

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL - PPGEC

**GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE DUTOS: PROPOSTA DE
ABORDAGEM AOS RISCOS GEOTÉCNICOS EM GASODUTOS DE
TRANSMISSÃO**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - PPGEC, para a obtenção do Título de MESTRE em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Marciano Maccarini, Ph.D.

Co-Orientador: Prof. Nelson Infanti Jr., Dr.

HUDSON RÉGIS OLIVEIRA

Florianópolis, Dezembro de 2005.

**“GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE DUTOS: PROPOSTA DE
ABORDAGEM AOS RISCOS GEOTÉCNICOS EM GASODUTOS DE
TRANSMISSÃO”**

HUDSON RÉGIS OLIVEIRA

Dissertação julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Civil e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC da Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.

Prof. Glicério Trichês, Dr.

(Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil da UFSC)

Prof. Marciano Maccarini, PhD. (Orientador)

Prof. Nelson Infanti Jr., Dr. (Co-orientador)

Comissão Examinadora:

Prof. Amir Mattar Valente, Dr. (UFSC)

Prof. Luiz Antônio Bressani, PhD. (UFRGS)

Prof. Edgar Odebrecht, Dr. (UDESC-FEJ)

Florianópolis, Dezembro de 2005.

Ao nosso Deus, pela vida, pela saúde.

AGRADECIMENTOS

À minha esposa, amiga e companheira, Vanessa Scoz Oliveira, que além do incentivo constante, sempre compreendeu as privações necessárias à conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, Valdir Oliveira e Laurestela Lenzi Oliveira, e à minha irmã e irmão, Katherine Helena Oliveira e Wallace James Oliveira, que sempre apoiaram meus desafios e me encorajaram a aceitá-los.

Ao meu orientador, mentor, amigo e inspirador, Prof. Nelson Infanti Jr., que foi e continua sendo meu referencial.

Ao meu orientador e também inspirador, Prof. Marciano Maccarini, um dos melhores geotécnicos que tive oportunidade de conhecer.

Ao Engenheiro Carlos Renato Aragonez de Vasconcellos (TBG) pela inspiração, pelo apoio no trabalho desenvolvido e pelas inúmeras discussões sobre o assunto em tela.

Aos Engenheiros João Carlos de Freitas (TBG) e Rogério de Souza Lima (Consultor), pela forte interação em discussões envolvendo questões solo-duto.

Aos técnicos de faixa e dutos da TBG-GSUL, que muito me ensinaram na avaliação dos riscos geotécnicos no campo.

Aos colegas do CENPES-PETROBRAS e TRANSPETRO pelo constante intercâmbio de experiências na operação e manutenção de dutos, bem como na análise de projetos e estudos especiais.

Aos colegas da UFRGS, em especial ao Professor Luiz Antônio Bressani, pelas inúmeras discussões em projetos de pesquisa envolvendo geotecnia e dutos.

Aos Professores Sandro Sandroni (COPPE-UFRJ) e Marcos Massao Futai (USP) pelas cópias de artigos “*state of the art*” na área de geotecnia e dutos.

Por fim, aos amigos que, de uma forma ou de outra, me incentivaram na conclusão de mais esta etapa de vida.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	III
AGRADECIMENTOS.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE QUADROS.....	IX
LISTA DE TABELAS.....	X
RESUMO.....	XI
ABSTRACT.....	XII
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 OBJETIVOS DA PESQUISA.....	2
1.2 METODOLOGIA.....	3
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	4
2 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE DUTOS.....	5
2.1 CONCEITOS BÁSICOS.....	5
2.2 COMPONENTES DE UM SISTEMA DE DUTOS.....	5
2.3 PROJETO, CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DE UM DUTO DE TRANSMISSÃO.....	7
2.4 OS DUTOS NO BRASIL.....	8
2.5 ALGUNS PROBLEMAS E ACIDENTES GEOTÉCNICOS EM OBRAS LINEARES NO BRASIL.....	10
2.6 FALHAS E ESTATÍSTICAS DE ACIDENTES EM DUTOS.....	13
2.6.1 ESTATÍSTICAS DO DEPARTAMENTO DE TRANSPORTES DOS EUA.....	14
2.6.2 ESTATÍSTICAS DO CONCAWE.....	15
2.6.3 ESTATÍSTICAS DO NATIONAL ENERGY BOARD (CANADÁ).....	18
2.6.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS ESTATÍSTICAS DE FALHAS.....	19
2.7 CASOS HISTÓRICOS DE ACIDENTES EM DUTOS.....	21
2.7.1 ACIDENTE NOS ESTADOS UNIDOS.....	21
2.7.2 ACIDENTE NO CANADÁ.....	22
2.7.3 ACIDENTE NO BRASIL.....	24
2.8 A NORMA B31.8S – SISTEMA DE GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE GASODUTOS.....	27
2.8.1 PRINCÍPIOS DO GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE.....	27
2.8.2 VISÃO GERAL DE UM PROGRAMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE.....	28
2.8.3 CLASSIFICAÇÃO DAS AMEAÇAS.....	30
2.8.4 MÉTODO PRESCRITIVO PARA TRATAMENTO DE RISCOS POR FENÔMENOS NATURAIS.....	30
2.8.5 PREVENÇÃO E MITIGAÇÃO DE AMEAÇAS POR FENÔMENOS NATURAIS.....	31
2.8.6 OPORTUNIDADES DE MELHORIA À NORMA.....	34
3 GEOTECNIA DE DUTOS.....	35
3.1 AVALIAÇÃO DO RISCO GEOLÓGICO-GEOTÉCNICO.....	35
3.2 PROCESSOS DE DINÂMICA SUPERFICIAL.....	37
3.2.1 MOVIMENTOS DE MASSA.....	37
3.2.2 EROSÕES.....	42
3.2.3 SUBSIDÊNCIAS.....	43
3.3 MECANISMOS DE INTERAÇÃO SOLO-DUTO.....	43
3.4 CONSEQÜÊNCIAS DE PROCESSOS GEOTÉCNICOS PARA DUTOS.....	44
4 GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE DUTOS.....	49
4.1 ATIVIDADES PREVENTIVAS.....	49
4.1.1 MANUTENÇÃO DA FAIXA.....	49
4.1.2 INSPEÇÕES A PÉ.....	50
4.1.3 INSPEÇÕES AÉREAS.....	58
4.1.4 INSPEÇÕES CALIBRADAS COM MONITORAMENTO PLUVIOMÉTRICO.....	60
4.1.5 INSPEÇÕES <i>IN LINE</i>	64
4.1.6 MONITORAMENTO DE DESLOCAMENTOS SUPERFICIAIS COM IMAGENS DE SATÉLITES.....	70
4.1.7 ELABORAÇÃO DE CARTAS TEMÁTICAS.....	74
4.2 AÇÕES DE AVALIAÇÃO/ANÁLISE.....	78
4.2.1 MEDIÇÃO DE TENSÕES TOTAIS NO DUTO.....	78
4.2.2 MONITORAMENTO COM INSTRUMENTAÇÃO GEOTÉCNICA E MECÂNICA.....	81
4.2.3 LEVANTAMENTO DA POSIÇÃO DOS DUTOS.....	87
4.2.4 ANÁLISE DA INTERAÇÃO SOLO-DUTO.....	87
4.3 AÇÕES GEOTÉCNICAS DE INTERVENÇÃO E CORREÇÃO.....	93

4.3.1	OBRAS DE ESTABILIZAÇÃO DE ENCOSTAS	93
4.3.2	OBRAS DE PROTEÇÃO	96
4.3.3	OBRAS DE SUPORTAÇÃO	99
4.4	AÇÕES DIRETAS DE CORREÇÃO DO DUTO.....	102
4.4.1	ALÍVIO DE TENSÕES.....	103
4.4.2	TROCA DE TRECHO DO DUTO.....	105
4.4.3	RELOCAÇÃO OU VARIANTE.....	106
5	<u>PLANO DE GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO.....</u>	108
5.1	MODELO SANDRONI-LACERDA-SILVA-BRANDT	108
5.2	MODELO PETROBRAS.....	111
5.3	OPORTUNIDADES DE MELHORIA NOS MODELOS APRESENTADOS.....	119
5.4	DIRETRIZES PARA GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE DUTOS.....	120
5.5	PLANO DE GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE GASODUTOS	122
5.5.1	DESCRIÇÃO DO PLANO DE GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE DUTOS	124
5.5.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE ATIVIDADE PREVENTIVAS	125
5.5.3	CONSIDERAÇÕES SOBRE AS SITUAÇÕES DE RISCO	126
5.5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO MODELO PROPOSTO	128
6	<u>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</u>	129
	<u>REFERÊNCIAS</u>	132
	<u>ANEXOS</u>	145
	ANEXO I - DUTOS AUTORIZADOS A OPERAR PELA ANP	145
	ANEXO II - AUTORIZAÇÕES DE INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	151
	ANEXO III – MATRIZ DE ATIVIDADES E AÇÕES PARA O MODELO PROPOSTO.....	154

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Sistema de dutos: exemplo para gasodutos.....	6
FIGURA 2 - Dutos e terminais operados pela Transpetro.....	9
FIGURA 3 - Traçado do Gasoduto Bolívia-Brasil.....	9
FIGURA 4 – Mapa de relevo do Brasil com detalhe para a Serra Geral e do Mar.....	10
FIGURA 5 - Vista aérea do escorregamento do km 42 da rodovia Anchieta (SP).....	11
FIGURA 6 - Vista aérea da corrida de lama na Serra Geral no ano de 1995 - Timbé do Sul (SC).....	12
FIGURA 7 – Vista geral do talude com escorregamentos pré-existentes junto ao Rio Peace.....	22
FIGURA 8 – Detalhe do “ <i>buckle</i> ” formado no duto após a ruptura.....	24
FIGURA 9 – Vista aérea do local da ruptura do oleoduto (tracejado indicando limite da língua coluvial).....	25
FIGURA 10 – Detalhe do ponto de ruptura do oleoduto por tensões de tração.....	25
FIGURA 11 – Elementos de um programa de gerenciamento de integridade.....	29
FIGURA 12 – Programa de gerenciamento de integridade – fluxo dos processos.....	29
FIGURA 13 – Abordagem aos riscos em dutos – Modelo Muhlbauer.....	35
FIGURA 14 – Abordagem aos riscos em dutos – Modificado de Muhlbauer.....	35
FIGURA 15 – Georiscos em dutos.....	36
FIGURA 16 - Classificação de Movimentos de Massa segundo Varnes (1978).....	40
FIGURA 17 – Movimentos de massa em dutos (a: deslizamento paralelo; b: deslizamento transversal).....	45
FIGURA 18 – Efeitos de movimentos do terreno em dutos devido a subsidências.....	46
FIGURA 19 - Escorregamento atingindo a faixa e o duto.....	46
FIGURA 20 - Escorregamento fora da faixa.....	47
FIGURA 21 – Corrida de lama atingindo a faixa e o duto.....	47
FIGURA 22 - Movimentações de falhas geológicas envolvendo dutos.....	48
FIGURA 23 – Fenda de tração no terreno evidenciando rastejo ou escorregamento (Cerro Azul-PR).....	53
FIGURA 24 – Trinca em canaleta de drenagem evidenciando movimentos de massa (Rio Branco do Sul-PR).....	53
FIGURA 25 – Área encharcada e com surgências (Armazém-SC).....	54
FIGURA 26 – Escorregamento pretérito evidenciando área sujeita a escorregamentos (Brusque-SC).....	54
FIGURA 27 – Abatimento na encosta evidenciando escorregamento (Rio Branco do Sul-PR).....	55
FIGURA 28 – Bloco desprendido (Cerro Azul-PR).....	55
FIGURA 29 – Escorregamento superficial evidenciando corridas de massa (<i>debris flow</i>) (Timbé do Sul-SC).....	56
FIGURA 30 – Aterro construído na lateral da faixa em poliduto no Paraná.....	57
FIGURA 31 – Trincas indicando deslocamento do terreno junto a poliduto no Paraná.....	57
FIGURA 32 – Deslocamento do duto causado pela construção de aterro na lateral da faixa.....	58
FIGURA 33 – Escavação detectada durante inspeção aérea no Gasoduto Bolívia-Brasil.....	59
FIGURA 34 – Carta de periculosidade em função da pluviometria de Caraguatatuba - SP.....	61
FIGURA 35 – Critério de decisão considerando a chuva diária e a chuva acumulada em 96 horas.....	62
FIGURA 36 – Critério de decisão considerando a chuva horária e a chuva acumulada em 96 horas.....	63
FIGURA 37 – Desenho esquemático da passagem de um PIG de limpeza.....	65
FIGURA 38 – Passagem de um PIG geométrico detectando amassamento causado por um bloco de rocha.....	65
FIGURA 39 – PIG com sensor inercial e odômetro para monitoramento de deslocamentos.....	66
FIGURA 40 – Vista aérea do escorregamento de Daniels Creek após escavação do duto.....	67

FIGURA 41 - Identificação do escorregamento de Daniels Creek a partir de resultados de GEOPIG.	68
FIGURA 42 – Escorregamento de Daniels Creek a partir de resultados de GEOPIG - detalhes.	69
FIGURA 43 – Escavação do duto para alívio de tensões na região do escorregamento de Daniels Creek.	69
FIGURA 44 - Cones refletores para melhorar a intensidade de energia captada pelo satélite.	71
FIGURA 45 - Ruptura da Linha 1203 devido a subsidência da fundação.	72
FIGURA 46 - Subsidências na área de exploração de petróleo junto a Linha 1203 a partir de DINSAR.	72
FIGURA 47 - Resultados entre medições de recalques com GPS e DINSAR na Linha 1203 – Califórnia.	73
FIGURA 48 – Exemplo de carta de suscetibilidade a escorregamento – São Sebastião-SP.	77
FIGURA 49 – Aparato de perfuração para medição de tensões em dutos.	79
FIGURA 50 – Detalhe do aparato de perfuração e extensômetros colados no duto.	79
FIGURA 51 – Tensões longitudinais ao longo da encosta do Rio Curriola.	80
FIGURA 52 – Extensômetro de corda vibrante e pontos de instalação em dutos.	82
FIGURA 53 – Instrumentação geotécnica em gasoduto em uma encosta com rastejo no sul da Itália.	83
FIGURA 54 – Leituras da instrumentação geotécnica e mecânica de gasoduto na Itália.	84
FIGURA 55 – Abraçadeira para monitoramento topográfico de dutos.	84
FIGURA 56 – Modelo do SATADIG da Transpetro.	85
FIGURA 57 – Avaliação da interação solo-duto para movimento transversal (solução analítica)	89
FIGURA 58 – Avaliação da interação solo-duto para movimento longitudinal - solução analítica.	89
FIGURA 59 – Composição de forças para solução analítica – movimento longitudinal.	90
FIGURA 60 – Interação solo-duto para movimento longitudinal com solução analítica - deslocamentos.	90
FIGURA 61 – Seqüência executiva de uma obra de recuperação de erosão.	94
FIGURA 62 – Vista geral do talude instável junto a gasoduto.	95
FIGURA 63 – Vista geral das obras de estabilização – muro de terra nas laterais e solo grampeado.	95
FIGURA 64 – Detalhe de proteção para dutos em cruzamentos com estradas e rodovias.	96
FIGURA 65 – Exemplo de laje de proteção para dutos.	97
FIGURA 66 – Cruzamento de uma nova rodovia sobre duto em região de solo mole.	98
FIGURA 67– Projeto de proteção e seqüência executiva de remoção de solo mole.	98
FIGURA 68 – Imagem de satélite de uma área sujeita a <i>debris flow</i> junto a gasoduto.	99
FIGURA 69 – Detalhe de obras de proteção contra erosão em leitos de rio (a – durante b – concluída).	100
FIGURA 70 – Perda de suportação de duto numa travessia de reservatório.	100
FIGURA 71 – Detalhe de obras de suportação (a – gabiões – b – compacta�o sob o duto).	101
FIGURA 72 – Vista das obras de prote�o concluídas (detalhe da dissipacão a jusante).	101
FIGURA 73 – Se�o t�pica de uma suporta�o de gasoduto em região de solos moles com geossintéticos.	102
FIGURA 74 – Etapas de execu�o de alívio de tensões – rastejo perpendicular ao duto.	105
FIGURA 75 – Concep�o básica para execu�o de uma variante (planta e se�o).	107
FIGURA 76 – Modelo de gerenciamento de a�es para tratamento de riscos geotécnicos–SANDRONI et al..	110
FIGURA 77 - Modelo de gerenciamento de a�es para tratamento de riscos geotécnicos - PETROBRAS.	115
FIGURA 78 – Fluxograma das etapas de implanta�o e opera�o de dutos.	120
FIGURA 79 – Plano de Gerenciamento Geotécnico de Dutos – Modelo Proposto.	123

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - Métodos de prevenção e reparo de ameaças em gasodutos.....	33
QUADRO 2 - Classificação de Movimentos de Massa.....	39
QUADRO 3 - Causas de movimentos de massa, quanto sua origem.....	42
QUADRO 4 - Processos geotécnicos e elementos indicativos de campo.....	52
QUADRO 5 - Instrumentação geotécnica e mecânica recomendada para dutos.....	81
QUADRO 6 - Critérios de Segurança para Dutos (preliminares).....	86
QUADRO 7 - Critério de Risco – Modelo Sandroni-Lacerda-Silva-Brandt.....	108
QUADRO 8 - Classes de Locação para avaliação da Densidade Populacional.....	112
QUADRO 9 - Tipos de ambiente.....	112
QUADRO 10 - Potenciais de Conseqüências para Oleodutos e Polidutos.....	113
QUADRO 11 - Potenciais de Conseqüências para Gasodutos.....	113
QUADRO 12 - Classificação das ocorrências geológico-geotécnicas: probabilidade de falha de dutos.....	116
QUADRO 13 - Classificação das ações em função da suscetibilidade de processos.....	117
QUADRO 14 - Plano de Verificação do Desempenho no Modelo Proposto.....	128

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Frequências de acidentes nos EUA no período de 2002 a 2004.....	14
TABELA 2 - Prejuízos dos acidentes nos EUA no período de 2002 a 2004.....	15
TABELA 3 - Resumo estatístico das causas de falhas em dutos na Europa (1971 a 1995).	16
TABELA 4 - Número de rupturas em dutos no Canadá (1984 a 2003).....	18
TABELA 5 - Comparação de deslocamentos horizontais entre inclinômetro e INSAR - Canadá	74

RESUMO

Obras lineares, tais como estradas, linhas de transmissão, gasodutos, oleodutos, etc, bem como outros tipos de obras de engenharia, podem ser ameaçadas por eventos e fenômenos de origem natural, ou seja, deslizamentos de terra, inundações, erosões, terremotos, furacões, maremotos, etc, podendo ocasionar impactos ambientais consideráveis, gerar prejuízos financeiros de elevada monta e até mesmo perdas de vidas humanas.

Com vistas a reduzir os riscos geológico-geotécnicos, atividades e ações preventivas ou corretivas podem ser tomadas desde as fases de projeto até as fases de operação e manutenção de dutos. Nesta última fase, pode-se adotar um plano de gerenciamento da integridade dessas instalações, com vistas a mitigar os riscos residuais não tratados nas fases de projeto e construção.

Uma das alternativas para implementação do gerenciamento da integridade de gasodutos encontra-se na norma “*Managing System Integrity of Gas Pipelines*” - ASME B31.8S (2002). Esta norma, entretanto, apresenta algumas limitações nas ações referentes à prevenção, identificação e correção de problemas de ordem geotécnica e geológica.

A dissertação apresenta informações sobre riscos geotécnicos em dutos de transmissão e apresenta ferramentas utilizadas na identificação, prevenção e correção de problemas geotécnicos em dutos, bem como outras com potencial aplicação para dutos.

Como uma principal contribuição dos estudos, propõe-se um plano básico de gerenciamento da integridade de dutos, com foco nos riscos geotécnicos, transcrevendo-se como uma contribuição à norma ASME B31.8S. Este plano é formado por atividades e ações, tanto de identificação, prevenção, avaliação e análise, quanto de correção de instabilidades geotécnicas em dutos.

ABSTRACT

Linear works, such as highways, power lines, gas and oil pipelines, etc, as well as other types of engineering works, can be threaten by natural hazards, like landslides, floods, erosions, earthquakes, hurricanes, seaquakes and others, that could lead to great environmental impacts, cause loss of high sums of money and also human losses.

With the aim to reduce the geological and geotechnical risks, preventive or corrective activities and actions can be executed since design phase through operational and maintenance phases in pipelines. In this last phase, an integrity management plan of this facilities can be adopted, with the aim of mitigate residual risks that had not been treated in design and construction phases.

One of the alternatives to implement an integrity management of gas pipelines is found in the code “Managing System Integrity of Gas Pipelines” – ASME B31.8S (2002). This code, however, has some limitations in the actions regarding prevention, identification and correction of geological and geotechnical problems.

The dissertation presents information about geotechnical risks in transmission pipelines and presents tools applied in identification, prevention and correction of geotechnical problems in pipelines, as well as others with potential to be applied in pipelines.

As a main contribution of the studies performed, a basic pipeline integrity management plan, focused in geotechnical risks is proposed, transcribing as a contribution to ASME B31.8S code. This plan is composed by activities and actions, since identification, prevention, evaluation and analysis and also correction of geotechnical instabilities in pipelines.

1 INTRODUÇÃO

Dutovias são obras de engenharia superficiais, que envolvem quase sempre apenas o horizonte de solo e as rochas decompostas, e que têm uma das suas dimensões significativamente maior do que as demais, caracterizando a linearidade. Num país de grande extensão territorial como o Brasil, este aspecto adquire maior relevância, sendo comuns os traçados com centenas e até milhares de quilômetros, que atravessam regiões de grande diversidade morfológica, tais como serras, rios, ambientes marinhos costeiros e regiões metropolitanas. Mais importante ainda é a diversidade geológica encontrada, pois em geral, são interceptadas diferentes formações geológicas, com os tipos de solos e condições hidrogeológicas e fenomenológicas a elas associadas, exigindo projetos de engenharia também diversificados para as suas escavações e fundações (NOGUEIRA JR. E MARQUES, 1998).

As diversas obras lineares, tais como, estradas, linhas de transmissão, gasodutos, oleodutos, etc, bem como outros tipos de obras de engenharia, podem ser ameaçadas por eventos e fenômenos de origem natural, ou seja, deslizamentos de terra, inundações, erosões, terremotos, furacões, maremotos, etc, podendo ocasionar impactos ambientais consideráveis, gerar prejuízos financeiros de elevada monta e até mesmo perdas de vidas humanas.

No caso de dutos de transmissão (oleodutos, gasodutos, polidutos, aquedutos, etc), que possuem comprimentos expressivos e geralmente atravessam áreas rurais, as estatísticas apontam como as principais causas de falhas, as ações de terceiros e a corrosão interna das tubulações (para os dutos em aço). As falhas causadas por fenômenos naturais são menos freqüentes, entretanto, merecem consideração, haja vista que escorregamentos podem ocorrer em locais, cujas condições de acesso podem complicar as operações de contenção de vazamentos e o mecanismo de instabilização pode exigir uma complexa engenharia de estabilização.

Diversos acidentes causados por problemas geotécnicos em dutos, principalmente escorregamentos com rompimento e vazamento, foram relatados por Piccarelli et al.. (2004), TSB REPORTS (2004), WILLIANS ENERGY (2004), Soares et al. (2001), DISCOVERY CHANNEL (1998), entre outros.

Com vistas a reduzir os riscos geotécnicos, ações preventivas e corretivas podem ser adotadas desde as fases de projeto até as fases de operação e manutenção de dutos, sendo

que, durante a fase de manutenção e operação adota-se, geralmente, um plano de gerenciamento da integridade dessas instalações, sistematizando as ações adotadas.

Uma das alternativas para implementação do gerenciamento da integridade de gasodutos, por exemplo, pode ser conduzida através das recomendações do suplemento da norma americana “*Gas Transmission and Distribution Piping System*” - ASME B31.8 (2003) denominado “*Managing System Integrity of Gas Pipelines*” - ASME B31.8S (2002). Esta norma, entretanto, apresenta algumas limitações no detalhamento das ações referentes à prevenção, identificação e correção de problemas de ordem geotécnica e geológica.

Apresenta-se neste trabalho, informações sobre riscos geotécnicos em dutos de transmissão, procurando focar os problemas geotécnicos do sul e sudeste do Brasil. Conhecidos os riscos, consolida-se as informações em um plano básico de gerenciamento da integridade de dutos, com foco nos riscos geotécnicos, transcrevendo-se como uma contribuição à norma ASME B31.8S. Este plano é formado por ações, tanto de prevenção, avaliação e análise, quanto de correção de instabilidades geotécnicas em dutos.

1.1 OBJETIVOS DA PESQUISA

O trabalho de pesquisa almejou os seguintes objetivos:

Objetivos principais:

- a. Estudar os riscos em dutos de transmissão por fenômenos naturais, em especial os riscos geológico-geotécnicos, bem como suas causas e conseqüências, de modo a permitir a organização de procedimentos para gerenciamento desses riscos;
- b. Sistematizar ações preventivas, de avaliação/análise e corretivas, utilizando-se de ferramentas e metodologias implementadas e disponíveis, de modo a compor uma filosofia de gerenciamento geotécnico de gasodutos, como complementação e detalhamento das ações recomendadas pela norma ASME B31.8S – Sistema de Gerenciamento da Integridade de Gasodutos.

Objetivos específicos:

- a. Apresentar os processos de dinâmica superficial (movimentos de massa, subsidências, erosões) e suas conseqüências para dutos;

- b. Pesquisar e apresentar ferramentas utilizadas na identificação, análise, correção e monitoramento de áreas e pontos de risco geológico-geotécnico em dutos de transmissão;
- c. Propor diretrizes para gerenciamento do risco geotécnico de gasodutos de transmissão;
- d. Propor um Plano de Gerenciamento Geotécnico de Gasodutos, através de um modelo genérico, como sugestão de parte de um Plano Básico de Gerenciamento de Integridade para Gasodutos.

1.2 METODOLOGIA

Segundo Lakatos e Marconi (1982) *apud* Augusto Filho (1994), o conceito moderno de método ou investigação científica implica na execução das etapas a seguir, que independem do tipo de pesquisa conduzida:

- a. descoberta do problema ou lacuna do conhecimento;
- b. definição precisa do problema;
- c. procura de conhecimentos ou instrumentos relevantes ao problema;
- d. tentativa de solução do problema com auxílio dos meios identificados;
- e. criação de novas idéias, hipóteses, teorias ou técnicas;
- f. obtenção de uma solução exata ou aproximada;
- g. investigação das conseqüências da solução obtida;
- h. comprovação da solução e
- i. correção da hipótese, teorias e procedimentos adotados.

Com base na metodologia descrita anteriormente, executou-se os trabalhos da pesquisa através das seguintes etapas:

Etapa 1: avaliação do contexto atual dos dutos de transmissão no Brasil, verificando falhas de ordem geotécnica ocorridas e da possibilidade de ocorrência de novos eventos.

Etapa 2: pesquisa e análise de estatísticas de falhas em dutos e estudo de casos de rupturas ocasionadas por eventos de origem geológica e geotécnica.

Etapa 3: estudo das normas reguladoras referentes à operação e manutenção de dutos pressurizados e sua segurança.

Etapa 4: pesquisa sobre aplicação de ferramentas utilizadas na prevenção, identificação, avaliação e correção de eventos de origem geológico-geotécnico já utilizadas em dutos de transmissão e outras com potencial aplicação à estas obras.

Etapa 5: elaboração de um plano de gerenciamento de riscos de origem geológico-geotécnico aplicada a gasodutos de transmissão, a partir de modelos concebidos previamente.

Os resultados foram alcançados através de pesquisa bibliográfica.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O Capítulo 2 apresenta conceitos e informações sobre a operação e manutenção de dutos, desde informações básicas de um sistema de dutos, até histórico, projeto e construção. Apresenta-se um breve relato sobre a malha dutoviária do Brasil e alguns problemas geotécnicos em obras lineares. Estatísticas de diversos órgãos internacionais são discutidas com objetivo de avaliar as causas de falhas em dutos. Descreve-se, em detalhes, três acidentes geotécnicos que causaram rupturas de dutos. Ao final do capítulo, apresenta-se um relato sobre a norma ASME B31.8S, que trata do gerenciamento da integridade de gasodutos.

O Capítulo 3 trata dos riscos geotécnicos mais importantes para dutos, que são os movimentos de massa, as subsidências e erosões. Apresenta-se o conceito de risco, a forma de interação entre movimentos de massa e dutos e as suas conseqüências.

O Capítulo 4 apresenta as diversas atividades preventivas, as ações de avaliação e análise, as ações geotécnicas de intervenção e correção e as ações diretas de correção do duto, utilizadas para mitigação de riscos geotécnicos em dutos. São apresentados casos de aplicação das atividades e ações em dutos de transmissão.

O Capítulo 5 descreve modelos concebidos para gerenciamento geotécnico de dutos, suas características e possíveis pontos de melhoria. Apresenta-se uma proposta de plano de gerenciamento da integridade de gasodutos, focado nos riscos geotécnicos, desenvolvido a partir da ASME B31.8S e de dois modelos concebidos no Brasil.

2 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE DUTOS

2.1 CONCEITOS BÁSICOS

Dutos são estruturas, enterradas ou superficiais, utilizadas para o transporte de diversos tipos de produtos, líquidos ou gasosos, entre pontos de produção até os consumidores.

O desenvolvimento dos dutos pode ser atribuído à disponibilidade de um abastecimento constante de água potável para consumo humano. A localização dos povoados em relação aos cursos e fontes de água exigia o transporte por gravidade de água potável para consumo. O primeiro sistema complexo de transporte de água foi desenvolvido pelos Fenícios, que escavaram túneis em rocha sã e construíram aquedutos em rocha para promover o abastecimento de águas em suas cidades. O mais antigo tubo que se tem conhecimento é um pedaço de conduto em argila que data deste período, encontrado em Nippur, Mesopotâmia. Os primeiros grandes aquedutos foram construídos pelos romanos em 100 D.C.. Nesta época, Roma já possuía cerca de 560 km de dutos, sendo 480 km enterrados (MOHITPOUR et al., 2005).

O mais antigo gasoduto de gás natural que se tem conhecimento foi construído pelos Chineses em 900 A.C.. Eles utilizaram bambu para constituir um sistema de dutos para transporte em pequenas distâncias, basicamente para uso como fonte de energia luminosa e para fornecer calor (MOHITPOUR et al., 2005).

O primeiro uso comercial de gás natural com dutos aconteceu em 1802, quando o engenheiro escocês Willian Murdoch, iluminou sua casa conduzindo gás natural através de dutos de uma fábrica (MOHITPOUR et al., 2005).

Mohitpour et al. (2005) apresentam um histórico detalhado do desenvolvimento do sistema de transporte por dutos no mundo.

2.2 COMPONENTES DE UM SISTEMA DE DUTOS

Os dutos podem ser destinados à transmissão ou à distribuição de produtos. A NBR 12712 classifica a transmissão de gás como sendo a atividade de transferência de gás, por meio de dutos, desde as fontes de produção ou suprimento até os locais em que o produto passa para o sistema de distribuição (ABNT, 2002). A distribuição de gás, segundo a norma, é

atividade de fornecimento de gás, por meio de dutos, aos estabelecimentos consumidores (residências, indústrias, comércio, etc) através de uma rede de uma companhia distribuidora.

