIMITE PARA CORROSÃO SEVERA NO CÁLCULO DA MÉDIA	
3-	CONSIDERA-SE PARA O CÁLCULO DE CA QUE O MATERIAL POSSA ESTAR SUJEITO A 100% DO SMYS, UMA VEZ QUE CA TAMBÉM É UMA MARGEM DE SEGURANÇA PARA O DUTO SOB CORROSÃO. ALÉM DISTO O CA PODE VARIAR DO MÁXIMO 1/8" ATÉ A DIFERENÇA ENTRE A ESPESSURA ATUAL t_a E A ESPESSURA DE SEGURANÇA t_s PARA RESISTIR A MAWP.	
4-	APESAR DO OLEODUTO EM ESTUDO TER 7 RAMAIS DE ENTRADA DE FLUIDO NA LINHA TRONCO, ESTAS TEM OPERAÇÃO INTERMITENTE E DE BAIXA FREQUÊNCIA, RAZÃO PELA QUAL NÃO SÃO CONSIDERADOS NO CÁLCULO DO INVENTÁRIO	
5-	SÃO CONSIDERADAS NESTE ESTUDO, ALÉM DAS VÁLVULAS DE ISOLAMENTO, 4 VÁLVULAS POR LANÇADOR E RECEBEDOR DE PIG	
6-	O FATOR DE MONITORAÇÃO DA VIBRAÇÃO NÃO É APLICÁVEL AO OLEODUTO EM ESTUDO, POIS O BOMBEAMENTO É REALIZADO POR BOMBAS CENTRÍFUGAS ALÉM DE TER SEUS TRECHOS AÉREOS ANCORADOS E O RESTANTE ENTERRADO	
NA1-	ITEM APLICÁVEL SOMENTE A PLANTAS INDUSTRIAIS	

Parte C – Cálculo Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C1: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIAS DE CHAMA					
SEÇÃO 7.8					
ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA EQUIPAMENTO E PESSOAL DEVIDO A VAZAMENTO DE HIDROCARBONETO COM IGNIÇÃO					
MATERIAL REPRESENTATIVO					
1.	COPIAR O MATERIAL REPRESENTATIVO (LINHA 1 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A)	PETRÓLEO		C17-C25	
TIPO DE VAZAMENTO		FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	RUPTURA
2.	COPIAR TIPO DE VAZAMENTO (LINHA 23 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A)	CONT	INSTANT	INSTANT	INSTANT
TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA					
3.	COPIAR A TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA (LINHA 13 OU 14 OU 15 OU 26 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A), DEPENDENDO DO TIPO DE VAZAMENTO	3,6 lb/s	102.420 lbs	1.640.160lbs	1.832.702 lbs
CATEGORIZAÇÃO DA DETECÇÃO					
4.	COPIAR A LINHA 3 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A, QUANDO HOVER SISTEMA DE DETECÇÃO INSTALADO	A			
CATEGORIZAÇÃO DO ISOLAMENTO					
5.	COPIAR A LINHA 4 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A, QUANDO HOVER SISTEMA DE ISOLAMENTO INSTALADO	C			
AJUSTE PARA MITIGAÇÃO DE EVENTOS COM CHAMA					
6.	VER NA TABELA 7.7 SEÇÃO 7.8 PARA AJUSTAR A DURAÇÃO DO VAZAMENTO A PARTIR DAS LINHAS 4 OU 5 ACIMA, COM VAZAMENTO CONTÍNUO	40 min	NA	NA	NA
	6a DURAÇÃO REAL PARA O DUTO EM ESTUDO	40 min	30 min	30 min	30 min

Parte C – Cálculo Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C1: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIA DE CHAMA					
SEÇÃO 7.8					
ESTIMATIVA DA ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA EQUIPAMENTO E PESSOAL DEVIDO A VAZAMENTO DE HIDROCARBONETO COM IGNIÇÃO					
ÁREA DE DANO EM EQUIPAMENTO					
7.	VER NAS TABELAS 7.8 A 7.11 AS ÁREAS AFETADAS PARA EQUIPAMENTO USANDO A TAXA DE VAZAMENTO APROPRIADA PARA VAZATO CONT OU INST DA LINHA 15 PARTE A DUTO OPERA A 104 F ABAIXO TEMP DE AUTO IGNIÇÃO	57,6 ft ²	3.989 ft ²	49.767 ft ²	5,5*10E4 ft ²
ÁREA DE FATALIDADES EM POTENCIAL					
8.	VER NAS TABELAS 7.8 A 7.11 AS ÁREAS AFETADAS PARA EQUIPAMENTO USANDO A TAXA DE VAZAMENTO APROPRIADA PARA VAZATO CONT OU INST DA LINHA 15 PARTE A DUTO OPERA A 104 F ABAIXO TEMP DE AUTO IGNIÇÃO	162 ft ²	11.603 ft ²	144.776 ft ²	1,6*10E5ft ²
REDUÇÃO DA CONSEQUÊNCIA					
9.	SE A CONSEQUÊNCIA PUDE SER REDUZIDA DEVIDO A QUALQUER SISTEMA DE MITIGAÇÃO DA TABELA 7-16, REDUZIR A ÁREA DE DANO EM EQUIPAMENTO (LINHA 7) NA PORCENTAGEM RECOMENDADA. ESTA SERÁ A ÁREA DE DANO EM EQUIPAMENTO. NO DUTO EM ESTUDO NÃO HÁ SISTEMA DE MITIGAÇÃO SIMILAR PREVISTO NA TABELA 7-16, PORTANTO A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE DANO A EQUIPAMENTO NÃO SERÁ REDUZIDA (1)	57,6 ft ²	3.989 ft ²	49.767 ft ²	5,5*10E4 ft ²
10.	SE A CONSEQUÊNCIA PUDE SER REDUZIDA DEVIDO A QUALQUER SISTEMA DE MITIGAÇÃO DA TABELA 7-16, REDUZIR A ÁREA DE FATALIDADES EM POTENCIAL (LINHA 8) NA PORCENTAGEM RECOMENDADA. ESTA SERÁ A ÁREA DE FATALIDADES EM POTENCIAL . NO DUTO EM ESTUDO NÃO HÁ SISTEMA DE MITIGAÇÃO SIMILAR PREVISTO NA TABELA 7-16, PORTANTO A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE DANO A EQUIPAMENTO NÃO SERÁ REDUZIDA (1)	162 ft ²	11.603 ft ²	144.776 ft ²	1,6*10E5ft ²

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G			TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C2: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIA TÓXICA					
SEÇÃO 7.8.2					
ESTIMATIVA DA ÁREA DE CONSEQUÊNCIA TÓXICA PARA VAZAMENTO DE HF OU H2S					
1.	ENTRAR COM O MATERIAL TÓXICO E O PERCENTUAL. OBS: TABELAS DESENHADAS PARA HF, H2S, HCL E NH3 (2)	FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	RUPTURA
2.	COPIAR TIPO DE VAZAMENTO (LINHA 23 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A)			NA	
3.	MULTIPLICAR A TAXA DE VAZAMENTO (LINHA 13 OU 14 OU 15 DA PLANILHA DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO, PARTE A) PELO PERCENTUAL DE MATERIAL TÓXICO. PARA "INSTANTÂNEO", AVANÇAR PARA LINHA 8			NA	
4.	COPIAR A DURAÇÃO DOS VAZAMENTOS (LINHA 25 DA PLANILHA DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO, PARTE A)			NA	
5.	HÁ SISTEMA DE SPRAY OU DILÚVIO?	NA1	SIM	NÃO	
6.	SE A LINHA 5 É "SIM", USAR INFORMAÇÕES DE PROJETO DO SISTEMA DE SPRAY PARA ESTIMAR A REDUÇÃO NA TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA. ENTRAR COM A TAXA OU A MASSA AJUSTADA	NA1	LB/S	LB/S	LB/S
7.	PARA "CONTÍNUO" VER FIGURA 7-5 (HF) , 7-6 (H2S), 7-9 (HCL) E 7-10(NH3) LOCALIZAR A CURVA COM A DURAÇÃO MAIOR MAIS PRÓXIMA ENTRAR COM A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA CORRESPONDENTE AS TAXAS DE VAZAMENTO DADAS NA LINHA 6 (SE DILÚVIO) OU LINHA 3 (SEM DILÚVIO)			NA	
8.	PARA "INSTANTÂNEO", ENTRAR COM O INVENTÁRIO TOTAL VAZADO (LINHA 28 DA PLANILHA DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO , PARTE A)			NA	
9.	PARA "INSTANTÂNEO", VER FIGURA 7-8 (HF, H2S), 7-11(HCL), 7-12(NH3). LOCALIZAR A CURVA APLICÁVEL AO MATERIAL SELECIONADO. ENTRAR COM A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA PARA A MASSA VAZADA DA LINHA 8			NA	
10.	USAR RESULTADOS LINHA 7 OU 9. ESTA É ÁREA DE CONSEQ TÓXICA			NA	

Parte C – Cálculo Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C3: CÁLCULO DAS CONSEQUÊNCIAS AMBIENTAIS					
SEÇÃO 7.8.3					
ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A VAZAMENTO DE LÍQUIDO E A LIMPEZA ASSOCIADA					
PASSO I. CÁLCULO DO VOLUME VAZADO					
1.	COPIAR O PONTO DE EBULIÇÃO DO MATERIAL NBP (LINHA 20 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO, PARTE A). SE NBP < -300 F ENTRAR COM NÃO APLICÁVEL. NÃO HAVERÁ CONSEQUÊNCIA AMBIENTAL AGUDA DEVIDO A FALHA DO EQUIPAMENTO. CASO CONTRÁRIO CONTINUAR	104 F			
2.	COPIAR O INVENTÁRIO MÁXIMO DISPONÍVEL (LINHA 26 DA PLANILHA DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO, PARTE A). PARA FURO 1/4" O INVENTÁRIO SERÁ 40 min * 60 s * 3,6 lb/s=	8.640 lbs	102.420 lbs	1.640.160 lbs	1.832.702 lbs
3.	ENTRAR COM A DENSIDADE DO MATERIAL LÍQUIDO A PRESSÃO ATMOSFÉRICA E TEMPERATURA	48,383 lb/ft3			
4.	DIVIDIR O MÁXIMO INVENTÁRIO DISPONÍVEL PELA DENSIDADE (LINHA 2 * LINHA 3). ESTE É O VOLUME MÁXIMO PERMISSÍVEL DE LÍQUIDO QUE PODERÁ VAZAR (V MÁX)	178 ft3	2.117 ft3	33.900 ft3	37.879 ft3
VAZAMENTO NO SOLO					
5.	O VAZAMENTO É DE UM VASO QUE PODE VAZAR PARA O SOLO? SE "NÃO" AVANÇAR PARA A LINHA 10 (3)	SIM	SIM	SIM	SIM
6.	ENTRAR COM AS TAXAS DE VAZAMENTO BASEADAS NO TIPO DE FUNDAÇÃO VER TABELA 7-22 SEÇÃO 7..8.3 VAZAMENTOS INSTANTÂNEOS NO SUBSOLO, SÃO TRATADOS COMO CONTINUOS DEVIDO A PRESENÇA DE SOLO AO REDOR DO TANQUE, EVITANDO UMA DESCARGA INSTANTÂNEA	FUIROS TÍPICOS			
		1/4"	1"		
		NA1	GAL/DIA	GAL/DIA	GAL/DIA
7.	ENTRAR COM OS TEMPOS DE DETECÇÃO CORRESPONDENTES OU A MASSA LIMITE BASEADA NO MÉTODO DE DETECÇÃO(TABELA 7-23 SEÇÃO 7.8.3)	NA1	DIAS	DIAS	DIAS

Parte C – Cálculo Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C3: CÁLCULO DAS CONSEQUÊNCIAS AMBIENTAIS					
SEÇÃO 7.8.3					
ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A VAZAMENTO DE LÍQUIDO E A LIMPEZA ASSOCIADA					
PASSO I. CÁLCULO DO VOLUME VAZADO					
8.	CALCULAR O VOLUME VAZADO MULTIPLICANDO A LINHA 6 E 7. ENTRAR COM O VALOR. ESTE É O VOLUME VAZADO NO SUBSOLO (3). PARA O VAZAMENTO CONTÍNUO O VOLUME NO SUBSOLO É 100% DO VAZAMENTO. PARA INSTANTÂNEO 30% FICA NO SUBSOLO	289 ft3	635 ft3	10.170 ft3	11.363 ft3
9.	O VOLUME VAZADO NO SUBSOLO > VOLUME MÁXIMO DISPONÍVEL? (LINHA 8 > LINHA 4?) (3) SE "SIM", ENTRAR COM OS VALORES DA LINHA 4 SE "NÃO", ENTRAR COM OS VALORES DA LINHA 8 SE OUTRAS PAREDES DO VASO ESTÃO ACIMA DO SOLO, AVANCE PARA A LINHA 10. CASO CONTRÁRIO, AVANCE PARA A LINHA 12.	NÃO			
		289 ft3	1.041 ft3	10.170 ft3	11.363 ft3
VAZAMENTO ACIMA DO SOLO		FUROS TÍPICOS			
10.	MULTIPLICAR A TAXA DE VAZAMENTO PELA DURAÇÃO DA AÇÃO DE ISOLAMENTO. ESTA É A QUANTIDADE DE MATERIAL VAZADO . (LINHA 3 * LINHA 6, DA PARTE C3 ACIMA). NÃO EXCEDER O VALOR DA LINHA 2, PARTE C3. (3) PARA O OLEODUTO VER OBSERVAÇÃO (3)	1/4"	1"	4"	RUPTURA
			102.420 lbs	1.640.160 lbs	1.832.702 lbs
11.	DIVIDIR A MASSA VAZADA PELA DENSIDADE DO MATERIAL VAZADO (LINHA 10/ LINHA 3) PARA OBTER O VOLUME VAZADO. ENTRAR COM O VOLUME VAZADO. PARA O OLEODUTO VER OBSERVAÇÃO (3)		2.117 ft3	33.900 ft3	37.879 ft3
PASSO II. ELIMINAR CENÁRIOS SEM IMPACTO AMBIENTAL (ACIMA DO SOLO, COM DIQUE E CONTÍNUO)					
12.	ENTRAR COM VOLUME DE CONTENÇÃO SECUNDÁRIA (DIQUE). SE NÃO HOUVER DIQUE, ENTRAR COM "0" E AVANÇAR PAR A LINHA 17		NA2		

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C3: CÁLCULO DAS CONSEQUÊNCIAS AMBIENTAIS					
SEÇÃO 7.8.3					
ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A VAZAMENTO DE LÍQUIDO E A LIMPEZA ASSOCIADA					
PASSO II. ELIMINAR CENÁRIOS SEM IMPACTO AMBIENTAL (ACIMA DO SOLO, COM DIQUE E CONTÍNUO)					
13.	ASSUMINDO DIQUE RETANGULAR, IDENTIFICAR QUAIS DOS 4 LADOS SÃO BARREIRAS CRÍTICAS(EX. MURO DE CONTENÇÃO, SE O VAZAMENTO PASSA SOBRE ELA, SERA NECESSÁRIA LIMPEZA: MUROS NÃO CRÍTICOS SERIAM AQUELES COMUNS A DIQUES ADJACENTES). ENTRAR FRAÇÃO DE MUROS CRÍTICOS Kcrit (0, __, __, __, 1) SE Kcrit=0, O CENÁRIO PODE SER DESCARTADO. AVANÇAR PARA A LINHA 30 E ESCREVER 0 PARA TODOS OS FUROS CRÍTICOS	NA2	NA2	NA2	NA2
14.	SUBTRAIR O VOLUME DO DIQUE DO VOLUME VAZADO LINHA 11 -12	GAL	GAL	GAL	GAL
15.	O VOLUME VAZADO < VOLUME DO DIQUE? LINHA 14 < 0?	SIM	SIM	SIM	SIM
		NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
16.	O DIQUE É ESTANQUE? (NÃO PODE SER ABERTO?)	SIM	SIM	SIM	SIM
		NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
17.	SE AS LINHAS 15 E 16 SÃO "SIM", ENTRAR COM 0 E NA LINHA 30 PARA OS RESPECTIVOS FUROS. NÃO CONSIDERE ESTES FUROS NAS LINHAS 18 E LINHA 19. CASO CONTRÁRIO, CONTINUE		NA2		
PASSOIII. ESTIMATIVA DO VOLUME VAZADO NO MEIO AMBIENTE		FUROS TÍPICOS			
18.	PARA VAZAMENTOS ACIMA DO SOLO SEM DIQUE, O VOLUME VAZADO AO MEIO AMBIENTE (V env) É IGUAL AO VOLUME DA LINHA 11(3)	1/4"	1"	4"	RUPTURA
			1.482 ft3	23.730 ft3	26.515 ft3
19.	ENTRAR COM A PROBABILIDADE DE QUE O DIQUE POSSA ESTAR ABERTO (VALOR SUGERIDO DE 0,025)	NA2	NA	NA	NA
20.	MULTIPLICAR O VOLUME DO DIQUE PELA LINHA 19	NA2	GAL	GAL	GAL
21.	ADICIONAR LINHA 20 A LINHA 14. ESTE É O VOLUME VAZADO AO MEIO AMBIENTE DE VAZAMENTOS DE NÃO RUPTURA	NA2	GAL	GAL	GAL