Segundo Mohitpour et al. (2005), os sistemas de gasodutos de transmissão e distribuição são compostos pelos seguintes componentes, indicados na FIG. 1:

- plantas de produção de gás;
- instalações de processamento;
- estações de medição;
- dutos;
- válvulas para controle de pressão ou fluxo;
- estações de compressão;
- estações de entrega;
- instalações de armazenamento, quando necessárias.

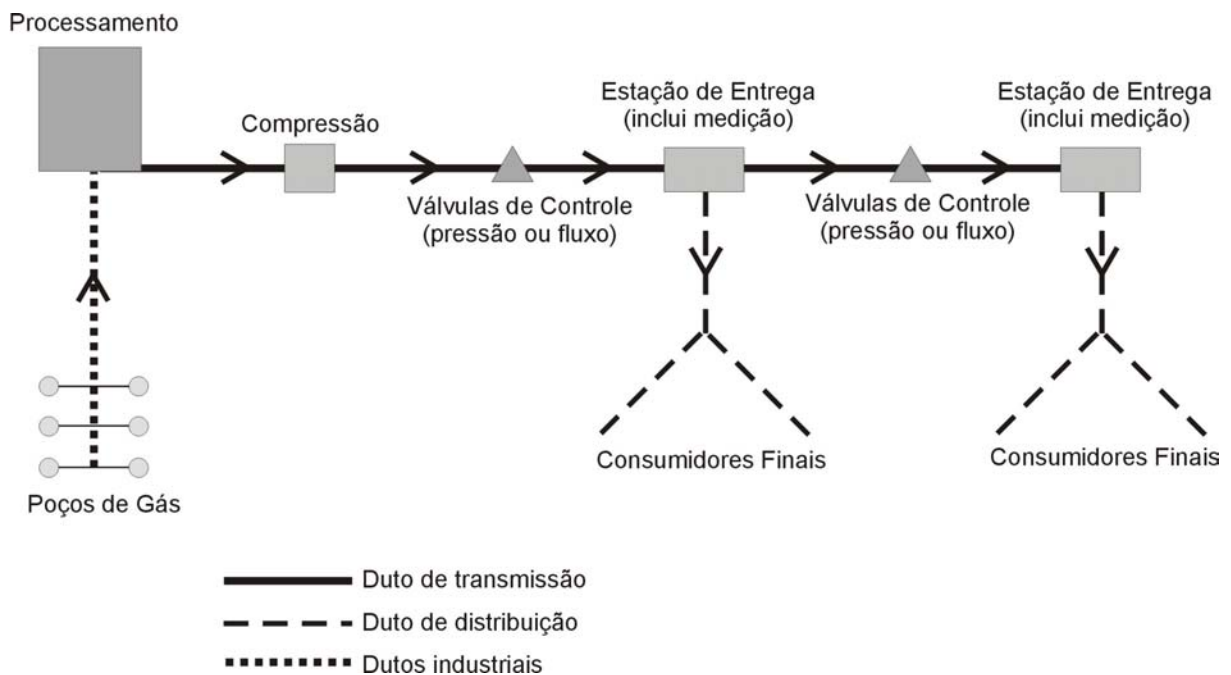


FIGURA 1 – Sistema de dutos: exemplo para gasodutos.
 Fonte: MOHITPOUR, 2005, p. 21. (modificado pelo autor)

Os dutos de transmissão são implantados em uma faixa de domínio própria, enquanto os dutos de distribuição, em geral, ocupam partes de faixa de domínio de rodovias ou ruas existentes. As faixas de domínio possuem largura que variam de 10 a 50m, sendo mais comuns larguras de faixa da ordem de 20m.

2.3 PROJETO, CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DE UM DUTO DE TRANSMISSÃO

A Norma NBR 12712 trata do projeto de sistemas de transmissão e distribuição de gás combustível e apresenta as orientações para dimensionamento, com foco mais específico nas condicionantes mecânicas da tubulação, tais como, espessura de parede do duto, proteção anti-corrosiva, além de componentes adicionais em sistemas de transmissão e distribuição de gás, como válvulas, estações de compressão, etc.

Em relação à escolha do traçado ou diretriz do duto, o item 5 desta Norma menciona que esta etapa deve ser contemplada em estudos prévios. Nestes estudos, outros dados devem ser consultados, tais como levantamentos geomorfológicos e climáticos.

Com respeito aos aspectos geotécnicos, a norma apresenta orientações gerais para estabilização da faixa, mencionando apenas critérios para estabilização do reaterro da vala, drenagem superficial e revegetação.

A Norma da PETROBRAS N-1744 (PETROBRAS, 2002a) trata do projeto de oleodutos e gasodutos, como sendo uma complementação das normas ASME 31.4 e ASME 31.8, e refere-se a dutos terrestres, aéreos ou enterrados. Apresenta alguma contribuição resumida ao projeto mecânico do duto e de sua proteção anti-corrosiva.

Conforme a norma interna da PETROBRAS N-464 – Construção, Montagem e Condicionamento de Duto Terrestre (PETROBRAS, 2002b), a partir do projeto executivo do duto de transmissão, a construção e montagem seguem as seguintes etapas:

- locação e marcação da faixa de domínio;
- abertura da pista;
- abertura e preparação da vala;
- transporte, distribuição e manuseio de dutos e outros materiais;
- curvamento de tubos;
- soldagem de tubos;
- abaixamento dos tubos;
- cobertura da vala;
- recuperação da pista;
- sinalização;
- limpeza, calibração e teste hidrostático.

Para cada uma dessas etapas, a norma citada anteriormente apresenta as recomendações e cuidados especiais a serem seguidos durante a execução dos dutos.

Nos códigos e normas internacionais, Savigny et al. (2004) comentam que os aspectos e riscos geotécnicos praticamente não são referenciados, deixando os operadores de dutos com limitadas orientações no tratamento e gerenciamento destes riscos.

Finalizada a construção de um duto, a operação e manutenção do sistema é realizada por uma companhia operadora, que deve possuir conhecimento para operar os equipamentos e executar a manutenção devida. A faixa de servidão é considerada um equipamento e necessita também de uma manutenção adequada.

Durante a operação de um duto, a companhia operadora deverá efetuar a manutenção da faixa e do duto, que consiste, basicamente, das seguintes atividades:

- inspeções rotineiras;
- manutenção das condições de cobertura vegetal e do solo da faixa;
- manutenção da proteção catódica do duto;
- execução de campanhas junto a comunidade para prevenção de danos por ação de terceiros (visita à proprietários, visita em prefeituras, órgãos de infra-estrutura, eletricidade e saneamento, etc).

Geralmente cada companhia, com base nas características de cada duto e instalações, cria procedimentos próprios para execução da manutenção e operação.

2.4 OS DUTOS NO BRASIL

Os dutos de transmissão para transporte de derivados de petróleo e gás natural são regulados pelo Governo Federal do Brasil, através da Agência Nacional do Petróleo - ANP. A extensão de dutos no Brasil chega a mais de 13.000 km, sendo que as maiores operadoras de dutos de transmissão no Brasil são a TRANSPETRO, empresa subsidiária da PETROBRAS, e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG.

Apresenta-se no ANEXO I uma planilha contendo os principais dutos autorizados a operar e no ANEXO II uma planilha contendo os principais dutos para transporte de derivados do petróleo e gás natural no Brasil. Nota-se um crescimento ao longo dos anos na utilização deste modal de transporte e, de acordo com as notícias atuais, com boas perspectivas de novos investimentos futuros.

A FIG. 2 apresenta um mapa com a localização dos dutos operados pela TRANSPETRO, que opera e mantém uma malha de 10.000 quilômetros de dutos no Brasil.

A FIG. 3 apresenta um mapa contendo o traçado do Gasoduto Bolívia-Brasil, cuja operação e manutenção é realizada pela empresa TBG. O Gasoduto Bolívia-Brasil é o maior gasoduto da América Latina, com cerca de 3.150 quilômetros de extensão, sendo que 2.593 quilômetros em solo brasileiro.



FIGURA 2 - Dutos e terminais operados pela Transpetro.

Fonte: TRANSPETRO, 2005.



FIGURA 3 - Traçado do Gasoduto Bolívia-Brasil.

Fonte: TBG, 2005.

2.5 ALGUNS PROBLEMAS E ACIDENTES GEOTÉCNICOS EM OBRAS LINEARES NO BRASIL

Analisando-se as FIG. 2 e 3 apresentadas anteriormente, observa-se que a maior concentração de dutos de transporte de petróleo, derivados e gás encontra-se nas regiões sul e sudeste do Brasil, tendo sido implantados em muitas áreas sobre a Serra do Mar e a Serra Geral (FIG. 4).

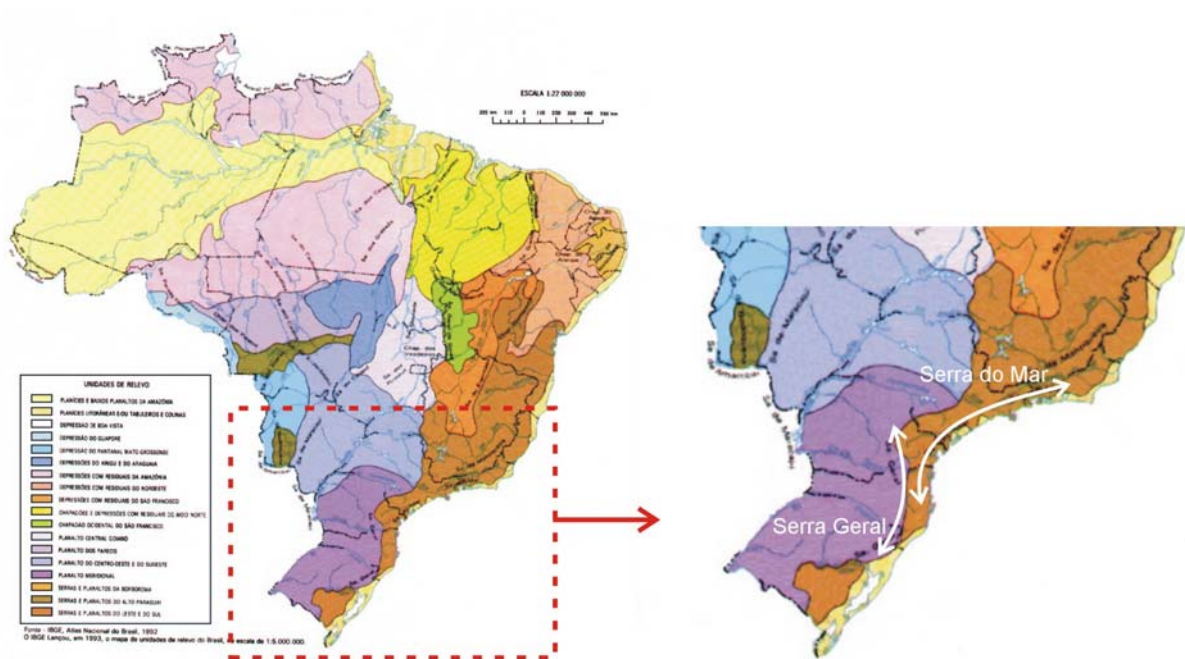


FIGURA 4 – Mapa de relevo do Brasil com detalhe para a Serra Geral e do Mar.
 Fonte: IBGE, 2005 (modificado pelo autor).

Segundo Santos (2004) a Serra do Mar corresponde à escarpa montanhosa da borda oriental do Planalto Atlântico, indo do Estado do Rio de Janeiro a Santa Catarina, que vence desníveis médios de 1000 metros de altitude em 5 a 10 quilômetros. Possui características peculiares quanto à sua morfologia e geologia, que, em conjunto com as condições climáticas (pluviometria) muito contribui para as ocorrências de instabilidades e situações de risco. As movimentações de massas (rastejos, escorregamentos translacionais e rotacionais, desprendimentos de blocos de rocha e corridas de detritos) devem-se à combinação de fatores ligados ao relevo (declividade), a pluviosidade e aos diversos materiais e características envolvidas.

A Serra Geral corresponde à borda dos Campos Gerais, é constituída de rochas vulcânicas efusivas da bacia do Paraná, seqüências básicas e ácidas, representada por basaltos e riolacitos e com ocorrências de lentes de arenitos interderrames (Coitinho, 1991). Essa borda é representada por terminais escarpados e profundamente dissecados por erosão fluvial, com vertentes íngremes sujeitas a escorregamentos translacionais e corridas de lama.

Diversas situações de risco na Rodovia dos Imigrantes e Via Anchieta, obra rodoviária que cruza a Serra do Mar na região de Santos-SP, foram reportadas por Rodrigues e Moruzzi (1978) onde cerca de sete taludes dados como críticos foram extensivamente instrumentados, por terem sido considerados como áreas de risco de instabilidades.

Em dezembro de 1999 ocorreu um escorregamento de proporções descomuns para a região da encosta a jusante da Pista Sul da Via Anchieta, à altura de seu km 42 (FIG. 5). Apesar de ter ocorrido inicialmente na encosta vegetada e distante cerca de 80m da pista, devido às enormes proporções da massa destacada e profundidade da cicatriz gerada, a porção da encosta acima sofreu severo alívio de tensões, resultando em significativas movimentações e trincamento generalizado. As trincas e os recalques associados atingiram a pista e os muros que a ladeavam, levando à imediata interdição desta pista (WOLLE e MELLO, 2001).



FIGURA 5 - Vista aérea do escorregamento do km 42 da rodovia Anchieta (SP)

Fonte: GEOCOMPANY, 2005.

Almeida et al. (2003) reportou o acompanhamento de um duto instalado em uma massa de tálus-colúvio em Coroa Grande, Rio de Janeiro, em região da Serra do Mar. Neste

local, o oleoduto encontra-se inserido numa massa que apresentou deslocamento da ordem de quatro metros em vinte anos. Em função dos movimentos lentos da massa, o duto sofreu deslocamentos consideráveis, colocando a estrutura em situação de risco.

Soares e Musman (2001) apresentaram uma ruptura de um oleoduto implantado na Serra do Mar na região de Paranaguá, Paraná. O duto foi submetido a tensões elevadas de tração, proporcionadas pelo efeito da movimentação de um corpo de colúvio-tálus, no qual o duto havia sido implantado.

Um dos eventos mais significativos de movimentos de massa que ocorreram na Serra Geral foi o evento de 1995, que atingiu o município de Timbé do Sul, Jacinto Machado e Siderópolis, ao sul do estado de Santa Catarina, com 29 mortos (Pellerin et al., 1997). O movimento de massas característico deste evento foi a corrida de lama (*debris flow*), cujo fluxo de detritos, numa combinação de solo, água, pedras e troncos, atingiu centenas de metros abaixo da serra (FIG. 6).



FIGURA 6 - Vista aérea da corrida de lama na Serra Geral no ano de 1995 - Timbé do Sul (SC).
Fonte: HERMANN et al., 2004.

Pinheiro et al. (2001) apresentaram um escorregamento de grandes proporções na Serra Geral, ocorrido em também em 1995, numa região próxima a Santa Cruz do Sul – RS. As dimensões da escarpa remanescente são de 25 a 30 metros de profundidade, 40 metros de

largura e mais de 300 metros de extensão. O escorregamento mobilizou mais de 15 milhões de metros cúbicos de material e foi considerado, após estudos e monitoramento, como sendo representativo da evolução natural das escarpas na região.

Com vistas aos aspectos apresentados anteriormente e pelo fato de acidentes e situações de risco já terem sido identificadas em obras lineares e, especificamente para obras dutoviárias, como por exemplo, as reportadas por Soares e Musman (2001) e Almeida et al. (2003), o potencial de risco de rupturas por eventos geotécnicos envolvendo dutos no Brasil é considerável, principalmente pelo fato de haverem diversos dutos implantados na Serra do Mar e Geral, onde o histórico de instabilidades geotécnicas é vasto.

2.6 FALHAS E ESTATÍSTICAS DE ACIDENTES EM DUTOS

Segundo Muhlbauer (2004) as falhas são caracterizadas quando uma parte significativa do produto vaza de modo não intencional do interior do duto. Quantidade significativa é incluída na definição para distinguir de pequenos vazamentos. A menos que o produto transportado seja extremamente tóxico, os micro-vazamentos, através de flanges e outros equipamentos, não são considerados para os presentes propósitos.

Ainda segundo Muhlbauer (2004) um duto pode ser considerado um sistema altamente ordenado, pois é formado, ao longo de centenas de quilômetros, por uma série de tubos de aço, soldados, contendo no seu interior fluidos sob pressão, muitas vezes atingindo mais de 100 kgf/cm². Caso a parede do duto não tenha capacidade de suportar a pressão, as falhas ocorrem. A redução da resistência da parede do duto pode ocorrer devido à perda de material por corrosão, danos mecânicos, como sulcos ou moissas, causados por impacto de escavadeiras ou excesso de carga de veículos, perfurações na parede do duto causadas por equipamentos rotativos, como perfuratrizes, para instalação de postes de energia elétrica, telefone, drenos sub-horizontais, e equipamentos conhecidos como *boring machine*, que servem para perfuração para lançamento de dutos sob estradas.

Segundo Vasconcellos (1999) as falhas também ocorrem se a estrutura é submetida a tensões superiores a sua capacidade de projeto. Sobrepressões, excesso de curvamento, esforços extremos causados por deslizamento de terras e temperatura extrema são exemplos.

São apresentadas a seguir algumas estatísticas de falhas do Departamento de Transportes dos Estados Unidos - DOT, do CONCAWE, órgão responsável pela conservação de águas e ar na Europa e do *National Energy Board* do Canadá.

2.6.1 Estatísticas do Departamento de Transportes dos EUA

O Departamento de Transporte do Governo Americano (DOT-EUA) possui uma seção destinada ao controle específico do transporte dutoviário, chamada de *Office of Pipeline Safety* - OPS. Este órgão possui um dos mais antigos bancos de dados sobre incidentes e acidentes envolvendo dutos, com registros a partir de 1970.

A TAB. 1 apresenta a freqüência de acidentes por tipo de causa, para os anos de 2002 a 2004, tanto para dutos para transporte de líquidos perigosos e para gasodutos de transmissão. Apresentam-se apenas os dados referentes aos anos de 2002 a 2004, pois, nos anos anteriores, os acidentes eram agrupados em classes mais abrangentes, não sendo possível a verificação das percentagens de falhas causadas por fenômenos naturais.

TABELA 1
Freqüências de acidentes nos EUA no período de 2002 a 2004.

Causa da Falha	2004		2003		2002	
	Dutos para Líquidos Perigosos (%)	Gasodutos de Transmissão (%)	Dutos para Líquidos Perigosos (%)	Gasodutos de Transmissão (%)	Dutos para Líquidos Perigosos (%)	Gasodutos de Transmissão (%)
Corrosão	26,1	31,6	25,7	25,5	26,0	26,8
Ação de terceiros	10,9	17,9	12,5	15,3	11,6	15,90
Movimento de terreno	2,9	2,6	2,3	2,0	0,7	2,4
Fortes chuvas/enchentes	0,7	3,4	0,8	-	0,0	6,1

Fonte: OPS-DOT, 2005.

A TAB. 2 apresenta os prejuízos financeiros correlatos aos acidentes, para cada tipo de causa, para os anos de 2002 a 2004, tanto para dutos para transporte de líquidos perigosos e para gasodutos de transmissão.

TABELA 2
Prejuízos dos acidentes nos EUA no período de 2002 a 2004.

Causa da Falha	2004		2003		2002	
	Dutos para Líquidos Perigosos (US\$ x 1000)	Gasodutos de Transmissão (US\$ x 1000)	Dutos para Líquidos Perigosos (US\$ x 1000)	Gasodutos de Transmissão (US\$ x 1000)	Dutos para Líquidos Perigosos (US\$ x 1000)	Gasodutos de Transmissão (US\$ x 1000)
Corrosão	29.180	2.234	8.466	23.305	11.910	8.120
Ação de terceiros	3.454	2.233	4.694	3.274	2.701	1.062
Movimento de terreno	1.261	10.611	368	569	213	1.453
Fortes chuvas/enchentes	461	6.070	45	-	0	4.359

Fonte: OPS-DOT, 2005.

Analisando as informações apresentadas na TAB. 1, observa-se que as principais causas de acidentes em dutos são relacionadas com a corrosão interna e externa (mais de 25% das causas) e com os eventos causados por ações de terceiros (mais de 10% das causas). Os acidentes causados por fenômenos naturais do tipo movimento de terreno (ou movimentos de massa) correspondem por cerca de apenas de 2,5% das causas e pelo tipo de causa hidrológica (chuvas intensas e enchentes) correspondem de 0,7 a 6% das causas. As demais causas de falha não foram apresentadas por serem menos freqüentes.

Em relação às conseqüências, a corrosão foi responsável pelos maiores prejuízos financeiros nos anos de 2002 a 2004. Entretanto, no ano de 2004, os fenômenos naturais foram responsáveis por mais de 16 milhões de dólares de prejuízos, superior aos prejuízos causados por corrosão e ações de terceiros, que neste ano, representaram pouco mais de 4 milhões de dólares.

2.6.2 Estatísticas do CONCAWE

O *Conservation of Clean Air and Water in Europe* – CONCAWE, foi criado em 1963 por um pequeno grupo de companhias de óleo da Europa para conduzir pesquisas relevantes no campo de meio ambiente na indústria do petróleo. O escopo de atuação do CONCAWE tem se expandido gradualmente orientado com o desenvolvimento das preocupações mundiais de meio ambiente, saúde e segurança. Engloba as emissões de gases, qualidade do ar, contaminação do solo, performance de dutos, etc. O CONCAWE possui um

extenso banco de dados sobre fatos, incidentes e acidentes envolvendo dutos, compreendendo 30 anos de registros de operação de 30.000km de oleodutos na Europa.

O órgão coloca que, para saber o que deve ser feito para prevenir falhas, é necessário conhecer quais são as causas das falhas.

As causas de vazamentos (falhas) são classificadas pela CONCAWE da seguinte forma:

- falha mecânica;
- falha operacional;
- corrosão;
- falha por fenômeno natural, e
- ação de terceiros.

A TAB. 3 apresenta o resumo estatístico das causas de falhas em dutos na Europa, no período de 1971 a 1995. Os dados mostram que a maior causa de falhas foram as ações de terceiros, correspondendo a 33% das falhas. Em seguida, as maiores causas ocorreram em função de corrosão (30%) e de falha mecânica (25%). As falhas causadas por fenômenos naturais corresponderam a apenas 4% das falhas reportadas.

TABELA 3
Resumo estatístico das causas de falhas em dutos na Europa (1971 a 1995).

Causa	Causa de Incidentes por número	Porcentagem de vazamentos/derramamentos
Ação de terceiros	33%	49%
Corrosão	30%	14%
Falha mecânica	25%	30%
Falha operacional	7%	3%
Fenômenos naturais	4%	4%

Fonte: CONCAWE, 1998, p. 4. (modificado pelo autor)

As falhas mecânicas são falhas ou fissuras que ocorrem quando as tensões ultrapassam as tensões limites. Podem ser causadas por material de baixa qualidade ou por processos construtivos falhos.

As falhas operacionais são representadas por sobrepressão ou mau funcionamento de sistema de alívios de pressão ou de controle. Incluem-se ainda os erros humanos na operação dos sistemas.

As falhas por corrosão são representadas por corrosão interna, causada geralmente em função do tipo de produto transportado e por corrosão externa do material.

Os perigos naturais (em tradução literal) ou falhas por fenômenos naturais são representados por escorregamentos, enchentes, subsidências do sub-solo e terremotos.

As falhas causadas por ação de terceiros são representadas principalmente por escavações de terceiros que causam danos no duto.

O GRAF. 1 apresenta os números de vazamentos em função das principais categorias de causas de falhas definida pela CONCAWE. Uma das análises que se faz do gráfico, é que ao longo dos anos os números de vazamentos tem caído progressivamente, resultado de um avanço tecnológico do projeto, construção, operação e manutenção de oleodutos (CONCAWE, 2002). Os vazamentos causados por fenômenos naturais são os menos freqüentes, e, em função de estarem diretamente relacionados muitas vezes com condições climáticas extremas, ocorreram em intervalos de tempo variando de 1 a 6 anos.

O GRAF. 2 apresenta os volumes dos vazamentos em função das principais categorias de causas de falhas definida pela CONCAWE. As falhas causadas por fenômenos naturais representaram grandes volumes de vazamentos, maiores que os causados por corrosão, que é uma das principais causas de vazamentos em oleodutos na Europa.

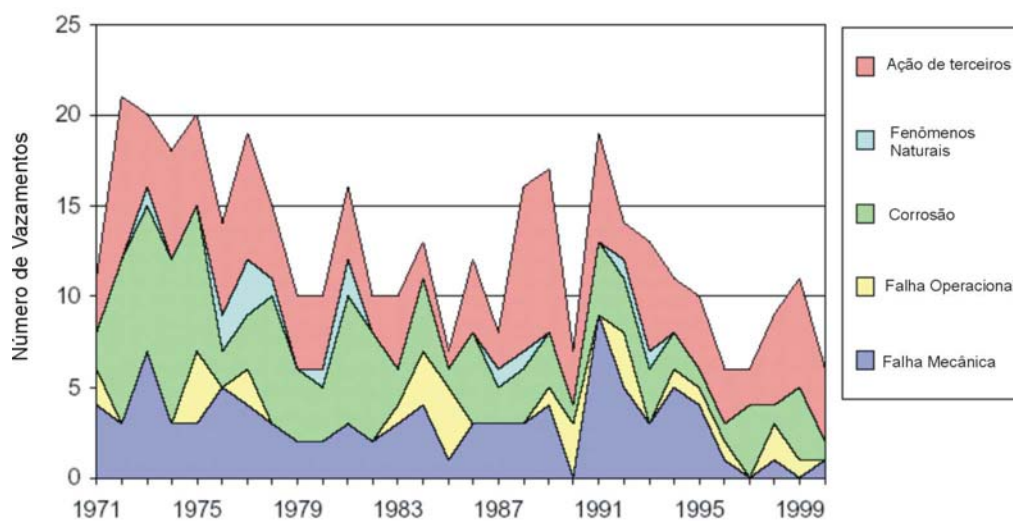


GRÁFICO 1 - Número de vazamentos em função das principais categorias de causas de falhas.
Fonte: CONCAWE, 2002, p. 10. (tradução do autor)

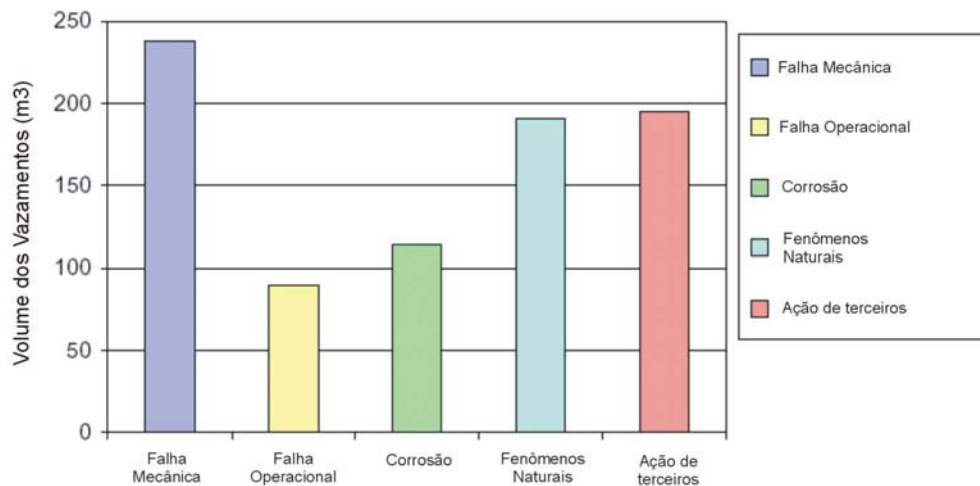


GRÁFICO 2 - Volume dos vazamentos em função das principais categorias de causas de falhas.
Fonte: CONCAWE, 2002, p.17. (tradução do autor)

Segundo CONCAWE (2002), os fenômenos naturais, nos anos de registros, causaram apenas 14 vazamentos, sendo que 10 ocorreram devido a escorregamentos ou subsidências, 2 por enchentes e 2 por outros fenômenos. Não menos que 10 dos vazamentos causados por fenômenos naturais ocorreram no mesmo país. Isso aparenta ser uma consequência direta das dificuldades topográficas do terreno e das condições hidrológicas da rede de dutos de um país.

2.6.3 Estatísticas do National Energy Board (Canadá)

JEGLIC (2004) reportou as estatísticas de causas de falhas em dutos no Canadá durante duas décadas. A TAB. 4 apresenta o número de rupturas pelos tipos de causas.

TABELA 4
Número de rupturas em dutos no Canadá (1984 a 2003).

Causa	Número de Rupturas	Percentual
Corrosão Externa	13	28%
Corrosão sobre Tensão	10	22%
Ação de Terceiros	8	17%
Forças Naturais	4	9%
Falhas Operacionais	3	7%
Defeito de Material	2	4%
Fadiga	2	4%
Outras Causas	4	9%

Fonte: JEGLIC, 2002, p. 3. (modificado pelo autor)

As rupturas ocorreram em dutos de transmissão para os mais variados tipos de transporte (gás, derivados de petróleo, petróleo, etc), dentro de uma rede de 43.000 quilômetros de dutos regulados pela *National Energy Board*, órgão responsável pela garantia da segurança nas empresas de transporte no Canadá.

Das 46 rupturas ocorridas no período, 27 ocorreram em gasodutos.

Observa-se que no Canadá o maior número de falhas ocorreu pela ação da corrosão e por ações de terceiros.

As rupturas causadas por eventos geotécnicos encontram-se incorporadas no item “forças naturais”, que incorpora também os eventos hidrológicos e sísmicos e representa cerca de 9% das rupturas.

2.6.4 Considerações sobre as Estatísticas de Falhas

As estatísticas apresentadas apontaram como as principais causas de falhas, as ações de terceiros e a corrosão. As falhas causadas por fenômenos naturais corresponderam à de 4% a 9% das falhas registradas.

Entretanto, Porter e Savigny (2004) mencionam que as frequências de falhas não mostram a história por completo. Incidentes em dutos causados por fenômenos naturais geralmente resultam em maiores vazamentos, maiores danos à propriedades e ao meio ambiente, além de períodos maiores de interrupção do sistema de transporte comparado aos demais tipos de causa de falhas.

As estatísticas apresentadas em OPS-DOT (2005), mostram que, apesar das frequências de acidentes em dutos causados por fenômenos naturais serem baixas, durante o ano de 2004, este tipo de causa de falha proporcionou prejuízos à propriedade de 16.000.000,00 dólares, representando 46% dos prejuízos deste ano. Movimentos de terra (escorregamentos) proporcionaram prejuízos de 10.600.000,00 dólares, representando 29,5% dos prejuízos do ano. As fortes chuvas e enchentes representaram 16,9% dos prejuízos neste ano.

Esta é uma informação relevante na análise do risco geotécnico: mesmo com baixas frequências de ocorrência (probabilidade), as consequências (danos) podem ser consideráveis, o que pode tornar o risco geotécnico (ou de fenômenos naturais) alto.

A importância dos riscos por fenômenos naturais é mais proeminente em dutos implantados sobre terrenos que apresentem dificuldades morfológicas e geológicas sem que

tenha sido realizada uma avaliação destes riscos. Porter e Savigny (2004) exemplificaram esta informação através de estatísticas de incidentes de um típico duto implantado na Cordilheira dos Andes (América do Sul). As frequências de acidentes no duto andino OSSA-1 são apresentadas no GRAF. 3, o qual apresentou cerca de 50% de rupturas causadas por movimentos de massa.

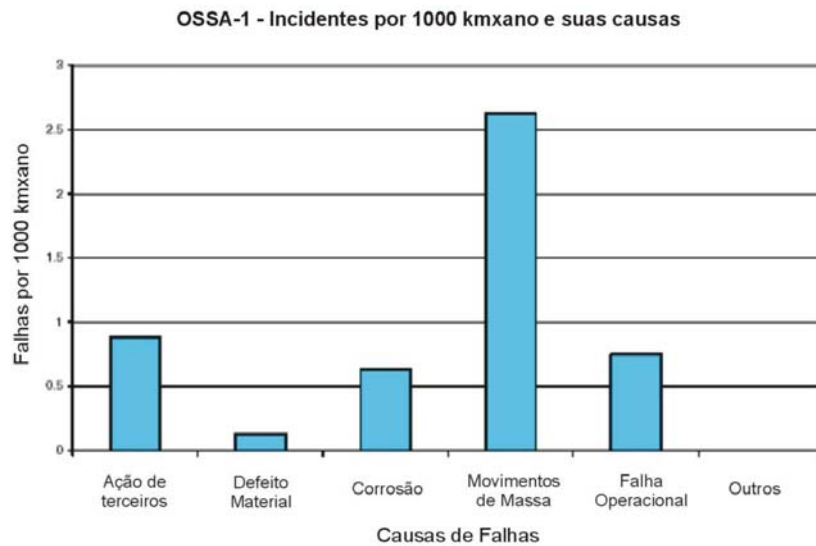


GRÁFICO 3 - Número de falhas por quilômetro por ano no duto OSSA para cada tipo de falha
 Fonte: PORTER et al., 2004. (tradução do autor)

Outro fator relevante para avaliação dos riscos geotécnicos observado por Porter e Savigny (2004), reside no fato de que as estatísticas disponíveis possuem um período de observação muito pequeno, em geral, não maior que 25 anos. Deste modo, a maioria dos dutos em operação ainda não passou por uma chuva ou enchente com recorrência de cem anos.

Porter e Savigny (2004) argumentam também que os fenômenos naturais podem contribuir indiretamente para outros tipos de causa de falhas, seja pelo desprendimento de revestimento anti-corrosivo de dutos antigos ou pelo agravamento de corrosão sobre tensão.

Desta forma, considera-se que os riscos por fenômenos naturais sejam abordados com ênfase nos Planos de Gerenciamento de Integridade de Dutos, principalmente, para aqueles dutos implantados em áreas que sejam conhecidos históricos de problemas geotécnicos, não apenas em dutos, mas também em outras obras lineares.

2.7 CASOS HISTÓRICOS DE ACIDENTES EM DUTOS

2.7.1 Acidente nos Estados Unidos

Em fevereiro de 1997, um gasoduto de vinte e seis polegadas pertencente a NORTHWEST PIPELINE CORPORATION rompeu em dois pontos distintos localizados no estado de Washington. Uma das rupturas ocorreu na cidade de Everson, ao norte (em oito de fevereiro), e outra na cidade de Kalama, ao sul de Washington (em nove de fevereiro) (WILLIAMS ENERGY, 2004a e 2004b)¹.

As rupturas causaram vazamento com posterior ignição do gás, gerando uma imensa chama devido à alta pressão de operação, de aproximadamente 45 kg/cm² no momento da explosão.

As investigações dos acidentes indicaram que a principal causa foi o movimento de terra, que aumentou as tensões longitudinais e circunferenciais nos dutos, criando um “*buckle*” (flambagem localizada) nas partes comprimidas. A ignição do gás foi originada por uma centelha, produzida pelo calor do aço retorcido.

Os altos índices pluviométricos registrados na costa do Pacífico, considerados recordes nos meses que antecederam os acidentes, foram as causas dos escorregamentos, que acabaram por atingir os dutos.

A operadora do duto instalou, após os acidentes, extensômetros (*strain-gauges*) para avaliação do nível de tensões no duto nas áreas e em outras consideradas de risco. Foram instalados inclinômetros para monitoramento do deslocamento do solo nas áreas dos acidentes.

Após extensivas investigações geotécnicas na área do acidente em Everson, a operadora decidiu executar uma variante com cerca de 1200 metros de extensão a 900 metros da área do acidente. Os custos para nova a linha foram estimados em dois milhões e trezentos mil dólares. A área do acidente foi considerada instável, sendo necessárias obras para estabilização da encosta. A opção de relocar o duto em uma nova diretriz, considerando a vida útil do gasoduto, foi mais interessante para a operadora.

¹ Os acidentes foram divulgados também através de um documentário produzido pela *Discovery Channel*.

2.7.2 Acidente no Canadá

Em abril de 1997, um gasoduto de oito polegadas de diâmetro, pertencente a Westcoast Energy Inc., (British Columbia – Canadá), construído em 1978 rompeu, liberando aproximadamente 85.000 metros cúbicos de gás natural, que entrou em ignição.

Este acidente foi investigado pela TSB - *Transportation of Safety Board of Canada*, que tem como objetivo principal, aumentar a segurança nas áreas de transporte do país. A investigação foi conduzida por um “*board*” de especialistas (TSB REPORTS, 2004).

A ruptura ocorreu em um talude junto ao Rio Peace, que estava localizado numa área com escorregamentos pré-existentes (FIG. 7).



FIGURA 7 – Vista geral do talude com escorregamentos pré-existentes junto ao Rio Peace.
Fonte: TSB REPORTS, 2004.

Segundo as investigações, o duto foi tensionado além do limite de escoamento do aço, em função do escorregamento rápido e repentino de uma massa existente que deslizou como um bloco.

Ao longo do Rio Peace existem uma série de grandes blocos instáveis, sendo que alguns já apresentaram sinais de movimentação recente. Apesar disso, a travessia do Rio Peace não foi identificada como área de risco pela operadora do duto. Ao longo da faixa de servidão, nenhum ponto foi identificado como preocupante a ponto de ser recomendada a instalação de instrumentação geotécnica.

Os níveis de precipitação nos últimos três anos na região foram próximos dos níveis recordes. No início do mês de abril do ano de 1997, a espessura de neve local estava alta, sendo que a mesma derreteu por completo no final do mês.

Nos últimos dias do mês do acidente, a operadora do gasoduto finalizou sua inspeção aérea, não tendo sido identificado nenhum indício de instabilidade na faixa. No final do mesmo mês, um “PIG²” de limpeza passou pelo local, não tendo sido identificado nenhum tipo de “*buckle*³”, que seria uma indicação de deformação anterior do duto, causado por movimentos lentos.

A análise geotécnica da área após o acidente indicou que o bloco que deslizou fazia parte de um complexo escorregamento profundo existente. A superfície de ruptura se desenvolveu através de uma camada pouco resistente de argila.

A reativação da instabilidade do bloco foi decorrente da elevação do nível d’água de sub-superfície, causado pelos elevados níveis pluviométricos, combinado com a espessura significativa de neve sobre o terreno. A resistência do solo foi prejudicada pela pouca formação de gelo no ano do acidente. Desta maneira, houve um acréscimo de tensões devido a uma sobrecarga e uma redução na resistência do solo devido a não formação de gelo nos vazios intersticiais.

Pequenos incrementos de movimento do talude, horas antes do escorregamento, podem ter aberto fendas de tração existentes, que foram preenchidas com água. As fendas provavelmente chegaram até a superfície do terreno, que foi recebendo água proveniente do degelo da neve superficial. A partir de determinado momento, o nível de pressão hidrostática nas fendas foi suficiente desestabilizar a massa, gerando o escorregamento rápido. Segundo a operadora, que possui plano de monitoramento para o gasoduto, este tipo de movimento não poderia ter sido identificado de maneira preventiva.

A causa da ruptura do duto foi concluída pelo “*board*” como sendo em função do aumento de tensão além do limite de escoamento do aço considerado no projeto. Este excesso de tensão foi causado pelo escorregamento, que criou um “*buckle*” devido a compressão longitudinal na parte baixa da encosta (FIG. 8).

² PIG: instrumento utilizado para acesso ao interior do duto. Seu deslocamento é impulsionado pelo deslocamento do próprio fluido. Possui diversas aplicações: limpeza interna, verificação de deformações e deslocamentos, etc.

³ Flambagem local.



FIGURA 8 – Detalhe do “*buckle*” formado no duto após a ruptura.
Fonte: TSB REPORTS, 2004.

As ações tomadas após o acidente, em resumo, foram:

- a. instalação de um “*by-pass*” para continuidade da operação;
- b. instalação de três inclinômetros ao longo da nova tubulação, com vistas a monitorar as condições de estabilidade da encosta;
- c. instalação de válvulas de bloqueio com acionamento por perda de pressão, no caso de ocorrerem novas rupturas.

2.7.3 Acidente no Brasil

Soares e Musman (2001) apresentaram um caso de rompimento de oleoduto localizado no estado do Paraná, em região da Serra do Mar, que ocorreu em fevereiro de 2001. A ruptura foi causada por movimento lento de uma massa coluvionar na qual o duto estava inserido (FIG 9). O movimento predominantemente paralelo ao duto causou tensões de tração que levaram a estrutura ao colapso (FIG. 10).

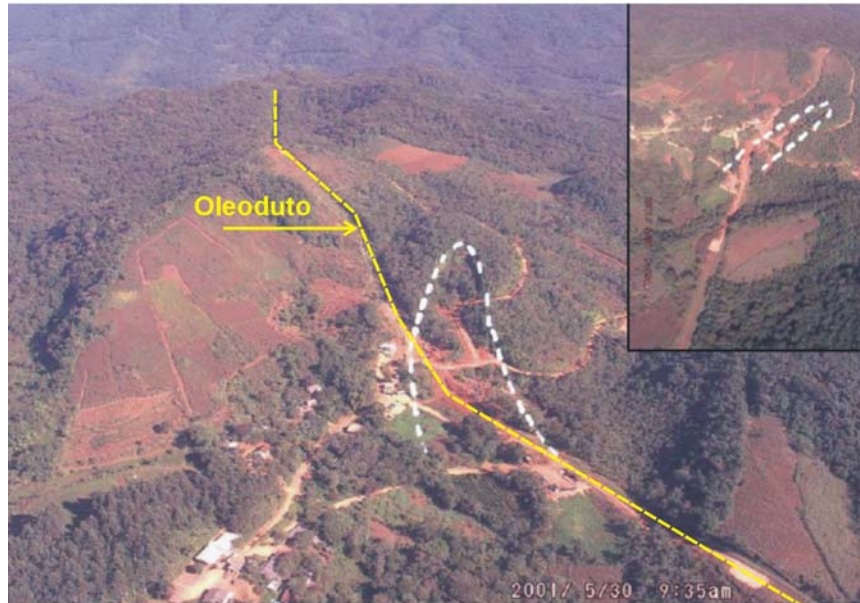


FIGURA 9 – Vista aérea do local da ruptura do oleoduto (tracejado indicando limite da língua coluvial).
Fonte: SUZUKI, 2004 (modificado pelo autor).



FIGURA 10 – Detalhe do ponto de ruptura do oleoduto por tensões de tração.
Fonte: SOARES e MUSMAN, 2001.

O perfil de intemperismo da região da Serra do Mar é governado pelos elevados índices pluviométricos, que podem chegar a médias anuais superiores a 1800mm de chuva. Neste ambiente, os solos tornam-se saturados, passando a sofrer processos de escorregamentos superficiais e/ou profundos em depósitos de tálus/colúvio, geralmente sob a forma de *creeps* ou rastejos (SOARES e MUSMAN, 2001).

O oleoduto de aço carbono possuía 12 polegadas de diâmetro e encontrava-se enterrado, em média, a 3,5 metros de profundidade numa massa coluvionar com espessura variando de 11 a 21 metros. O colúvio, composto por argila siltosa marrom, saturada, com

consistência mole a média, estava sobrejacente a uma camada de solo residual, composto por silte arenoso, com compactidade medianamente compacta a compacta, e esta camada, sobrejacente ao topo rochoso.

O deslocamento lento da massa coluvionar na direção paralela ao eixo do duto, ocasionou esforços de tração na tubulação.

A encosta estava sendo monitorada desde junho de 2000, quando foram instalados inclinômetros e piezômetros no local.

As primeiras leituras indicaram pequenos deslocamentos, da ordem de milímetros. Foram iniciadas na mesma época as análises de estabilidade para definição do projeto de estabilização, entretanto, durante um período de chuvas intensas na região, o duto rompeu por esforços de tração, que separou a tubulação em 36 centímetros. As velocidades de deslocamento medidas nos inclinômetros eram da ordem de 1,4cm/dia. Com a ruptura, houve vazamento de óleo diesel.

Com base em sondagens realizadas, foram realizadas retroanálises que permitiram definir as características geomecânicas do colúvio. Com os parâmetros obtidos, verificou-se que o fator de segurança em novembro de 2000 (início do período chuvoso) era de 1,19, que, de acordo com a ABNT (1991), é considerado inaceitável. O fator de segurança mínimo para obras de oleodutos, que exigem alto grau de segurança, é de 1,50.

A completa estabilização da encosta se mostrou inviável, face às grandes proporções da massa instável. Foi definido que seriam adotadas as medidas para redução dos movimentos, combinada com o acompanhamento dos novos instrumentos implantados com vistas a verificar o desempenho da solução adotada.

O projeto de estabilização foi compreendido pela combinação de um sistema de drenagem profunda e superficial. O fator de segurança obtido com o rebaixamento piezométrico foi de apenas 1,36, abaixo do mínimo recomendado por ABNT (1991), mas que representou um aumento de cerca de 36% em relação aos fatores de segurança obtidos no final da estação chuvosa.

O duto na região do acidente teve de ser completamente substituído em cerca de 300 metros.

Até novembro de 2001 as obras tinham se mostrado eficientes, tendo sido observado redução nos deslocamentos a níveis aceitáveis.

Em 2005, os movimentos da encosta voltaram a aumentar sendo que a operadora decidiu executar uma variante, passando por uma área mais estável.

2.8 A NORMA B31.8S – SISTEMA DE GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE GASODUTOS

A Norma B31.8S – Sistema de Gerenciamento da Integridade de Gasodutos, é um suplemento da norma B31.8 – Sistema de Dutos de Transmissão e de Distribuição, da *American Society of Mechanical Engineers* – ASME, que se aplica para gasodutos *on-shore* construídos com materiais ferrosos e que transportem gás (ASME, 2001).

Esta Norma foi especialmente projetada para prover o operador de gasodutos com as informações necessárias para desenvolver e implementar um efetivo programa de gerenciamento da integridade, utilizando práticas e processos já testados pela indústria (ASME, 2001).

A Norma descreve o processo que um operador de um sistema de gasodutos pode usar para avaliar e mitigar riscos de maneira a reduzir tanto a probabilidade de ocorrência de incidentes quanto suas conseqüências (ASME, 2001).

Segundo a Norma, são propostas duas formas de gerenciamento da integridade: o processo prescritivo e o programa de gerenciamento da integridade baseado na performance.

O processo prescritivo, quando seguido explicitamente, fornece todas as atividades de inspeção, prevenção, detecção e de mitigação necessárias para produzir um sistema de gerenciamento da integridade.

O programa de gerenciamento da integridade baseado na performance, alternativamente, utiliza mais dados e mais análises de riscos, que fornecem mais flexibilidade ao operador no atendimento das exigências da norma B31.8S, especialmente na determinação de intervalos de inspeção, ferramentas a serem utilizadas e técnicas de mitigação empregadas.

2.8.1 Princípios do Gerenciamento da Integridade

A Norma ASME 31.8S parte da premissa que, para aplicar um plano ou sistema de gerenciamento da integridade, um gasoduto deve ser concebido, desde as fases de planejamento, projeto, seleção de material e construção, com requisitos funcionais da boa prática de engenharia.

O gerenciamento da integridade de gasodutos começa um projeto bem concebido, com o material sendo devidamente escolhido e uma construção bem executada, cujas

recomendações são apresentadas na norma ASME B31.8 – Sistema de Dutos de Transmissão e de Distribuição (ASME, 2001).

Para iniciar ou conceber um plano de gerenciamento da integridade é fundamental que o operador possua um registro completo do projeto e construção.

Segundo a Norma, o sistema de integridade requer o compromisso de toda a equipe de operação e deve utilizar processos compreensivos, sistemáticos e integrados.

Nenhum sistema de gerenciamento da integridade deve ser rígido, ou seja, devem ser permitidas atualizações de procedimentos e deve ser flexível. O programa deve ser periodicamente avaliado e modificado de forma a se adequar, principalmente, com as mudanças na operação do duto e do no ambiente externo ao sistema (ASME, 2001).

A integração das informações é um ponto fundamental no gerenciamento da integridade. Pela análise de todas as informações pertinentes, o operador pode determinar onde os riscos de um incidente são maiores, e pode tomar decisões para avaliar ou reduzir estes riscos (ASME, 2001).

A avaliação do risco é um processo analítico pelo qual um operador determina quais os tipos de eventos ou condições adversas que podem impactar na integridade do duto. Este processo também determina a probabilidade de ocorrência destes eventos ou condições que podem levar a uma perda de integridade e a natureza ou severidade das conseqüências que podem decorrer de uma ruptura (ASME, 2001).

O processo analítico envolve a integração do projeto, construção, operação, manutenção, testes, inspeção e outras informações de um gasoduto (ASME, 2001).

O objetivo final de uma avaliação de risco é identificar os riscos mais significantes para o operador, para então, poder desenvolver um plano de prevenção/detecção/mitigação para tratar os riscos (ASME, 2001).

2.8.2 Visão Geral de um Programa de Gerenciamento de Integridade

A FIG. 11 apresenta os elementos necessários que devem ser contemplados em todos os tipos de programas de gerenciamento da integridade.

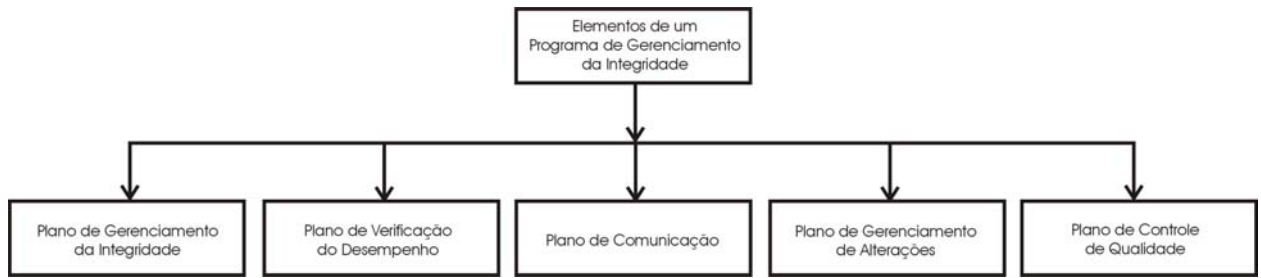


FIGURA 11 – Elementos de um programa de gerenciamento de integridade

Fonte: ASME, 2001, p. 3.

Conforme já comentado, a norma detalha duas abordagens ao gerenciamento da integridade: o método prescritivo e o método baseado na performance.

O método prescritivo é que requer menos dados e análises e pode ser implementado seguindo os passos apresentados em um apêndice da norma. Para tanto, as ações para avaliação da integridade levam em consideração a pior situação possível.

Já o método baseado na performance requer maiores conhecimentos e informações do duto e, conseqüentemente, o risco pode ser intensivamente avaliado baseado nestas informações.

Segundo a Norma, não existe um método melhor que o outro que possa ser aplicado em todos os dutos em todas as situações. Os operadores devem escolher entre os dois tipos de abordagem para o sistema completo, linhas individuais, segmentos ou para situações individuais de risco.

O plano de gerenciamento de integridade, segundo a norma, é detalhado conforme o macro-fluxo apresentado na FIG. 12.

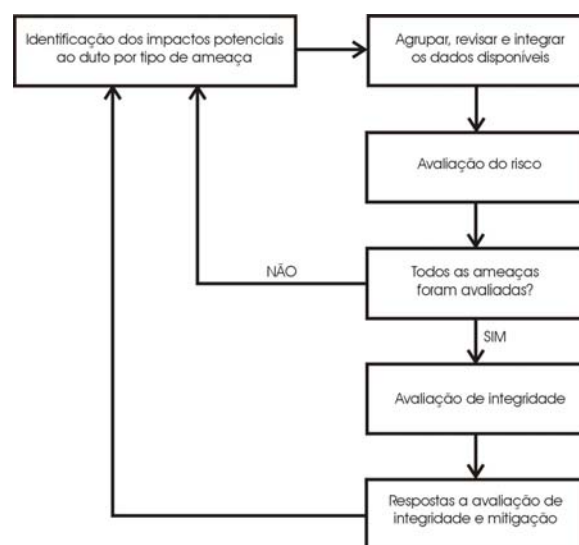


FIGURA 12 – Programa de gerenciamento de integridade – fluxo dos processos.

Fonte: ASME, 2001, p. 5.

2.8.3 Classificação das Ameaças

O primeiro passo no gerenciamento da integridade é identificar as ameaças potenciais (ASME, 2001). Todas as ameaças devem ser consideradas no gerenciamento da integridade. A avaliação do risco e as ações de mitigação devem ser direcionadas de acordo com os fatores de tempo e de modo de falha.

As ameaças que são dependentes do tempo (*time-dependent*) são:

- a. Corrosão externa;
- b. Corrosão interna;
- c. Corrosão devido à tensão.

As principais ameaças que são consideradas estáveis no tempo são:

- a. Defeitos de costura do tubo;
- b. Defeito do tubo;
- c. Defeito de solda longitudinal;
- d. Defeito de fabricação do material da solda;
- e. Curvaturas do tubo enrugadas ou amassadas;
- f. Mau funcionamento de equipamentos de controle ou de alívio de pressão;
- g. Outras.

As ameaças não dependentes do tempo (*time-independent*) são:

- a. Ações de terceiros, podendo ser também de pessoal próprio da companhia e de contratados;
- b. Vandalismo;
- c. Operações incorretas, e
- d. Forças externas e relacionadas com o tempo (clima):
 - Congelamentos;
 - Descargas atmosféricas;
 - Chuvas intensas ou enchentes;
 - Movimentos de terra.

2.8.4 Método Prescritivo para Tratamento de Riscos por Fenômenos Naturais

No apêndice “A” da norma é apresentado um plano de gerenciamento da integridade e os métodos de avaliação e mitigação da integridade para as ameaças relacionadas com o “clima” e forças externas, que são definidas como movimentos de terras, chuvas intensas ou enchentes, congelamento e descargas atmosféricas (ASME, 2001).

Na etapa de coleta, revisão e integração de dados, as informações mínimas que deverão ser consolidadas, entre outras, são as seguintes:

- topografia e condições geotécnicas (taludes instáveis, travessias de cursos d’água, suscetibilidade à liquefação do solo, etc);
- perfil do duto, diâmetro e espessura da parede.

Na etapa de avaliação do risco, são definidas as situações onde o duto pode estar suscetível a carregamento extremo:

- em cruzamentos com zonas de falha;
- em cruzamento transversal com taludes íngremes;
- em travessias de cursos d’água ou nas proximidades de cursos d’água onde o leito do rio varia de posição;
- em locais onde o duto está sujeito a cargas superficiais intensas que causam recalques ao solo de fundação;
- onde o solo é sujeito a liquefação;
- outros.

Para avaliação da integridade, deverão ser conduzidas inspeções e análise através de procedimentos de O&M (operação e manutenção). Inspeções adicionais ou mais freqüentes poderão ser necessárias dependendo das informações de vazamentos e falhas (ASME, 2001).

Os métodos de mitigação podem incluir, entre outras ações, a estabilização do solo, estabilização do duto ou de suas juntas e relocação do duto.

As ações de prevenção são as mais adequadas para este tipo de ameaça. Se um duto sofrer algum dano a partir de alguma das ameaças por fenômenos naturais, inspeção “*in line*” por PIG’s deverão ser utilizadas para avaliar os danos. Em certos locais, tais como áreas com risco de escorregamentos ou com subsidências, o progresso dos movimentos devem ser monitorados.

2.8.5 Prevenção e Mitigação de Ameaças por Fenômenos Naturais

A norma ASME 31.8S apresenta um quadro com uma série de ações propostas que podem ser utilizadas para remediar ou eliminar uma condição insegura e ações preventivas que podem ser tomadas de maneira a reduzir ou eliminar uma ameaça à integridade do duto (QUADRO 1).

Em resumo, os métodos para prevenção e detecção de danos por fenômenos naturais são as seguintes:

- inspeção aérea;
- inspeção a pé;
- especificações de projeto;
- procedimentos de O&M;
- monitoramento de deformações;
- proteção externa;
- manutenção da faixa de domínio;
- aumento da espessura da parede do duto;
- inspeção *in line* com PIG adaptado com GPS (sensor de posição) e com capacidade de medir a deformação do tubo;
- redução da tensão externa;
- relocação da linha, e
- reabilitação.

QUADRO 1
Métodos de prevenção e reparo de ameaças em gasodutos.

Prevention, Detection, and Repair Methods	Third Party Damage				Corrosion Related				Equipment				Incorrect Operation			Weather Related			Manufacture			Construction				O-Force		Environ- ment
	TPD(IF)		PDP	Vand	Ext	Int	Gask/ Oring	Strip/ BP	Cont/ Rel	Seal/ Pack	IO	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Weld	Coup	WB/B	EM	SCC						
	TPD(IF)	PDP	Vand	Ext	Int	Gask/ Oring	Strip/ BP	Cont/ Rel	Seal/ Pack	IO	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Weld	Coup	WB/B	EM	SCC							
Prevention/Detection																												
Aerial patrol	X	X	X	X	X	X	X	...	X	...							
Foot patrol	X	X	X	X	X	X	X	X	...	X	...							
Visual/mechanical inspection	X	X	X	X	...	X	X							
One-call system	X	X	X							
Compliance audit	X							
Design specifications	X	X	X	X	X	X	X	...	X	X	X	X							
Materials specifications	X	X	X	X	X	X	...	X							
Manufacturer inspection	...	X	X	X	X	X	...	X							
Transportation inspection	...	X	X	X							
Construction inspection	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	...	X							
Pre-service hydrostatic test	...	X	X	X	X	X	X	X							
Public education	X							
O&M procedures	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X							
Operator training	X							
Increase marker frequency	X	X							
Strain monitoring	X	X	...							
External protection	X	X	X	X	...							
Maintain ROW	X	X	X	...							
Increased wall thickness	X	X	X	X	X	X	...							
Warning tape mesh	X	X							
CP monitor/maintain	X	X							
Internal cleaning	X							
Leakage control measures	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X							
Pig-GPS/strain measurement	X	X	X	...							
Reduce external stress	X	X	X	X	X							
Install heat tracing	X							
Line relocation	X	...	X	X	X	X	...							
Rehabilitation	...	X	...	X	X	X	X	X	X							
Coating repair	X	X							
Increase cover depth	X	...	X	X							
Operating temperature reduction	X	X	X							
Reduce moisture	X							
Biocide/inhibiting Injection	X							
Install thermal protection	X							
Repairs																												
Pressure reduction	...	X	...	X	X	X	X	X	X	X	X							
Replacement	...	X	X	X	X	X	X	X	X	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X							
ECA, recoat	X	X	X							
Grind repair/ECA	...	X	X	X	X	X	X	X							
Direct deposition weld	X	X							
Type B, pressurized sleeve	...	X	X	X	X	X	...	X	X	X							
Type A, reinforcing sleeve	...	X	X	X	X	X	X							
Composite sleeve	X							
Epoxy filled sleeve	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X							
Mechanical leak clamp	X							

GENERAL NOTE: The abbreviations found in Table 4 relate to the 21 threats discussed in section 5. Explanations of the abbreviations are as follows:

Cont/Rel = Control/Relief Equipment Malfunction
Coup = Coupling Failure
CW = Cold Weather
EM = Earth Movement
Ext = External Corrosion
Fab Weld = Defective Fabrication Weld
Gask/Oring = Gasket or O-ring
Gweld = Defective Pipe Girth Weld
HR/F = Heavy Rains or Floods
Int = Internal Corrosion
IO = Incorrect Operations Company Procedure
L = Lightning
PDP = Previously Damaged Pipe (delayed failure mode)
Pipe = Defective Pipe
Pipe Seam = Defective Pipe Seam
SCC = Stress Corrosion Cracking
Seal/Pack = Seal/Pump Packing Failure
Strip/BP = Stripped Thread/Broken Pipe
TPD(IF) = Damage Inflicted by First, Second, or Third Parties
Vand = Vandalism
WB/B = Wrinkle Bend or Buckle

Fonte: ASME, 2002, p. 23 e 24.

2.8.6 Oportunidades de Melhoria à Norma

A Norma ASME B31.8S foi desenvolvida pela Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos e possui um bom detalhamento de ações para avaliação e gerenciamento da integridade das ameaças de origem mecânica em dutos.

Entretanto, os aspectos relacionados com fenômenos naturais, especialmente aqueles de origem geológico-geotécnico, são abordados superficialmente e não são objetivos.

Ainda mais abrangente é a única solução de reparo proposta para danos causados por fenômenos naturais, que é a substituição do duto na parte danificada pelo evento. Essa solução pode ser considerada como temporária, uma vez que, caso a origem do problema não seja solucionada, por exemplo, a movimentação de uma massa coluvionar, o problema voltará a ocorrer.

Com isso, o usuário da Norma tem, por um lado, maior flexibilidade durante preparação dos planos de gerenciamento da integridade desejados, e por outro lado, a sensação de que este tipo de ameaça não é representativo e as formas de identificação, prevenção e reparo apresentadas não permitem a definição de um plano eficiente para tratamento dos riscos por fenômenos naturais.

3 GEOTECNIA DE DUTOS

3.1 AVALIAÇÃO DO RISCO GEOLÓGICO-GEOTÉCNICO

Muhlbauer (2004) define como índice relativo risco em dutos, a combinação entre possibilidade da ocorrência de eventos nos quatro modos de falhas (corrosão, danos por ação de terceiros, projeto e operações incorretas), com os impactos dos vazamentos (FIG. 13).

Esford et al. (2004) propuseram uma adaptação do modelo clássico de avaliação de riscos em dutos (FIG. 14), inicialmente proposto por Muhlbauer (2004). No modelo de Muhlbauer, os “georiscos” ou riscos por fenômenos naturais não tinham peso adequado no sistema e eram considerados no item *design* (projeto). Os autores argumentam que o modelo clássico não representava situações específicas de determinados dutos na América do Sul (Bolívia), onde mais que 50% da falhas eram causadas por fenômenos naturais.