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C3: CÁLCULO DAS CONSEQUÊNCIAS AMBIENTAIS					
SEÇÃO 7.8.3					
ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A VAZAMENTO DE LÍQUIDO E A LIMPEZA ASSOCIADA					
PASSOIII. ESTIMATIVA DO VOLUME VAZADO NO MEIO AMBIENTE					
22.	PARA VAZAMENTOS CONTÍNUOS, SE LINHA 14 < 0, ENTRAR COM O VALOR DA LINHA 14 COMO O VOLUME VAZADO AO MEIO AMBIENTE(Venv)	NA2	GAL	GAL	GAL
QUANTIDADE VERTIDA SOBRE O DIQUE					
23.	CALCULAR A RAZÃO ENTRE O VOLUME MÁXIMO PERMITIDO DE VAZAR E O VOLUME DO DIQUE (LINHA 4/LINHA 2) . ENTRAR COM O VALOR	NA2	GAL	GAL	GAL
24.	DA TABELA DA SEÇÃO 7.8.3, OBTENHA O FATOR DE VOLUME Kvol CORRESPONDENTE AO VALOR DA LINHA 20. ENTRAR COM O VALOR	NA2			
25.	ENTRAR COM A DISTÂNCIA MÉDIA DO VASO AS PAREDES CRÍTICAS DO DIQUE	FT			
26.	ENTRAR COM O RAIOS DO VASO	FT			
27.	ENTRAR COM A RAZÃO ENTRE A DISTÂNCIA MÉDIA DO VASO AS PAREDES CRÍTICAS DO DIQUE E O RAIOS DO VASO Kd=LINHA 25/LINHA 26				
28.	MULTIPLICAR A LINHA 4 X LINHA 13 X LINHA 24 X LINHA 27. ESTE É O VOLUME VAZADO AO MEIO AMBIENTE DE UM VAZAMENTO INSTANTÂNEO V env= V max X Kcrit X Kvol X Kd	GA			
29.	ADICIONAR LINHAS 18, 22 E 28 ACIMA PARA DETERMINAR O VOLUME VAZADO TOTAL ACIMA DO SOLO (3) VVS		1.482 ft3	23.730 ft3	26.515 ft3
PASSO IV. ESTIMATIVA DO VOLUME LÍQUIDO FINAL VAZADO NO MEIO AMBIENTE - ACIMA DO SOLO					
30.	ENTRAR COM A CONSTANTE DE EVAPORAÇÃO PARA O MATERIAL K VER TABELA 7-20 NA SEÇÃO 7.8.3 PARA C17-C25 K=5%	5% /DIA			
31.	ENTRAR COM O TEMPO REQUERIDO PARA COMPLETAR 1/2 DO TEMPO REQUERIDO PARA A LIMPEZA T1/2 EM DIAS PARA O OLEODUTO EM ESTUDO, A ESTIMATIVA DA METADE DO TEMPO PARA A LIMPEZA DE VAZAMENTO ACIMA DO SOLO É: (4) VNEV= VVS * (1 - (0,05 *tr/2)) =	2	4	16	16
		DIAS	DIAS	DIAS	DIAS

Parte C – Cálculo Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C3: CÁLCULO DAS CONSEQUÊNCIAS AMBIENTAIS					
ESTIMATIVA ATRAVÉS DO VALOR DE PERDA DIÁRIA SEÇÃO 7.8.4					
ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A VAZAMENTO DE LÍQUIDO E A LIMPEZA ASSOCIADA					
32.	CALCULAR O VOLUME FINAL DE LÍQUIDO NÃO EVAPORADO CONSIDERANDO O NUMERO DE DIAS DE EVAPORAÇÃO LINHA 31(4) E O FATOR K (5)		1.186 ft3	14.238 ft3	15.909 ft3
PASSO V. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DE LIMPEZA PARA VOLUMES UNITÁRIOS					
33.	ENTRAR COM OS CUSTOS UNITÁRIOS DE BIOREMEDIÇÃO PARA VOLUMES UNITÁRIOS NO SUBSOLO (6).	R\$ 200,00/ton			
34.	ENTRAR COM OS CUSTOS UNITÁRIOS DE LIMPEZA PARA VOLUMES UNITÁRIOS NO SOLO (7)	R\$3.782,00/m3			
35.	DETERMINAR OS CUSTOS DE LIMPEZA NO SUBSOLO - MULTIPLICAR LINHA 9 PELA LINHA 33 - HOMOGENEIZAR AS UNIDADES (8) CUSTO BIOREM SSOLO= Vol ss(m3) * 10m3/1m3ss * 1,5 ton/m3 * R\$200,00/m3ss	R\$ 24.554,00	R\$ 53.950,00	R\$ 864.043,00	R\$ 965.420,00
PASSO V. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DE LIMPEZA PARA VOLUMES UNITÁRIOS					
36.	DETERMINAR OS CUSTOS DE LIMPEZA NO SOLO - MULTIPLICAR LINHA 32 PELA LINHA 34 - HOMOGENEIZAR UNIDADES. (7) CUSTO COL/LIMP=Vol vaz(m3)*custo unit de col/limp=		R\$ R\$ 127.030,00	R\$ 1,52*10E6	R\$ 1,7*10E6
PART C4: CÁLCULO DOS CUSTOS DE PARADA DE PRODUÇÃO					
SEÇÃO 7.8.3					
ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A INTERRUPÇÃO DO NEGÓCIO, SE A TAL PERDA DIÁRIA É CONHECIDA					
1.	ENTRAR COM A PERDA DIÁRIA SE A INSTALAÇÃO ESTIVER PARADA (9)	R\$4.464.374,40/DIA			
2.	ESTIMAR O CUSTO DE EQUIPAMENTO NA INSTALAÇÃO POR FT2 (10)	R\$0/FT2			
3.	ENTRAR COM A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA, EM TERMOS DE ÁREA A PARTIR DA PLANILHA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA, PARTE C1, LINHA 9 PARA O OLEODUTO EM ESTUDO NÃO SERÁ CONSIDERADO QUE HAJA CONSEQUÊNCIA DE CHAMA POIS AS INSTALAÇÕES NÃO SÃO TERMINAIS	FUROS TÍPICOS			
		1/4" FT2	1" FT2	4" FT2	RUPTURA FT2

Parte C – Cálculo Conseqüências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G				TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G							
PART C4: CÁLCULO DOS CUSTOS DE PARADA DE PRODUÇÃO							
SEÇÃO 7.8.3 - ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A INTERRUPÇÃO DO NEGÓCIO, SE A TAL PERDA DIÁRIA É CONHECIDA							
4.	MULTIPLICAR LINHA 2 PELA LINHA 3 . ENTRAR COM ESTE VALOR QUE É A PERDA DEVIDO A DANOS NO EQUIPAMENTO POR CHAMA	R\$	R\$	R\$	R\$		
5.	USANDO A TABELA 7-27 TEM-SE O TEMPO DE PARADA EM FUNÇÃO DO DIÂ, METRO DO DUTO E DO DANO AO EQUIPAMENTO	1 DIAS	4 DIAS	5 DIAS	7 DIAS		
6.	CASO O EQUIPAMENTO SEJA ÚNICO E SUA REPOSIÇÃO DIFÍCIL EXTENDENDO A PARADA DA INSTALAÇÃO, ESTIMAR ESTE TEMPO E ENTRAR	DIAS	NA2	DIAS	DIAS		
7.	PARA CADA FURO TÍPICO, ESTIMAR O POTENCIAL DE DANO DO EQUIPAMENTO A SEUS VIZINHOS CRÍTICOS DA INSTALAÇÃO EM CASO DE CHAMA, TAIS COMO LINHAS DE TRANSMISSÃO, CABOS DE CONTROLE, ETC. USAR A ÁREA DA LINHA 3 PARA AJUDAR NA AVALIAÇÃO DA PROBABILIDADE	NA2	NA2	NA2	NA2		
8.	ESTIMAR O TEMPO DE PARADA RESULTANTE DEVIDO A DANO AOS EQUIPAMENTOS CRÍTICOS VIZINHOS E ENTRAR COM O NÚMERO DE DIAS	DIAS	NA2	DIAS	DIAS		
9.	MULTIPLICAR A LINHA 7 PELA LINHA 8. ESTE É TEMPO ESTIMADO DE PARADA DEVIDO A DANO AOS EQUIPAMENTOS VIZINHOS	DIAS	NA2	DIAS	DIAS		
10.	ENTRAR COM O MAIOR VALOR ENTRE AS LINHAS 5, 6 E 9. REPETIR PARA FURO TÍPICO. ESTE É O TEMPO DE PARADA DEVIDO A INCIDENTE COM CHAMA	DIAS	NA2	DIAS	DIAS		
11.	MULTIPLICAR CADA COLUNA DA LINHA 10 PELA LINHA 1. ESTA É A PERDA POR PARADA DEVIDO A CONSEQUÊNCIA DE CHAMA, PARA CADA FURO TÍPICO. NO PRESENTE ESTUDO MULTIPLICA-SE CADA COLUNA PELA LINHA 5	R\$ 4*10E6	R\$ 17*10E6	R\$ 22*10E6	R\$ 31*10E6		
12.	ESTIMAR A CAPACIDADE DA COMPANHIA EM SUBSTITUIR O EQUIPAMENTO	FUROS TÍPICOS					
	AVARIADO. REFERIR A TABELA 7.27	1/4"	1"	4"	RUPTURA		
	PARA O DUTO EM ESTUDO VAMOS CONSIDERAR REPARO E SUBSTITUIÇÃO FORA DE INSTALAÇÕES, DESTE MODO, OS TEMPOS PODEM SER REDUZIDOS	1 DIA	4 DIAS	5 DIAS	7 DIAS		
		1/2 DIA	1 DIA	1 DIA	4 DIAS		
13.	MULTIPLICAR LINHA 13 PELA LINHA 1 PARA OBTER O CUSTO DE PARADA PARA REPARO (11)	R\$ 2*10E6	R\$ 4*10E6	R\$ 4*10E6	R\$ 16*10E6		

Parte C – Cálculo Consequências

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C5: CÁLCULO DOS CUSTOS COM SANÇÕES FINANCEIRAS DE CARATER AMBIENTAL					
SEÇÃO 7.8.3					
ESTIMATIVA DE PERDAS ECONÔMICAS (EM R\$) DEVIDO A MULTAS AMBIENTAIS					
1.	ENTRAR COM O VOLUME MÁXIMO PASSÍVEL DE SER VAZADO (LINHA 4) DA PARTE C3 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE CONSEQUÊNCIAS	178 ft3	2.117 ft3	33900 ft3	37.879 ft3
2.	ENTRAR COM VALOR ESTIMADO DE MULTA AMBIENTAL POR VOLUME VAZADO	R\$ 12.500,00/m3			
3.	CALCULAR OS VALORES DE MULTAS AMBIENTAIS PARA CADA FURO TÍPICO, HOMOGENEIZANDO AS UNIDADES E CONSIDERANDO OS PISOS DE MULTA (13)	R\$ 92.500,00	R\$ 850.000,00	R\$ 13*10E6	R\$ 23,4*10E6

OBSERVAÇÕES:	APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A – G	Parte C – Cálculo Consequências
1	O OLEODUTO EM ESTUDO NÃO DISPÕE DE SISTEMA DE MITIGAÇÃO DE CONSEQUÊNCIA TAIS COMO SISTEMA DE DILÚVIO ETC, PRÓPRIOS DE INSTALAÇÕES DE PLANTAS DE PROCESSO. ALÉM DISTO AS DURAÇÕES DOS VAZAMENTOS PROPOSTAS SÃO SIMILARES AS DAS TABELAS PARA OS SISTEMAS SUPERVISÓRIO EXISTENTE. PORTANTO NÃO FAZ SENTIDO REDUÇÃO DAS ÁREAS AFETADAS POR MITIGAÇÃO	
2	O OLEODUTO EM ESTUDO OPERA APENAS COM PETRÓLEO, NÃO SENDO, PORTANTO, APLICÁVEL OS CÁLCULOS DE CONSEQUÊNCIA TÓXICA POR HF, HCI ETC.	
3	NESTE ESTUDO, VAMOS CONSIDERAR QUE TODO O VOLUME DE VAZAMENTO CONTINUO SEJA VAZADO PARA O SOLO ENQUANTO 70% DE TODO O VOLUME DE VAZAMENTO INSTANTÂNEO SEJA VAZADO ACIMA DO SOLO, E OS 30% RESTANTES PERMANECEM NO SOLO, DIFERENTEMENTE DO QUE SERIA DE SE ESPERAR PARA TANQUE OU EQUIPAMENTO DE UMA PLANTA INDUSTRIAL. O VOLUME VAZADO NO OU ACIMA DO SOLO SERÁ MEDIDO NESTE ESTUDO EM ft ³ AO INVÉS DE EM gal.	
4-	USA-SE A METADE DO TEMPO REQUERIDO DE REPARO. SE CONSIDERA QUE HAJA EVAPORAÇÃO DO FLUIDO APENAS DURANTE O DIA.	
5-	NESTE ESTUDO, ESTABELECE-SE COMO 50% O VOLUME MÁXIMO DE FLUIDO QUE PODERÁ EVAPORAR APÓS UM VAZAMENTO ACIMA DO SOLO	
6-	NESTE ESTUDO, PARA CÁLCULO DO VOLUME DE SUBSOLO CONTAMINADO E CUSTO DE BIOREMEDIAÇÃO O SEGUINTE: 1m ³ DE PETROLEO CONTAMINA CERCA DE 10m ³ DE SUBSOLO. O CUSTO DE BIOREMEDIAÇÃO É CERCA DE R\$200.00/ton DE SOLO CONTAMINADO	
7-	1m ³ DE SOLO EQUIVALE A 1,5 ton	
7-	NESTE ESTUDO, UTILIZA-SE COMO CUSTO DE COLETA/LIMPEZA DE PETRÓLEO VAZADO NO SOLO, R\$3.782,00/m ³	
8-	NESTE ESTUDO CONSIDERA-SE PARA CÁLCULO DE CUSTO DE COLETA/LIMPEZA, QUE O VAZAMENTO MÍNIMO SEJA 1 m ³ .	
9-	NESTE ESTUDO CONSIDERA-SE R\$317,00/m ³ A RECEITA DE PRODUÇÃO POR m ³ , COM O PETRÓLEO CUSTANDO US\$24,00/BBL E 1 US\$=R\$3,00 E APENAS 30% DA VAZÃO, COMO PETRÓLEO. O OLEODUTO OPERA 24 HS/DIA	
10-	ESTE DADO SOMENTE É VÁLIDO SE SE FIZER O ESTUDO DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA DO OLEODUTO DENTRO DE ESTAÇÃO OU TERMINAL	
11-	O POTENCIAL DE UM INCIDENTE DANIFICAR EQUIPAMENTOS CRÍTICOS VIZINHOS, TAIS COMO LINHAS DE TRANSMISSÃO, CABOS DE CONTROLE ETC. JÁ ESTÁ INCLUIDO NAS ESTIMATIVAS PARA FUROS TÍPICOS, E ESTÁ REPRESENTADO NA FIGURA 7-14 .	
12-	DESCONSIDERADO NESTE ESTUDO	
12-	NESTE ESTUDO ESTIMOU-SE COMO MULTA AMBIENTAL , A SER APLICADA APENAS PELO ÓRGÃO COM COMPETÊNCIA JURISDICIONAL PARA O EVENTO, O VALOR DE R\$ 12.500,00/m ³ DE PETRÓLEO VAZADO	
13	NESTE ESTUDO, O VALOR MÍNIMO DE MULTA AMBIENTAL A SER APLICADO POR VAZAMENTO É O CORRESPONDENTE A UM VOLUME DE 1m ³ , ACRESCIDO DE PISO POR VOLUME VAZADO ASSIM DEFINIDO: 1 A 10 m ³ - R\$30.000,00; 10 A 100m ³ - R\$100.000,00; 100 A 1000 m ³ - R\$ 1.000.000,00; ACIMA DE 1000m ³ - R\$ 10.000.000,00, SENDO QUE OS PISOS NÃO SÃO CUMULATIVOS.	
NA1-	APLICÁVEL APENAS A PLANTAS INDUSTRIAIS	
NA2-	APLICÁVEL APENAS A PARQUE DE TANQUES	

Parte D – Cálculo de Risco

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G				TAG: NA			
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G									
PART D4: CÁLCULO DO RISCO									
SEÇÃO 6.3									
VALORES DE RISCO PARA CENÁRIO DE VAZAMENTO DE UM EQUIPAMENTO SEM									
1.	COPIAR OS RESULTADOS DE FREQUÊNCIA DE FALHAS (LINHA 45 DA PARTE B DA PLANILHA DE PROBABILIDADE	1/4"	1"	4"	24" RUPT				
		4,5*10E-9	1,5*10E-8	1,5*10E-9	7,5*10E-10				
		ft/ano	ft/ano	ft/ano	ft/ano				
2.	COPIAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA (LINHA 9 - ÁREA DE DANO A EQUIPAMENTO OU LINHA 10 - ÁREA DE FATALIDADE DA PLANILHA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA - PARTE C1)	NA1							
3.	COPIAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIAS TÓXICAS (LINHA 10 DA PLANILHA DE CONSEQUÊNCIAS TÓXICAS PARTE C2)	NA2							
4.	COPIAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA AMBIENTAL (LINHAS 35 E 36 DA PLANILHA DE CONSEQUÊNCIAS AMBIENTAIS PARTE C3)	R\$ 24.554,00	R\$ 180980,00	R\$ 2,4*10E6	R\$ 2,7*10E6				
5.	COPIAR OS RESULTADOS DE PARADA OU INTERRUPTÃO DO NEGÓCIO(LINHA 11 OU 13 DA PLANILHA DE CONSEQUÊNCIA DE PARADA DE PRODUÇÃO PARTE C4	R\$ 2*10E6	R\$ 4*10E6	R\$ 4*10E6	R\$ 16*10E6				
	6.	COPIAR OS RESULTADOS DE MULTAS AMBIENTAIS (LINHA 3 DA PARTE C5 DA PLANILHA DE PERDAS FINANCEIRAS POR MULTAS AMBIENTAIS)	R\$ 92.500,00	R\$ 850.000,00	R\$ 13*10E6	R\$ 23,4*10E6			
PASSO I. CALCULAR OS RESULTADOS DE RISCO									
7.	MULTIPLICAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PELA FREQUÊNCIA DE FALHA (LINHA 1 X LINHA 2)	NA1							
8.	MULTIPLICAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA TÓXICA PELA FREQUÊNCIA DE FALHA (LINHA 1 X LINHA3)	NA2							
9.	MULTIPLICAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA AMBIENTAL PELA FREQUÊNCIA DE FALHA (LINHA 1 X LINHA 4)	R\$ 1,1*10E-4 ft/ano	R\$ 2,71*10E-3 ft/ano	R\$ 3,6*10E-5 ft/ano	R\$ 2*10E-3 ft/ano				