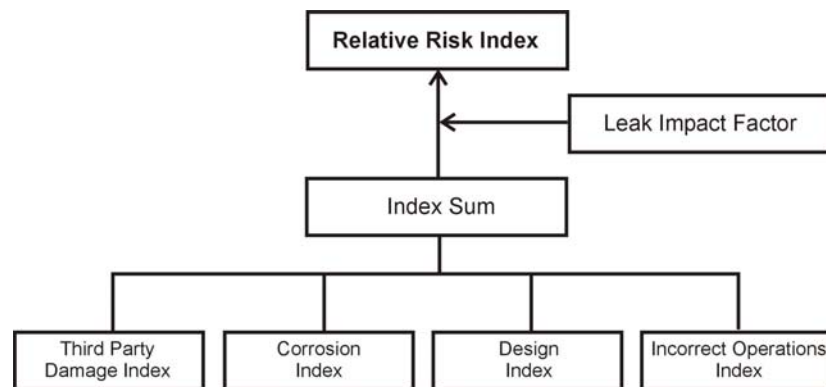


FIGURA 13 – Abordagem aos riscos em dutos – Modelo Muhlbauer.

Fonte: MUHLBAUER, 2004, p. 40.

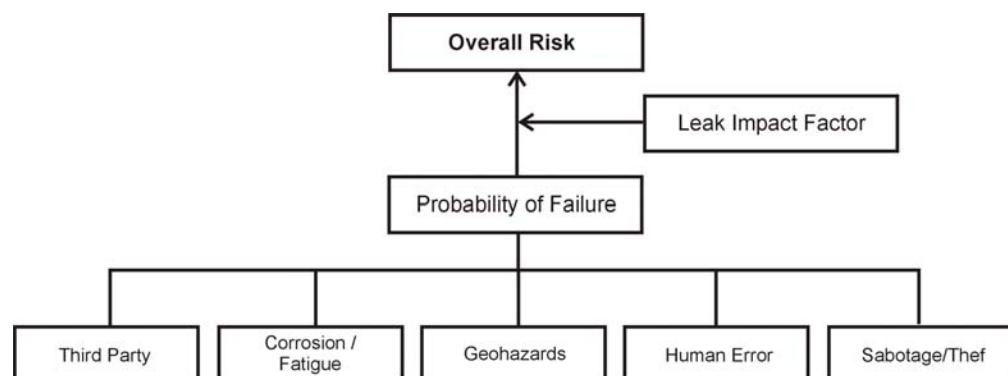


FIGURA 14 – Abordagem aos riscos em dutos – Modificado de Muhlbauer.

Fonte: ESFORD et al., 2004.

Os riscos geotécnicos são agrupados aos riscos hidrológicos e aos riscos tectônicos, conforme esquema apresentado na FIG. 15, formando o “georisco”. Na realidade brasileira, os riscos tectônicos são desprezíveis. Os riscos hidrológicos são relevantes para o Brasil mas não fazem parte do objetivo desta pesquisa.

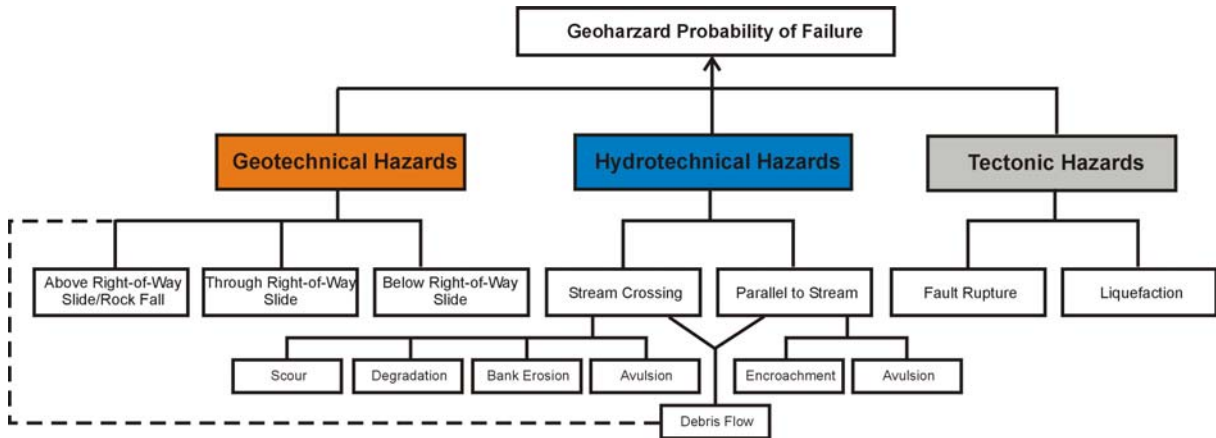


FIGURA 15 – Georiscos em dutos.

Fonte: ESFORD et al., 2004.

Os riscos geotécnicos, abordagem principal desta pesquisa, englobam, numa visão mais ampla que o modelo proposto por Esford et al. (2004), os movimentos de massas, incluindo erosão, e as subsidências. Vale mencionar que as corridas de lama (*debris flow*) podem ser consideradas como um risco hidrológico, entretanto, nesta pesquisa, são inseridas como risco geotécnico.

Segundo Cerri e Amaral (1998), o risco geológico-geotécnico é definido como uma situação de perigo, perda ou dano, ao homem e a suas propriedades, em razão da possibilidade de ocorrência de processo geológico, induzido ou não.

Considera-se o risco geológico como sendo um dos diversos riscos naturais existentes, caracterizado pelos diversos tipos de movimento de massa possíveis, incluindo escorregamentos, quedas, erosões, etc.

É importante distinguir o termo acidente, que é um fato já ocorrido onde são registradas perdas e danos, diferente de um evento, que também é um fato já ocorrido, entretanto, sem perdas e danos ocasionados diretamente pelo fato.

O risco é considerado como sendo o produto da possibilidade de ocorrência de um acidente vezes os danos que este acidente cause, definido através da seguinte fórmula:

$$R = P \times C \quad [1]$$

onde,

R = risco;

P = probabilidade de ocorrência de um evento;

C = conseqüências potenciais (danos).

A avaliação do risco geológico-geotécnico no gerenciamento da integridade de dutos é um ponto importante, entretanto, a análise quantitativa do risco geológico-geotécnico não é objeto desta pesquisa.

Reforça-se a idéia que, na avaliação do risco de dutos, as conseqüências consideradas são o impacto de eventuais vazamentos causados por rupturas.

3.2 PROCESSOS DE DINÂMICA SUPERFICIAL

Para início do estudo de riscos por fenômenos naturais, e especialmente os riscos geológico-geotécnicos, é importante buscar um aprofundamento sobre os processos de dinâmica superficial, que abrangem alguns dos eventos que são abordados ao longo da pesquisa.

Infanti Jr. e Fornasari F^o (1998) citam como processos de dinâmica superficial, que são responsáveis pela modelagem da superfície da Terra, a erosão, os movimentos de massa, o assoreamento, as inundações, as subsidências ou colapsos e os processos costeiros. Estes processos podem representar risco a estruturas e pessoas, dependendo de sua magnitude e de sua probabilidade de ocorrência.

Para o estudo da interação solo-duto, os mais representativos são os movimentos de massa e as subsidências, cuja descrição será apresentada posteriormente.

3.2.1 Movimentos de massa

As paisagens compreendem vertentes ou encostas com declividades e formas muito variadas. As mudanças de formas dessas encostas estão relacionadas aos processos dominantes de intemperismo, erosão e escorregamentos (INFANTI JR. e FORNASARI FILHO, 1998).

Bloom (1988) cita que as encostas mudam constantemente, tendendo para um estado de equilíbrio com os processos atuantes, de forma a manter uma configuração mais eficiente possível.

Os principais tipos de movimentos de massas e suas respectivas características são apresentados no QUADRO 2 (AUGUSTO FILHO, 1994).

Os rastejos são caracterizados por serem movimentos lentos, da ordem de poucos milímetros a centímetros por ano, e não apresentam uma superfície de ruptura marcante. As taxas de deslocamentos são maiores na superfície do terreno e decrescem com a profundidade. Atuam sobre horizontes superficiais de solo, horizontes de contato entre solo e rocha e até mesmo em rocha (AUGUSTO FILHO, 1994). Ainda segundo Augusto Filho (1994), apesar das velocidades de deslocamento serem baixas, podem causar danos econômicos (principalmente quando associados a depósitos de tálus) em obras civis diversas. Este processo pode evoluir para escorregamentos.

Segundo Augusto Filho (1994), os escorregamentos são representados por diversos processos de instabilização, onde o mecanismo de deslizar é bem caracterizado por um ou poucos planos de movimentação, com velocidades de deslocamento da ordem de metros por hora a metros por segundo. Este tipo de movimento pode ocorrer tanto em taludes ou encostas em solo, saprolito, rocha e depósitos coluvionares e de tálus. São sub-divididos em escorregamentos planares ou translacionais, circulares ou rotacionais e em cunha.

Os escorregamentos translacionais são processos comuns na Serra Geral e na Serra do Mar, ocorrendo nas vertentes com alta declividade e com solo pouco espesso. Caracterizam-se como escorregamentos com pouca espessura e em forma retangular (maior comprimento que largura).

Os escorregamentos circulares ou rotacionais possuem superfícies de deslizamento curvas, ocorrendo, geralmente, em aterros, pacotes de solo ou depósitos mais espessos, rochas sedimentares ou cristalinas intensamente fraturadas.

Os escorregamentos em cunha ocorrem quando dois planos de fraqueza, em taludes e encostas com presença de saprolito e rochas, condicionam o deslocamento de uma massa contida no diedro entre esses planos.

Nos movimentos de massa definidos como “quedas” materiais rochosos diversos se destacam de taludes íngremes em queda livre. As velocidades são extremamente altas e podem alcançar grandes distâncias.

As corridas são entendidas como movimentos gravitacionais de massa de grandes proporções que se deslocam na forma de escoamento. A origem destes movimentos pode ser primária, quando ocorre a liquefação espontânea dos solos escorregados por movimentos translacionais e a massa fluida escoá pelas vertentes naturais; ou secundária, quando as corridas são geradas a partir da remobilização de detritos acumulados no leito das vertentes e

por barramentos naturais, acrescidos de material escorregado das vertentes a montante (AUGUSTO FILHO, 1994).

QUADRO 2
Classificação de Movimentos de Massa

Processos	Características
Rastejo (<i>creep</i>)	Vários planos de deslocamento (internos) Velocidades muito baixas (cm/ano) a baixas, decrescentes com a profundidade Movimentos constantes, sazonais ou intermitentes Solo, depósitos, rocha alterada/fraturada
Escorregamentos (<i>slides</i>)	Poucos planos de escorregamentos (externos) Velocidades médias (m/h) a altas (m/s) Pequenos a grandes volumes de material Geometria e materiais variáveis Planares – em solos pouco espessos, solos e rochas com um plano de fraqueza Circulares – solos espessos homogêneos e rochas muito fraturadas Em cunha – solos e rochas com dois planos de fraqueza
Quedas (<i>falls</i>)	Sem planos de deslocamento Movimentos tipo queda livre ou em plano inclinado Velocidades muito altas (vários m/s) Material rochoso Pequenos a médios volumes Geometria variável: lascas, placas, blocos, etc. Rolamento de matacão Tombamento
Corridas (<i>flows</i>)	Muitas superfícies de deslocamento (internas e externas à massa em movimentação) Movimento semelhante ao de um líquido viscoso Desenvolvimento ao longo das drenagens Velocidades médias a altas Mobilização de solo, rocha, detritos e água Grandes volumes de material Extenso raio de alcance, mesmo em áreas planas

Fonte: AUGUSTO FILHO, 1994, p. 19.

Varnes (1978) apresenta uma das mais completas e aceitas classificações para os movimentos de massa, apresentados na FIG. 16. Sua classificação é dividida para movimentos em rochas, detritos e solo. O nível de detalhamento dos processos e mecanismos de instabilização é mais completo que outras classificações e pode ser consultado em Varnes (1978).

Material		ROCK	DEBRIS	EARTH
Movement type				
FALLS		Rock fall	Debris fall Scree Debris cone	Earth fall Colluvium Debris cone
	TOPPLES	Rock topple	Debris topple Debris cone	Earth topple Cracks Debris cone
SLIDES	Rotational	Single rotational slide (slump) Failure surface	Multiple rotational slide Crown Scarp Head Minor Scarp Failure surface	Successive rotational slides
	Translational (Planar)	Rock slide	Debris slide	Earth slide
SPREADS				Earth spread e.g. cambering and valley bulging
FLOWS	Solifluction flows (Periglacial debris flows)	Debris flow		Earth flow (mud flow)
COMPLEX	e.g. Slump-earthflow with rockfall debris		e.g. composite, non-circular part rotational/part translational slide grading to earthflow at toe	

FIGURA 16 - Classificação de Movimentos de Massa segundo Varnes (1978).

Fonte: VARNES, 1978.

Guidicini e Nieble (1984) apresentam exemplos de agentes e causas para ocorrência de movimentos de massa. Entende-se como “causa” o modo de ação de determinado “agente”. Em linhas gerais, os agentes predisponentes, ou seja, aqueles de natureza intrínseca, podem ser enumerados da seguinte maneira:

- complexo geológico: natureza petrográfica, estado de alteração, acidentes tectônicos, atitude das camadas, etc;
- complexo morfológico: inclinação superficial, massa, forma de relevo;
- complexo climático-hidrológico: clima, regime de águas, etc;
- gravidade;
- calor solar;
- tipo de vegetação original.

Chama-se de agentes efetivos ao conjunto de elementos diretamente responsáveis pelo desencadeamento do movimento de massa. Podem ser do tipo preparatório ou imediato. Entre os agentes efetivos preparatórios, citam-se os seguintes:

- pluviosidade;
- erosão pela água ou vento;
- variação de temperatura;
- oscilação do nível de lagos;
- ação humana, etc.

Dentre os agentes efetivos imediatos citam-se: chuva intensa, erosão, terremotos, ondas, vento, ação do homem, etc.

As causas podem ser de natureza interna, geralmente por diminuição da resistência ao cisalhamento do solo; de causa externa, que provocam um aumento das tensões cisalhantes e causa intermediária, que resultam de efeitos causados por agentes externos no interior do talude (rebaixamento rápido, erosão retrogressiva, etc).

Apresenta-se no QUADRO 3 as causas de movimentos de massa, classificadas quanto sua origem, proposta por Guidicini e Nieble (1984).

QUADRO 3

Causas de movimentos de massa, quanto sua origem.

Causa	Exemplos
Internas	Oscilação térmica Diminuição dos parâmetros de resistência por intemperismo
Externas	Mudanças na geometria Efeito de vibrações Mudanças naturais na inclinação das encostas
Intermediárias	Elevação do nível piezométrico em massas homogêneas Elevação da coluna de água em descontinuidades Rebaixamento rápido do lençol Erosão retrogressiva subterrânea (“ <i>piping</i> ”) Diminuição do efeito de coesão aparente

Fonte: GUIDICINI E NIEBLE, 1984.

3.2.2 Erosões

A erosão consiste de um processo de desagregação e remoção de partículas de do solo ou de fragmentos e partículas de rochas, sendo os agentes principais a água e vento.

Pode-se abordar a erosão como um processo natural, quando se desenvolvem em condições de equilíbrio com a formação do solo ou como um processo antrópico, quando sua intensidade é superior a da formação do solo e geralmente condicionada a alterações das condições naturais do terreno.

O processo erosivo do solo é deflagrado pelas chuvas e compreende basicamente os seguintes mecanismos: impacto das chuvas causando desagregação, remoção e transporte por escoamento superficial e deposição (INFANTI JR. e FORNASARI FILHO, 1998).

O escoamento superficial da água define dois tipos de erosão: a erosão laminar, quando o fluxo é de forma difusa, ou erosão linear, quando ocorre concentração do fluxo, resultando em incisões na superfície do terreno. Quando uma erosão é originada a partir do fluxo superficial com fluxo subsuperficial, ocorrem as voçorocas. As voçorocas agregam diversos fenômenos, tais como erosão interna e superficial, solapamentos, desabamentos, escorregamentos, e tem rápida evolução e elevado poder destrutivo.

Dentre as principais condicionantes para a formação de erosões, citam-se a chuva, a alteração da cobertura vegetal, o relevo e a concentração de fluxo e os solos suscetíveis à erosão ou dispersão.

3.2.3 Subsidiências

Segundo Guidicini e Nieble (1984) subsidiências são movimentos cuja direção preferencial ocorre na vertical, com componente horizontal nula ou praticamente nula. Inclui recalques e desabamentos (colapsos).

São a expressão do efeito do adensamento ou afundamento de camadas, consequência da remoção de alguma fase sólida, líquida ou gasosa do substrato. Esta remoção pode ser oriunda de processos naturais ou de alguma atividade antrópica. São causas de subsidiências a ação erosiva de águas subterrâneas, exploração de depósitos petrolíferos e de gás, bombeamento de águas subterrâneas, etc (GUIDICINI e NIEBLE, 1984).

Os recalques são definidos como movimentos verticais de uma estrutura provocados pelo seu peso-próprio ou pela deformação do subsolo. São diferenciados das subsidiências propriamente ditas, por terem dimensões relativamente menores. As principais causas são, além do peso próprio, o desconfinamento lateral causado por escavações vizinhas, e o efeito do rebaixamento do lençol freático. Devem ser incluídas também as deformações oriundas de adensamento.

Os desabamentos ou colapsos são subsidiências bruscas que envolvem colapso na superfície, provocadas pela ruptura ou remoção (total ou parcial) do substrato. Sua origem está associada a escavações subterrâneas para mineração, mas podem ocorrer também pela dissolução de rochas calcárias, dolomitos, gipsita, etc. e também pela ruptura de solos colapsíveis.

3.3 MECANISMOS DE INTERAÇÃO SOLO-DUTO

Qualquer estrutura a ser implantada sobre o maciço solo/rocha interage diretamente com ele, pois introduz elementos que alteram o equilíbrio de forças ou o equilíbrio físico-químico atuantes, e é submetida a fenômenos já instalados ou que venham a se manifestar no futuro. As interações físicas correspondem a esforços aplicados ou recebidos, de compressão ou tração, em função das características geotécnicas das fundações e das peculiaridades de cada estrutura (NOGUEIRA JR. E MARQUES, 1998).

Em geral, os esforços de dutos transmitidos ao subsolo são decorrentes de seu peso-próprio mais o peso de solo e eventuais sobrecargas externas, consistindo em tensões de compressão na geratriz inferior do duto.

Segundo Nogueira Jr. e Marques (1998) a estrutura (duto) recebe esforços do terreno no qual a mesma foi implantada, que podem ser passivos, decorrentes da reação aos esforços por ela imprimidos ou ativos, representados por empuxos do solo, subpressões e esforços devido a rupturas da fundação ou taludes de escavações. As tensões decorrentes desses esforços podem ser de compressão, tração ou cisalhamento, sendo seus efeitos mais significativos para as dutovias, pois originam deformações e podem causar rompimento das tubulações (NOGUEIRA JR. E MARQUES, 1998).

Waitkins (1975) comenta o importante efeito da rigidez do solo e da estrutura que interage com ele. No caso de dutos rígidos, a pressão exercida pelo solo será transferida para o duto, e de outro lado, os dutos flexíveis, quando solicitados por pressões do solo, deformam e sofrem menor impacto da pressão originada pelo solo. Em outras palavras, o solo sofre o fenômeno do arqueamento, que depende basicamente do tipo de solo e da rigidez relativa entre solo e estrutura.

Estes aspectos são voltados para a análise de dutos numa condição estática e em fase de projeto de dutos. Por exemplo, no dimensionamento da parede de um duto pressurizado, deve-se levar em conta a pressão transmitida pela pressão interna, pela pressão do solo, pela variação de temperatura e pelas sobre-cargas externas (por exemplo, cargas dinâmicas em cruzamentos com rodovias).

Já no contexto de análise de interação solo-duto para dutos submetidos a esforços oriundos de movimentos de massa, a análise é mais complexa e geralmente necessita de ferramentas numéricas para modelagem das solicitações e deformações.

Os modos de falha de dutos sujeitos à movimentos de massa são discutidos por Bruschi et al. (1995). Em resumo, um duto pode romper por tração, por flambagem global ou local, por corrosão sobre tensão e amassamentos. Sandroni (2004) coloca que, se o solo fluir ao redor do duto em um movimento de massa, pode haver puncionamento na parede do duto pelo deslocamento de blocos de rocha imersos no solo.

3.4 CONSEQÜÊNCIAS DE PROCESSOS GEOTÉCNICOS PARA DUTOS

Os processos geotécnicos, tais como, movimentos de massa, erosões e subsidências, e suas conseqüências para dutos, são de fundamental importância para avaliação dos riscos geológico-geotécnicos destas instalações.

INGENIERIA Y GEOTECNIA LTDA (1991) coloca que, na prática, existem poucas possibilidades de que um duto possa sobreviver as grandes pressões e deformações que são impostas pelos deslizamentos rotacionais e transversais ao duto.

A FIG. 17 apresenta esquematicamente as deformações que uma tubulação pode sofrer quando submetida a esforços oriundos de escorregamentos de terra.

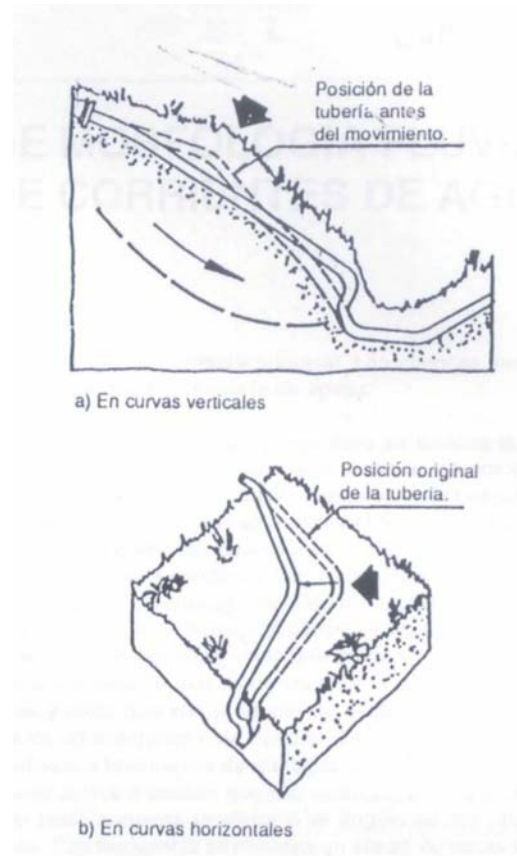


FIGURA 17 – Movimentos de massa em dutos (a: deslizamento paralelo; b: deslizamento transversal)
 Fonte: INGENIERIA Y GEOTECNIA LTDA,1991, p. 17.

A FIG. 17a representa um escorregamento paralelo ao duto. Nesta situação, a tendência é que o duto na parte superior da cunha de ruptura, seja submetido a tensões de tração. Já parte inferior da cunha, a tendência será de ocorrência de tensões de compressão.

No caso da FIG. 17b, o escorregamento transversal ocasionará tensões de compressão no duto nas zonas engastadas e tração na zona central do escorregamento.

A FIG. 18 apresenta esquematicamente as deformações que uma tubulação pode sofrer quando submetida a esforços oriundos de subsidências e recalques.

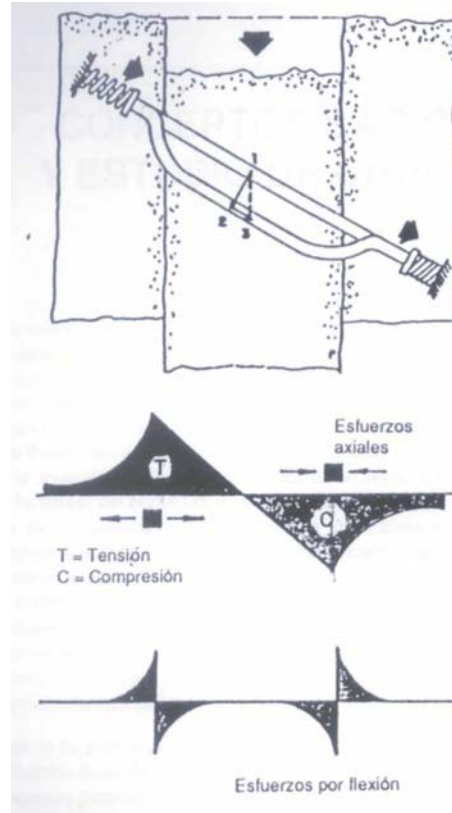


FIGURA 18 – Efeitos de movimentos do terreno em dutos devido a subsidências
 Fonte: INGENIERIA Y GEOTECNIA LTDA,1991, p. 17.

No caso apresentado na FIG. 18, o duto, se estiver inclinado em relação ao nível do terreno, quando submetido a uma subsidência, tenderá a sofrer tensões de tração e de compressão nos limites da área de subsidência, além de tensões de flexão.

Porter e Savigny (2002) apresentam a situação de escorregamentos de terra que atinjam a faixa de domínio (FIG. 19). Uma das primeiras conseqüências é a exposição do duto. Caso o duto esteja inserido na massa de solo, poderá sofrer tensionamento dependente de variáveis tais como: inclinação do talude, tipo de solo, tipo de revestimento, etc.

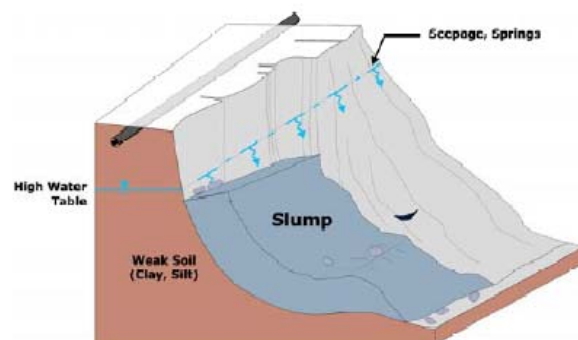


FIGURA 19 - Escorregamento atingindo a faixa e o duto.
 Fonte: PORTER e SAVIGNY, 2002.

Outra possibilidade são os escorregamentos ou quedas que ocorram fora da faixa de domínio (FIG. 20). Neste caso, Porter e Savigny (2002) colocam que as conseqüências dependem da magnitude do escorregamento ou queda, da velocidade e da profundidade do duto. Um escorregamento representaria um acréscimo de empuxo ativo ao duto, enquanto uma queda de blocos representaria impacto mecânico direto no duto. Este tipo de evento pode oferecer maior risco a instalações de superfície tais como válvulas de bloqueio e estações de compressão.

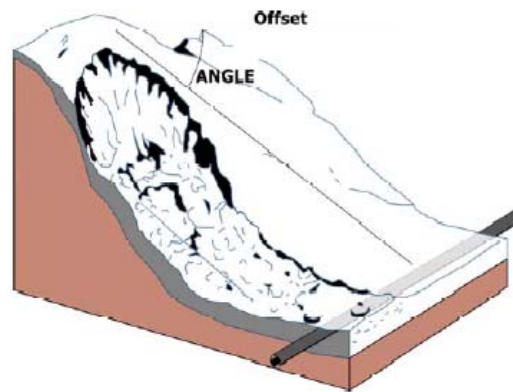


FIGURA 20 - Escorregamento fora da faixa.
Fonte: PORTER e SAVIGNY, 2002.

A ocorrência de corridas de lama fora da faixa de servidão ou de domínio do duto também representa risco (FIG. 21), que depende, basicamente, da magnitude da ocorrência e da profundidade do duto no terreno (PORTER e SAVIGNY, 2002).

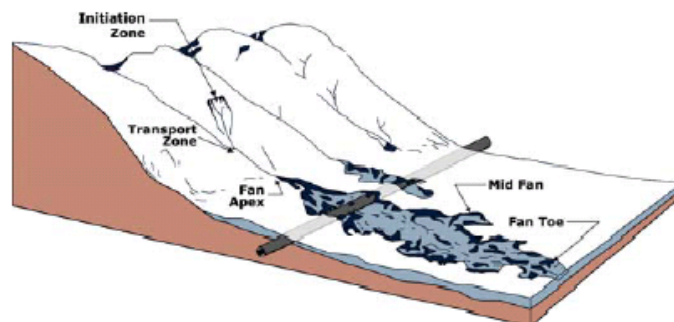


FIGURA 21 – Corrida de lama atingindo a faixa e o duto.
Fonte: PORTER e SAVIGNY, 2002.

Porter e Savigny (2002) colocam também que rupturas de falhas geológicas podem impor altos níveis de tensões em dutos enterrados (FIG. 22). Dutos geralmente suportam melhor tensões de tração distribuídas por um longo trecho, do que tensões de

compressão ou tensões distribuídas em um pequeno trecho do duto. Fatores como profundidade de assentamento, material de reaterro, tipo de falha e orientação e a posição dos pontos de engastamento (sem deslocamento) ao longo do duto influenciam o tipo e a área a qual as tensões serão aplicadas. Por exemplo, um duto que cruza perpendicular a uma falha “normal” irá sofrer mais tensões de tração durante a movimentação da área do que um duto que atravessa uma falha reversa. Os deslocamentos de falhas podem chegar a 5 metros, e, em casos extremos, podem chegar em valores da ordem de 15 a 20 metros (sismo de Sumatra).

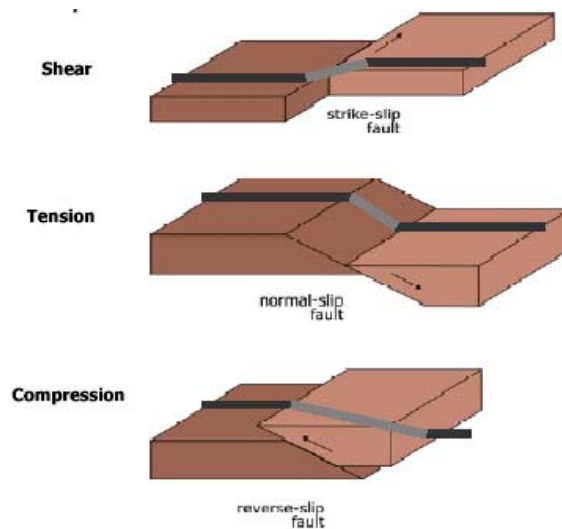


FIGURA 22 - Movimentações de falhas geológicas envolvendo dutos.

Fonte: PORTER e SAVIGNY , 2002.

As erosões em faixa de dutos podem, essencialmente, retirar a cobertura de solo ou causar sobre-cargas externas, caso o duto esteja localizado numa área de deposição de material erodido. Podem também causar o descalçamento de taludes induzindo sua movimentação.

4 GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE DUTOS

O Gerenciamento Geotécnico é uma parte do Gerenciamento da Integridade de Dutos, que contempla outras ações para prevenção de outros modos de falha (corrosão, danos por ações de terceiros, etc).

Pode-se definir como Gerenciamento Geotécnico de Dutos o conjunto de ações preventivas, de avaliação/análise e corretivas que são implementadas na fase de operação e de manutenção de dutos, com o objetivo de reduzir o risco de falha por eventos geotécnicos.

Este trabalho se aplica a dutos já construídos e em operação. Parte-se do princípio que os dutos tenham sido projetados e construídos com a boa técnica de engenharia.

Savigny (2004) comenta que as recomendações e normas para projeto e construção de dutos são extremamente limitadas para os aspectos geotécnicos e apresenta uma série de recomendações para o projeto e construção de novos dutos. Recomenda que o projeto seja assistido por um consultor geotécnico independente que irá orientar a projetista para os aspectos geotécnicos, partindo do princípio que as normas e recomendações oficiais são limitadas. Este profissional atuará desde a seleção do traçado até a definição dos riscos residuais que deverão ser tratados durante a operação do duto.