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G				TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G						
PART D4: CÁLCULO DO RISCO						
SEÇÃO 6.3						
VALORES DE RISCO PARA CENÁRIO DE VAZAMENTO DE UM EQUIPAMENTO						
10.	MULTIPLICAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA DE PARADA DE PRODUÇÃO PELA FREQUÊNCIA DE FALHA (LINHA 1 X LINHA 5)	R\$ 0,01 Ft /ano	R\$ 0,06 Ft / ano	R\$ 0,01 Ft / ano	R\$ 0,01 Ft / ano	
11.	MULTIPLICAR OS RESULTADOS DE PERDAS FINANCEIRAS POR MULTAS AMBIENTAIS PELA FREQUÊNCIA DE FALHA (LINHA 1 X LINHA 6)	R\$ 4,2*10E -4 /ft ano	R\$ 0,01 /ft ano	R\$ 0,02 /ft ano	R\$ 0,02 /ft an	
12.	SOMAR OS RISCOS DE CHAMA PARA TODOS OS FUROS TÍPICOS LINHA 7	NA1				
13.	SOMAR OS RISCOS TÓXICOS PARA TODOS OS FUROS TÍPICOS LINHA 8	NA2				
14.	SOMAR OS RISCOS AMBIENTAIS PARA TODOS OS FUROS TÍPICOS LINHA 9	R\$ 4,86*10E-3 / ft ano				
15.	SOMAR OS RISCOS DE PARADA PARA TODOS OS FUROS TÍPICOS LINHA 10	R\$ 0,09 / ft ano				
16.	SOMAR OS RISCOS DE PERDAS FINANCEIRAS POR MULTA AMBIENTAL PARA TODOS OS FUROS TÍPICOS LINHA 11	R\$ 0,05 /ft ano				
17.	SOMAR OS RISCOS ACIMA (LINHAS 12, 13, 14, 15 E 16) MULTIPLICANDO PELA EXTENSÃO DO OLEODUTO CONVERTIDA EM ft= 177.283,46 ft	R\$25.681,00 /ano				

O RISCO TOTAL DO OLEODUTO DE 54,034 km É R\$ 25.681,00 /ano.

OBSERVAÇÕES:
NESTE ESTUDO NÃO SERÁ CONSIDERADA CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PORQUE O OLEODUTO ESTÁ INSTALADO FORA DE PLANTA
NA1- INDUSTRIAL
NA2- O OLEODUTO EM ESTUDO NÃO TRANSPORTA FLUIDO SIMILAR A HF, HCl, NH4 ETC

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G			TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G						
PART E1: DESENVOLVIMENTO DE PROGRAMA DE INSPEÇÃO PARA CORROSÃO GENERALIZADA						
SEÇÃO 9						
DEFINIÇÃO DA ABRANGÊNCIA DO PLANO DE INSPEÇÃO (TIPO DE DEFEITO A PROCURAR E ONDE PROCURAR), DAS TÉCNICAS DE INSPEÇÃO A SEREM USADAS E DA FREQUÊNCIA DE INSPEÇÃO						
TIPO DE DEFEITO						
1.	TABELA 9-1 : PERDA GENERALIZADA DE ESPESSURA (1)	CORROSÃO GENERALIZADA				
EFICÁCIA DA INSPEÇÃO						
2.	TABELA 9-7 FLUXO MAGNÉTICO E PERDA DE ESPESSURA => (2)	ALTAMENTE EFICAZ OU H				
	TABELA 9-9 INSPEÇÃO POR PIGMFL, COM ACURÁCIA DE +- 10 A 15% DA ESPESSURA PARA DEFEITOS ABAIXO E ACIMA DE 80% DA ESPESSURA RESPECTIVAMENTE, IMPLICA EM TÉCNICA DE INSPEÇÃO DE ALTA EFICÁCIA =>	ALTAMENTE EFICAZ OU H				
QUANTIFICAÇÃO						
3.	TABELA 9-11 PARA INSPEÇÃO ALTAMENTE EFICAZ E ESTADOS DE DANO DMG ST 1, 2, E 3 , AS PROBABILIDADES DE DETERMINAÇÃO DO VERDADEIRO ESTADO DE DANO =>	DMG ST 1 0,9	DMG ST 2 0,09	DMG ST 3 0,01		
ESTADOS DE DANO						
4.	DMG ST 1 = TAXA DE CORROSÃO < 1MIL/ANO	< 1MPY				
	DMG ST 2 = 1 MIL/ANO < TAXA DE CORROSÃO < 5 MILS/ANO	1 < r <5MPY				
	DMG ST 3 = 5 MILS/ANO < TAXA DE CORROSÃO < 8 MILS/ANO				1 < r <8 MPY	
TAXA DE CORROSÃO APÓS INSPEÇÃO E COMPROVADA POR COUPON						
5.	EM 2 PONTOS DO DUTO A TAXA MÉDIA (3 MEDIÇÕES) ESTÁ ABAIXO DE 1 MPY	0,42 MPY				
	EM 2 PONTOS A TAXA MÉDIA (3 MEDIÇÕES) É DE 1,5 MPY, OU SEJA, SE ENQUADRA NO ESTADO DE DANO 2.	1,5MPY				
	EM 1 PONTO A TAXA (2 MEDIÇÕES) EXCEDE O ESTADO DE DANO 3. NESTES CASOS SE COSTUMA LIMITAR A TAXA AO MÁXIMO TOLERÁVEL, NO CASO 8 MPY.				8 MPY	

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G	TAG: NA
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G			
PART E1: DESENVOLVIMENTO DE PROGRAMA DE INSPEÇÃO PARA CORROSÃO GENERALIZADA			
SEÇÃO 9			
DEFINIÇÃO DA ABRANGÊNCIA DO PLANO DE INSPEÇÃO (TIPO DE DEFEITO A PROCURAR E ONDE PROCURAR), DAS TÉCNICAS DE INSPEÇÃO A SEREM USADAS E DA FREQUÊNCIA DE INSPEÇÃO			
CÁLCULO DA FREQUÊNCIA NA QUAL UM DADO DEFEITO VAI EXCEDER A TOLERÂNCIA A ESTE DEFEITO E FALHAR			
6.	CONSIDERANDO FRATURA DUTIL E COM DADOS SOBRE PRESSÃO MÁXIMA SMYS, ETC. É POSSÍVEL CALCULAR AS FREQUÊNCIAS DE INSPEÇÃO, QUE LEVAM A FALHA, SENDO A FUNÇÃO $G = S - L$ ONDE S= CARREGAMENTO E L=RESISTÊNCIA. NO PRESENTE ESTUDO ESTE DADO NÃO SERÁ CALCULADO POIS AINDA NÃO SE DISPÕE DO RELATÓRIO FINAL DA 2A. CORRIDA DE PIG INSTRUMENTADO		NÃO CALCULADO
CÁLCULO DO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO			
7.	ADEQUA A FREQUÊNCIA DE FALHA GENÉRICA A OCORRÊNCIA DOS ESTADOS DE DANOS QUE LEVAM O EQUIPAMENTO A FALHAR A PARTIR DA SUA PREVISÃO ATRAVÉS DE INSPEÇÃO		NÃO CALCULADO
FREQUÊNCIA DE INSPEÇÃO			
8.	a = IDADE DO DUTO		16 ANOS
	t= ESPESSURA APÓS INSPEÇÃO POR PIG		0,51 * 3/8 "
	r= TAXA DE CORROSÃO PREVISTA		1 MPY
	ra = TAXA DE CORROSÃO MÉDIA MEDIDA ATUAL		2,8 MPY
	CA= CORROSÃO ADMISSÍVEL		0,039 in
	NUMERO DE INSPEÇÕES COM PIG		1
	VIDA REMANESCENTE=Caatual/ r atual= 0,039 /2,8 MPY		13,93 anos
	VIDA REM SOB CORROSÃO SEVERA atual =CA /r pit sev = 0,039/ 8 MPY= 4,8 anos		4,5 anos
	TEMPO SEM INSPEÇÃO		11 anos
	1A INSPEÇÃO ALTAMENTE EFICAZ		5 anos
	FREQUÊNCIA DE INSPEÇÃO COM PIG COM INIBIÇÃO DE CORROSÃO, INICIADA APÓS A PASSAGEM DO PIG		5 anos

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA		
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G						
PARTE E2: REDUÇÃO DE RISCO VIA INSPEÇÃO						
SEÇÃO 9.3 AVALIAR O RISCO ASSOCIADO AO PROGRAMA DE INSPEÇÃO ATUAL E DE OUTROS PROGRAMAS						
RISCO DO PROGRAMA ATUAL						
9.	$a*r/t = 5 \text{ ANOS} * 2,8\text{MPY}/0,51 * 3/8 = 0,07$	0,08				
	FATOR DE SOBREPONTO $T_{acl}/(T_{acl} - CA)$ OU $MAWP/OP \Rightarrow$	1,284		1.127		
	$MAWP = 2*0,72 * SMYS*t/D = 2*0,72*60000*0,51*3/8*24 = 688,50 \text{ PSI}$ $MAWP/OP = 688,50/611 = 1,127$ $r = 0,07 \text{ mm/ano} = 0,07 \text{ mm}/25,4\text{mm/in/ano} = 2,8\text{mils/ano}$ $ta = t - (a*r)$ $ta = 0,51 * 3/8\text{in} - (5 \text{ anos} * 2,8\text{in}/1000\text{ano}) = 0,177\text{in}$ $ta/(ta-CA)$ $CA = 1/8 \text{ in}$ OU $CA = ta - ts$ ONDE $ts = MAWP*D/(2*100%*SMYS) = 688,50*24/(2*60000) = 0,138\text{in}$ (4)(5) $CA = ta - ts = 0,177 - 0,138 = 0,039 \text{ in}$ $ta/(ta-CA)$ $0,177/(0,177 - 0,039) = 1,284 \Rightarrow$ TABELA G-8 (4) $1,0 < 1,284 < 1,5 \Rightarrow 1,0$				1	
	TABELA 9-12 $a*r/t$, ALTA, 1 INSPEÇÃO \Rightarrow SUBFATOR DE DANO				1	
	NÃO HÁ CORREÇÃO A FAZER NEM SE PODE CORRIGIR PORQUE SUBFATOR DE DEFEITO É 1				1	
AVALIAÇÃO DE PLANO DE INSPEÇÃO #1 - CONTINUAR INSPEÇÃO COM PIG A CADA 5 ANOS COM TAXA DE CORROSÃO ATÉ 2,8 MPY						
10.	$a*r/t = 10 \text{ ANOS} * 2,8 \text{ MPY}/0,51 * 3/8 = 0,152$	0,16				
	FATOR DE SOBREPONTO $T_{acl}/(T_{acl} - CA)$ OU $MAWP/OP \Rightarrow$	1,182		1.127		
	$MAWP = 2*0,72 * SMYS*t/D = 2*0,72*60000*0,51*3/8*24 = 688,50 \text{ PSI}$ $MAWP/OP = 688,50/611 = 1,127$ $ta = 0,51 * 3/8\text{in} - (10 \text{ anos} * 2,8\text{in}/1000\text{ano}) = 0,163 \text{ in}$ $ta/(ta-CA)$ $CA = 1/8 \text{ in}$ OU $CA = ta - ts$ ONDE $ts = MAWP*D/(2*100%*SMYS) = 688,50*24/(2*60000) = 0,138\text{in}$ (4)(5) $CA = ta - ts = 0,163 - 0,138 = 0,025 \text{ in}$ $ta/(ta-CA)$ $0,163/(0,163 - 0,025) = 1,181 \Rightarrow$ TABELA G-8 (4) $1,0 < 1,181 < 1,5 \Rightarrow 1,0$				1	
	TABELA 9-12 $a*r/t$, ALTA, 2 INSPEÇÕES \Rightarrow SUBFATOR DE DANO - (4)				1	
	NÃO HÁ CORREÇÃO A FAZER NEM SE PODE CORRIGIR PORQUE SUBFATOR DE DEFEITO É 1				1	

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA		
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G						
PARTE E2: REDUÇÃO DE RISCO VIA INSPEÇÃO						
SEÇÃO 9.3						
AVALIAR O RISCO ASSOCIADO AO PROGRAMA DE INSPEÇÃO ATUAL E DE OUTROS PROGRAMAS						
AVALIAÇÃO DE PLANO DE INSPEÇÃO #1 - CONTINUAR INSPEÇÃO COM PIG A CADA 5 ANOS COM TAXA DE CORROSÃO ATÉ 2,8 MPY						
11.	a*r/t = 15 ANOS* 2,8 MPY/0,51* 3/8 =0,220				0,25	
	FATOR DE SOBREPONTO T acl/(Tacl - CA) OU MAWP/OP =>				1,08	1.127
	MAWP= 2*0,72* SMYS*t/D= 2*0,72*60000*0,51*3/8*24= 688,50 PSI MAWP/OP=688,50/611= 1,127 ta=0,51* 3/8in - (15 anos * 2,8in/1000ano) = 0,149 in ta/(ta-CA) CA= 1/8 in OU CA=ta - ts ONDE ts= MAWP*D/(2*100%*SMYS)= 688,50*24/(2*60000)=0,138in (4)(5) CA=ta-ts=0,149 - 0,138=0,011 in ta/(ta-CA) 0,149/(0,149 - 0,011) = 1,08 => TABELA G-8 (4) 1,0 < 1,080 < 1,5 => 1,0				1	
	TABELA 9-12 a*r/t , ALTA , 3 INSPEÇÕES => SUBFATOR DE DANO				1	
	NÃO HÁ CORREÇÃO A FAZER NEM SE PODE CORRIGIR PORQUE SUBFATOR DE DEFEITO É 1				1	
12.	a*r/t = 20 ANOS* 2,8 MPY/0,51* 3/8 =0,293				0,30	
	FATOR DE SOBREPONTO T acl/(Tacl - CA) OU MAWP/OP =>				0,978	1.127
	MAWP= 2*0,72* SMYS*t/D= 2*0,72*60000*0,51*3/8*24= 688,50 PSI MAWP/OP=688,50/611= 1,127 ta=0,51* 3/8in - (20 anos * 2,8in/1000ano) = 0,135 in ta/(ta-CA) CA= 1/8 in OU CA=ta - ts ONDE ts= MAWP*D/(2*100%*SMYS)= 688,50*24/(2*60000)=0,138in (4)(5) CA=ta-ts=0,135 - 0,138=- 0,003 in NÃO HÁ MAIS SOBRESPESSURA DE CORROSÃO 0,135/(0,138) = 0,978 => ATENÇÃO! FORA DO CAMPO DA TABELA G-8 (4)					
	TABELA 9-12 a*r/t , ALTA ,4 INSPEÇÕES => SUBFATOR DE DANO				2	
13	O SUBFATOR DE DEFEITO CORRIGIDO É IGUAL A 2, PORÉM NÃO HÁ MAIS CONDIÇÃO DE MANTER OS PARÂMETROS HISTÓRICOS POIS O CA< 0, ISTO É, NÃO HAVERÁ MAIS SOBRESPESSURA PARA CORROSÃO A PARTIR DE 18,5 ANOS, CONTADOS A PARTIR DA PRIMEIRA INSPEÇÃO POR PIG. NESTA CONDIÇÃO O OLEODUTO PASSA A UM NOVO NÍVEL DE RISCO. NESTE PONTO HAVERIA DE SE REDUZIR A PRESSÃO DE OPERAÇÃO E ELIMINAR A CORROSÃO, OU SUBSTITUIR O SEGMENTO DE ESPESSURA MÍNIMA, POR EXEMPLO				2	

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G TAG: NA	
PARTE E2: REDUÇÃO DE RISCO VIA INSPEÇÃO SEÇÃO 9.3 AVALIAR O RISCO ASSOCIADO AO PROGRAMA DE INSPEÇÃO ATUAL E DE OUTROS PROGRAMAS AVALIAÇÃO DE PLANO DE INSPEÇÃO #2 - CONTINUAR INSPEÇÃO COM PIG INSTRUMENTADO A CADA 9 ANOS COM TAXA ATÉ 2,8 MPY			
14,	$a*r/t = 9 \text{ ANOS} * 2,8 \text{ MPY} / 0,51 * 3/8 = 0,132$		0,14
	FATOR DE SOBREPONTO $T_{acl} / (T_{acl} - CA)$ OU $MAWP/OP \Rightarrow$	1,203	1.127
	$MAWP = 2 * 0,72 * SMYS * t / D = 2 * 0,72 * 60000 * 0,51 * 3/8 * 24 = 688,50 \text{ PSI}$ $MAWP/OP = 688,50 / 611 = 1,127$ $ta = 0,51 * 3/8 \text{ in} - (9 \text{ anos} * 2,8 \text{ in} / 1000 \text{ ano}) = 0,166 \text{ in}$ $ta / (ta - CA)$ $CA = 1/8 \text{ in}$ OU $CA = ta - ts$ ONDE $ts = MAWP * D / (2 * 100\% * SMYS) = 688,50 * 24 / (2 * 60000) = 0,138 \text{ in}$ (4)(5) $CA = ta - ts = 0,166 - 0,138 = 0,028 \text{ in}$ $ta / (ta - CA)$ $0,166 / (0,166 - 0,028) = 1,203 \Rightarrow$ TABELA G-8 (4) $1,0 < 1,203 < 1,5 \Rightarrow 1,0$		1
	TABELA 9-12 $a*r/t$, ALTA, 2 INSPEÇÕES \Rightarrow SUBFATOR DE DANO - (4)		1
	NÃO HÁ CORREÇÃO A FAZER NEM SE PODE CORRIGIR PORQUE SUBFATOR DE DEFEITO É 1		1