4.1 ATIVIDADES PREVENTIVAS

Considera-se que as atividades preventivas são aquelas com capacidade, principalmente, de identificar pontos ou áreas de risco, podendo ser adotadas medidas de avaliação/análise ou de correção antes de qualquer incidente ou acidente ocorra.

4.1.1 Manutenção da Faixa

Toda e qualquer obra de engenharia necessita de manutenção para garantir a vida útil de projeto e sua funcionalidade. Muitos acidentes geotécnicos em obras poderiam ser evitados se fossem adotadas medidas preventivas de manutenção.

GEOPROJETOS (2000) argumenta que a inspeção e a conservação permanente da faixa são os segredos para garantia da segurança na operação dos dutos.

As atividades de manutenção de faixa, segundo PETROBRAS (2003) e GEOPROJETOS (2000) se resumem em:

- roçada das faixas;
- recomposição de canaletas de drenagem e descidas d'água danificadas;
- desobstrução de canaletas, bueiros e caixas de passagem;
- limpeza e desobstrução de drenos profundos;
- limpeza e desobstrução de piezômetros, medidores de nível d'água e inclinômetros;
- proteção vegetal;
- recomposição de erosões, seja com implantação de sistemas de drenagem ou com revegetação;
- proteção de cabeças de tirantes;
- recomposição de juntas de estruturas de concreto;
- recomposição dos acessos.

Esta atividade é considerada de rotina e deve ser aplicada em toda extensão das faixas de dutos.

4.1.2 Inspeções a Pé

Inspeção a pé pelas faixas de dutos é uma das principais atividades de rotina a serem realizadas na fase operação e manutenção de dutos. Um dos objetivos principais é identificar no campo pontos e áreas com potencial para ocorrência de movimentos de massas, bem como localizar evidências da presença de instabilidades deflagradas.

Essas inspeções podem ser executadas com andarilhos devidamente treinados e/ou por engenheiros geotécnicos e geólogos. As inspeções com andarilhos treinados podem ser executadas em praticamente toda extensão das faixas de dutos, enquanto as inspeções com engenheiros geotécnicos e geólogos podem ser realizadas em trechos menores, selecionados em escritório, através da análise de fotos aéreas, imagens de satélite, mapas geológicos, pedológicos e topográficos. Entretanto, é interessante executar ao menos uma inspeção completa de toda a extensão das faixas de dutos com engenheiros geotécnicos e geólogos experientes.

Ressalta-se que os inspetores devem ter um conhecimento profundo dos riscos geotécnicos em dutos, ou seja, devem ter a capacidade de avaliar se determinada situação representa risco de falha para o duto.

Rib e Liang (1978) comentam que o reconhecimento de campo é uma fase importante para verificar o conceito tridimensional do terreno adquirido através da análise de ortofotos e imagens de satélite, bem como dos dados obtidos da literatura. Além disso, muitas evidências de movimentação de encostas não podem ser detectadas simplesmente através de fotos aéreas ou imagens de satélite, o que justifica ainda mais as inspeções de campo.

As principais evidências de presença de instabilidades são apresentadas por Rib e Liang (1978, p. 74 e 75) para cada tipo de movimento de massa.

Bressani (2004) apresentou um importante conceito na sua Conferência durante o *Ninth International Symposium on Landslides*. Durante as observações de um movimento de massa no campo, o inspetor pode confundir um escorregamento com uma erosão, ou vice-versa. Na verdade, em muitos casos, ocorre uma combinação dos dois tipos de movimento de massa, podendo-se chamar, por exemplo, de “escorrosão” ou “erodimento” (informação verbal). Este conceito reforça ainda mais a necessidade de treinamento das equipes de inspeção, pois mesmo geotécnicos e geólogos experientes podem confundir determinados fenômenos.

De uma forma geral, os aspectos apresentados no QUADRO 4 são indicativos da presença de movimentos de massa, recalques ou subsidências (Rib e Liang, 1978; Moura e Lázaro, 2004; Guidicini e Nieble, 1984) e podem ser adotados como *check-list* para inspeções de campo nas faixas de dutos.

QUADRO 4

Processos geotécnicos e elementos indicativos de campo

Processo Geotécnico	Feições Indicativas de Campo
Erosões	Presença de sulcos e ravinas no terreno
	Assoreamento de valas e canaletas de drenagem
	Áreas de solo nú sem a presença do horizonte superficial do solo
	Concentrações de fluxos d'água
Escorregamentos / Rastejos	Troncos de árvores inclinados
	Fendas de tração (FIG 23)
	Exposição de raízes
	Afundamentos localizados da massa de solo
	Quebras no alinhamento da vegetação
	Deformações em obras civis (canaletas, muros, postes, paredes de residências, etc) (FIG 24)
	Saturação do solo (áreas encharcadas) (FIG. 25)
	Embarrigamentos
	Pequenos escorregamentos superficiais
	Presença de escorregamentos pretéritos (FIG. 26)
	Presença de abatimentos no terreno (FIG. 27)
Rupturas de redes de abastecimento de água ou de eletricidade	
Quedas	Concentração de matacões no pé ou a meia encosta
	Blocos deslocados do nicho onde se alojavam (FIG. 28)
	Fendas de tração
Corridas	Presença de cicatrizes rasas ao longo da bacia, nos trechos de alta declividade (FIG. 29)
	Presença de blocos de rocha envoltos em matriz de argila em áreas planas
	Presença de troncos e camadas vegetais intercaladas em matriz argilosa
Recalques ou Subsidiências	Inclinações de estruturas adjacentes
	Trincas e fendas no terreno
	Afundamentos localizados e formação de cavidades
	Desnívelamento entre estruturas e terreno adjacentes

Fonte: RIB e LIANG, 1978; GUIDICINI e NIEBLE, 1984; MOURA e LÁZARO, 2004.

As FIG. 23 a 29 apresentam alguns exemplos de evidências de movimentos de massa apresentados no QUADRO 4.



FIGURA 23 – Fenda de tração no terreno evidenciando rastejo ou escorregamento (Cerro Azul-PR).
Fonte: Foto do autor, 2003.



FIGURA 24 – Trinca em canaleta de drenagem evidenciando movimentos de massa (Rio Branco do Sul-PR).
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2004.



FIGURA 25 – Área encharcada e com surgências (Armazém-SC).
Fonte: Foto do autor, 2003.



FIGURA 26 – Escorregamento pretérito evidenciando área sujeita a escorregamentos (Brusque-SC).
Fonte: Foto do autor, 2003.



FIGURA 27 – Abatimento na encosta evidenciando escorregamento (Rio Branco do Sul-PR).
Fonte: Foto do autor, 2004.



FIGURA 28 – Bloco desprendido (Cerro Azul-PR).
Fonte: Foto do autor, 2003.



FIGURA 29 – Escorregamento superficial evidenciando corridas de massa (*debris flow*) (Timbó do Sul-SC).
Fonte: Foto do autor, 2004.

Os inspetores devem ser treinados ou devem possuir experiência na avaliação dos mecanismos de movimentos de massa (como ocorrem, suas causas e seus agentes), bem como ter capacidade de correlacionar com os mecanismos de interação solo-duto (item 3.3).

Outro aspecto relevante que deve ser observado nas inspeções são as ações antrópicas que podem ocasionar um problema geotécnico. Vasconcellos et al. (2005) argumentam que as inspeções terrestres têm alta eficácia na detecção de atividades antrópicas na faixa e nas proximidades, tais como, escavações e aterros. Estas atividades podem desencadear um problema geotécnico, tais como escorregamentos e recalques, afetando diretamente o duto. As FIG. 30 a 32 exemplificam um caso onde, durante uma inspeção a pé, foi identificado um aterro de um dique que causou deslocamento de um duto no Paraná.

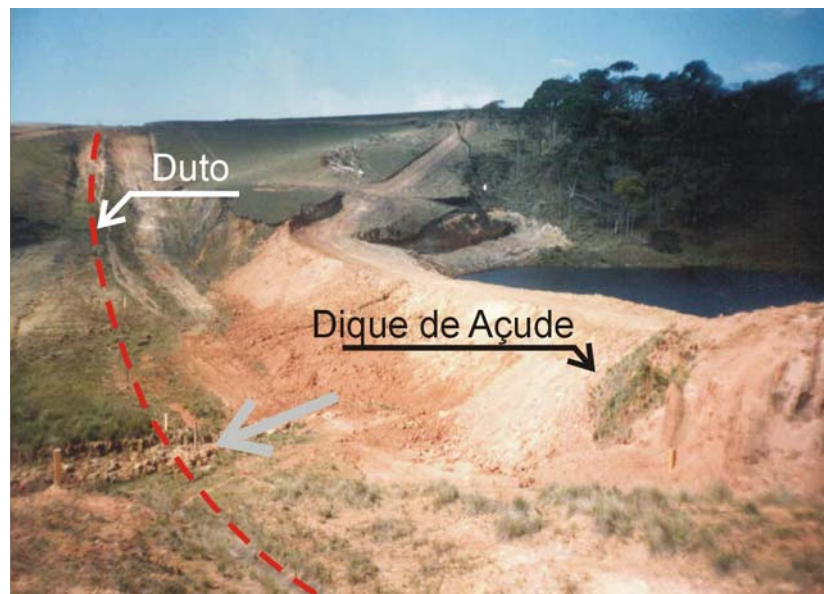


FIGURA 30 – Aterro construído na lateral da faixa em poliduto no Paraná.
Fonte: VASCONCELLOS et al. (2005).



FIGURA 31 – Trincas indicando deslocamento do terreno junto a poliduto no Paraná.
Fonte: VASCONCELLOS et al. (2005).



FIGURA 32 – Deslocamento do duto causado pela construção de aterro na lateral da faixa.
Fonte: VASCONCELLOS et al. (2005).

A periodicidade das inspeções terrestres, voltadas para avaliação de riscos geológico-geotécnicos, depende das condições geomorfológicas do traçado do duto e do histórico de eventos, bem como da disponibilidade de recursos, seja de pessoal próprio ou de empresas contratadas. Recomenda-se que sejam realizadas após as inspeções aéreas, como forma de verificar em detalhes pontos e áreas de risco identificadas com visão ampla a partir do helicóptero.

Os dados obtidos das inspeções deverão ser registrados em relatórios específicos e deverão ser tratados, conforme riscos estabelecidos.

4.1.3 Inspeções Aéreas

As inspeções aéreas têm praticamente o mesmo objetivo da inspeção terrestre, ou seja, identificar pontos e áreas com potencial para ocorrência de movimentos de massas, bem como presença de instabilidades deflagradas. Este tipo de inspeção, segundo Vasconcellos et al. (2005) também tem uma alta eficácia na detecção de atividades antrópicas na faixa e nas proximidades.

Essas inspeções são realizadas com uso de helicóptero que sobrevoa lateralmente a faixa de dutos. A equipe de inspeção é composta por engenheiro geotécnico e por um técnico ou inspetor de faixa e dutos. O sobrevôo ocorre em baixa altitude e baixa velocidade.

As duas principais vantagens das inspeções aéreas são as seguintes:

- visão ampla da faixa, do entorno dela e da geomorfologia regional;
- variação de escala de observação, e
- rapidez de inspeção (possibilidade de inspecionar mais de 200km por dia).

Uma desvantagem da inspeção aérea é que nem sempre é possível identificar fendas no terreno, que são um grande indício de escorregamentos ou rastejos. A vegetação que cresce sobre a faixa necessita estar devidamente cortada para facilitar a visualização dos indícios de instabilidade (VASCONCELLOS, 1999).

Vasconcellos et al. (2005) apresentaram um ponto de risco detectado durante uma inspeção aérea no Gasoduto Bolívia-Brasil (FIG. 33). Foi detectada uma escavação em uma área de exploração mineral (saibreira) localizada à 25 metros da faixa, a qual seria impossível de ser visualizada por inspeção a pé pela faixa. Esta escavação poderia instabilizar uma encosta que possui uma grande cicatriz pretérita.

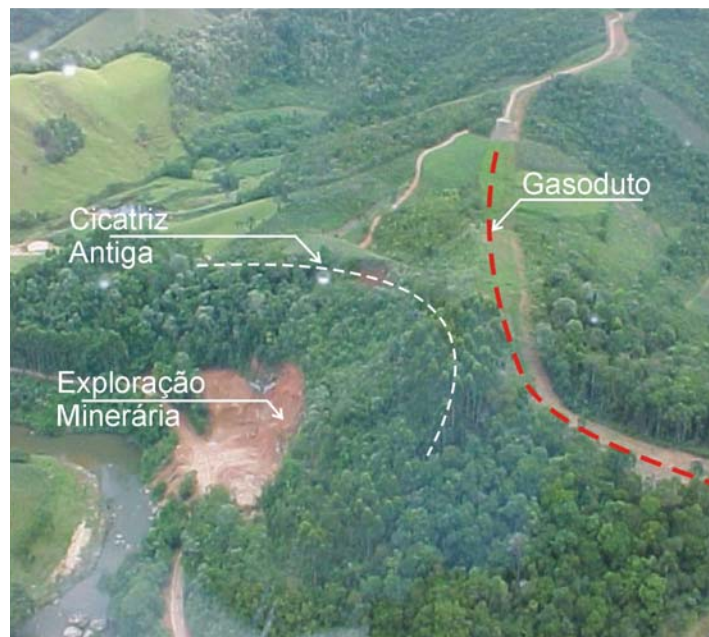


FIGURA 33 – Escavação detectada durante inspeção aérea no Gasoduto Bolívia-Brasil.
Fonte: VASCONCELLOS et al., 2005.

A periodicidade das inspeções aéreas dependerá da disponibilidade de recursos para contratação de helicópteros. Recomenda-se que sejam realizadas após os períodos chuvosos de cada local em específico, sendo adequado pelo menos duas vezes ao ano.

Os dados obtidos das inspeções deverão ser registrados em relatórios específicos e deverão ser tratados, conforme riscos estabelecidos.

4.1.4 Inspeções Calibradas com Monitoramento Pluviométrico

No meio tropical brasileiro, é de conhecimento generalizado à vinculação dos escorregamentos à estação de chuvas, e dentro dela, à ocorrência de chuvas intensas (GUIDICINI e NIEBLE, 1984, p.11). Desta forma, as inspeções de rotina (terrestre e aérea) podem não acontecer imediatamente após esses eventos, sendo que, inspeções calibradas no monitoramento pluviométrico são extremamente interessantes.

Terzaghi (1975) apresentou diversos aspectos relacionados à ocorrência de escorregamentos durante e após chuvas torrenciais. Explica com detalhes a ação das águas de chuva no comportamento de um talude.

Rib e Liang (1978) comentam que um escorregamento analisado um ano após sua ocorrência pode ter se alterado completamente das condições imediatas após sua ocorrência. Um escorregamento rotacional pode apresentar características futuras de fluxo de lama, sendo que as medidas corretivas podem ser inválidas para evitar novos escorregamentos.

Este aspecto, além do próprio escorregamento em si e seus danos, justificam uma inspeção ágil após eventos pluviométricos.

Guidicini e Nieble (1984) apresentam o conceito da “carta de periculosidade” através de um exemplo desenvolvido para a localidade de Caraguatatuba (FIG. 34). O gráfico foi concebido com o aprendizado sobre o comportamento entre chuvas e escorregamentos. Inicialmente, imaginava-se que os escorregamentos estavam apenas ligados a episódios de chuvas intensas, entretanto, após tentativas de correlações frustradas, observou-se que para ocorrer um escorregamento, deveria-se ter uma estação chuvosa característica, bem como chuvas acumuladas previamente ao evento. Esta carta é considerada uma ferramenta útil para na operação de sistemas de transporte, podendo-se estabelecer valores de alerta para interrupção do tráfego, por exemplo.

Através da análise das chuvas dentro das faixas A e D de probabilidade de ocorrência de escorregamentos, pode-se iniciar uma inspeção calibrada.

Chama-se a atenção para dois aspectos para a carta de periculosidade:

- deve ser desenvolvida para áreas com mesma característica climática, ou seja, não deve existir uma única carta para um duto, e
- deve ser criada com um histórico razoável de registros de escorregamentos nos trechos e deve ser constantemente revisada.

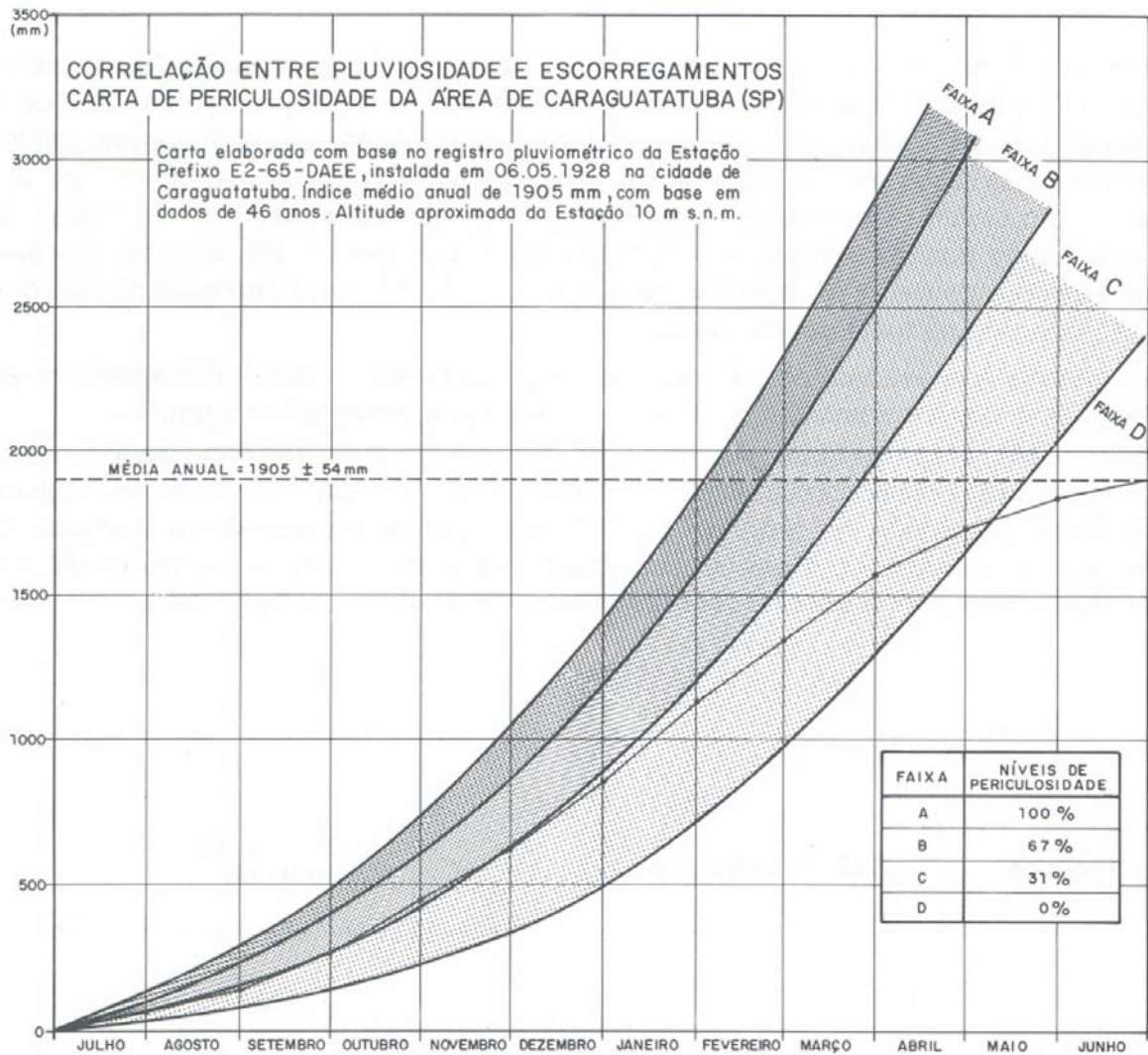


FIGURA 34 – Carta de periculosidade em função da pluviometria de Caraguatatuba - SP.
Fonte: GUIDICINI E NIEBLE, 1984, p. 18.

No Brasil, um caso bem sucedido de sistema de alertas pluviométricos é o da cidade do Rio de Janeiro, implantado através do Escritório de Engenharia Geotécnica – GEORIO. O sistema foi instalado em 1996 e depende da previsão de tempo de curto prazo, da rede de pluviômetros automáticos e dos registros de escorregamentos (D’ORSI et al., 1997). O projeto da GEORIO contou com a experiência adquirida nas cidades de Hong Kong (China) e Cubatão-SP.

O sistema da GEORIO consiste de uma rede de trinta pluviômetros automatizados, devidamente posicionados na cidade, que transmitem os dados da leitura para um escritório central onde técnicos interpretam os dados e tem condições de avisar os órgãos específicos em caso de alerta (D’ORSI et al., 1997). Este sistema faz parte do programa de

Gerenciamento do Risco de Desastres a Escorregamentos no Rio de Janeiro (AMARAL, 1997).

O nível de precipitação crítico adotado na GEORIO é o proposto por Tatizana et al. (1987) para a cidade de Cubatão. Vários autores definem níveis de precipitação críticos no Brasil, como exemplo Guidicini e Iwasa (1976) e Vargas (1986) apud Wolle (1988).

O critério de alerta e decisão considera a chuva total em 24 horas e em 1 hora, relacionada com a chuva acumulada em 96 horas, conforme FIG. 35 e 36 (D'ORSI et al., 1997).

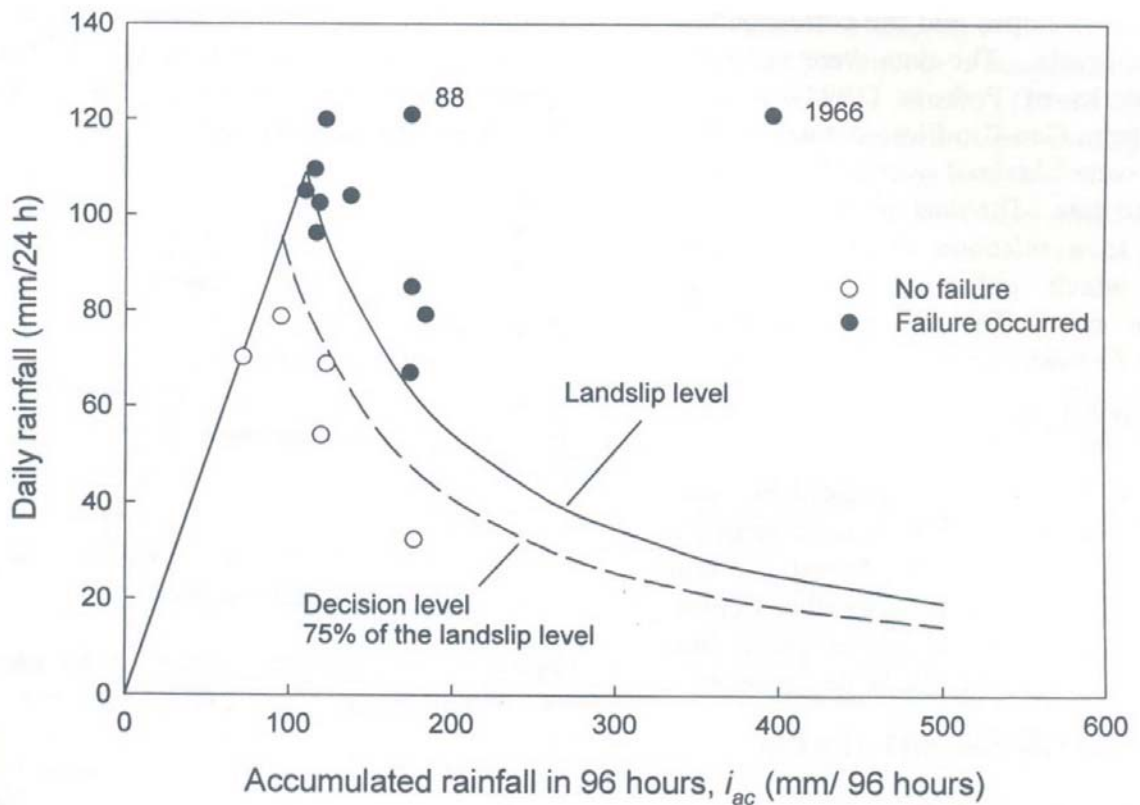


FIGURA 35 – Critério de decisão considerando a chuva diária e a chuva acumulada em 96 horas.
Fonte: D'ORSI et al., 1997, p. 27.

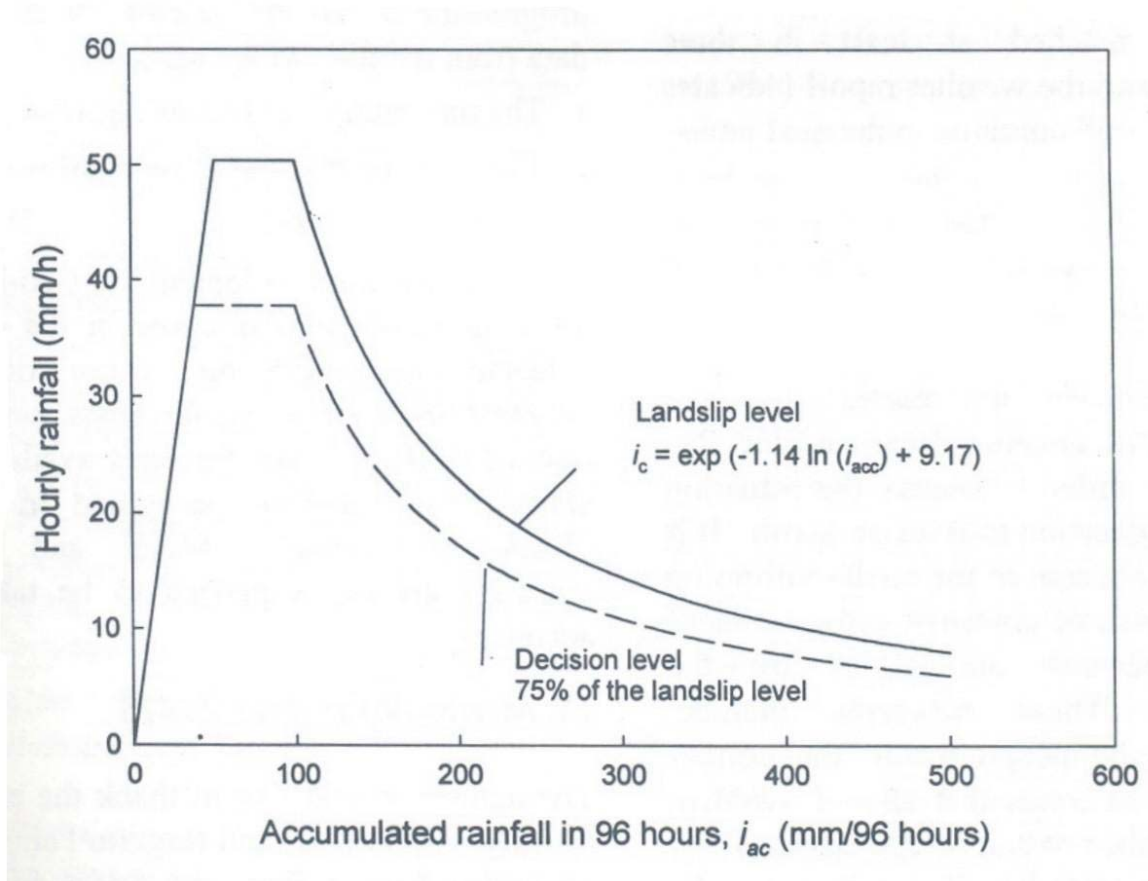


FIGURA 36 – Critério de decisão considerando a chuva horária e a chuva acumulada em 96 horas.
 Fonte: D'ORSI et al., 1997, p. 27.

De posse dos gráficos devidamente calibrados com os escorregamentos ocorridos, na medida em que chegam as informações dos pluviômetros, pode-se analisar se as chuvas ocorridas podem ou não ter causado algum escorregamento.

Uma das desvantagens do sistema segundo Feijó et al. (2001) está na dificuldade de definir o exato horário em que um acidente ocorre para calibrar as correlações entre chuvas e movimentos de massa.

D'Orsi (2004) apresentou uma melhoria do sistema da GEORIO, que, a partir de 1999, incorporou um sistema de previsão de chuvas intensas, através de análises de imagens de satélite e interpretação de meteorologistas, com a grande vantagem de obter as informações sobre estes eventos intensos antecipadamente à ocorrência dos mesmos.

Numa obra linear, este aspecto adquire maior relevância pois muitas áreas são praticamente inacessíveis e os eventos ocorridos só vem a ser verificados nas inspeções terrestre ou aérea.

As inspeções calibradas com base no monitoramento pluviométrico vem a ser uma ferramenta adicional a ser implantada na prevenção dos riscos geotécnicos em dutos, entretanto, apresenta algumas limitações a saber:

- dimensão linear preponderantemente superior dificulta o conhecimento do macro-clima, levando a necessidade de sub-dividir em trechos com mesma característica;
- dificuldades de acesso e poucas inspeções completas do trecho dificultam a identificação da ocorrência e da chuva deflagrada do evento, conseqüentemente, a calibração dos níveis de alerta ficam mais complicados de serem estabelecidos.

A periodicidade das inspeções dependerá do histórico pluviométrico e deverá ser executada sempre que os limites de alerta forem ultrapassados. A operadora de dutos poderá definir se as inspeções serão realizadas a pé ou com helicóptero.

Os dados obtidos das inspeções deverão ser registrados em relatórios específicos e deverão ser tratados, conforme riscos estabelecidos.

4.1.5 Inspeções *In Line*

As inspeções *in line* são executadas pelo interior da tubulação através de PIG's, que são equipamentos utilizados para diversas finalidades, como por exemplo, limpeza, verificação de anomalias geométricas e redução de espessura da parede de dutos.

Ao final da construção e periodicamente ao longo da vida útil de um duto, passam-se PIG's de limpeza, que removem resíduos dos materiais transportados e demais impurezas do interior da tubulação, segundo critérios do operador e do material transportado (FIG. 37).

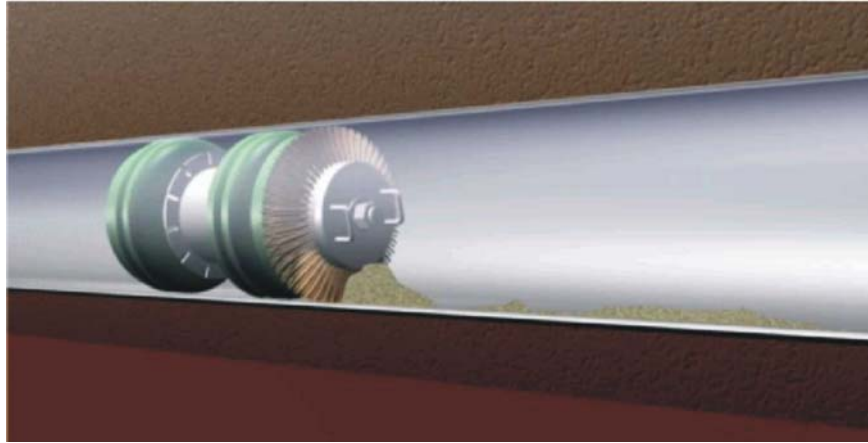


FIGURA 37 – Desenho esquemático da passagem de um PIG de limpeza.
Fonte: PIPEWAY ENGENHARIA, 2004.