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G TAG: NA	
PARTE E2: REDUÇÃO DE RISCO VIA INSPEÇÃO SEÇÃO 9.3 AVALIAR O RISCO ASSOCIADO AO PROGRAMA DE INSPEÇÃO ATUAL E DE OUTROS PROGRAMAS			
AVALIAÇÃO DE PLANO DE INSPEÇÃO #2 - CONTINUAR INSPEÇÃO COM PIG INSTRUMENTADO A CADA 9 ANOS COM TAXA ATÉ 2,8 MPY			
15,	$a^*r/t = 18 \text{ ANOS} * 2,785 \text{ MPY} / 0,51 * 3/8 = 0,264$	0,30	
	FATOR DE SOBREPONTO $T_{acl} / (T_{acl} - CA)$ OU $MAWP / OP \Rightarrow$	1.022	1.127
	MAWP = $2 * 0,72 * SMYS * t / D = 2 * 0,72 * 60000 * 0,51 * 3/8 * 24 = 688,50 \text{ PSI}$ MAWP/OP = $688,50 / 611 = 1,127$ $t_a = 0,51 * 3/8 \text{ in} - (18 \text{ anos} * 2,8 \text{ in} / 1000 \text{ ano}) = 0,141 \text{ in}$ $t_a / (t_a - CA)$ $CA = 1/8 \text{ in}$ OU $CA = t_a - t_s$ ONDE $t_s = MAWP * D / (2 * 100\% * SMYS) = 688,50 * 24 / (2 * 60000) = 0,138 \text{ in}$ (4)(5) $CA = t_a - t_s = 0,141 - 0,138 = 0,003 \text{ in}$ $t_a / (t_a - CA)$ $0,141 / (0,141 - 0,003) = 1,022 \Rightarrow$ TABELA G-8 (4) $1,0 < 1,022 < 1,5 \Rightarrow 1,0$		1
	TABELA 9-12 a^*r/t , ALTA ,3 INSPEÇÕES \Rightarrow SUBFATOR DE DANO		2
	O SUBFATOR DE DEFEITO CORRIGIDO É IGUAL A 2, EMBORA AINDA HAJA 0,003 DE SOBRESPESSURA DE CORROSÃO. O NÍVEL DE RISCO PASSA AO NÍVEL 2 PORQUE NA TABELA G-7 OS VALORES DE a^*r/t CRESCEM LINEARMENTE. A SOLUÇÃO DE OTIMIZAÇÃO MANTENDO O NÍVEL DE RISCO EM 1, SERIA FAZER UMA NOVA INSPEÇÃO POR PIG AOS 17 ANOS APÓS A PRIMEIRA, COM ISTO a^*r/t SERIA 0,25 E SUBFATOR DE DANO SE MANTERIA AINDA EM 1. NESTE PONTO HAVERIA DE SE REDUZIR A PRESSÃO DE OPERAÇÃO E ELIMINAR A CORROSÃO OU SUBSTITUIR O SEGMENTO DE BAIXA ESPESSURA, POR EXEMPLO.		2

OBSERVAÇÃO

APÊNDICE III API 581 BRD QUANTITATIVO OL. A - G

- 1 - NESTE ESTUDO, A TAXA DE CORROSÃO LOCALIZADA SERÁ USADA COMO SENDO UMA TAXA DE CORROSÃO GENERALIZADA A QUAL SERÁ USADA NOS CÁLCULOS DO MÓDULO TÉCNICO DE PERDA DE ESPESSURA
- 2 NESTE ESTUDO DE OLEODUTOS, CONSIDERA-SE A TÉCNICA DE INSPEÇÃO POR PIG INSTRUMENTADO COMO EQUIVALENTE NO MÍNIMO, A INSPEÇÃO POR ULTRASSOM E/OU POR AVALIAÇÃO DIMENSIONAL POIS NEM TODO OLEODUTO PODE SER INSPECIONADO POR PIG ULTRASSÔNICO.
- 3 A CONTINUAÇÃO COM O PLANO DE INSPEÇÃO ATUAL IMPLICA NA IMEDIATA REALIZAÇÃO DE NOVA INSPEÇÃO POR PIG INSTRUMENTADO AINDA NO ANO 2002, OU SEJÁ, DENTRO DO PRAZO DE 5 ANOS APÓS A PRIMEIRA INSPEÇÃO POR PIG

CONCLUSÃO

COMO O SUBFATOR DE DEFEITO PARA O PLANO DE INSPEÇÃO #1(PIG A CADA 5 ANOS) PERMANECE IGUAL A 1 ATÉ 15 ANOS E TAMBÉM PARA O PLANO #2 AJUSTADO, (COM 2 INSPEÇÕES POR PIG, UMA A 9 ANOS E OUTRA A 17 ANOS, CONTADOS A PARTIR DA PRIMEIRA INSEPÇÃO POR PIG) PODE-SE OBSERVAR UMA REDUÇÃO DOS CUSTOS DE INSPEÇÃO DE PELO MENOS UMA INSPEÇÃO POR PIG NESTE SEGUNDO PLANO. ALÉM DISTO, É MANDATÓRIO PARA SE ESTENDER A VIDA ÚTIL DO OLEODUTO EM ESTUDO, OPERANDO NOS NÍVEIS ATUAIS DE PRESSÃO, QUE SE REDUZA A TAXA DE CORROSÃO PARA O PATAMAR DE 1 MPY POR EXEMPLO.

APÊNDICE IV

API 581 BRD Resultados Quantitativo Segmentado OI A – G

Parte D - Cálculo do Risco

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE IV API 581 BRD RESULTADOS QUANTITATIVO SEGMENTADO	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA	
PART D5: CÁLCULO DO RISCO TOTAL DO OLEODUTO			
SEÇÃO 6.3			
SOMA DOS VALORES DE RISCO CALCULADOS PARA CADA SEGMENTO DO OLEODUTO			
13.	COPIAR OS RESULTADOS DE RISCO DA EST A (LINHA 18 DA PLANILHA D4 PARTE D C ÁLC RISCO ROD FEDL 46)	R\$	16,00 / ano
14.	COPIAR OS RESULTADOS DE RISCO DA EST A (LINHA 18 DA PLANILHA D4 PARTE D C ÁLC RISCO SEGM 6)	R\$	4772,00 / ano
15.	COPIAR OS RESULTADOS DE RISCO DA EST A (LINHA 18 DA PLANILHA D4 PARTE D C ÁLC RISCO LAGOS 6-8)	R\$	557,00 / ano
16.	COPIAR OS RESULTADOS DE RISCO DA EST A (LINHA 18 DA PLANILHA D4 PARTE D C ÁLC RISCO ROD ESTL 21)	R\$	16,00 / ano
17.	COPIAR OS RESULTADOS DE RISCO DA EST A (LINHA 18 DA PLANILHA D4 PARTE D C ÁLC RISCO SEGM 7)	R\$	612,00 / ano
18.	COPIAR OS RESULTADOS DE RISCO DA EST A (LINHA 18 DA PLANILHA D4 PARTE D C ÁLC RISCO EST G)	R\$	96,00 / ano
PART D5: CÁLCULO DO RISCO TOTAL DO OLEODUTO			
SEÇÃO 6.3			
RISCO TOTAL DO OLEODUTO			
19.	SOMAR OS RESULTADOS DE RISCO DE TODOS OS SEGMENTOS DO OLEODUTO (SOMAR LINHAS 1 A 18 ACIMA)		33.405,00 / ano

APÊNDICE V

API 581 BRD Semi-quantitativo Oleoduto A - G

Parte A – Cálculo Taxa de Vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO		
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS, TIPO DE VAZAMENTO E SUA DURAÇÃO		
PASSO I : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO		
1	ENTRAR COM O MATERIAL REPRESENTATIVO CONTIDO NO EQUIPAMENTO A SER AVALIADO. (TABELA 7.1-SEÇÃO 7.1) O OLEODUTO TRANSPORTA PETRÓLEO, DEFINIDO NA TABELA 7.1 COMO CORRENTE TÍPICA - C17 - C25	C17 - C25
2.	ENTRAR COM A CATEGORIA DE INVENTÁRIO, USANDO AS DIRETRIZES DA SEÇÃO B.2 DO APÊNDICE B (TABELA B-2) O SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTO NÃO ESTÁ OPERACIONAL. COM O SCADA, LEVA 30 min ENTRE DETECÇÃO E PARADA, RESULTANDO EM VAZAMENTO IGUAL AO INVENTÁRIO O QUE CORRESPONDE A CATEGORIA B NA TABELA B-2 (1)	B
2ª	(VER TABELA DE CATEGORIA DE INVENTÁRIO TABELA B-1) USAR COMO INVENTÁRIO O VALOR MÉDIO DO CAMPO DE VARIAÇÃO OU ENTÃO, O VALOR CALCULADO (VER APÊNDICE B - TABELA B-1) Q=1956 m3/h t= 30min PARA DETECÇÃO E PARADA INVENTÁRIO C17-C25= Q(m3/60 min)*30in* 850 kgf/m3*2,2lbs/kgf (1) INVENTÁRIO =1.832.702 lbs 1.000.000lbs<1.832.702 lbs<10.000.000 lbs	E
3	USAR TABELA 7.6 PARA OBTER A CATEGORIA DE DETECÇÃO APLICÁVEL AO SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTO INSTALADO NO EQUIPAMENTO SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTO NÃO OPERACIONAL, SCADA CONTROLA OS PARÂMETROS DE PRESSÃO E VAZÃO => CATEGORIA DE DETECÇÃO CONFORME TABELA 7.6 => A	A

Parte A – Cálculo Taxa de Vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G			
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G			TAG: NA		
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS, TIPO DE VAZAMENTO E SUA DURAÇÃO					
PASSO I : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO					
4	USAR TABELA 7.6 PARA OBTER A CATEGORIA DE ISOLAMENTO APLICÁVEL AO SISTEMA DE BLOQUEIO INSTALADO NO EQUIPAMENTO O OPERADOR ACIONA MANUALMENTE AS VÁLVULAS DE BLOQUEIO PARA ISOLAMENTO DO OLEODUTO. => CATEGORIA DE ISOLAMENTO CONFORME TABELA 7.6 => C	C			
5	USAR TABELA 7.7 PARA ESTIMAR A DURAÇÃO DO VAZAMENTO APLICÁVEL AO SISTEMA DE ISOLAMENTO INSTALADO NO EQUIPAMENTO (2) PARA CATEGORIAS DE DETECÇÃO A E DE ISOLAMENTO C OS TEMPOS NA TABELA 7.7 SÃO :	DURAÇÃO MIN, PARA FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	RUPTURA
		40 min	30 min	20 min	
5 ^a	USANDO OS VALORES PRATICADOS NO CAMPO PARA ESTIMAR A DURAÇÃO DO VAZAMENTO APLICÁVEL AO SISTEMA DE ISOLAMENTO INSTALADO NO EQUIPAMENTO PARA DETECÇÃO E ISOLAMENTO, SERÃO USADOS OS TEMPOS TEÓRICO PARA FURO DE 1/4" É REAL DE 30 MIN PARA OS DEMAIS FUROS TÍPICOS (2)	DURAÇÃO MIN, PARA FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	RUPTURA
		40 min	30 min	30 min	30 min
6	ENTRAR COM A PRESSÃO DE OPERAÇÃO - 611 -14,22= 596 psia	596 psia			
7	INDICAR A FASE DO FLUIDO DENTRO DO EQUIPAMENTO. SE LÍQUIDO AVANÇAR PARA ITEM 15. - PETRÓLEO COM POUCAS FRAÇÕES LEVES E ATÉ 75% DE ÁGUA	LÍQUIDO			

Parte A – Cálculo Taxa de Vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA	
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO			
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS, TIPO DE VAZAMENTO E SUA DURAÇÃO			
PASSO I : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO			
	TAXA DE VAZAMENTO DE GAS		
8	ENTRAR COM A TEMPERATURA DE PROCESSO	F	
9	A PARTIR DAS TABELAS PADRÃO DAS PROPRIEDADES DO FLUIDO, ENTRAR COM O CALOR ESPECÍFICO (Cp) DO GAS A TEMPERATURA DO PROCESSO (LINHA 8)	BTU/LB MOL F	
10	CALCULAR E ENTRAR COM K { $K=C_p*(C_p - R)$, ONDE R= CONSTANTE DOS GASES IDEAIS= 1,987 BTU/LB MOL F		
11	CALCULAR E ENTRAR COM A PRESSÃO DE TRANSIÇÃO (Ptrans), USANDO EQUAÇÃO 7.2 DA SEÇÃO 7.5	PSIA	
12	O FLUIDO DENTRO DO EQUIPAMENTO ESTÁ A UMA PRESSÃO ACIMA DA PRESSÃO DE TRANSIÇÃO (PRESSÃO LINHA 6 > PRESSÃO LINHA 11)? SE POSITIVO, INDIQUE SÔNICO E AVANCE PARA A LINHA 13. SE NEGATIVO, INDIQUE SUBSÔNICO E AVANCE PARA A LINHA 14.	SÔNICO	SUBSÔNICO
13	USAR A EQUAÇÃO DE DESCARGA SÔNICA 7.3 DA SEÇÃO 7.5, PARA CALCULAR A TAXA DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO E ENTRAR COM A TAXA. AVANÇAR PARA LINHA 16	TAXA DE VAZAMENTO, P/FUROS TÍPICOS	
		1/4"	1"
		4"	RUPTURA
		LB/SEG	LB/SEG
14	USAR A EQUAÇÃO DE DESCARGA SUBSÔNICA 7.4 DA SEÇÃO 7.5, PARA CALCULAR A TAXA DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO E ENTRAR COM A TAXA. AVANÇAR PARA LINHA 16	LB/SEG	LB/SEG
		LB/SEG	LB/SEG

Parte A – Cálculo Taxa de Vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA	
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO			
SEÇÃO 7.4			
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS E SUA DURAÇÃO			
PASSO 2 : DETERMINAÇÃO DO TIPO DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO			
17	A TAXA DE VAZAMENTO (LINHA 13, 14 OU 15) VEZES A DURAÇÃO EQUIVALENTE A 3 MINUTOS > 10000LBS? SE POSITIVO, O VAZAMENTO É INSTANTÂNEO, CASO CONTRÁRIO É CONTÍNUO. OBSERVAR QUE PARA FURO TÍPICO DE 1/4" O VAZAMENTO SEMPRE SERÁ CONSIDERADO COMO CONTÍNUO	CONTÍNUO	INSTANTÂNEO
DETERMINAÇÃO DA FASE DO FLUIDO APÓS O VAZAMENTO			
18	ENTRAR COM A TEMPERATURA DE EBULIÇÃO DO FLUIDO A PRESSÃO ATMOSFÉRICA, T _{nbp}	396 F	
19	REFERIR A TABELA 7.5 PARA DETERMINAR O ESTADO FINAL DO FLUIDO. ENTRAR COM A FASE FINAL	LÍQUIDO	
20	ENTRAR COM AS OPÇÕES DAS LINHAS 17 E 19. ESTAS INDICARÃO O TIPO DE VAZAMENTO	CONT/LIQ	INST/LIQ
21	DENTRE OS VALORES DAS LINHAS 5, 5a E 16, SELECIONE O MENOR, PARA DEFINIR A DURAÇÃO DO VAZAMENTO. PARA INSTANTÂNEO, A DURAÇÃO É 0. CARECE OBSERVAR QUE A DURAÇÃO DO VAZAMENTO DA LINHA 5, TEORICAMENTE É DEFINIDA PELA EXPERIÊNCIA COM DETECÇÃO/ISOLAMENTO EM PLANTAS, A DA LINHA 5a É DEFINIDA PELO SISTEMA DE DETECÇÃO INSTALADO NO OLEODUTO EM ESTUDO E A DA LINHA 16 PELO INVENTÁRIO/TAXA DE VAZAMENTO	40 min	30 min
		30 min	30 min

Parte A – Cálculo Taxa de Vazamento

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA	
PART A : CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO			
SEÇÃO 7.4			
ESTIMATIVA DAS TAXAS DE VAZAMENTO PARA FUROS TÍPICOS E SUA DURAÇÃO			
PASSO 2 : DETERMINAÇÃO DO TIPO DE VAZAMENTO PARA CADA FURO TÍPICO			
22	DETERMINAÇÃO DA TAXA DE VAZAMENTO CONTÍNUO		
	ENTRAR COM A TAXA DE VAZAMENTO CONTÍNUO	3,6 lbs/s	
	DETERMINAÇÃO DA MASSA DE VAZAMENTO INSTANTÂNEO		
23	ENTRAR COM O INVENTÁRIO DO EQUIPAMENTO (LINHA 2a). ESTA É A MASSA VAZADA INSTANTANEAMENTE. TENDO EM VISTA QUE O OLEODUTO EM ESTUDO UMA VEZ INICIADO UM VAZAMENTO, PODERÁ SER BLOQUEADO EM ATÉ 30 MIN, A MASSA VAZADA REAL PARA CADA FURO TÍPICO MESMO SENDO CONSIDERADO VAZAMENTO INSTANTÂNEO SERÁ O PRODUTO DA TAXA DE VAZAMENTO PELA DURAÇÃO REAL PREVISTA: OBS: PARA RUPTURA A MASSA VAZADA É LIMITADA AO INVENTÁRIO	102.420 lbs	1.640.160 lbs
			1.832.702 lbs

OBSERVAÇÕES:	
1	HÁ UMA DIFERENÇA MUITO SIGNIFICATIVA ENTRE A DEFINIÇÃO QUALITATIVA DA CATEGORIA DO INVENTÁRIO DA TABELA B-2 E A CATEGORIZAÇÃO DOS CAMPOS DE INVENTÁRIO, DE CARATER MAIS QUANTITATIVO, NA TABELA B-1, POIS ENQUANTO PARA O OLEODUTO EM ESTUDO A TABELA B-2 INDICA UMA CATEGORIA E, 1.000.000 lbs < 1.832.702 lbs < 10.000.000 lbs. A TABELA B-1 INDICA PARA A SITUAÇÃO DE VAZAMENTO SIMILAR AO INVENTÁRIO, UMA CATEGORIA B.
2	ALGUNS TEMPOS PARA DETECÇÃO CATEGORIA A E ISOLAMENTO CATEGORIA C, NA TABELA 7.7 SÃO CONSISTENTES COM OS TEMPOS REAIS DE DETECÇÃO E ISOLAMENTO PRATICADOS NO CAMPO. PARA FINS DE CÁLCULO PELO MÉTODO 1/2 QUANTITATIVO SERÃO USADOS OS VALORES REAIS;
3	O FLUIDO, PARA FINS DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO, SERÁ CONSIDERADO PETRÓLEO HOMOGÊNEO E COM DENSIDADE DE 0,85, SIMILAR A DO PETRÓLEO
4	TENDO EM VISTA QUE O SISTEMA SUPERVISÓRIO INSTALADO NO DUTO EM ESTUDO, PERMITE A DETECÇÃO E O ISOLAMENTO MANUAL EM 30 MINUTOS, OS TEMPOS CALCULADOS PARA O ESCOAMENTO DO INVENTÁRIO NÃO SÃO APLICÁVEIS. ALÉM DISTO, CABE RESSALTAR QUE EMBORA O DUTO SEJA ENTERRADO, ASSUME-SE NESTE ESTUDO QUE TODO O INVENTÁRIO SEJA PASSÍVEL DE ESCOAR CASO HAJA OCORRA VAZAMENTO

APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A – G

TABELAS DO APÊNDICE B PARA CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO

ANÁLISE DE CONSEQUÊNCIA: MODELO ESSENCIALMENTE O MESMO DA SEÇÃO 7 COM SIMPLIFICAÇÃO MAIOR NA DETERMINAÇÃO DOS INVENTÁRIOS, ESTIMADOS POR ORDEM DE MAGNITUDE CONFORME AS TABELAS ABAIXO, OU QUALQUER OUTRO VALOR DE INVENTÁRIO

TABELA B-1 - CAMPOS DE CATEGORIAS DE INVENTÁRIO

CATEGORIA	CAMPOS	VALOR USADO NOS CÁLCULOS
A	100 A 1000 LBS.	500
B	1000 A 10000 LBS.	5.000
C	10000 A 100000 LBS.	50.000
D	100000 A 1000000 LBS	500.000
E	1000000 A 10 000 000 LBS	5.000.000

TABELA B-2 - DESCRIÇÃO DAS CATEGORIAS DE INVENTÁRIO

CATEGORIA	DESCRIÇÃO QUALITATIVA
A	O VOLUME VAZADO SERÁ MENOR QUE PODERÁ SER RETIRADO DO EQUIPAMENTO / INSTALAÇÃO EM ESTUDO
B	O VOLUME VAZADO SERÁ SIMILAR AO QUE PODERÁ SER RETIRADO DO EQUIPAMENTO / INSTALAÇÃO EM ESTUDO
C	O VOLUME VAZADO SERÁ O TOTAL ENTRE O QUE PODERÁ SER RETIRADO DO EQUIPAMENTO / INSTALAÇÃO EM ESTUDO E DE 1 A ATÉ 10 OUTROS EQUIPAMENTOS A ELE CONECTADOS
D	O VOLUME VAZADO SERÁ O TOTAL ENTRE O QUE PODERÁ SER RETIRADO DO EQUIPAMENTO / INSTALAÇÃO EM ESTUDO E DE 10 A MAIS 10 OUTROS EQUIPAMENTOS A ELE CONECTADOS
E	O VOLUME VAZADO SERÁ O TOTAL QUE PODERÁ SER RETIRADO DA UNIDADE A QUE O EQUIPAMENTO ESTÁ CONECTADO

Parte B – Cálculo Probabilidade

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA		
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G						
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE						
SEÇÃO 8.1						
ANÁLISE DE PROBABILIDADE É O PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO						
PASSO I : SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (VER SEÇÃO 8.3.1.)						
VERIFICAR IDENTIFICANDO OS MECANISMOS DE DANO. USAR O MÓDULO TÉCNICO PARA O MECANISMO DE DANO APROPRIADO (VER APÊNDICES G A N) , PARA DETERMINAR OS FATORES INDIVIDUAIS. SE NENHUM MECANISMO DE DANO FOR IDENTIFICADO ENTÃO ENTRAR COM - 2 COMO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (LINHA 11)						
1	MECANISMOS DE DANOS IDENTIFICADOS					
	1a. CORROSÃO = MÓDULO DE CORROSÃO/PERDA DE ESPESSURA				SIM	
	1b. HTHA				NÃO	
	1c. SCC				NÃO	
OBSERVAÇÃO: ITENS 2 A 7 SÃO PARA REGISTRAR CERTAS INFORMAÇÕES BÁSICAS APLICÁVEIS AOS MÓDULOS TÉCNICOS. NEM TODOS OS ITENS SÃO EXIGIDOS POR CADA MÓDULO, E NEM TODOS OS DADOS EXIGIDOS POR CADA MÓDULO TÉCNICO ESTÃO LISTADOS ABAIXO				1a	1b	1c
2	IDADE DO EQUIPAMENTO EM OPERAÇÃO EM ANOS - DUTO DE 1986	16	NA	NA		
	2a. TAXA DE DANO ESTIMADA POR ESPECIALISTA OU A TAXA DE DANO MEDIDA EM mm/ano - MÉDIA DE 4 COUPONS DE CORROSÃO INSTALADOS NO DUTO $r=(0,13+1,3+1,7+8)/4=2,785$ mils/ano= 2,785 mil/ano * 0,0254 mm/mil= 0,07 mm/ano (1)	0,07	NA	NA		
	2b. NELSON CURVE	NA1	NA1	NA1		
	2c. SCC CRACK SIZE OU SUSCEPTIBILIDADE	NA	NA	NA		
3	CALCULAR A COLUNA ESQUERDA DA TABELA DO MÓDULO TÉCNICO - O OLEODUTO EM ESTUDO, ESTÁ SUBMETIDO A CORROSÃO GENERALIZADA E LOCALIZADA. CONFORME G-5.3 NESTES CASOS, USAR AS TABELAS DE CORROSÃO LOCALIZADA. A ESPESSURA MÍNIMA ATUAL É 0,51 DE 3/8"=t=4,858mm, CONFORME PIG DE 1997. a=5 anos, r=0,07mm/ano => a*r/t=0,07(2)	0,08	NA	NA		

Parte B – Cálculo Probabilidade

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G TAG: NA				
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE SEÇÃO 8.1 ANÁLISE DE PROBABILIDADE É O PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO				
PASSO I : SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (VER SEÇÃO 8.3.1.)				
VERIFICAR IDENTIFICANDO OS MECANISMOS DE DANO. USAR O MÓDULO TÉCNICO PARA O MECANISMO DE DANO APROPRIADO (VER APÊNDICES G A N) , PARA DETERMINAR OS FATORES INDIVIDUAIS. SE NENHUM MECANISMO DE DANO FOR IDENTIFICADO ENTÃO ENTRAR COM - 2 COMO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (LINHA 11)				
4	DETERMINAR A EFICÁCIA EQUIVALENTE DA INSPEÇÃO (H, U, F, P E I) O OLEODUTO FOI INSPECIONADO POR PIG INSTRUMENTADO DE ALTA RESOLUÇÃO, CUJA EFICÁCIA SE CONSIDERA ALTAMENTE EFICAZ =H (3)	H		
4 ^a	NÚMERO DE INSPEÇÕES INSPEÇÃO POR PIG INSTRUMENTADO = 1 H(3)	1		
5	SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO A PARTIR DA TABELA NA TABELA G-7 $a^*r/t = 0,08$, 1 INSPEÇÃO H => TMSF = 1 CONFORME G-5.5 => TMSF = 1	1	NA	NA
		1		
6	CORREÇÃO PARA SOBREPROMETIDO, USANDO O MENOR VALOR NA TABELA G-8 $MAWP = 2 * 0,72 * SMYS * t / D = 2 * 0,72 * 60000 * 0,51 * 3 / 8 * 24 = 688,50 \text{ PSI}$ $MAWP / OP = 688,50 / 611 = 1,127$ $r = 0,07 \text{ mm/ano} = 0,07 \text{ mm} / 25,4 \text{ mm/in/ano} = 2,8 \text{ mils/ano}$ $ta = t - (a * r)$ $ta = 0,51 * 3 / 8 \text{ in} - (5 \text{ anos} * 2,8 \text{ in} / 1000 \text{ ano}) = 0,177 \text{ in}$ $ta / (ta - CA)$ $CA = 1 / 8 \text{ in}$ OU $CA = ta - ts$ ONDE $ts = MAWP * D / (2 * 100 \% * SMYS) = 688,50 * 24 / (2 * 60000) = 0,138 \text{ in}$ (4)(5) $CA = ta - ts = 0,177 - 0,138 = 0,039 \text{ in}$ $ta / (ta - CA)$ $0,177 / (0,177 - 0,039) = 1,284 \Rightarrow$ TABELA G-8 (4) $1,0 < 1,284 < 1,5 \Rightarrow 1,0$	1	NA	NA

Parte B – Cálculo Probabilidade

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART B: ANÁLISE DE PROBABILIDADE					
SEÇÃO 8.1					
ANÁLISE DE PROBABILIDADE É O PRODUTO DE VÁRIOS FATORES QUE PODEM INDICAR A PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO					
PASSO I : SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (VER SEÇÃO 8.3.1.)					
VERIFICAR IDENTIFICANDO OS MECANISMOS DE DANO. USAR O MÓDULO TÉCNICO PARA O MECANISMO DE DANO APROPRIADO (VER APÊNDICES G A N) , PARA DETERMINAR OS FATORES INDIVIDUAIS. SE NENHUM MECANISMO DE DANO FOR IDENTIFICADO ENTÃO ENTRAR COM - 2 COMO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO (LINHA 11)					
7	CORREÇÃO PARA MONITORAÇÃO ON LINE A MONITORAÇÃO DA CORROSÃO É FEITA POR COUPONS, NUMA FREQUÊNCIA DEFINIDA POR ESPECIALISTA. O TIPO DE CORROSÃO É PITEFORME CAUSADA POR SOUR WATER SENDO QUE O FLUXO SE DÁ EM BAIXA VELOCIDADE. $Q=V \cdot A$ ONDE $Q=1956 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 35.31 \text{ ft}^3/\text{m}^3=69.066,36 \text{ ft}^3/\text{h}$ $3600 \text{ s/h}=19,19 \text{ ft}^3/\text{s}$ $A=\pi/4 \cdot D^2 =\pi/4 \cdot (24 \text{ in}/12 \text{ in/ft})^2 =3,14 \text{ ft}^2$ $V=Q/A= 19,19 /3,14=6,1 \text{ ft/s} \leq 20 \text{ ft/s} \Rightarrow$ TABELA G-9 $\Rightarrow 2$	2	NA	NA	NA
8	CORREÇÃO PARA RAMAL FECHADO O OLEODUTO NÃO TEM RAMAL FECHADO \Rightarrow NA	NA	NA	NA	NA
9	CORREÇÃO PARA PONTO DE INJEÇÃO O OLEODUTO NÃO TEM PONTO DE INJEÇÃO	NA2	NA2	NA2	NA2
10	TMSF COMBINADO (TMSF LINHA 5 * LINHA 6/LINHA 7 * LINHA 8) $TMSF_{comb} = 1,0 * 1,0/2,0 * 1,0 = 0,5$	0,5	NA	NA	NA
11	CATEGORIA DE PROBABILIDADE A PARTIR DA TABELA B-5 NA TABELA B-5 PARA TMSF =0,5 \Rightarrow CATEGORIA 1	1	NA	NA	NA

OBSERVAÇÕES:		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G
1	A PARTIR DAS LEITURAS DOS COUPONS LIMITADAS AOS VALORES ESTIMADOS PARA CORROSÃO GENERALIZADA OU LOCALIZADA SE OBTIVEU UMA MÉDIA A QUAL SERÁ USADA COMO A TAXA r DE CORROSÃO EM mm/ano, NO OLEODUTO EM ESTUDO.	
2	ASSUME-SE NESTE ESTUDO QUE A TAXA DE CORROSÃO r SE MANTEVE CONSTANTE DESDE A INSPEÇÃO POR PIG, QUANDO FOI INICIADA A INJEÇÃO DE INIBIDOR E A MONITORAÇÃO DA CORROSÃO POR COUPONS, OU SEJA HÁ 5 ANOS;	
3	ASSUME-SE NESTE ESTUDO QUE O OLEODUTO NÃO FOI INSPECIONADO POR PIG INSTRUMENTADO OU MONITORADO POR COUPON QUANTO A CORROSÃO INTERNA ANTES DE 1997, OU SEJA, O OLEODUTO FOI INSPECIONADO POR PIG INSTRUMENTADO EM 1997, E TEM SIDO MONITORADO POR COUPON A CADA 6 MESES NO MÁXIMO, TAMBÉM DESDE 1997. PARA EFEITO DE CÁLCULO DO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO, AS RESPECTIVAS PERIODICIDADES SERÃO PIG A CADA 5 ANOS E MONITORAÇÃO A CADA 6 MESES;	
4	DEVIDO A ALTA RESISTIVIDADE DO SOLO NA ÁREA ONDE O OLEODUTO ESTÁ INSTALADO, A CORROSÃO EXTERNA NÃO SERÁ CONSIDERADA, NESTE ESTUDO;	
5	CA FOI CONSIDERADO O EXCESSO DE ESPESSURA ALÉM DA ESPESSURA MÍNIMA REQUERIDA PARA O DUTO SUPORTAR A PRESSÃO MÁXIMA DE OPERAÇÃO A UM NÍVEL DE TENSÃO DE 100% SMYS;	
NA1 APLICÁVEL APENAS PARA VASOS EM PLANTAS DE PROCESSO NA2 PONTOS DE INJEÇÃO SÃO USUAIS EM VASOS DE PLANTAS DE PROCESSO. ITEM NÃO APLICÁVEL A DUTOS		

TABELA B-5 - CONVERSÃO DO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO

CATEGORIA DE PROBABILIDADE	SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO
1	<1
2	1 A 10
3	10 A 100
4	100 A 1.000
5	> 1,000

Parte C – Cálculo Consequência

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA	
PART C1: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIAS DE CHAMA			
ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA EQUIPAMENTO E PESSOAL DEVIDO A VAZAMENTO DE HIDROCARBONETO COM IGNIÇÃO			
	MATERIAL REPRESENTATIVO		
1.	COPIAR O MATERIAL REPRESENTATIVO (LINHA 1 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A)	PETRÓLEO	C17-C25
	TIPO DE VAZAMENTO	FUROS TÍPICOS	
		1/4"	1"
		4"	RUPTURA
2.	COPIAR TIPO DE VAZAMENTO (LINHA 20 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A)	CONT/LIQ	INST/LIQ
	TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA		
3.	COPIAR A TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA (LINHA 13 OU 14 OU 15 OU 20 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A), DEPENDENDO DO TIPO DE VAZAMENTO (1)	216 lb/min	102.420 lbs
		1.640.160 lbs	1.832.702 lbs
	CATEGORIZAÇÃO DA DETECÇÃO		
4.	COPIAR A LINHA 3 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A, QUANDO HOVER SISTEMA DE DETECÇÃO INSTALADO	A	NA(2)
		NA(2)	NA(2)
	CATEGORIZAÇÃO DO ISOLAMENTO		
5.	COPIAR A LINHA 4 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A, QUANDO HOVER SISTEMA DE ISOLAMENTO INSTALADO	C	NA(2)
		NA(2)	NA(2)
	AJUSTE PARA PREVENÇÃO DE EVENTOS COM CHAMA		
6.	VER NA TABELA 7.16 DA SEÇÃO 7.9 PARA AJUSTAR A TAXA DE VAZAMENTO OU A MASSA VAZADA A PARTIR DOS DADOS DAS LINHAS 4 E 5. NA TABELA 7.16 PARA SISTEMA DE DETECÇÃO A E DE ISOLAMENTO C, O AJUSTE PARA PREVENÇÃO DE CONSEQUÊNCIA É 10% PARA A TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA VAZADA.MAS ISTO É VÁLIDO SOMENTE PARA VAZAMENTOS CLASSIFICADOS COMO CONTÍNUOS. (2)	10%	