Para verificação da integridade da tubulação utilizam-se os PIG's instrumentados, que podem ser, basicamente, de dois tipos:

- magnéticos: utilizados para verificação de perda de espessura da parede do duto por corrosão e presença de alguns tipos de trincas;
- geométricos: utilizados para verificação de anomalias geométricas do duto, como forma de detectar amassamentos, dobramentos, flambagens locais, etc (FIG 38).

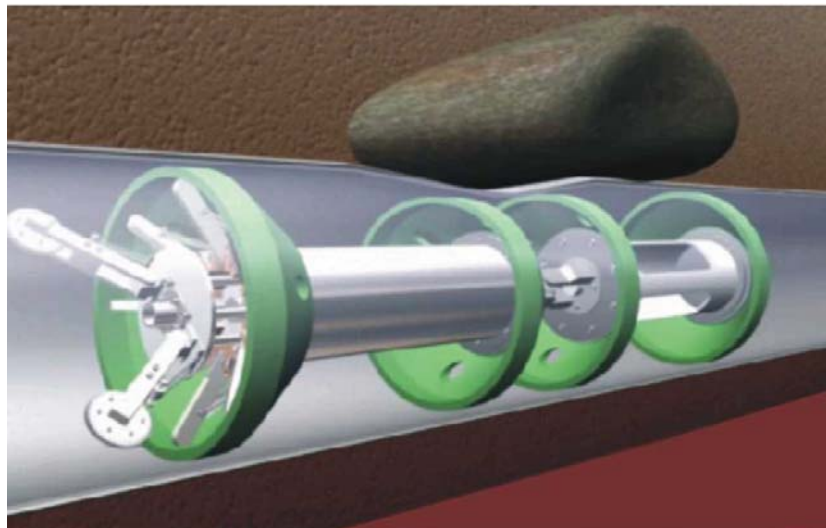


FIGURA 38 – Passagem de um PIG geométrico detectando amassamento causado por um bloco de rocha.
Fonte: PIPEWAY ENGENHARIA, 2004.

Os PIG's instrumentados são equipamentos sensíveis e caros, por isso, geralmente antes da passagem destes, passa-se um PIG denominado calibrador, que indicará se a

tubulação apresenta danos maiores que possam trancar o PIG instrumentado no interior da tubulação.

Além dos PIG's instrumentados tradicionais apresentados anteriormente, existem equipamentos denominados "GEOPIG" ou "XYZ PIG", que são uma adaptação do PIG calibrador, que inclui um sistema inercial, odômetro e GPS, que torna possível o registro das coordenadas da linha central do duto ao longo do trecho inspecionado (FIG 39). Esse equipamento tem aplicação direta no monitoramento geológico-geotécnico, através da verificação de deslocamentos da tubulação.

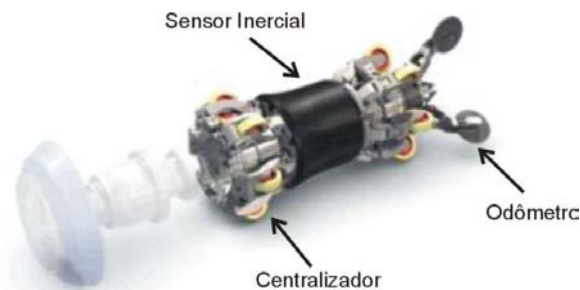


FIGURA 39 – PIG com sensor inercial e odômetro para monitoramento de deslocamentos.

Fonte: ROSEN, 2004.

Czyz e Wainselboin (2003) apresentam três tipos de movimentação que um duto pode estar sujeito, cujas deformações impostas podem levar a tensões excessivas:

- instabilidades de solo, compreendendo escorregamentos, terremotos, subsidências, erosão de leitos de rios e falta de suporte em regiões com solos moles;
- temperaturas operacionais e acréscimo de pressões internas, e
- interferências externas devido impactos de equipamentos de construção bem como efeitos de longo termo devido a construções na faixa de domínio, tais como estradas, pontes, diques, bermas, etc.

Esses deslocamentos e deformações podem ser identificados e monitorados com acurácia e eficiência através do "GEOPIG", que possui um sistema de navegação inercial, calibradores mecânicos, odômetros e sensores de temperatura e pressão. Os sensores inerciais e de calibração fornecem dados complementares que descrevem a geometria do duto, incluindo a forma e curvatura da linha de centro da tubulação. O sistema inercial de navegação permite medições em três dimensões da posição da linha de centro do duto e a sua

curvatura. Com duas passagens do “GEOPIG” pelo interior da tubulação, em datas distintas, permite o monitoramento do deslocamento do duto (CZYZ e WAINSELBOIN, 2003).

O “GEOPIG” tem sido usado com sucesso para o monitoramento de deslocamentos de dutos por mais de 14 anos. Alguns dutos que cruzam áreas geotécnicamente instáveis tem sido inspecionados regularmente, com intervalos variando de duas vezes ao ano a uma única vez em alguns anos, dependendo da proporção de deslocamento observado (CZYZ e WAINSELBOIN, 2003).

Um exemplo de aplicação do GEOPIG na prevenção e detecção de pontos de risco geológico-geotécnico foi apresentado por Czyz e Mcclarty (2004). O caso refere-se a um duto com 762mm de diâmetro, localizado no oeste do Canadá, no qual foi detectado com uso de “GEOPIG”, um escorregamento de grandes proporções. Esta área não havia sido identificada anteriormente com uso de ações de inspeção tradicionais pela operadora da linha.

Inspeção aérea ao longo do duto é uma atividade tipicamente utilizada para identificação de áreas instáveis e para monitorar alterações geotécnicas em pontos conhecidos. As inspeções são conduzidas por especialistas com experiência em geotecnia e na detecção de movimentos de massa. Esta metodologia é uma ferramenta que tem sido usada com sucesso para gerenciamento da integridade, entretanto, não funcionou na detecção do escorregamento de Daniel Creek (CZYZ e MCCLARTY, 2004).

A FIG. 40 apresenta uma vista aérea do escorregamento com um detalhe para o duto, que logo após ter sido detectado o deslocamento, foi escavado para que fossem aliviadas as tensões originadas pelo empuxo do solo.



FIGURA 40 – Vista aérea do escorregamento de Daniels Creek após escavação do duto.
Fonte: CZYZ e MCCLARTY, 2004 (com adaptações do autor).

A FIG. 41 mostra a tela de resultados com alguns detalhes relativos a interpretação do escorregamento e seu efeito no duto, a partir de passagens do “GEOPIG” pelo duto, sendo a primeira realizada em 1994, outra em 1995 e a última em 2002.

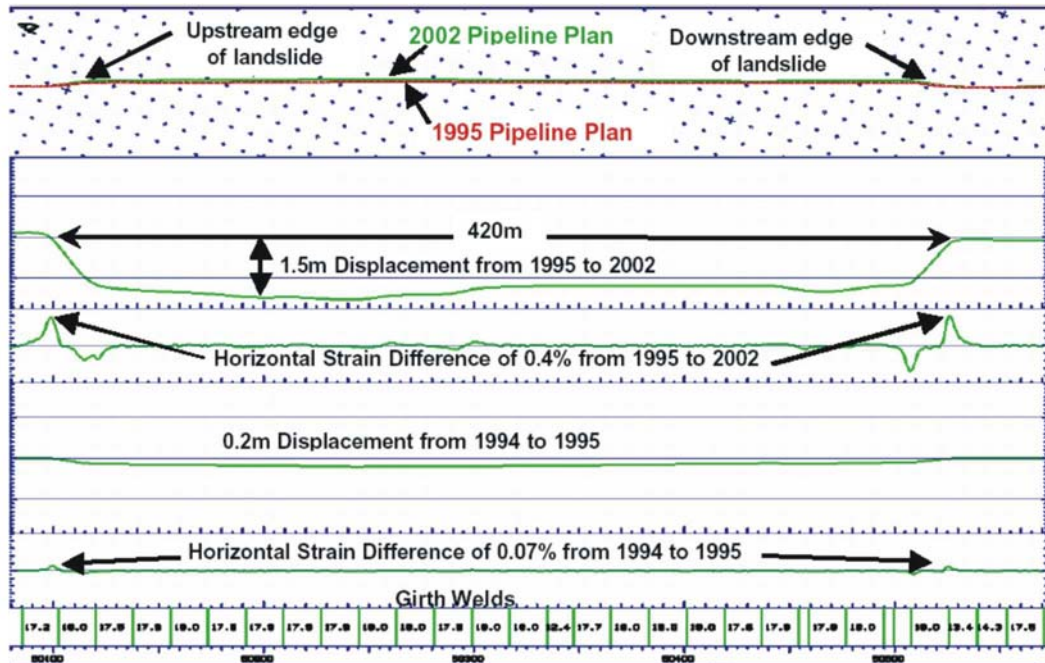


FIGURA 41 - Identificação do escorregamento de Daniels Creek a partir de resultados de GEOPIG.
Fonte: CZYZ e MCCLARTY, 2004.

Entre a passagem de 1994 e 1995 os deslocamentos do duto foram insignificantes. Entretanto, entre a passagem de 1995 e 2002, o “GEOPIG” identificou um deslocamento em planta de 1,5m e 0,3m de recalque, indicando que, provavelmente, o duto sofrera uma movimentação em função de um escorregamento lento (*creep*). A área total afetada foi de 420m.

A passagem do “GEOPIG” também identificou, nos limites da área do escorregamento, uma diferença significativa de deformação da circunferência do duto (FIG. 42).

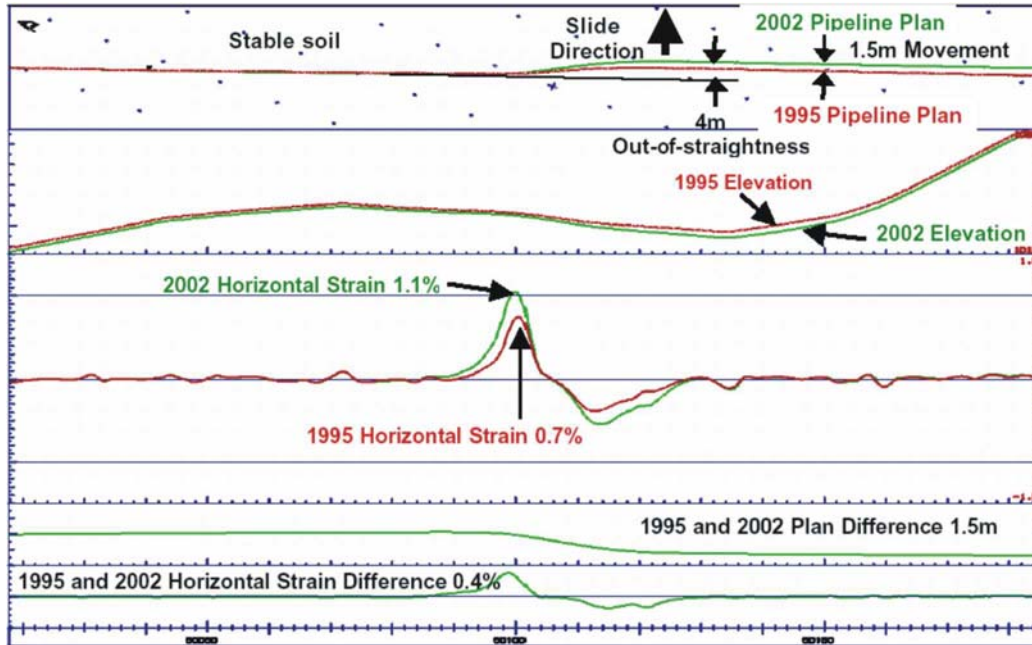


FIGURA 42 – Escorregamento de Daniels Creek a partir de resultados de GEOPIG - detalhes.
 Fonte: CZYZ e MCCLARTY, 2004.

A primeira ação depois de detectado o problema foi escavar o duto ao longo de todo o trecho para aliviar as tensões (FIG 43). Em paralelo foram realizadas sondagens e foram instalados inclinômetros que complementaram a investigação do evento.

O escorregamento foi classificado como translacional e tinha uma extensão aproximada de 440m. A profundidade do escorregamento coincide com um contato entre depósitos glaciais (argilas e siltes intercalados com camadas de areia) e o topo-rochoso.



FIGURA 43 – Escavação do duto para alívio de tensões na região do escorregamento de Daniels Creek.
 Fonte: CZYZ e MCCLARTY, 2004.

A utilização de inspeções *in line* com uso de “GEOPIG” mostrou-se uma ferramenta com grande potencial de uso no gerenciamento da integridade sob o foco de riscos geológico-geotécnicos.

Os pontos fortes desta ferramenta são, principalmente, a exclusão da subjetividade comparado com processos tradicionais de inspeção e a possibilidade de inspeção de toda a extensão do duto. A ferramenta possui capacidade de detectar áreas sujeitas a escorregamentos lentos e de monitorar os deslocamentos da tubulação.

Por outro lado, esta ferramenta apresenta alguns pontos fracos, como por exemplo, o custo, detecção de problemas que já iniciaram, e impossibilidade de detectar eventos instantâneos tais como, impactos de corridas de lama e escorregamentos rápidos em taludes em solo residual.

A periodicidade da passagem de PIG's é definida pelos operadores com base na norma ASME B31.8 para gasodutos e na norma ASME B31.4 para polidutos. A passagem de “GEOPIG” fica a critério da operadora, que detêm as informações sobre as áreas sujeitas a movimentos de massa bem como suas velocidades. Como recomendação geral, pode-se definir uma passagem a cada dois anos caso existam áreas sujeitas a movimentos de massa lentos tipo rastejo ou regiões com adensamento em solo mole.

Os relatórios gerados pela passagem do GEOPIG devem ser analisados por uma equipe multidisciplinar (engenheiros geotécnico, mecânico e geólogo). Os pontos com deslocamentos deverão ser investigados, incluindo inspeção de campo e abertura de poços e valas para verificação da presença de “*buckles*” e de alterações na geometria do duto.

4.1.6 Monitoramento de Deslocamentos Superficiais com Imagens de Satélites

O'Neil e Samchek (2002) comentam que a Transcanadá, empresa que opera mais de 38.000 quilômetros de dutos no Canadá, alterou sua concepção de monitoramento de deslocamentos em taludes de uma visão reativa para uma visão proativa, a partir de 2000. Anteriormente ao monitoramento com satélites, a companhia utilizava apenas inclinômetros e marcos superficiais para monitorar deslocamentos de taludes em pontos com alguma instabilidade detectada. A Transcanadá possui 53 taludes instrumentados convencionalmente com inclinômetros e desde 2001, 14 deles estão sendo monitorados também com o sistema DINSAR – Interferometria Diferencial com Radar de Abertura Sintética.

O método de interferometria com Radar de Abertura Sintética (SAR), permite calcular o deslocamento de determinado ponto na superfície da Terra com acurácia de milímetros. O satélite em órbita envia energia para a superfície da Terra que reenvia para o satélite. Através de cálculos geométricos baseado nos ângulos de incidência e na posição do satélite em relação a Terra, pode-se determinar a posição de determinado ponto na superfície da Terra (O'NEIL e SAMCHEK, 2002). Entre duas passagens do satélite, pode-se determinar, com tratamento de pelo menos duas imagens obtidas, os deslocamentos relativos do terreno. Em função do comprimento de onda do sensor do radar ser da ordem de poucos centímetros, o movimento na direção da linha do sensor na plataforma do satélite pode ser determinado com acurácia de milímetros (FROESE et al., 2004).

Uma das grandes vantagens do sistema é a área de cobertura de uma única imagem, que pode representar redução de custos de campanhas de campo tradicionais, tais como leituras de inclinômetros e marcos superficiais, sem reduzir a acurácia dos deslocamentos medidos (YOU DEN et al., 2002).

Algumas considerações sobre os deslocamentos obtidos pelo sistema são apresentados por O'Neil e Samchek (2002), referente a posição do talude em relação ao satélite e em relação à direção do movimento em relação à órbita do satélite. Para reduzir estas incertezas, deve-se obter um conhecimento de campo quanto ao mecanismo do movimento de massa presente. Além disso, a variação temporal da umidade do solo e do crescimento da vegetação interferem na acurácia das informações. Para minimizar os efeitos desta variação, cones refletivos podem ser instalados na superfície do terreno de forma a aumentar a intensidade da energia refletida para o radar neste ponto (FIG 44).



FIGURA 44 - Cones refletivos para melhorar a intensidade de energia captada pelo satélite.
Fonte: O'NEIL e SAMCHEK, 2002, p. 10.

Youden et al. (2002) descrevem um monitoramento realizado pela Companhia de Gás do Sul Califórnia numa área de exploração de petróleo. Nesta área, ocorreram diversas rupturas de dutos, tal como a ocorrida na Linha 1203 (FIG. 45), em função de subsidências do terreno combinadas com deslocamentos horizontais. As subsidências, da ordem de 0,15cm a 0,50cm, foram causadas pela retirada de petróleo do sub-solo.



FIGURA 45 - Ruptura da Linha 1203 devido a subsidência da fundação.
Fonte: YOUNDEN et al., 2002, p. 3.

A FIG. 46 apresenta um mapa de contorno com a magnitude das subsidências obtido a partir do DINSAR de Fevereiro à Setembro de 2001 junto a Linha 1203. O recalque máximo do período de 216 dias foi de 443 milímetros.

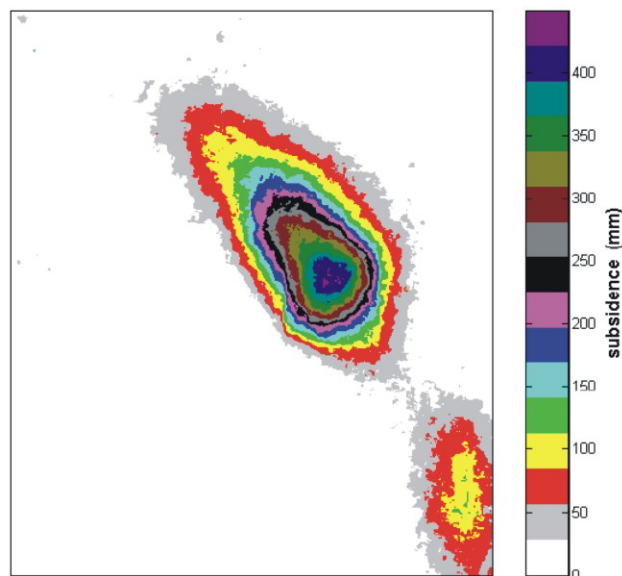


FIGURA 46 - Subsidências na área de exploração de petróleo junto a Linha 1203 a partir de DINSAR.
Fonte: YOUNDEN et al., 2002, p. 4.

Este duto havia sido monitorado com uso de GPS – *Global Position System*, que fornece a posição com erro da ordem de poucos centímetros numa área de 10 km², contendo 65 marcos superficiais. O monitoramento com DINSAR permitiu o monitoramento contínuo de uma área de 50km por 50km, com erro da ordem de poucos milímetros. A correlação entre resultados obtidos pelo monitoramento com GPS e DINSAR mostrou-se adequada (FIG. 47).

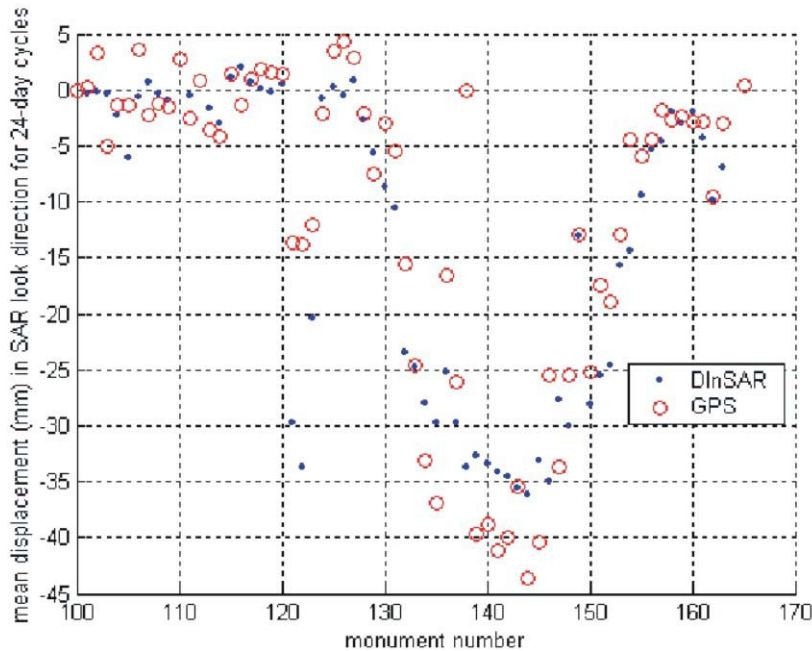


FIGURA 47 - Resultados entre medições de recalques com GPS e DINSAR na Linha 1203 – Califórnia.
Fonte: YODEN et al., 2002, p. 6.

Froese et al. (2004) e Maccardle et al. (2005) apresentam o detalhamento teórico para aplicações para monitoramento de deslocamento em taludes através do INSAR.

Froese et al. (2004) apresentaram um caso de um talude junto a uma rodovia no distrito de *Peace River* no noroeste de Alberta, Canadá. O talude instável foi monitorado com diversos inclinômetros e foi utilizado o monitoramento com a tecnologia INSAR para permitir uma avaliação mais ampla da área, de forma a substanciar as medidas mitigadoras para tratamento do problema, como por exemplo, executar uma variante da rodovia por uma área mais estável. Comparando-se os resultados obtidos pela inclinômetria e pelo INSAR, nota-se uma boa correlação (TAB. 5).

TABELA 5

Comparação de deslocamentos horizontais entre inclinômetro e INSAR - Canadá

Inclinômetro	Deslocamentos Horizontais Médios (mm/mês)	
	INSAR	Inclinômetro
30	0	0
31A	3,2-4,4	5,2
32	3,2-4,4	4,5
33	0	0,7
34	3,2-4,4	10
35	3,2-4,4	5
96-2	3,2-4,4	2,3
96-3	0	<5
96-5	0	0
01-2	3,2-4,4	3,7
01-3	<4	2,5

Fonte: FROESE et al., 2004, p. 1262.

Maccardle et al. (2005) apresentaram um caso de monitoramento de um duto (Trans Alaskan) com a técnica INSAR, apresentando boas correlações com monitoramento de GPS. Cita ainda que, em locais com vegetação e com umidade, a técnica usual pode apresentar limitações, sendo indicado nestes casos, uma alternativa para monitoramento é a aplicação do PSINSAR (Interferometria de Dispersão Permanente) e do IPTA (Análise Interferométrica de Alvos), que são variações da técnica usual INSAR, com adaptações.

Colesanti e Wasowski (2004) apresentaram diversos aspectos sobre o monitoramento de rastejos com a técnica de interferometria na Itália.

Esta técnica pode ser aplicada em dutos em áreas previamente identificadas como áreas de risco de rastejos e adensamentos.

4.1.7 Elaboração de Cartas Temáticas

Zuquette e Nakazawa (1998) definem mapa como sendo o documento cartográfico que registra as informações obtidas de um determinado aspecto do meio físico, sem interpretações dessas informações. Já as cartas referem-se a um documento cartográfico que apresenta interpretações de informações contidas em mapas para uma finalidade específica.

As Cartas de Risco Geológico são os instrumentos cartográficos que apresentam a distribuição, o tipo e o grau dos riscos geológicos, visando a definição de medidas de prevenção (CERRI e AMARAL, 1998). Estas cartas são desenvolvidas com a identificação e análise dos riscos geológicos. A etapa de identificação dos riscos envolve a definição, a caracterização, a identificação dos condicionantes, dos agentes causadores e da área e

influência dos processos geológicos envolvidos. A etapa de análise do risco geológico contempla a quantificação do risco, com base na equação clássica de risco (equação 1).

Uma carta de risco deve ser obtida através do levantamento e análise de dados básicos do meio físico e antrópico, mapeamento de campo e representação cartográfica.

Dentre os dados básicos, citam-se:

- mapas e cartas topográficas em escalas diversas;
- fotografias aéreas, se possível, em épocas distintas;
- fotointerpretação geológica;
- mapa de Geologia;
- mapa de Hidrologia;
- mapa Pedológico;
- mapa de Geomorfologia.

Estes dados básicos, analisados em escritório, servem como base para um mapeamento de campo dos pontos e áreas sujeitas aos processos geológico-geotécnicos diversos. A representação gráfica deve ser adequada ao objetivo do mapeamento de risco.

Varnes (1978) apresenta informações para análise dos diversos mapas e fotografias aéreas, e de como efetuar reconhecimento de campo, com o propósito de identificação de áreas sujeitas a escorregamentos.

PETROBRAS (2003) define como elemento básico do padrão de gerenciamento da integridade estrutural de seus dutos, no âmbito dos riscos geológico-geotécnicos, a elaboração de “Carta Temática Geotécnica”. Esta carta, contendo a Classificação das Áreas de acordo com a sua suscetibilidade a processos de natureza geológico-geotécnica, serve como base para definição da periodicidade das inspeções em cada área.

A elaboração da Carta Temática Geotécnica contempla uma base cartográfica em meio digital das faixas de dutos e áreas adjacentes (400 m), recomendando-se a adoção da escala mínima 1:1.000 e de 1:5000 em locais com relevo pouco acidentado. Contempla também o mapeamento e classificando-se de todas as feições geológico-geotécnicas que representem risco para a integridade estrutural dos dutos. Este trabalho é realizado por equipe multidisciplinar, composta por geólogos, geofísicos, geomorfólogos, engenheiros geotécnicos e de geodésia (PETROBRAS, 2003).

As feições de risco geológico-geotécnico são mapeadas e classificadas, tais como escoamentos, escorregamentos, subsidências e fenômenos conexos, com referência ao critério de classificação de Magalhães Freire (1965), adaptado por Guidicini e Nieble (1984). Durante a execução da Carta Temática Geotécnica, deve-se classificar as áreas de acordo com a sua

suscetibilidade a ocorrência de processos geológico-geotécnicos, que poderá ser alta, média ou baixa.

Além dessas observações, as cartas temáticas geotécnicas podem conter elementos adicionais, principalmente quando elaboradas em base GIS, que permite a seleção de *layers* diferentes, bem como estabelecer uma sobre-posição entre eles, favorecendo a criação de unidades geotécnicas sujeitas a processos específicos.

Atualmente, além das fotografias aéreas, imagens de satélite permitem a obtenção de diversas informações, quando tratadas em softwares específicos, como a geração de imagens tridimensionais do terreno e mapa de declividades.

Frisa-se que, para o gerenciamento geotécnico de dutos, numa primeira fase, a informação mais importante é a identificação de pontos ou áreas sujeitas a processos geotécnicos, ou seja, pontos com maior ou menor suscetibilidade aos processos.

As cartas temáticas são ferramentas que permitem a identificação de áreas sujeitas a processos geológico-geotécnicos, sendo uma referência para seleção de trechos para inspeções de campo. As informações obtidas ao longo das inspeções devem retroalimentar as cartas temáticas, melhorando a qualidade das informações disponibilizadas.

Augusto Filho (1994) apresenta um caso prático de elaboração de cartas temáticas com aplicação na gerência de riscos geológico-geotécnicos, voltado para ocupação de encostas urbanas.

Pincinato e Riedel (2005) apresentam um exemplo de elaboração de carta de suscetibilidade a escorregamentos desenvolvido para dutos localizados em São Sebastião, São Paulo, em região da Serra do Mar. Para criação da carta, foram utilizadas imagens do satélite LANDSAT e SPOT, que foram integradas a altimetria, rede de drenagem e posição dos dutos. A partir destes dados, foram extraídas informações sobre uso e ocupação do solo, declividade e geomorfologia. Os graus de suscetibilidade foram gerados através de um algoritmo numérico que combinou informações da cobertura vegetal, declividade e geomorfologia. O produto obtido consiste de uma carta contendo as diversas áreas com suscetibilidade a escorregamentos ao longo do traçado dos dutos (FIG. 48).

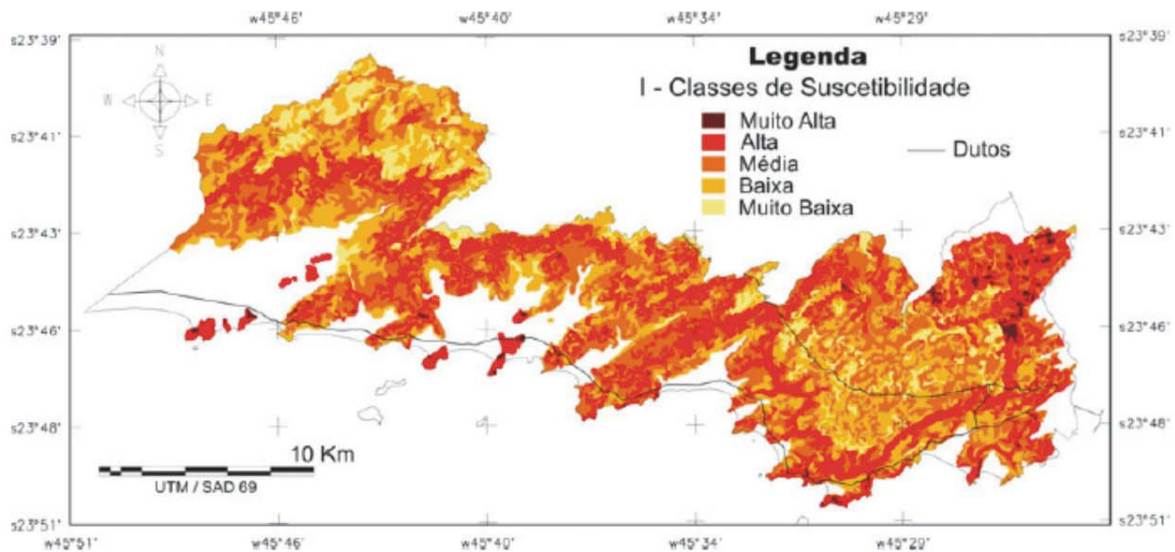


FIGURA 48 – Exemplo de carta de suscetibilidade a escorregamento – São Sebastião-SP.

Fonte: PINCINATO e RIEDEL, 2005, p. 1270.

Uma outra aplicação de cartas temáticas foi apresentada por Gramani et al. (2005), para avaliação específica de volumes de corridas de lama em São Paulo, entre São Sebastião e Cubatão (região de Serra do Mar), em diversas bacias interceptadas pelo duto OSBAT, de propriedade da PETROBRAS. O principal objetivo deste estudo foi elencar as bacias mais críticas, os períodos mais críticos e os volumes envolvidos nos eventos de corridas de massa.

O método utilizado baseou-se no conhecimento dos mecanismos de deflagração e desenvolvimento de corridas de massa, identificação e caracterização dos parâmetros geológico-geotécnicos de interesse e análises quantitativas e qualitativas, apoiadas em modelagens realizadas em Sistema de Informação Geográfica – SIG. Abordagem semelhante foi empregada na análise de perigo para corridas de massas em seis bacias hidrográficas que cruzam o Sistema Rodoviário Anchieta-Imigrantes (GRAMANI e AUGUSTO FILHO, 2004). As principais etapas do estudo foram:

- definição de critérios e seleção das bacias a serem analisadas;
- levantamento de dados básicos e preparação das bases digitais para análise em ambiente de SIG;
- definição de um modelo de geração das corridas de massa a ser adotado na análise das bacias;
- seleção e coleta dos parâmetros ou indicadores da potencialidade de geração de corridas de massa a serem utilizados nas análises;

- análise quantitativa, por meio da estimativa de volumes de detritos gerados;
- estimativa da área de deposição ou raio de alcance destes volumes de material a serem mobilizados em eventos de corrida de massa; e
- análise qualitativa - hierarquização da criticidade entre as bacias.