Parte C – Cálculo Consequência

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G			
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA			
PART C1: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIAS DE CHAMA					
ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA EQUIPAMENTO E PESSOAL DEVIDO A VAZAMENTO DE HIDROCARBONETO COM IGNIÇÃO					
AJUSTE PARA PREVENÇÃO DE EVENTOS COM CHAMA					
6a.	DURAÇÃO REAL DO VAZAMENTO PARA O DUTO EM ESTUDO	40 min	30 min	30 min	30 min
6b.	TAXA DE VAZAMENTO AJUSTADA PARA VAZAMENTO CONTÍNUO NO CASO DO DUTO EM ESTUDO PARA VAZAMENTO CONTÍNUO A TAXA DE VAZAMENTO AJUSTADA É 90% * 216 lb/min	3,24 lb/s			
6c.	MASSA VAZADA PARA VAZAMENTO INSTANTÂNEO NO CASO DO DUTO EM ESTUDO PARA VAZAMENTO INSTANTÂNEO A MASSA VAZADA É O PRODUTO ENTRE A TAXA DE VAZAMENTO E A DURAÇÃO REAL DO VAZAMENTO (LINHA 3 * LINHA 6a.) LIMITADO AO INVENTÁRIO		102.420 lbs	1.640.160 lbs	1.832.702 lbs
ÁREA DE DANO EM EQUIPAMENTO (3)					
7.	VER NAS TABELAS 7.8 A 7.11 AS EQUAÇÕES DAS ÁREAS AFETADAS PARA EQUIPAMENTO SUBSTITUINDO O "X" PELA TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA AJUSTADA DA LINHA APROPRIADA PARA VAZAMENTO CONT OU INST. PARA O VAZAMENTO CONTÍNUO, SERÁ USADA A TABELA 7.8 PORQUE A TEMPERATURA DE OPERAÇÃO É 104 °F < 80 °F + 396 °F(TAI). NESTA TABELA O MATERIAL É C17-C25, NA FASE LÍQUIDA A ÁREA DE DANO A EQUIPAMENTO $A_{eq} = 20 * XE_{0,90} = 20 * 3,24 \text{ lb/s} * E_{0,90} = 57,6 \text{ ft}^2$. PARA OS VAZAMENTOS INSTANTÂNEOS SERÁ USADA A TABELA 7.9 POIS NÃO É PROVÁVEL A OCORRÊNCIA DE AUTO IGNIÇÃO. NESTA TABELA O MATERIAL É C17-C25, NA FASE LÍQUIDA A ÁREA DE DANO A EQUIPAMENTO $A_{eq} = 0,11 * XE_{0,91}$. PARA AS MASSAS LIBERADAS TEMOS $A_{eq1} = 0,11 * 102.420 E_{0,91} = 3.989 \text{ ft}^2$, $A_{eq4} = 0,11 * 1640160 E_{0,91} = 49.767 \text{ ft}^2$ E $A_{eqrupt} = 0,11 * 1832702 E_{0,91} = 55.056 \text{ ft}^2$.	57,6 ft ²	3.989 ft ²	49.767 ft ²	5,5*10E4 ft ²

Parte C – Cálculo Consequência

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C1: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIAS DE CHAMA					
ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA EQUIPAMENTO E PESSOAL DEVIDO A VAZAMENTO DE HIDROCARBONETO COM IGNIÇÃO					
ÁREA DE FATALIDADES EM POTENCIAL					
8.	<p>VER NAS TABELAS 7.8 A 7.11 AS EQUAÇÕES DAS ÁREAS AFETADAS PARA EQUIPAMENTO SUBSTITUINDO O "X" PELA TAXA DE VAZAMENTO OU MASSA AJUSTADA DA LINHA APROPRIADA PARA VAZATO. CONT OU INST. PARA O VAZAMENTO CONTÍNUO, SERÁ USADA A TABELA 7.8 PORQUE A TEMPERATURA DE OPERAÇÃO É $104\text{ }^{\circ}\text{F} < 80\text{ }^{\circ}\text{F} + 396\text{ }^{\circ}\text{F(TAI)}$. NESTA TABELA O MATERIAL É C17-C25, NA FASE LÍQUIDA A ÁREA DE POTENCIAL DE FATALIDADES É $A_{fat}=57 * XE_{0,89}=57 * 3,24\text{lb/s}E_{0,89}=248\text{ ft}^2$. PARA OS VAZAMENTOS INSTANTÂNEOS SERÁ USADA A TABELA 7.9 POIS NÃO É PROVÁVEL A OCORRÊNCIA DE AUTO IGNIÇÃO. NESTA TABELA O MATERIAL É C17-C25, NA FASE LÍQUIDA A ÁREA DE POTENCIAL DE FATALIDADES É $A_{fat}=0,32 * E_{0,91}$. PARA AS MASSAS LIBERADAS TEMOS $A_{eq1"}=0,32 * 102.420E_{0,91}=11.603\text{ ft}^2$, $A_{eq4"}=0,32 * 1640160E_{0,91}=144.776\text{ ft}^2$ E $A_{eqrupt}=0,32 * 1832702E_{0,91}=160.163\text{ ft}^2$.</p>	162 ft2	11.603 ft2	144.776 ft2	1,6*10E5ft2
REDUÇÃO DA CONSEQUÊNCIA PARA MITIGAÇÃO					
9.	<p>SE A CONSEQUÊNCIA PUDER SER REDUZIDA DEVIDO A QUALQUER SISTEMA DE MITIGAÇÃO DA TABELA 7-16, REDUZIR A ÁREA DE DANO EM EQUIPAMENTO (LINHA 7) NA PORCENTAGEM RECOMENDADA. ESTA SERÁ A ÁREA DE DANO EM EQUIPAMENTO. NO DUTO EM ESTUDO NÃO HÁ SISTEMA DE MITIGAÇÃO SIMILAR PREVISTO NA TABELA 7-16, PORTANTO A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE DANO A EQUIPAMENTO NÃO SERÁ REDUZIDA</p>	57,6 ft2	3.989 ft2	49.767 ft2	5,5*10E4 ft2
10.	<p>SE A CONSEQUÊNCIA PUDER SER REDUZIDA DEVIDO A QUALQUER SISTEMA DE MITIGAÇÃO DA TABELA 7-16, REDUZIR A ÁREA DE FATALIDADES EM POTENCIAL (LINHA 8) NA PORCENTAGEM RECOMENDADA. ESTA SERÁ A ÁREA DE FATALIDADES EM POTENCIAL. NO DUTO EM ESTUDO NÃO HÁ SISTEMA DE MITIGAÇÃO SIMILAR PREVISTO NA TABELA 7-16, PORTANTO A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE FATALIDADES NÃO SERÁ REDUZIDA</p>	162 ft2	11.603 ft2	144.776 ft2	1,6*10E5ft2

Parte C – Cálculo Consequência

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G		TAG: NA	
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G					
PART C1: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIAS DE CHAMA					
ESTIMATIVA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA EQUIPAMENTO E PESSOAL DEVIDO A VAZAMENTO DE HIDROCARBONETO COM IGNIÇÃO					
PART C1: CÁLCULO DA CONSEQUÊNCIA TÓXICA (4)					
ESTIMATIVA DA ÁREA DE CONSEQUÊNCIA TÓXICA PARA VAZAMENTO DE HF OU H2S					
1.	ENTRAR COM O MATERIAL TÓXICO E O PERCENTUAL.(USAR A LINHA 1 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO PARTE A OBS: TABELAS DESENVOLVIDAS PARA HF E H2S	FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	RUPTURA
2.	COPIAR TIPO DE VAZAMENTO (LINHA 20 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE TAXA DE VAZAMENTO - PARTE A)				
3.	COPIAR A TAXA DE VAZAMENTO (LINHA 13 OU 14 OU 15 DA PLANILHA DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO, PARTE A) PARA VAZAMENTO "INSTANTÂNEO", AVANÇAR PARA LINHA 8	LB/S	LB/S	LB/S	LB/S
4.	COPIAR A DURAÇÃO DOS VAZAMENTOS (LINHA 21 DA PLANILHA DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO, PARTE A)	MIN	MIN	MIN	MIN
5.	PARA "CONTÍNUO" VER FIGURA 7-5 (HF) OU 7-6 (H2S) SELECIONAR A CURVA COM A DURAÇÃO QUE COMBINE OU EXCEDA A DURAÇÃO INDICADA NA LINHA 4 ACIMA OU A DURAÇÃO MÁXIMA DE 1 HORA ENTRAR COM A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA CORRESPONDENTE AS TAXAS DE VAZAMENTO DADAS NA LINHA 3	FT2	FT2	FT2	FT2
6,	PARA "INSTANTÂNEO", ENTRAR COM O INVENTÁRIO TOTAL VAZADO (LINHA 22 DA PLANILHA DE CÁLCULO DA TAXA DE VAZAMENTO , PARTE A)	LB	LB	LB	LB
7,	PARA "INSTANTÂNEO", VER FIGURA 7-8 (HF, H2S) LOCALIZAR A CURVA APLICÁVEL AO MATERIAL SELECIONADO. ENTRAR COM A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA PARA A MASSA VAZADA DA LINHA 6	FT2	FT2	FT2	FT2
8,	USAR RESULTADOS LINHA 5 OU 7. ESTA É ÁREA DE CONSEQ TÓXICA	FT2	FT2	FT2	FT2

Parte C – Cálculo Consequência

OBSERVAÇÕES	APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A – G
1	A TAXA DE VAZAMENTO CALCULADA NA PARTE A (LINHAS 13, 14 E 15) DEVE SER MULTIPLICADA POR 60 PARA SER EXPRESSA EM lb/min
2	QUANDO O VAZAMENTO É CLASSIFICADO COMO INSTANTÂNEO, OS SISTEMAS DE DETECÇÃO DE VAZAMENTO E DE ISOLAMENTO NÃO SÃO CONSIDERADOS COMO MITIGADORES
3	É IMPORTANTE RESSALTAR QUE A MODELAGEM POR COMPUTADOR DO VAZAMENTO EXPRESSO NAS FÓRMULAS EMPÍRICAS, LEVA EM CONTA CONDIÇÕES ATMOSFÉRICAS E DE LOCALIZAÇÃO MAIS APROPRIADAS A UMA REFINARIA DO GOLFO DE MÉXICO DO QUE A UM DUTO EM BAIXA LATITUDE . TAIS CONDIÇÕES SÃO: TEMPERATURA DE 70 o.F, UMIDADE RELATIVA DE 75%, VELOCIDADE DO VENTO 8mph, ESTABILIDADE CLASSE D, PARÂMETRO DE RUGOSIDADE (TÍPICAS DO PROCESSAMENTO EM UMA REFINARIA) E QUE O VAZAMENTO TANTO DO VAPOR QUANTO DO LÍQUIDO A PARTIR DE UM VASO DE PRESSÃO COM FLUIDO SATURADO, SE DÁ A FAVOR DO VENTO NUMA ALTURA DE 10 ft ACIMA DE UMA SUPERFÍCIE DE CONCRETO. ALÉM DISTO, A MODELAGEM FOI FEITA A PARTIR DE UM ESTUDO DE ÁRVORE DE EVENTOS PADRÃO, QUANDO O CORRETO É REALIZAR ESTUDO PARA CADA INSTALAÇÃO ESPECÍFICA E A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA CALCULADA NÃO REPRESENTA NECESSARIAMENTE A ÁREA ONDE OCORRE O DANO, MAS UMA ÁREA POSSIVELMENTE AFETADA POR FOGO E EXPLOSÃO
4	A CONSEQUÊNCIA TÓXICA NÃO É APLICÁVEL A DUTOS DE PETRÓLEO, GAS NATURAL E SEUS DERIVADOS, SENDO MAIS USADA EM PLANTAS DE PROCESSO.

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G			
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA			
PART D4: CÁLCULO DO RISCO					
VALORES DE RISCO PARA CENÁRIO DE VAZAMENTO DE UM EQUIPAMENTO					
		FUROS TÍPICOS			
		1/4"	1"	4"	24" RUPT
1.	COPIAR FREQUÊNCIAS GENÉRICAS DE FALHA PARA CADA TAMANHO DE FURO TÍPICO A PARTIR DA TABELA 8.1. PARA O DUTO EM ESTUDO, 24">16" AS FREQUÊNCIAS DE FALHA POR VAZAMENTO POR ANO SÃO:	6*10E-8 /ft ANO	2*10E-7 / ft ANO	2*10E-8 /ft ANO	1*10E-8 / ft ANO
2.	SOMAR AS FREQUÊNCIAS GENÉRICAS DE FALHA PARA TODOS OS FUROS TÍPICOS	2,9*10E-7 / ft ANO			
3.	CALCULAR A FRAÇÃO DE CONTRIBUIÇÃO DE CADA FURO TÍPICO DIVIDINDO A FREQUÊNCIA GENÉRICA DE CADA FURO PELA SOMA DAS FREQUÊNCIAS GENÉRICAS DE FALHA PARA TODOS OS FUROS TÍPICOS (LINHA 2)	20%	68%	7,00%	5,00%
4.	COPIAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA (LINHA 9 - ÁREA DE DANO A EQUIPAMENTO OU LINHA 10 - ÁREA DE FATALIDADE DA PLANILHA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA - PARTE C1). FACE A ÁREA ONDE O DUTO EM ESTUDO ESTÁ INSTALADO, SER PRATICAMENTE DESABITADA E O FLUIDO SER PETRÓLEO , SERÃO CONSIDERADAS APENAS AS ÁREAS DE DANO A EQUIPAMENTOS CALCULADAS. (1)	57,6 ft2	3.989 ft2	49.767 ft2	5,5*10E4 ft2
5.	MULTIPLICAR CADA VALOR DA LINHA 4 PELA FRAÇÃO CORRESPONDENTE DA LINHA 3	11,5 ft2	2.712 ft2	3.483 ft2	2.750ft2
6.	COPIAR OS RESULTADOS DE CONSEQUÊNCIA TÓXICA (LINHA 10 - ÁREA DE FATALIDADE DA PLANILHA DE CONSEQUÊNCIA TÓXICA - PARTE C2)	NA	NA	NA	NA
7.	MULTIPLICAR CADA VALOR DA LINHA 6 PELA FRAÇÃO CORRESPONDENTE DA LINHA 3	FT2	FT2	FT2	FT2
8.	SOMAR OS VALORES DA LINHA 5. ESTA É A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA	8.956,5 ft2			
9.	SOMAR OS VALORES DA LINHA 7. ESTA É A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA TÓXICA	NA			
10.	CONVERTER OU O VALOR DA LINHA 5 OU DA LINHA 7 EM CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA CONFORME A TABELA B-3 DO APÊNDICE B. ESTA É A CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA. PARA A'REA TOTAL DE CONSEQUÊNCIA 1.000 ft2 < 8.956,6 ft2 <10.000 ft2, A CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA É D	D			
11.	COPIAR A CATEGORIA DE PROBABILIDADE DE FALHA DA LINHA 11 DA PLANILHA DE CÁLCULO DE PROBABILIDADE - PARTE B. ESTA É A CATEGORIA DE PROBABILIDADE	1			

Parte D – Cálculo de Risco

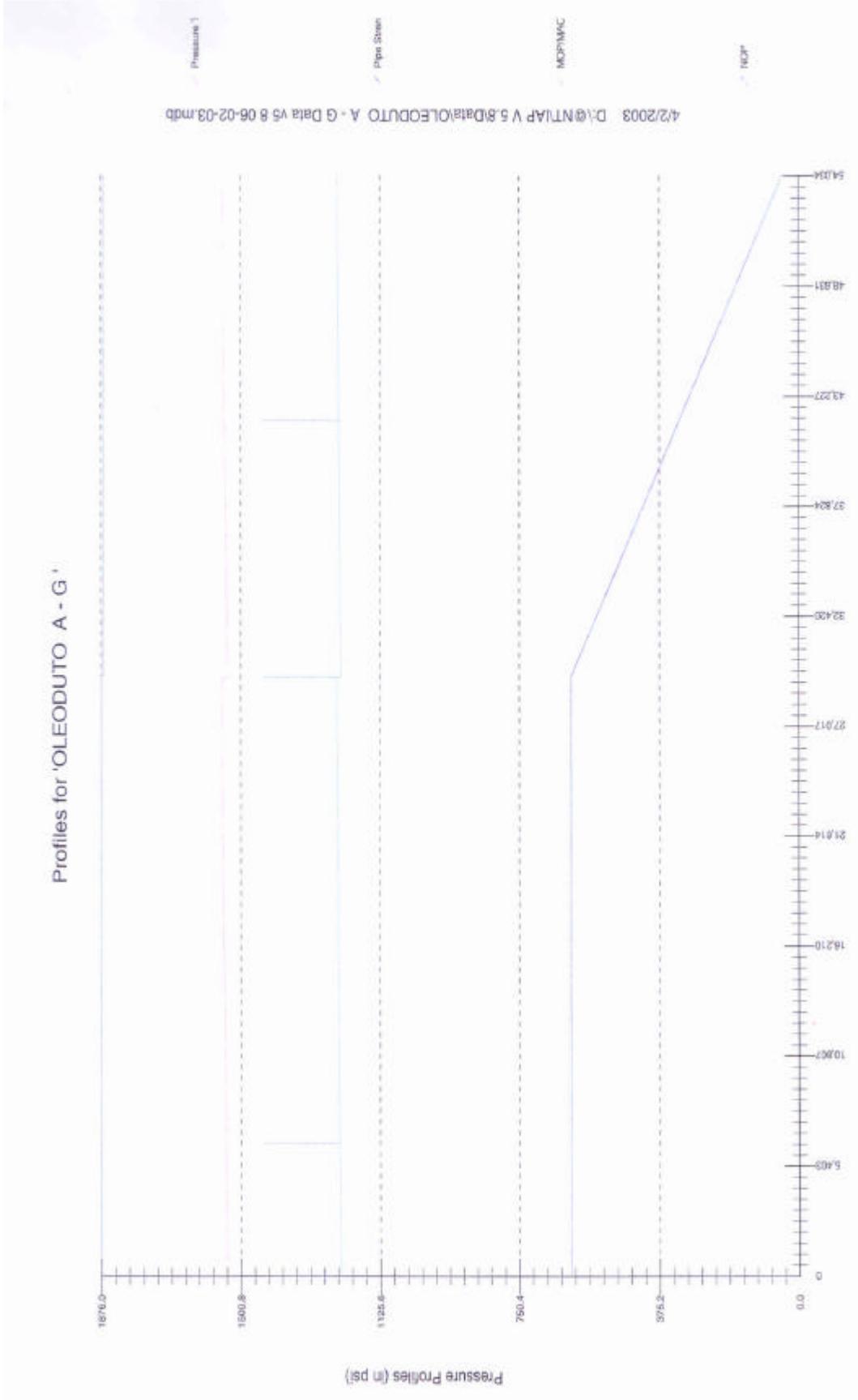
INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G		TAG: NA
PART D4: CÁLCULO DO RISCO		
VALORES DE RISCO PARA CENÁRIO DE VAZAMENTO DE UM EQUIPAMENTO		
12	CONVERTER AS CATEGORIAS DE CONSEQUÊNCIA LINHA 10 E DE PROBABILIDADE LINHA 11 EM CATEGORIA DE RISCO USANDO A FIGURA B-2 DO APÊNDICE B (2)	RISCO MEDIO

OBSERVAÇÕES:	
1	A INSTRUÇÃO NO BRD NÃO É CLARA SOBRE QUAL A ÁREA DE CONSEQUÊNCIA A SER CONSIDERADA, SE A ÁREA DE DANO A EQUIPAMENTO OU DE POTENCIAL DE FATALIDADE OU AMBAS. NESTE ESTUDO SERÁ UTILIZADA, QUANDO APLICÁVEL, - AMBAS AS CONSEQUÊNCIAS, A ÁREA DE MAIOR VALOR.
2	NO RBI SEMIQUANTITATIVO, O CÁLCULO DO RISCO É FEITO SIMPLEMENTE, ATRAVÉS DA APROPRIAÇÃO DA CATEGORIA DE PROBABILIDADE E DE CONSEQUÊNCIA NA MATRIZ CONFORME A FIGURA B-2, ONDE ESTÃO DEFINIDAS 4 ÁREAS DE RISCO, QUAIS SEJAM, "ALTO", "MÉDIO ALTO", "MÉDIO" E "BAIXO". PODE-SE OBSERVAR QUE NA MATRIZ DE RISCO, HÁ UMA DISTRIBUIÇÃO QUE CONTEMPLA COM ALTO RISCO, SOMENTE AS SITUAÇÕES QUE ENVOLVEM ALTAS CATEGORIAS DE CONSEQUÊNCIAS COM ALTAS PROBABILIDADES

INSTALAÇÃO: OLEODUTO A – G		APÊNDICE V – API 581BRD SEMI QUANTITATIVO OL. A - G	TAG: NA																																			
DESCRIÇÃO: OLEODUTO DE TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO ENTRE AS ESTAÇÕES A E G																																						
GRÁFICO DE RISCO – MÉTODO SEMIQUANTITATIVO																																						
TABULAÇÃO DO RISCO EM FUNÇÃO DAS CATEGORIAS DE PROBABILIDADE E DE CONSEQUÊNCIA																																						
1.	PASSO 1. PLOTAR NO GRÁFICO ABAIXO, A CATEGORIA DE PROBABILIDADE (LINHA 10 DA PARTE D - CÁLCULO DE RISCO)	1																																				
2.	PASSO 2. PLOTAR NO GRÁFICO ABAIXO, A CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA (LINHA 11 DA PARTE D - CÁLCULO DE RISCO)	D																																				
<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td></td> <td style="background-color: #FFA500;">RISCO</td> <td style="background-color: #FFA500;">MÉDIO</td> <td style="background-color: #FFA500;">ALTO</td> <td style="background-color: #FF0000;">RISCO ALTO</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td style="background-color: #FFFF00;">RISCO MÉDIO</td> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td style="background-color: #FFA500;"></td> <td style="background-color: #FF0000;"></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td style="background-color: #008000;">RISCO BAIXO</td> <td style="background-color: #008000;"></td> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td style="background-color: #FF0000;"></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td style="background-color: #008000;"></td> <td style="background-color: #008000;"></td> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td style="background-color: #FFA500;"></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td style="background-color: #008000;"></td> <td style="background-color: #008000;"></td> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td style="background-color: #FFA500;"></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td style="background-color: #008000;"></td> <td style="background-color: #008000;"></td> <td style="background-color: #FFA500;"></td> <td style="background-color: #FFA500;"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>A</td> <td>B</td> <td style="background-color: #FFFF00;">D</td> <td>E</td> </tr> </table> <div style="margin-left: 200px; margin-top: 20px;"> <p>GRÁFICO DE RISCO</p> <p>RESULTADO: </p> <p>1-D RISCO MEDIO</p> </div>					RISCO	MÉDIO	ALTO	RISCO ALTO	5	RISCO MÉDIO				4	RISCO BAIXO				3					2					1						A	B	D	E
	RISCO	MÉDIO	ALTO	RISCO ALTO																																		
5	RISCO MÉDIO																																					
4	RISCO BAIXO																																					
3																																						
2																																						
1																																						
	A	B	D	E																																		

APÊNDICE VI

IAP Oleoduto A – G

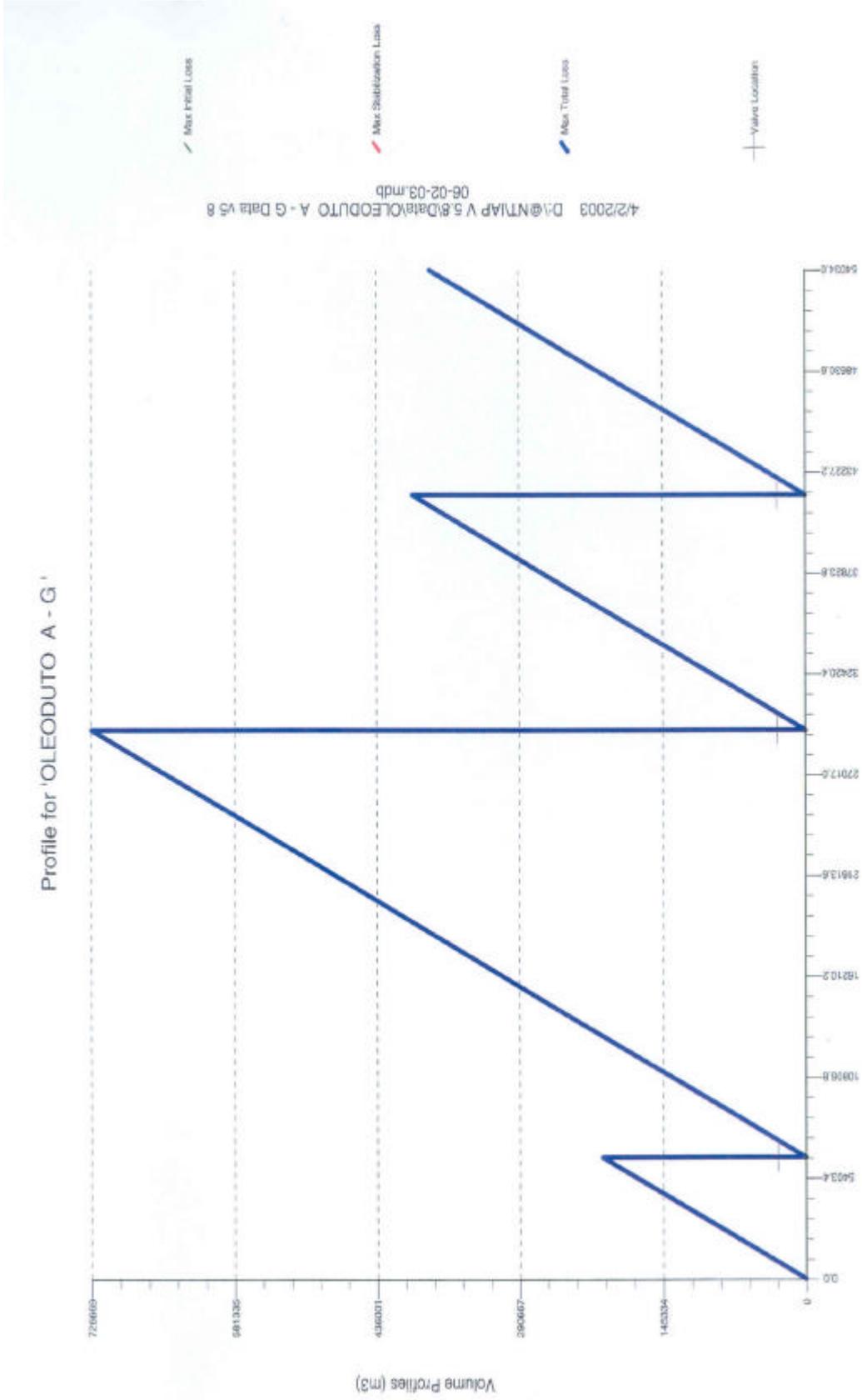


Calculated Pipeline Data

Station (m) After Ea	Relative Station (m)	Ground Elevation (m)	Diameter (in)	Wall Thickness (mm)	Diameter / Thickness	Grade	Flowrate (m ³ /d or m ³ /hr)	Reynolds Number	NOP (psi)	Pipe Strength (psi)	NOP / P.S.	Pressure Test (psi)	Pressure Test / Pipe Strength
Segment : SEGMENTO A - C													
0	0	65.0	24,000	9.5	63.966	60,000	1.956	0.87	611	1,876	0.33	1,538	0.82
6,500	6,500	62.8	24,000	9.5	63.966	60,000	1.956	0.87	611	1,876	0.33	1,541	0.82
6,500	6,500	62.8	24,000	9.5	63.966	60,000	1.956	0.87	611	1,876	0.33	1,541	0.82
29,400	29,400	55.0	24,000	9.5	63.966	60,000	1.956	0.87	611	1,876	0.33	1,552	0.83
29,400	29,400	55.0	24,000	9.5	63.966	60,000	1.956	0.87	611	1,876	0.33	1,552	0.83
Segment : SEGMENTO C - G													
29,400	29,400	55.0	24,000	9.5	64.168	60,000	1.956	0.87	611	1,870	0.33	1,537	0.82
42,000	42,000	49.9	24,000	9.5	64.168	60,000	1.956	0.87	321	1,870	0.17	1,544	0.83
42,000	42,000	49.9	24,000	9.5	64.168	60,000	1.956	0.87	321	1,870	0.17	1,544	0.83
42,000	42,000	49.9	24,000	9.5	64.168	60,000	1.956	0.87	321	1,870	0.17	1,544	0.83
54,034	54,034	45.0	24,000	9.5	64.168	60,000	1.956	0.87	45	1,870	0.02	1,551	0.83

Rupture Volume [Liquid]

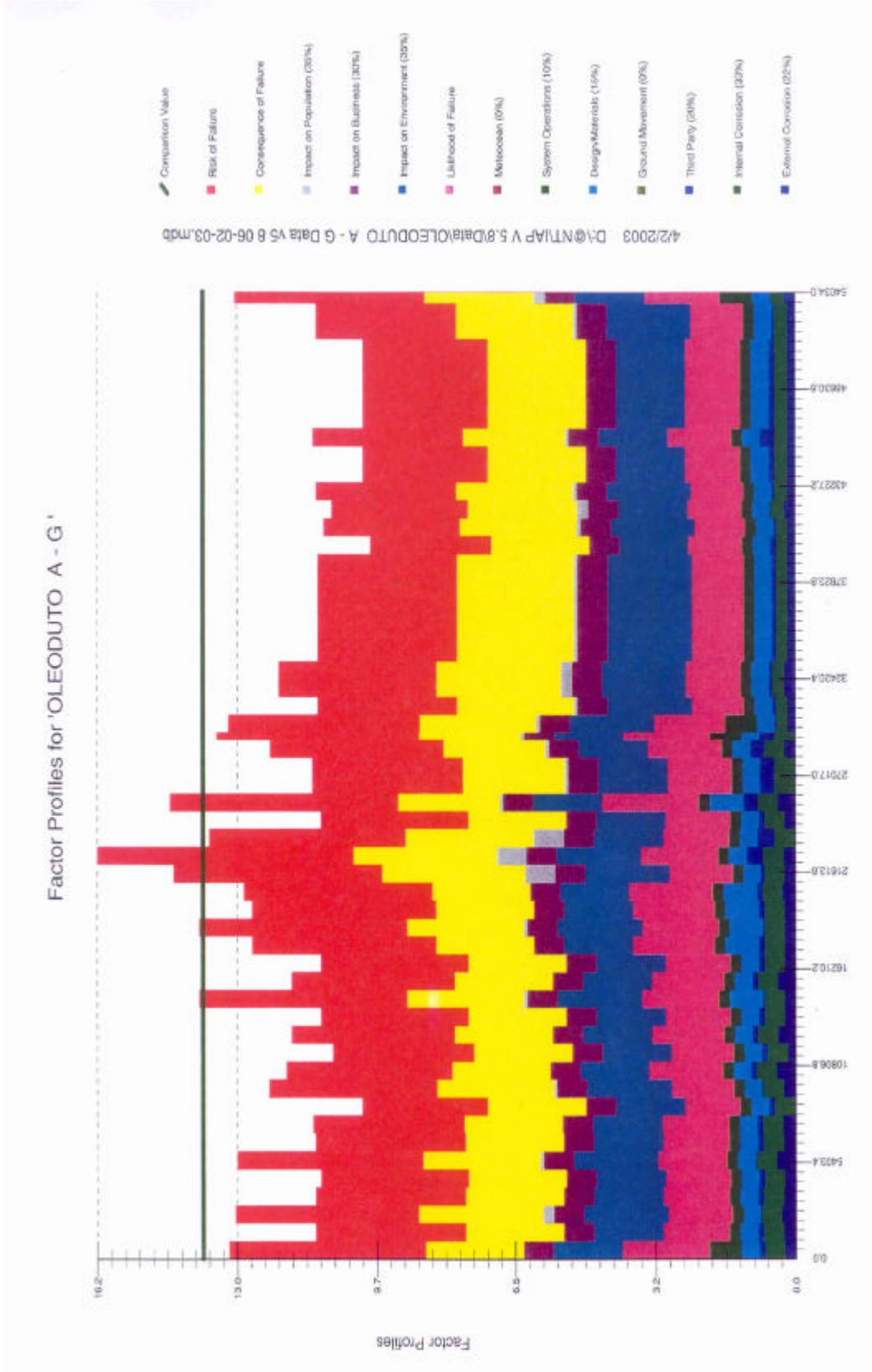
Station After Eq (m)	Relative Station (m)	Elevation (m)	Internal Diameter (in)	Flow Rate (m ³ /hr)	Response Time (min)	Maximum		Total Maximum Loss (m ³)	Reduction Factor	Adjusted		Total Adjusted Loss (m ³)	Section Line Fill (m ³)	Dispersion Distance (m)
						Initial Loss (m ³)	Stabilization Loss (m ³)			Initial Loss (m ³)	Stabilization Loss (m ³)			
Segment: SEGMENTO A - C														
0	0	65	23,250	1,956	60,0	82	0	82	10%	8	0	8	0	32
6,500	6,500	63	23,250	1,956	60,0	82	206,236	206,318	10%	8	20,624	20,632	206,236	1,621
6,500	6,500	63	23,250	1,956	60,0	82	0	82	10%	8	0	8	0	32
29,400	29,400	55	23,250	1,956	60,0	82	726,587	726,669	10%	8	72,659	72,667	726,587	3,042
Segment: SEGMENTO C - G														
29,400	29,400	55	23,252	1,956	60,0	82	0	82	10%	8	0	8	0	32
42,000	42,000	50	23,252	1,956	60,0	82	399,863	399,944	10%	8	39,986	39,994	399,863	2,256
42,000	42,000	50	23,252	1,956	60,0	82	0	82	10%	8	0	8	0	32
54,034	54,034	45	23,252	1,956	60,0	82	381,901	381,982	10%	8	38,190	38,198	381,901	2,205