4.2 AÇÕES DE AVALIAÇÃO/ANÁLISE

As ações de avaliação/análise são utilizadas no estudo das situações ou do comportamento de determinados pontos ou áreas do duto nos quais foram identificadas evidências de movimentos de massa com alguma consequência para o duto. Visam obter informações adicionais para permitir uma tomada de decisão.

4.2.1 Medição de Tensões Totais no Duto

Tensões residuais são aquelas introduzidas ao material, no caso o duto, durante o processo de fabricação da chapa de aço e do curvamento do próprio duto, sem a aplicação de cargas externas (FREITAS et al., 2005).

Ainda segundo Freitas et al. (2005), o total dos esforços mecânicos presentes na tubulação ao longo dos anos (tensões totais) é a composição das tensões residuais com a interação solo/duto resultando em flexões, trações ou compressões devido à atuação do solo e/ou aos métodos de construção, além dos efeitos da pressão interna, efeito de Poisson e da temperatura.

O método utilizado para medição das tensões totais é apresentado pela norma ASTM E 837 – *Standard Test Method for Determining Residual Stresses by The Hole-Drilling Strain Gage Method* (ASTM, 2001).

O método consiste em executar um furo de pequeno diâmetro (1,8mm) e profundidade (2,0mm), não passante pela parede do duto, o qual é instrumentado com extensômetros (FIG. 49 e 50). Executa-se um furo em três pontos da seção do duto, geralmente espaçado a 120 graus. Durante o processo de perfuração são lidas as deformações geradas pelo furo cego, com as quais pode-se determinar as tensões existentes na parede do duto através de cálculos clássicos da mecânica dos sólidos.



FIGURA 49 – Aparato de perfuração para medição de tensões em dutos.
Fonte: Arquivo TBG, 2004.



FIGURA 50 – Detalhe do aparato de perfuração e extensômetros colados no duto.
Fonte: Arquivo TBG, 2004.

O método, para ter validade, depende de duas condições (OLIVEIRA et al., 2004):

- a. as tensões não podem variar significativamente com a profundidade, e
- b. as tensões não podem exceder 50% da tensão de escoamento.

Para o caso de dutos, essas duas condicionantes não são atendidas. As tensões na parede do duto variam significativamente e os dutos são projetados para trabalhar em até 90% da tensão de escoamento do aço. Desta forma, o método foi reavaliado por Fillipin et al. (2004) apud Oliveira et al. (2004) para permitir a aplicação para dutos.

Os detalhamentos dos procedimentos para medição das tensões totais são apresentados por ASTM (2001), Oliveira et al. (2004), Freitas et al. (2005) e Paula et al. (2005).

Um dos aspectos mais interessantes deste método foi apresentado por Freitas et al. (2005) onde, através prévio conhecimento de algumas das componentes da tensão existente,

como por exemplo, as oriundas da pressão interna, do processo de fabricação, da temperatura e do efeito de Poisson, pode-se calcular a parcela da tensão oriunda de movimentação de terreno e de processo de construção.

Uma avaliação de tensões publicada foi o caso da encosta do Rio Curriola (OLIVEIRA et al., 2004; FREITAS et al., 2005). Neste local, o gasoduto encontra-se inserido numa massa (aterro) sob processo de rastejo, com movimentação preponderantemente longitudinal ao duto. Foram realizadas duas campanhas de medição de tensões sendo que os resultados confirmaram a avaliação geotécnica do problema, ou seja, de rastejo na direção longitudinal ao duto. Para este tipo de movimentação do solo, são esperadas tensões de tração na parte superior da encosta e tensões de compressão na parte inferior.

A FIG. 51 apresenta as tensões existentes, obtidas pelo procedimento da ASTM E 837, comprovando a teoria de interação solo-duto para movimentos paralelos ao duto. Na figura, os círculos representam o duto e as tensões obtidas. A parte em verde significa tensões de tração e em vermelho as tensões de compressão.

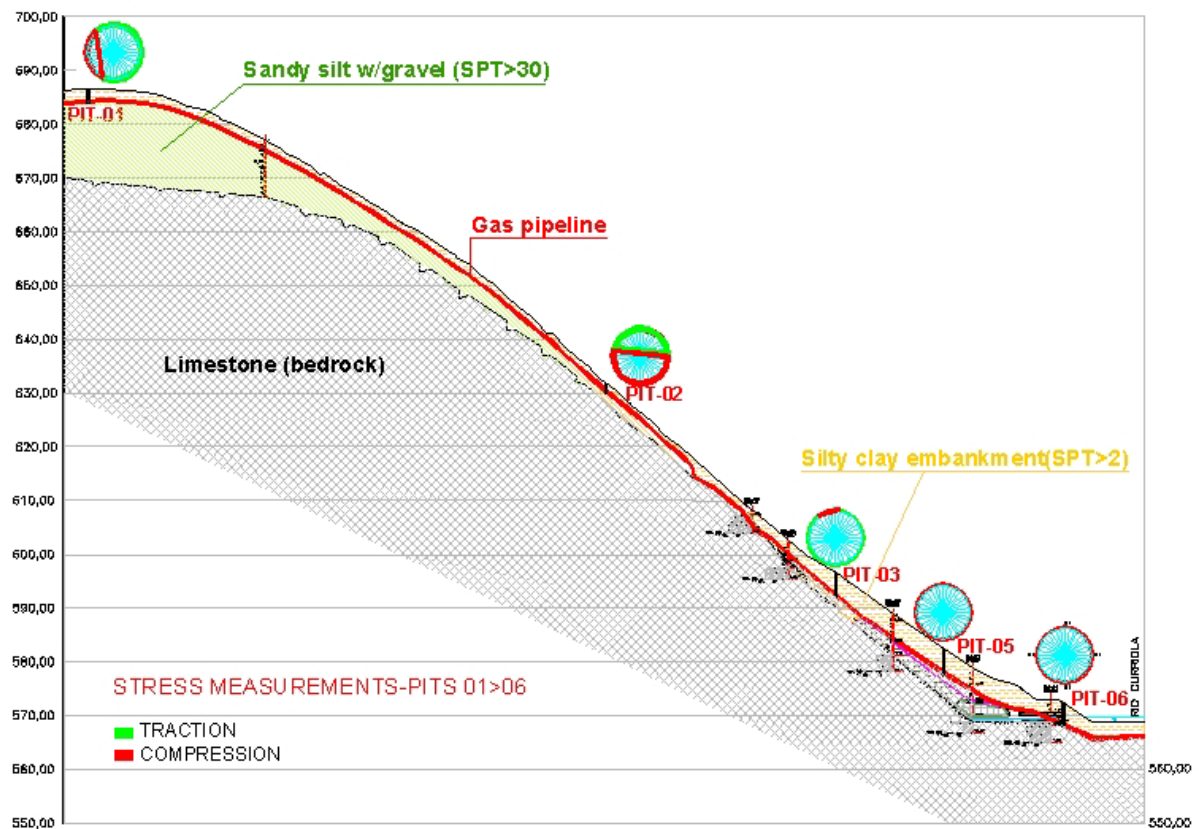


FIGURA 51 – Tensões longitudinais ao longo da encosta do Rio Curriola.

Fonte: FREITAS et al., 2005, p. 4 (modificado pelo autor).

Uma outra aplicação da medição de tensões foi realizada no gasoduto Merluza, que sofreu deslocamento lateral devido a empuxos de rastejo de uma encosta. A medição de tensão, cujos valores obtidos foram próximos da tensão de escoamento, substanciaram a tomada de decisão para executar um alívio de tensões na tubulação (PAULA et al., 2005).

Esta ação pode ser tomada sempre que houver suspeita de movimentos de massa que tenham causado algum tipo de influência no duto. É uma ação que visa avaliar a situação atual do duto e as possíveis causas do problema.

4.2.2 Monitoramento com Instrumentação Geotécnica e Mecânica

O objetivo da instalação de instrumentação geotécnica e mecânica em dutos é avaliar o comportamento geotécnico do local e seus efeitos sobre a tubulação. Sandroni (2004) argumenta que uma das posturas para se evitar acidentes geotécnicos em trechos de encostas onde estão implantadas os dutos é a instalação e acompanhamento de instrumentação geotécnica.

Em pontos ou áreas em que haja suspeita de movimentação de massas com alguma conseqüência para os dutos, pode-se executar um plano de investigações geotécnicas e uma instrumentação geotécnica e mecânica, para avaliar os seguintes parâmetros, conforme QUADRO 5.

QUADRO 5

Instrumentação geotécnica e mecânica recomendada para dutos

Interesse	Aspectos	Parâmetros	Instrumentos
Solo/Rocha	Deslocamentos da massa de solo	Magnitude, velocidades, direção	Inclinômetros, marcos topográficos, linhas de fibra ótica
Solo/Rocha	Pressões Neutras	Magnitude, variações	Piezômetros de tubo aberto ou elétrico
Clima	Pluviometria	Chuvas acumuladas, intensidades	Pluviômetro Automático
Duto	Deslocamentos relativos	Coordenadas UTM e Cotas	Abraçadeiras para Monitoramento topográfico
Duto	Tensões	Variação de tensões	Extensômetros de corda vibrante

Fonte: WILSON E MIKKELSEN (1978); DUNNICLIFF (1993); PICARELLI et al. (2004).

Wilson e Mikkelsen (1978) e Dunnycliff (1993) apresentam uma completa descrição sobre instrumentação geotécnica de campo, com diversos detalhes de instalação e monitoramento.

Referente ao monitoramento de tensões em dutos, recomenda-se sempre antes que sejam instalados os extensômetros de corda vibrante (FIG. 52), que seja realizada uma medição da tensão conforme item 4.2.1, pois as leituras obtidas pelos extensômetros de corda vibrante fornecem apenas a variação de tensão, que deverá ser somada ou diminuída da tensão existente no início do monitoramento.



FIGURA 52 – Extensômetro de corda vibrante e pontos de instalação em dutos.
Fonte: GEOKON, 2005 (modificado pelo autor).

Um dos trabalhos mais completos sobre instrumentação geotécnica e mecânica, bem como de avaliação solo-duto foi apresentado por Picarelli et al. (2004), que argumentam que os dados obtidos através do monitoramento podem ser usados para quantificar o risco, permitindo a identificação e controle dos parâmetros relacionados aos movimentos do solo, bem como os mecanismos de ruptura dos dutos (tração, flambagem local).

O problema apresentado consiste de um duto instalado numa encosta sujeita a rastejos na direção paralela do duto. Ao longo da encosta, foram instalados diversos instrumentos, a saber: inclinômetros, piezômetros, pluviômetro e extensômetros de corda vibrante (FIG. 53). Ao longo de meses, foi realizado o monitoramento dos instrumentos, o

que permitiu avaliar as condições de integridade do duto bem como calibrar modelos de análise de interação solo-duto.

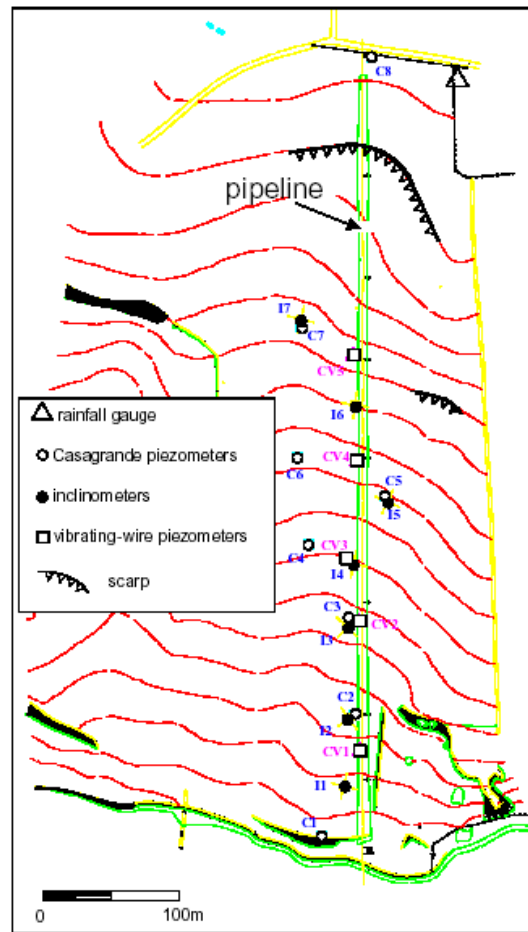


FIGURA 53 – Instrumentação geotécnica em gasoduto em uma encosta com rastejo no sul da Itália.
Fonte: PICARELLI et al., 2004, p. 10.

Analisando a FIG. 54, que apresenta uma seção da encosta e os respectivos deslocamentos e forças no duto (gráfico superior), nota-se que a parte inferior da encosta apresentou deslocamentos mais significativos, o que desenvolveu forças de tração no duto na parte superior e forças de compressão na parte inferior da encosta. Somente com este conjunto de instrumentos é possível avaliar a real interação dos movimentos do solo com a tubulação.

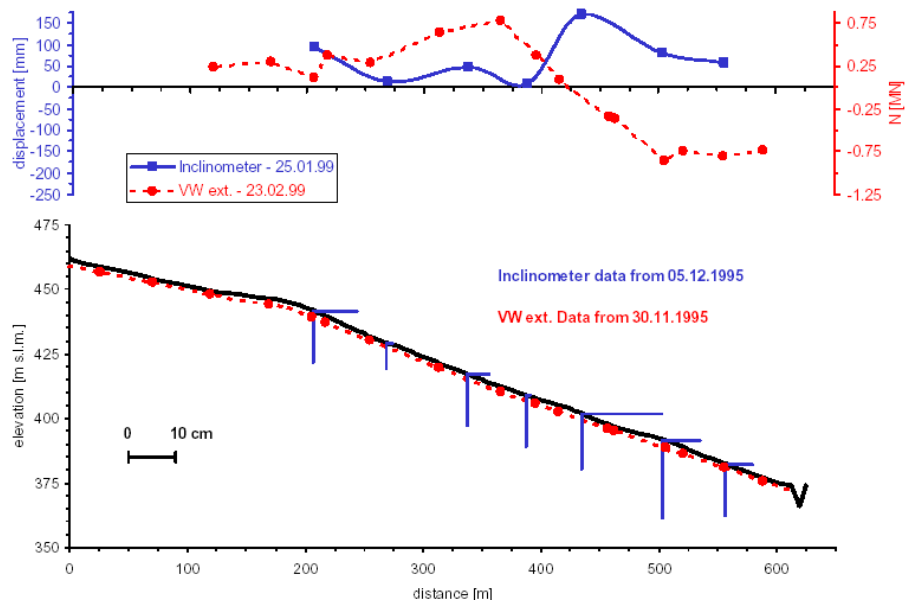


FIGURA 54 – Leituras da instrumentação geotécnica e mecânica de gasoduto na Itália.
Fonte: PICARELLI et al., 2004, p. 15.

Uma outra forma de avaliação de deslocamentos de dutos é através da instalação de abraçadeiras para monitoramento topográfico da posição da tubulação (FIG. 55). Através do monitoramento dos deslocamentos, pode-se avaliar se os eventuais movimentos de massa estão interagindo com o duto. Segundo Oliveira et al. (2005) este tipo de instrumentação tem sido utilizado com sucesso em diversos casos no sul do Brasil.



FIGURA 55 – Abraçadeira para monitoramento topográfico de dutos.
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2005, p. 7.

Sandroni (2004) apresentou o SATADIG – Sistemas de Aquisição e Transmissão Automática de Dados de Instrumentação Geotécnica, implantado na TRANSPETRO. Esses sistemas se destinam a coletar e a transmitir para o escritório, de maneira automática e contínua, as leituras da instrumentação geotécnica, dados meteorológicos (temperatura, chuvas e pressão atmosférica) e de tensões na tubulação.

Apresenta-se na FIG. 56 o modelo do SATADIG da Transpetro. Em linhas gerais, o sistema funciona da seguinte maneira: uma unidade de controle, localizada na casa de controle ou de instrumentação, promove as leituras nos instrumentos (inclinômetros estacionários, piezômetro elétrico, extensômetros de corda vibrante e pluviômetro), registra em memória e transmite para o escritório, onde as leituras são transformadas em unidades de engenharia, são criados os gráficos e podem, inclusive, ser emitidos alarmes (SANDRONI, 2004).

As informações obtidas com o SATADIG apresentam um ponto muito interessante, chamado de critério para antecipação de ações, com base da análise dos dados obtidos com critérios definidos preliminarmente referente à segurança dos dutos (QUADRO 6).

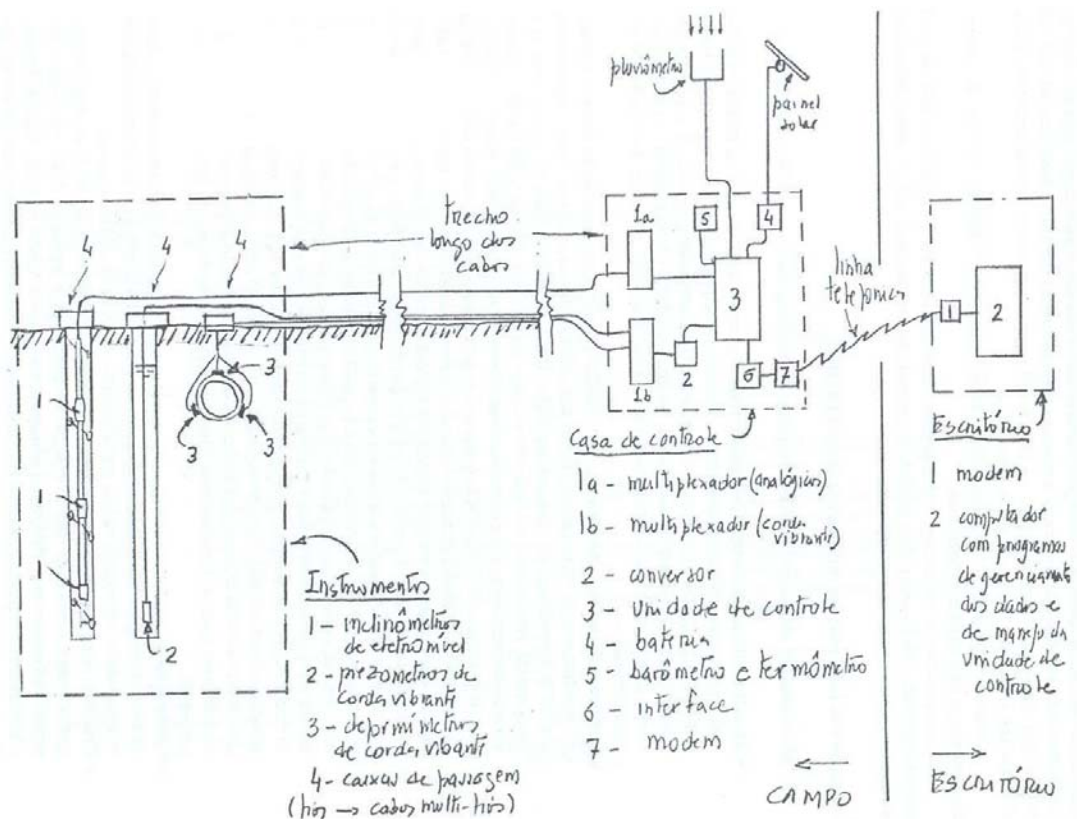


FIGURA 56 – Modelo do SATADIG da Transpetro.

Fonte: SANDRONI, 2004, p. 245.

QUADRO 6

Critérios de Segurança para Dutos (preliminares).

Situação		Parâmetros da Instrumentação				Frequência das Leituras (leitura/dia)	Posturas
Denominação	Nível	Intensidade das Chuvas	Nível dos Piezômetros (cm)	Velocidade nos Inclinômetros (cm/dia)	Deformação nos Extensômetros (%)		
Verde (Normal)	A	< 2 mm/dia < 50mm/25 dias	Aumento < 5cm em rel. à média dos ult. 25 dias	Aumento < 10% em rel. à média dos ult. 25 dias	Variação < 0,01% (< 100 µε)	1	1
	B	< 3 mm/dia < 75mm/25 dias	Aumento < 10cm em rel. à média dos ult. 25 dias	Aumento < 25% em rel. à média dos ult. 25 dias	Variação < 0,02% (< 100 µε)	2	2
Amarela (Alerta)	A	< 4 mm/dia < 100 mm/25 dias	Aumento < 20cm em rel. à média dos ult. 25 dias	Aumento < 50% em rel. à média dos ult. 25 dias	Variação < 0,05% (< 100 µε)	4	3 4 5
	B	< 6 mm/dia < 150 mm/25 dias	Aumento < 30cm em rel. à média dos ult. 25 dias	Aumento < 100% em rel. à média dos ult. 25 dias	Variação < 0,1% (< 100 µε)	8	6 7 8
Vermelha (Emergência)	A	< 8 mm/dia < 200 mm/25 dias	Aumento < 50cm em rel. à média dos ult. 25 dias	Aumento < 200% em rel. à média dos ult. 25 dias	Variação < 0,2% (< 100 µε)	24	6 8 9
	B					A definir (> 24)	10

1. Acompanhamento diário por técnico no escritório.
2. Acompanhamento por técnico no escritório duas vezes ao dia.
3. Acompanhamento contínuo por técnico.
4. Visita ao local por técnico.
5. Aviso para a engenharia.
6. Acompanhamento contínuo por engenharia.
7. Visita ao local por especialista.
8. Permanência de técnico no local.
9. Contingenciar ações para situação vermelha B.
10. Interromper a operação.

Fonte: SANDRONI, 2004, p. 246.

Sandroni (2004) ainda apresenta algumas considerações julgadas relevantes no modelo SATADIG:

- eventuais vandalismos podem ocorrer nos instrumentos instalados no campo;
- transmissão de dados pode ser prejudicada principalmente nos momentos de fortes chuvas, as quais podem interferir na qualidade da transmissão;
- descargas elétricas atmosféricas podem danificar os equipamentos, quando sistemas de aterramento não forem adequadamente projetados, e
- a definição dos critérios de segurança merece atenção especial e participação de uma equipe multi-disciplinar: valores conservadores podem constantemente paralisar a operação de dutos, e, valores pouco conservadores podem permitir a ocorrência de uma situação de risco sem que haja aviso prévio pelo sistema, em ambos casos, gerando uma desmoralização do sistema.

Sempre que houver suspeita de movimentos de massa interferindo em dutos, é recomendável, além das investigações geotécnicas, que seja instalada uma instrumentação geotécnica e mecânica. A instrumentação pode ser instalada nos seguintes estágios:

- para análise do comportamento e posterior tomada de decisão;
- para monitoramento durante execução de obras ou de alívio de tensões;
- para verificação do desempenho de obras de estabilização de encosta, de proteção e de suportação de dutos.

4.2.3 Levantamento da Posição dos Dutos

O levantamento da posição dos dutos pode ser realizado através de métodos diretos, com escavação de poços, ou indiretos, através de localização por aparelhos para detecção de dutos (*pipe detector*, PCM, etc), ou mesmo através de topografia.

  considerado uma atividade de avaliação e análise pois, detectada uma área sujeita a movimentos lentos de terra, a posição do duto pode ser monitorada periodicamente pelos métodos descritos anteriormente.

Ocorrendo deslocamentos significativos do duto, a oes complementares de avaliação e análise podem ser realizadas, tais como, instrumenta o geotécnica ou mecânica; análise de intera o solo-duto, ou mesmo obras de estabiliza o.

4.2.4 Análise da Intera o Solo-Duto

A análise de intera o solo-duto tem como objetivo avaliar o efeito dos deslocamentos de solo, provocados por escorregamentos ou subsidências, e as tensões geradas no duto originadas pela intera o existente, seja por movimentos longitudinais, transversais ou híbridos. Pode também ser utilizada em retroanálises de pontos onde tenha ocorrido deslocamento do duto, para verifica o das tensões geradas por este deslocamento.

Os principais artigos “*state-of-the-art*” na análise de intera o solo-duto são: Rajani et al. (1993); Becchi et al. (1994); Altaee e Boivin (1995); Bruschi et al. (1996); Bruschi et al. (1995); Scarpelli et al. (1999); Calvetti et al. (2004) e Costa et al. (2004).

As análises podem ser analíticas ou numéricas, sendo neste caso, processadas através de softwares de elementos finitos.

Rajani et al. (1993) apresentam um desenvolvimento de soluções analíticas para avaliação da interação solo-duto a partir de movimentos de solo transversais e paralelos. Argumentam que na pesquisa desenvolvida, a tentativa inicial era de se utilizar método dos elementos finitos, entretanto, estes métodos se mostraram complexos demais, se tornando naquela época, inviáveis.

As análises numéricas possuem, segundo Sandroni (2004), alguns pontos críticos, a saber:

- dificuldades na obtenção dos parâmetros do solo;
- dificuldades na simulação adequada da interface, na qual ocorre fluxo do solo em relação à tubulação;
- pelo fato de se tratar de uma simulação tridimensional;
- heterogeneidade do problema: as línguas coluviais não se movem como sólido rígido; variam de direção ao longo e no interior da massa;
- dificuldades em estabelecer os limites da massa que desliza, ainda, como se comportam ao longo do tempo.

Rajani et al. (1993) apresentam uma solução analítica para avaliação da interação solo-duto em movimentos transversais e longitudinais. Através de formulações clássicas da mecânica dos sólidos, os autores apresentam curvas de resposta característica não-dimensionais, baseadas numa solução analítica considerando o duto com comportamento elástico envolvido em solo elásto-plástico. Estes gráficos permitem efetuar cálculos e verificações de maneira rápida.

No desenvolvimento da solução analítica para a interação solo-duto sujeito a movimento transversal (FIG. 57), o conceito usado refere-se aos de forças reativas do solo, ou empuxo, ou ainda molas laterais. Os principais parâmetros para a análise são: parâmetros de deformabilidade do solo, resistência do duto, módulo de reação do solo, resistência do solo e deformabilidade do duto.

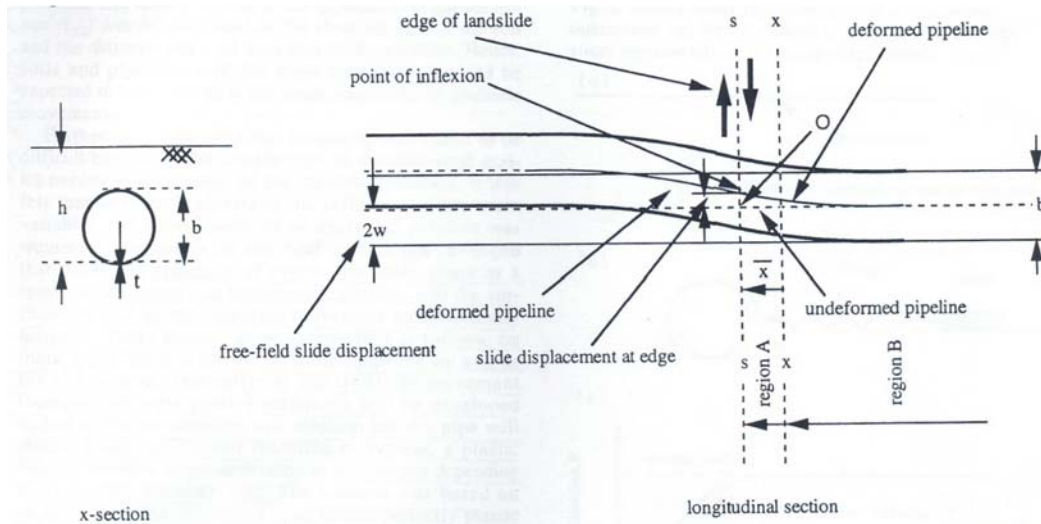


FIGURA 57 – Avaliação da interação solo-duto para movimento transversal (solução analítica)
 Fonte: RAJANI et al., 1993, p. 158.

Já para o caso de movimento paralelo ao duto (FIG. 58), Rajani et al. (1993) apresentam uma solução analítica para avaliação da interação solo-duto, considerando o duto com comportamento elásto-plástico o envolvido em solo elásto-plástico. São consideradas duas abordagens para a avaliação da interação solo-duto.

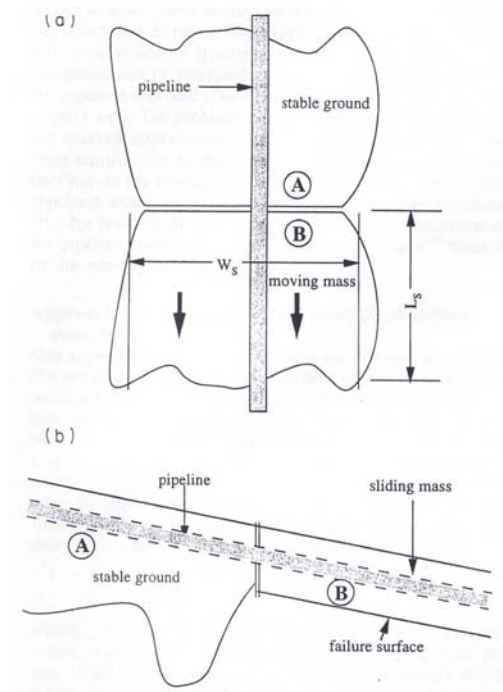


FIGURA 58 – Avaliação da interação solo-duto para movimento longitudinal - solução analítica.
 Fonte: RAJANI et al., 1993, p. 164.

A primeira abordagem considera o equilíbrio limite, onde se determina a força exercida na interface entre a massa estável e a que desliza. Neste caso, pode-se determinar a força resistente de interação solo-duto e ainda avaliar a geometria do escorregamento requerida para causar o escoamento de um determinado duto (FIG. 59).

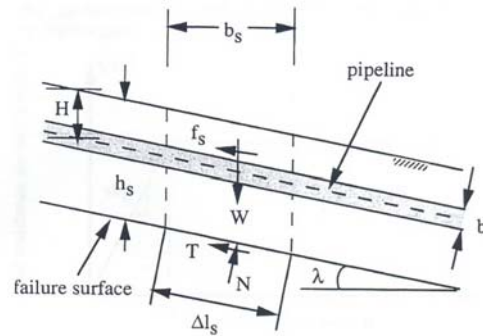


FIGURA 59 – Composição de forças para solução analítica – movimento longitudinal.
Fonte: RAJANI et al., 1993, p. 164.

A segunda abordagem procura estimar a força na interface entre a massa estável e a que desliza, através da força de deslocamento do duto tanto na massa estável quanto na massa que desliza (FIG. 60). Os autores apresentam curvas de resposta característica não-dimensionais, que permitem efetuar cálculos e verificações de maneira rápida.

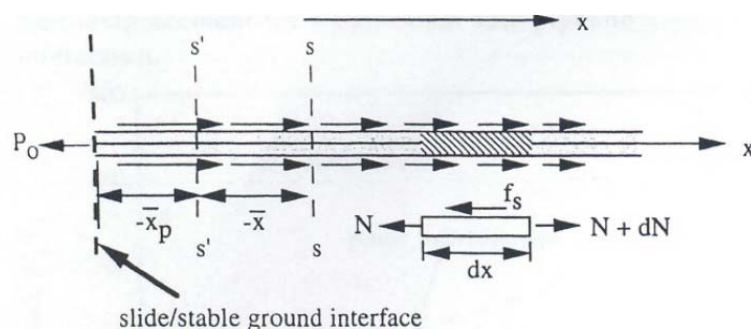


FIGURA 60 – Interação solo-duto para movimento longitudinal com solução analítica - deslocamentos.
Fonte: RAJANI et al., 1993, p. 166.