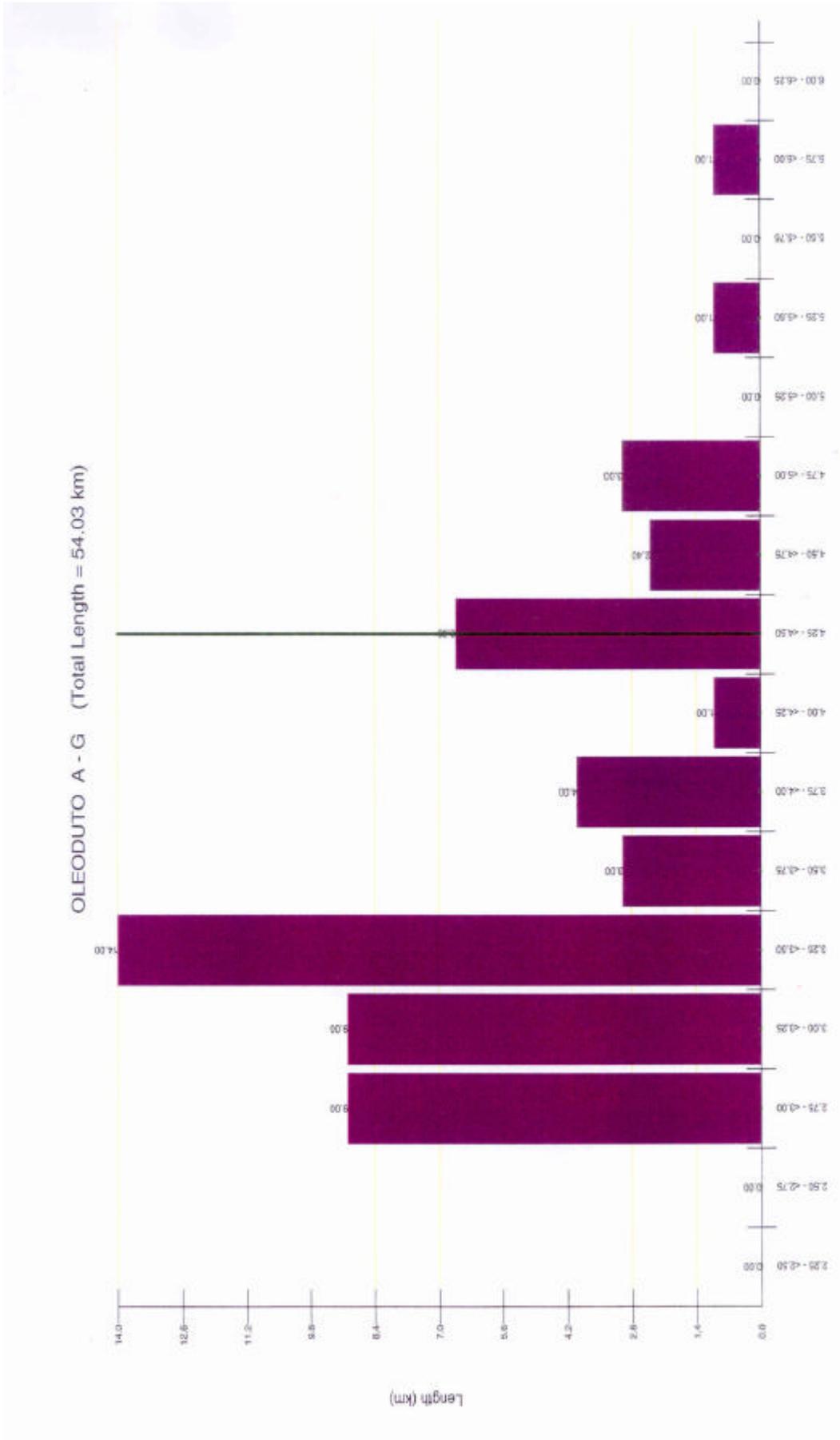
Max Total Volume Distribution Report

Segment Name	Station (m)	Alter Eq	Relative Station (m)	Isolation Section	Max Total Volume (m3)
SEGMENTO A - C	0		0	1	81.5
SEGMENTO A - C	6,500		6,500	2	206,318.0
SEGMENTO A - C	29,400		29,400	2	726,668.5
SEGMENTO C - G	29,400		29,400	1	81.5
SEGMENTO C - G	42,000		42,000	2	399,944.3
SEGMENTO C - G	54,034		54,034	2	381,982.2

OLEODUTO A - G		Segment Ranking						
Rank	Segment	Segment Length	Manufacture Date (oldest)	Max. Dia. (in)	Min. Dia. (in)	Max Pop. Class.	Leak Count	Risk of Failure Weighted Average
1	SEGMENTO C - G	24,634	1/ 1/1985	24.000	24.000	Class 1		3.25
2	SEGMENTO A - C	29,400	1/ 1/1985	24.000	24.000	Class 2		4.03

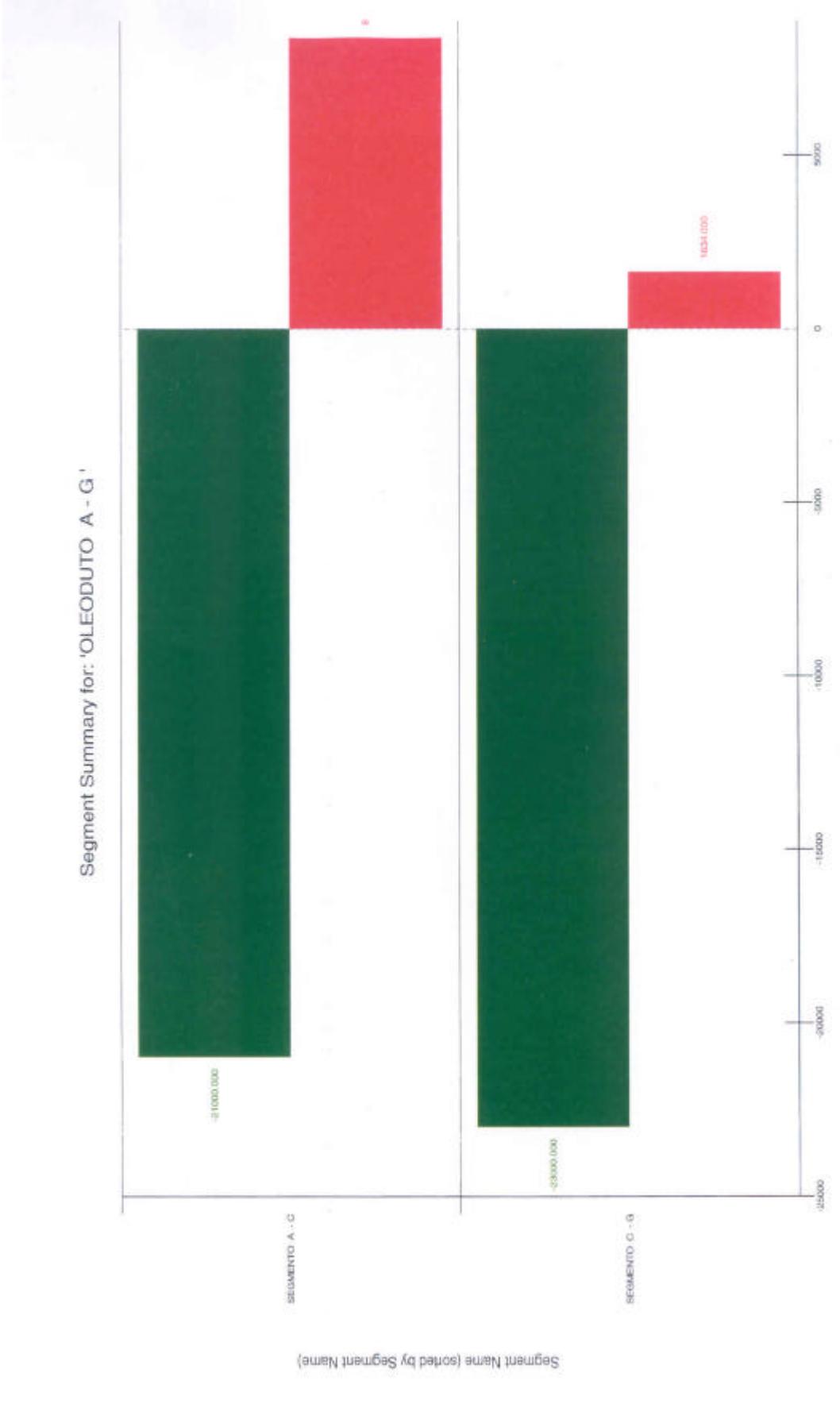


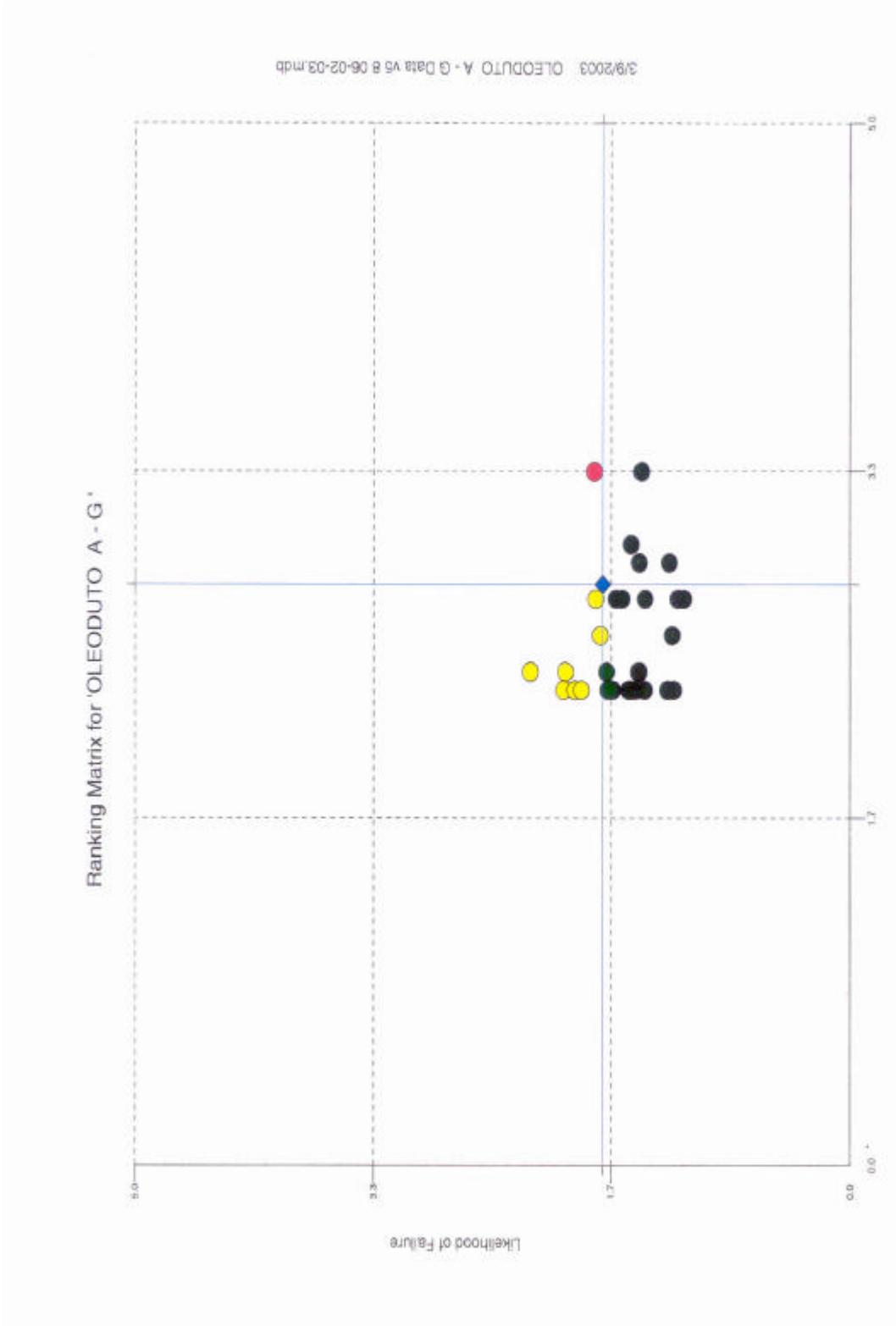
OLEODUTO A - G				Risk of Failure Segment Summary					
Rank	Segment Name	Relative Start Station (m)	Relative End Station (m)	Segment Length (m)	Minimum Score	Weighted Avg. Score	Maximum Score	Length above 4.38	Percent above
1	SEGMENTO A - C	0	29,400	29,400	2.91	4.03	5.95	8,400	28.57%
2	SEGMENTO C - G	29,400	54,034	24,634	2.81	3.25	4.44	1,634	6.63%



LOF and COF Triggers

Segment Name	Segment ID	[START STATION (M)]	[RELATIVE START ROF (M)]	[RELATIVE START LOF (M)]	[END STATION COF (M)]	LOF Variable 1	[RELATIVE END (M)]	LOF Attribute 1	[RELATIVE START (KM)]	LOI Variable 2	
SEGMENTO A - C	338 22000	5.95	1.79	22000	3.33	23000	Pressure Testing ****	23000	Tests 10 to 20 Years ago	22	Internal Corrosion Criteria
SEGMENTO A - C	338 25000	5.30	2.23	25000	2.37	26000	Pressure Testing ****	26000	Tests 10 to 20 Years ago	25	Anomaly Type (Additive)
SEGMENTO A - C	338 21000	4.85	1.46	21000	3.33	22000	Pressure Testing ****	22000	Tests 10 to 20 Years ago	21	Internal Corrosion Criteria
SEGMENTO A - C	338 18000	4.83	1.78	18000	2.72	19000	Pressure Testing ****	19000	Tests 10 to 20 Years ago	18	Anomaly Type (Additive)
SEGMENTO A - C	338 14000	4.83	1.78	14000	2.72	15000	Pressure Testing ****	15000	Tests 10 to 20 Years ago	14	Anomaly Type (Additive)
SEGMENTO A - C	338 29000	4.71	1.99	29000	2.37	29400	Pressure Testing ****	29400	Tests 10 to 20 Years ago	29	Pressure Safety System (Additive) *





Ranking Matrix Report					
Segment Name	Relative Start Station (m)	Relative End Station (m)	Length (m)	Consequence of Failure	Likelihood of Failure
Medium - X and Y values above the comparison criteria - (Magenta)					
SEGMENTO A - C	22,000	23,000	1,000	3.33	1.79
Medium - X or Y value above the comparison criteria - (Yellow)					
SEGMENTO A - C	14,000	15,000	1,000	2.72	1.78
SEGMENTO A - C	18,000	19,000	1,000	2.72	1.78
SEGMENTO C - G	53,400	54,034	634	2.55	1.74
SEGMENTO A - C	25,000	26,000	1,000	2.37	2.23
SEGMENTO A - C	29,000	29,400	400	2.37	1.99
SEGMENTO A - C	0	1,000	1,000	2.28	2.00
SEGMENTO A - C	20,000	21,000	1,000	2.28	1.92
SEGMENTO A - C	17,000	18,000	1,000	2.28	1.88
SEGMENTO A - C	19,000	20,000	1,000	2.28	1.88
Medium - X and Y values below the comparison criteria - (Green)					
SEGMENTO A - C	28,000	29,000	1,000	2.37	1.70
SEGMENTO A - C	10,000	11,000	1,000	2.28	1.69
Low - First column or bottom row - (Dark Green)					
SEGMENTO A - C	21,000	22,000	1,000	3.33	1.46
SEGMENTO A - C	23,000	24,000	1,000	2.98	1.53
SEGMENTO A - C	2,000	3,000	1,000	2.89	1.47
SEGMENTO C - G	31,400	32,400	1,000	2.89	1.26
SEGMENTO C - G	32,400	33,400	1,000	2.89	1.26
SEGMENTO C - G	29,400	30,400	1,000	2.72	1.63
SEGMENTO A - C	5,000	6,000	1,000	2.72	1.59
SEGMENTO A - C	9,000	10,000	1,000	2.72	1.43
SEGMENTO C - G	52,400	53,400	1,000	2.72	1.20
SEGMENTO C - G	51,400	52,400	1,000	2.72	1.20
SEGMENTO C - G	42,400	43,400	1,000	2.72	1.20
SEGMENTO C - G	38,400	39,400	1,000	2.72	1.19
SEGMENTO C - G	36,400	37,400	1,000	2.72	1.19
SEGMENTO C - G	35,400	36,400	1,000	2.72	1.19
SEGMENTO C - G	37,400	38,400	1,000	2.72	1.19
SEGMENTO C - G	33,400	34,400	1,000	2.72	1.19
SEGMENTO C - G	30,400	31,400	1,000	2.72	1.19
SEGMENTO C - G	34,400	35,400	1,000	2.72	1.19
SEGMENTO C - G	40,400	41,400	1,000	2.72	1.16
SEGMENTO C - G	41,400	42,400	1,000	2.55	1.24
SEGMENTO A - C	26,000	27,000	1,000	2.37	1.48
SEGMENTO A - C	27,000	28,000	1,000	2.37	1.48
SEGMENTO C - G	45,400	46,400	1,000	2.37	1.47
SEGMENTO A - C	12,000	13,000	1,000	2.28	1.66
SEGMENTO A - C	15,000	16,000	1,000	2.28	1.66
SEGMENTO A - C	7,000	8,000	1,000	2.28	1.55
SEGMENTO A - C	3,000	4,000	1,000	2.28	1.53
SEGMENTO A - C	6,000	7,000	1,000	2.28	1.53
SEGMENTO A - C	1,000	2,000	1,000	2.28	1.53
SEGMENTO A - C	16,000	17,000	1,000	2.28	1.50
SEGMENTO A - C	13,000	14,000	1,000	2.28	1.50
SEGMENTO A - C	24,000	25,000	1,000	2.28	1.50
SEGMENTO A - C	4,000	5,000	1,000	2.28	1.50
SEGMENTO A - C	11,000	12,000	1,000	2.28	1.43
SEGMENTO A - C	8,000	9,000	1,000	2.28	1.28
SEGMENTO C - G	44,400	45,400	1,000	2.28	1.27
SEGMENTO C - G	46,400	47,400	1,000	2.28	1.27
SEGMENTO C - G	47,400	48,400	1,000	2.28	1.27
SEGMENTO C - G	48,400	49,400	1,000	2.28	1.27
SEGMENTO C - G	49,400	50,400	1,000	2.28	1.27
SEGMENTO C - G	50,400	51,400	1,000	2.28	1.27
SEGMENTO C - G	43,400	44,400	1,000	2.28	1.27
SEGMENTO C - G	39,400	40,400	1,000	2.28	1.23