A dedução de fórmulas para cálculo das tensões, conceitos e exemplos para ambos os casos de movimento são apresentados em detalhe em Rajani et al. (1993).

Becchi et al. (1994) descreve a aplicação de uma metodologia para analisar um caso real de um duto na Itália através do método dos elementos finitos. O movimento do talude ocorre transversalmente ao duto. O solo foi modelado em elementos finitos e suas deformações ligadas à distribuição da pressão neutra no maciço. O duto foi modelado

separadamente assumindo como condições de contorno os deslocamentos obtidos na análise numérica do talude. Os valores de tensão no duto foram comparados com os valores medidos no campo em seções onde foram instalados extensômetros de corda vibrante, com boa correlação.

A principal motivação dos autores para o uso do método dos elementos finitos foi de que o solo, antes de romper, pode se deformar lentamente a ponto de comprometer a integridade dos dutos. Desta forma, os métodos de equilíbrio limite não seriam adequados para avaliar rastejos. Além disso, argumentam que a determinação das tensões em dutos geradas pelo movimento de taludes com uma geometria complexa, não podem ser feitas com métodos analíticos, ao menos que sejam assumidas simplificações.

O modelo de interação solo-duto utilizado por Becchi et al. (1994) é composto por diversas molas de comportamento elástico linear-plástico-perfeito que agem nas três direções ortogonais em cada nó do duto. No modelo, as molas são conectadas numa ponta ao duto e em outra ao solo. A ação do deslocamento do solo é então transferida ao duto aplicando os deslocamentos obtidos com as análises geotécnicas prévias do talude.

O caso analisado no artigo mostrou que a metodologia tem potencial e que pode ser utilizada para análises de problemas mais complexos.

Trigg e Rizkalla (1994) explicam que no Canadá, a grande motivação pela busca de modelos de interação solo-duto foi originada pela necessidade de se avaliar o risco de diversos taludes na rede de gás que cruzam áreas com possibilidade de ocorrerem movimentos de massa, cuja completa investigação e instrumentação seriam caras suficientes a ponto de inviabilizar o negócio (transporte por dutos). O modelo de predição deveria ser utilizado para se determinar quais condições do solo, da geometria dos taludes e dos parâmetros do duto poderiam rompê-lo se uma movimentação de solo ocorresse.

A partir de Rajani et al. (1993), Trigo e Rizkalla (1994) utilizaram os métodos analíticos, e os respectivos gráficos desenvolvidos anteriormente para exemplificar casos de mitigação de riscos com uso das análises de interação solo-duto.

Um primeiro caso apresentado envolve um escorregamento lateral em duto no Canadá. Periodicamente este duto era escavado para aliviar as tensões, entretanto, havia necessidade de se definir uma solução de longo termo para o problema. Utilizou-se dos métodos analíticos para definir o que seria feito: nada; continuidade do procedimento de escavações para alívio de tensões ou relocação do duto. Análises paramétricas variando-se o tipo de reaterro da vala mostraram que, utilizando-se palha, o tempo para ocorrência de uma

ruptura (conhecendo o histórico de deslocamentos do solo no local) era muito grande, fazendo esta a solução mais adequada.

Outro caso analisado através de métodos analíticos envolve um segmento de duto passando por áreas com possível movimentação. Conhecendo-se e arbitrando alguns parâmetros, pode-se com relativa facilidade determinar os tempos para ocorrência de rupturas bem como a geometria do escorregamento necessária para romper o duto. Desta forma é possível selecionar os pontos mais críticos para priorização de ações.

Trigg e Rikzalla (1994) discutem as limitações dos métodos analíticos, que admitem uma geometria simples para o duto, situação de talude infinito e ruptura apenas por tração. Ainda assim, concluem que os métodos analíticos são extremamente práticos e tem grande potencial para aplicações probabilísticas em análises de risco em dutos.

Altaee e Boivin (1995) apresentam dois tipos de análises envolvendo movimentos de solo transversais ao duto, sendo um com movimento rápido e outro com movimento lento, através do método dos elementos finitos. Considerou-se o comportamento não-drenado para a análise do movimento rápido e comportamento drenado no caso de movimento lento do solo. Quando o movimento é rápido, o duto se move horizontalmente e verticalmente na direção da superfície do terreno e quando o movimento é lento, o duto sofre apenas deslocamento horizontal. Como consequência, a força lateral que age no duto para o movimento rápido é menor que no movimento lento.

Bruschi et al. (1996) apresentaram uma discussão sobre avaliação da interação solo-duto e concluíram que, a partir de modelagens em elementos finitos considerando molas na ligação entre o solo e o duto, quando comparadas com medições de campo (extensômetros de corda vibrante), apresentaram problemas de consistência, principalmente, devido a incertezas frente a geometria do escorregamento e da interação solo-duto. Assim, os autores concluem que as análises numéricas devem ser realizadas com apoio em instrumentação de campo (solo e duto) para terem validade.

Scarpelli et al. (1999) apresentam resultados de ensaios de arrancamento de tubos em escala real e comparam com ensaios de cisalhamento direto de laboratórios desenvolvidos com o objetivo de analisar o atrito entre solo-duto na Itália. Foram realizados diversos ensaios, procurando variar o tipo de solo de reaterro e condições de compactação, bem como o tipo de revestimento do duto. A interpretação dos ensaios demonstrou que o modelo de tensões efetivas é o mais apropriado para avaliar as forças de interação solo-duto independentemente do tipo de reaterro. Os resultados mostraram que os reaterros com material com baixa compactação oferecem menor atrito entre o solo e o duto. Os

revestimentos mais duros e lisos oferecem menor atrito na interface que os mais lisos e moles, independente do tipo de reaterro.

Análises numéricas utilizando o método dos elementos distintos são comparadas por Calvetti et al. (2004) com ensaios em modelos reduzidos em laboratório com boa correlação entre os resultados dos comportamentos observados.

Costa et al. (2004) argumentam que, devido ao fato de que as análises de interação solo-duto serem extremamente complexas, há necessidade de se visualizar, simular e monitorar o duto e as encostas em três dimensões. A visualização em três dimensões favorece a identificação de encostas sujeitas à movimentação. A simulação através de análises numéricas fornece parâmetros esperados de comportamento para a encosta e duto, que devem ser verificados através de monitoramento com instrumentação geotécnica e mecânica.

As análises de interação solo-duto são utilizadas na avaliação da integridade estrutural de dutos em áreas sujeitas a movimentos de massa ou que já apresentaram algum tipo de evento que tenha afetado o duto. A experiência mostra que independente do modelo de interação solo-duto que seja adotado, a instrumentação geotécnica e mecânica de campo é primordial para substanciar qualquer tomada de decisão.

4.3 AÇÕES GEOTÉCNICAS DE INTERVENÇÃO E CORREÇÃO

Convencionou-se as ações geotécnicas de intervenção e correção como sendo as obras de estabilização de encostas (ou de combate/recuperação de erosões), as obras de proteção contra cargas externas e as obras de suporte. Foram consideradas como preventivas, pois se adequadamente projetadas, impedem que um problema geotécnico ocorra e venha ameaçar a integridade do duto. Em determinados casos, as obras podem ser executadas quando algum evento já tenha ocorrido, ainda que não tenha afetado a integridade do duto, não sendo necessário intervir diretamente na tubulação.

4.3.1 Obras de Estabilização de Encostas

Relatos de obras de estabilização de encostas envolvendo dutos são raros na literatura e, mesmo em congressos específicos da área, existem poucos casos relatados.

Oliveira e Vasconcellos (2004) apresentam um caso de recuperação de uma erosão de grande porte em um gasoduto. A erosão foi ocasionada pela ruptura de diques de

solo cimento da vala do duto. Estes diques não possuíam sistema de drenagem interna, sendo que a ruptura ocorreu pela pressão hidrostática no tardo dos mesmos. A consequência deste evento foi apenas a perda de cobertura do duto, pois a erosão ocorreu acima da cota do duto. A obra de recuperação consistiu, basicamente, de reaterro da erosão, suportado com diques de solo cimento, em conjunto com um adequado sistema de drenagem sub-superficial, executado com geocomposto drenante. A FIG. 61 apresenta a seqüência das obras.



FIGURA 61 – Seqüência executiva de uma obra de recuperação de erosão.
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2004, p. 202.

Nascimento et al. (2005) apresentam a estabilização de um talude em corte próximo a três dutos no Paraná. Os autores frisam a necessidade de se garantir um talude de corte estável, de forma a não deslocar os dutos, que estavam localizados na parte superior do talude. Para tanto, desenvolvem o projeto com base em análises numéricas através do método dos elementos finitos. Os dutos e sua interação com o solo não foram considerados nas análises numéricas.

Oliveira e Vasconcellos (2005b) apresentam um caso de estabilização de um talude localizado no cruzamento de um gasoduto com um aterro rodoviário, o qual apresentou sinais de instabilidade (erosões, pequenos escorregamentos superficiais), que preocuparam a operadora do duto, sendo imediatamente iniciado um plano para estabilização do talude (FIG. 62). A solução adotada foi um muro de terra nas laterais da faixa (solução mais econômica) e solo grampeado na parte central da faixa (para evitar sobre cargas de terra sobre o duto) (FIG. 63). Os autores discursam sobre a importância de se projetar uma obra de estabilização com enfoque no duto, considerando os aspectos de cargas sobre o mesmo, processos construtivos adequados e principalmente sobre a necessidade de instrumentação para verificação do desempenho da obra geotécnica em si e do próprio duto. Um dos principais aspectos levantados neste trabalho é que, durante a execução de uma obra de estabilização de encosta que envolva dutos, deve-se sempre avaliar o comportamento da obra pretendida e o

comportamento do duto. Um erro de projeto numa obra deste tipo pode colocar em risco outra estrutura, no caso, os dutos.



FIGURA 62 – Vista geral do talude instável junto a gasoduto.
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2005b.



FIGURA 63 – Vista geral das obras de estabilização – muro de terra nas laterais e solo grampeado.
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2005b.

Um importante aspecto de obras de estabilização de encostas envolvendo dutos é que estas são consideradas de alto grau de segurança, sendo recomendado pelo menos um acréscimo de 50% no fator de segurança, quando utilizados métodos de equilíbrio limite. O fator de segurança mínimo recomendado é de 1,50. Quando utilizados métodos baseados em tensão-deformação, os deslocamentos máximos devem ser compatíveis com grau de segurança necessário ao local bem como à sensibilidade de construções vizinhas e a geometria do talude (ABNT, 1991).

4.3.2 Obras de Proteção

Sobre-cargas externas, tais como cargas de tráfego e aterros, podem gerar recalques na fundação do duto e, conseqüentemente, deformações que geram tensões adicionais na tubulação. Além disso, forças externas, tais como, impactos de blocos de rocha ou de corridas de lama, podem causar danos mecânico na parede do duto.

Em determinados pontos, novas estradas podem ser abertas e o gasoduto pode estar desprotegido contra impacto de cargas externas. A proteção prevista na construção consta de uma cobertura mínima, revestimento de concreto a redor do duto e um tubo camisa, conforme indicação da FIG. 64 (PETROBRAS, 2002c).

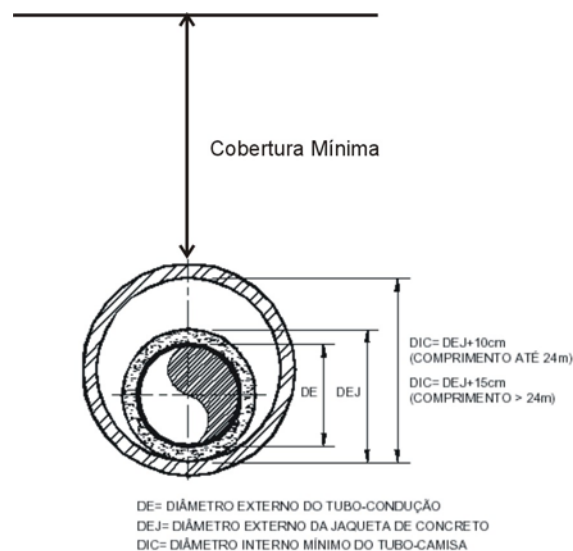


FIGURA 64 – Detalhe de proteção para dutos em cruzamentos com estradas e rodovias.
 Fonte: PETROBRAS, 2002c, p. 19 (modificado pelo autor).

Nestes casos, deve-se proceder uma análise das condições de fundação do duto, bem como das cargas atuantes sobre o duto, pois nem sempre as condições do duto e da fundação são desfavoráveis a receber sobre cargas adicionais.

Existem casos em que as condições de fundação do duto não são adequadas para receber cargas de tráfego e de aterros. O duto pode estar assente em região de solo mole e novas estradas são construídas para atender o crescimento e desenvolvimento da região. Nestes casos, deve-se proceder uma análise de engenharia entre a projetista da estrada com os especialistas da operadora, de forma a conceber um projeto tecnicamente viável entre os dois interesses (estrada e duto).

Vasconcellos et al. (2005) apresentam um exemplo de avaliação de cargas de uma nova estrada vicinal a ser construída sobre um gasoduto. Neste caso, as condições de cobertura não eram adequadas o que fez necessário a construção de uma laje em concreto armado para dissipação das cargas na região do duto (FIG. 65).



FIGURA 65 – Exemplo de laje de proteção para dutos.
Fonte: VASCONCELLOS et al., 2005, p. 6.

Vasconcellos et al. (2005) apresentam uma proteção em forma de viaduto executada no cruzamento de uma rodovia estadual em Santa Catarina com um gasoduto, implantado em região de solos moles (FIG. 66).

O projeto da estrada previa a substituição de solo mole ao longo deste trecho, solução inadequada para o gasoduto. O projeto de proteção desenvolvido entre as partes, estabeleceu os seguintes critérios:

- interrupção da remoção de solo mole da estrada a trinta metros do duto;
- execução de um viaduto sobre o duto, apoiado em uma cortina estacas escavadas (hélice contínua). A cortina teve a função de não permitir fuga de solo sob o duto. A estaca escavada teve a função de causar o mínimo de deformação sob o duto;
- substituição de solo mole próximo dos encontros em etapas (FIG. 67) somente após o término da cortina e com monitoramento constante de deslocamentos do duto com abraçadeiras para controle topográfico.



FIGURA 66 – Cruzamento de uma nova rodovia sobre duto em região de solo mole.
 Fonte: VASCONCELLOS et al., 2005, p. 8.

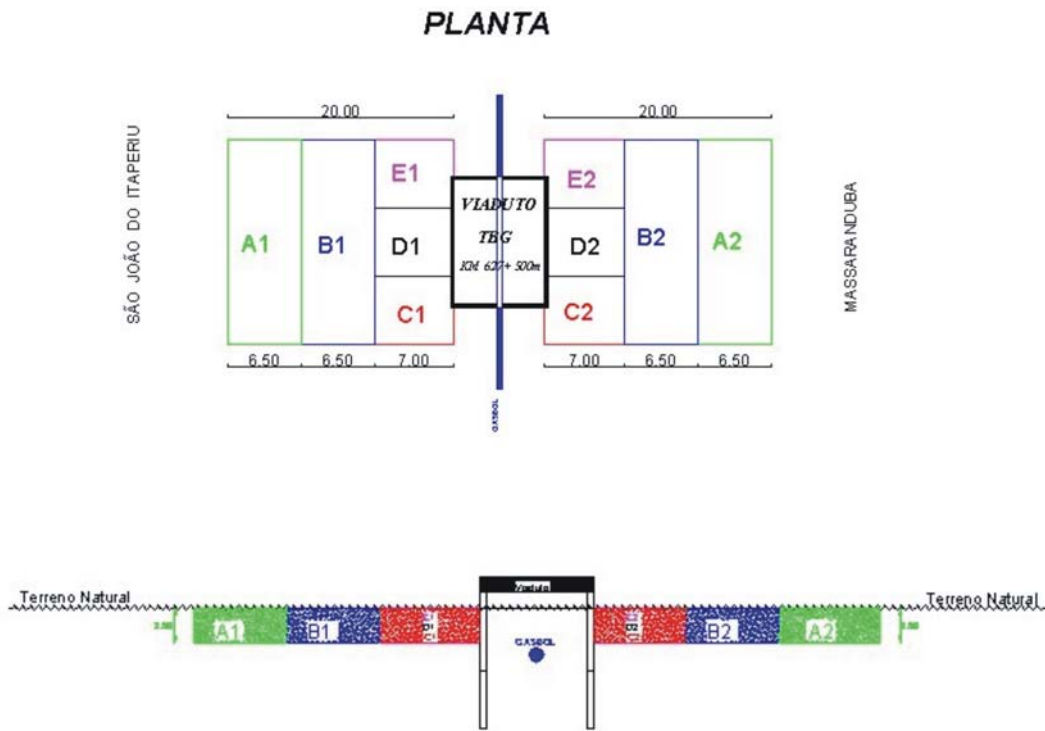


FIGURA 67– Projeto de proteção e seqüência executiva de remoção de solo mole.
 Fonte: VASCONCELLOS et al., 2005, p. 8.

4.3.3 Obras de Suportação

Oliveira e Vasconcellos (2005a) apresentam proteções contra corridas de lama executadas junto ao gasoduto Bolívia-Brasil. O gasoduto atravessa uma série de rios nesta área localizada no sul do Brasil, cujas bacias estão sujeitas a corridas de lama (*debris flow*) (FIG 68). Sabendo-se que um dos principais efeitos da passagem de uma corrida são as erosões causadas nos leitos dos rios, que podem conseqüentemente descalçar o duto, a operadora executou uma série de obras provisórias e iniciou um estudo complexo para avaliação hidrológica, geológica e geotécnica de cada bacia. As proteções têm o objetivo de evitar erosões no leito dos rios e constam de duas linhas de blocos de concreto unidas por cabos de aço ancorados nas margens. Estes blocos foram inseridos em vala no leito do rio a jusante do gasoduto (FIG. 69).

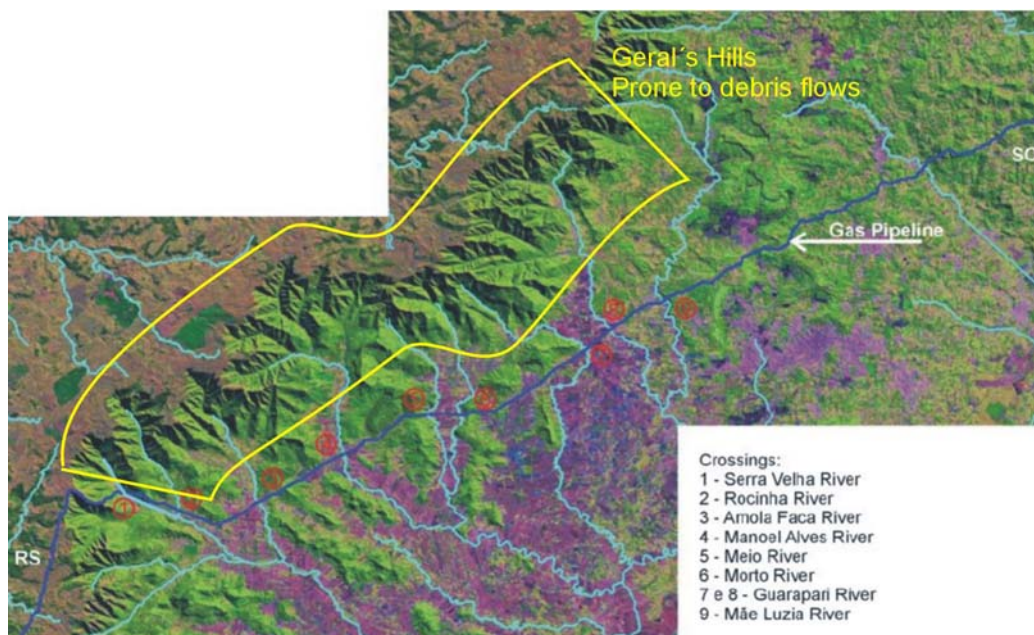


FIGURA 68 – Imagem de satélite de uma área sujeita a *debris flow* junto a gasoduto.

Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2005a (modificado pelo autor).

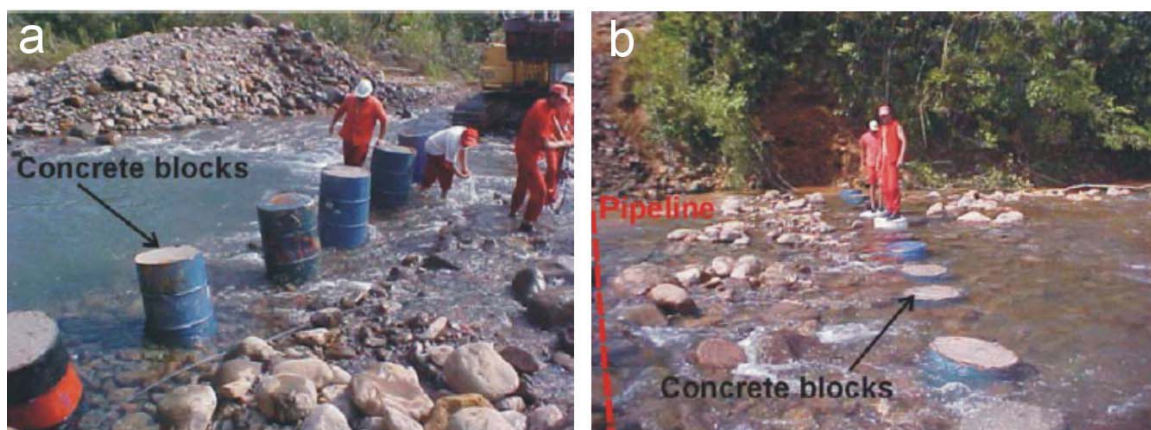


FIGURA 69 – Detalhe de obras de proteção contra erosão em leitos de rio (a – durante b – concluída).
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2005a.

Um caso de perda de suportação em uma travessia de rio foi relatado por Oliveira e Vasconcellos (2003). O duto perdeu suportação após um rebaixamento rápido de um reservatório e juntamente com fortes chuvas, que ocasionaram uma forte enchente no rio. Além disso, o processo executivo da travessia não era adequado, o que favoreceu a ocorrência do problema.

O duto ficou com cerca de 13 metros em balanço (FIG. 70), numa situação de risco, o que deflagrou uma obra de emergência, coordenada em tempo integral por engenheiros e técnicos da operadora de dutos no campo.



FIGURA 70 – Perda de suportação de duto numa travessia de reservatório.
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2003.

A solução adotada para suportação constou de uma combinação de barragem de gabiões e reaterro com uma mistura de areia e brita sob do duto. Foram aplicados geotêxteis tipo não-tecido para promover a retenção de finos (FIG. 71). A obra foi executada sem desvio do rio, o que dificultou os trabalhos.

Depois de executada a suportação do duto, o canal foi protegido com gabiões tipo manta e uma dissipação a jusante foi executada de forma a evitar erosões regressivas (FIG. 72).

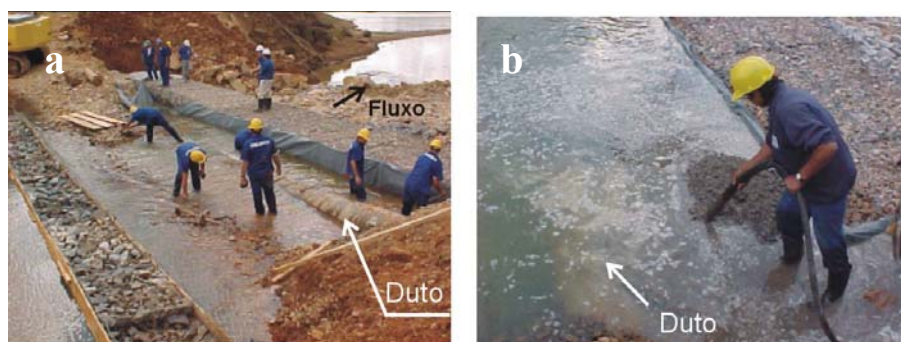


FIGURA 71 – Detalhe de obras de suportação (a – gabiões – b – compactação sob o duto).
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2003.



FIGURA 72 – Vista das obras de proteção concluídas (detalhe da dissipação a jusante).
Fonte: OLIVEIRA e VASCONCELLOS, 2003.

Uma aplicação de suportação com emprego de geossintéticos foi reportada por Costa et al. (2005) em um trecho de gasoduto o qual se encontrava exposto parcialmente e apoiado numa região com solos moles na fundação. A obra de cobertura do duto e melhoria

da suportação foi executada com geogrelha e geossintético tipo não-tecido na funda o (para reforço e separa o) e com geoc lula sobre o aterro para evitar erosões, conforme indicado na FIG. 73. A obra foi devidamente instrumentada com hastes acopladas ao duto para monitoramento de recalques ao longo do tempo.

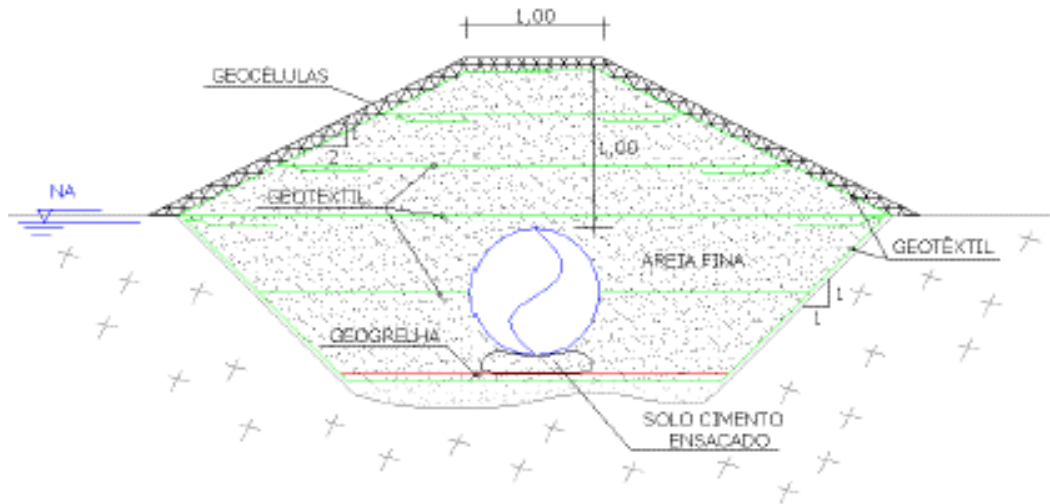


FIGURA 73 – Se o t pica de uma suporta o de gasoduto em região de solos moles com geossintéticos.
Fonte: Costa et al., 2005.

Pimentel (2003) desenvolveu uma série de análises numéricas para suporta o de dutos com aplica o de geossintéticos na base de aterros. Este tipo de soluço tem uma aplica o muito significativa para dutos pois não cria pontos com concentra o de tensões no duto, como o que ocorre com suporta o com estacas localizadas, e distribuem bem as cargas, reduzindo os recalques.

4.4 A OES DIRETAS DE CORRE O DO DUTO

As a oes diretas de corre o do duto são medidas tomadas quando a integridade do duto já foi afetada, sendo necessário intervir diretamente na tubula o. Basicamente, as a oes podem ser o alívio de tensões, troca de parte da tubula o afetada ou reloca o de parte da linha.

4.4.1 Alívio de Tensões

Sobre-cargas e deslocamentos da tubulação podem impor tensões adicionais que podem ameaçar a integridade dos dutos. Estes efeitos podem ser causados por movimentos de massa, tais como escorregamentos ou subsidências.

O alívio de tensões consiste, basicamente, em promover o destensionamento do duto através de remoção das sobre-cargas e restabelecimento da posição original da tubulação. Bruschi et al. (1996) comentam que em alguns casos, o alívio total de tensões pode somente ser promovido com o seccionamento da tubulação.

As atividades de alívio de tensões são extremamente comuns na Itália e no Canadá.

Bruschi et al. (1996) apresentam um relato sobre nove casos de encostas com movimento lento envolvendo dutos. Em três locais, devido ao acréscimo de tensões proporcionado pela interação solo-duto, foram procedidas escavações para promover o alívio de tensões, com resultados satisfatórios.

Um importante aspecto é que não basta somente aliviar as tensões, mas deve-se eliminar as causas da formação das tensões adicionais. Muitas vezes, são necessárias obras de estabilização de grande porte que são inviáveis financeiramente. Neste caso, pode-se manter um programa temporário de alívio de tensões a cada três anos, como um dos exemplos citados por Bruschi et al. (1996).

Outra solução, caso os alívios e obras sejam inviáveis, pode-se executar uma variante (relocação da tubulação) em uma área mais estável.

O alívio de tensões deve ser executado sempre que possível com o duto fora de operação, para evitar maiores riscos. Sendo impossível esta opção, recomenda-se que o alívio seja realizado com uma baixa pressão interna.

Além de uma análise de interação solo-duto, recomenda-se que os alívios sejam sempre monitorados com instrumentação (extensômetros para controle de tensões e acompanhamento de deslocamentos da tubulação por topografia).

SLOPE INDICATOR (2004) apresenta um relato sobre um alívio de tensões realizado em Douglas Pass (USA). Um duto com histórico de rupturas anteriores, foi submetido a um acréscimo de tensões após descongelamento da neve formada no inverno. Os inclinômetros apontaram acréscimo das velocidades, o nível piezométrico subiu para próximo do nível do terreno e os extensômetros registraram grandes acréscimos de tensões no duto.

Os engenheiros da companhia operadora decidiram escavar uma trincheira junto ao duto, pela parte superior em relação ao talude. Durante a escavação, pôde-se visualmente notar que o duto se deslocava para sua posição original. Pouco tempo depois de escavada esta trincheira, o talude sofreu novo deslocamento, fechando a trincheira. Novamente uma nova trincheira foi escavada e pode aliviar o excesso de tensões no duto, comprovado através do acompanhamento dos extensômetros.

Segundo SLOPE INDICATOR (2004) o alívio de tensões através da escavação de trincheiras é altamente eficaz para movimentos perpendiculares ao duto. Para movimentos longitudinais, o mecanismo de alívio é mais complexo e a simples escavação não é suficiente para promover o total alívio das tensões.

A FIG. 74 apresenta uma seqüência genérica das etapas de alívio de tensões para uma encosta com rastejo perpendicular ao duto, a saber:

- escavação de uma trincheira ao longo do trecho deslocado do duto (2);
- a tubulação retorna a sua posição original, com tensões aliviadas (3);
- fechamento da trincheira (4);
- execução de obras de estabilização (opcional). Em certos casos, a operadora pode decidir efetuar o procedimento acima sazonalmente ou pode até estudar uma variante fora desta área instável (5).

Paula et al. (2005) apresentam uma metodologia para alívio de tensões em dutos enterrados em áreas sujeitas a movimentos lentos do solo. O procedimento consiste basicamente das seguintes etapas:

- instalação de extensômetros em seções previamente definidas;
- execução de escavações em trechos ao longo do duto;
- acompanhamento de leituras dos extensômetros;
- execução de reaterro;
- controle da eficácia da obra com continuidade no monitoramento da instrumentação.

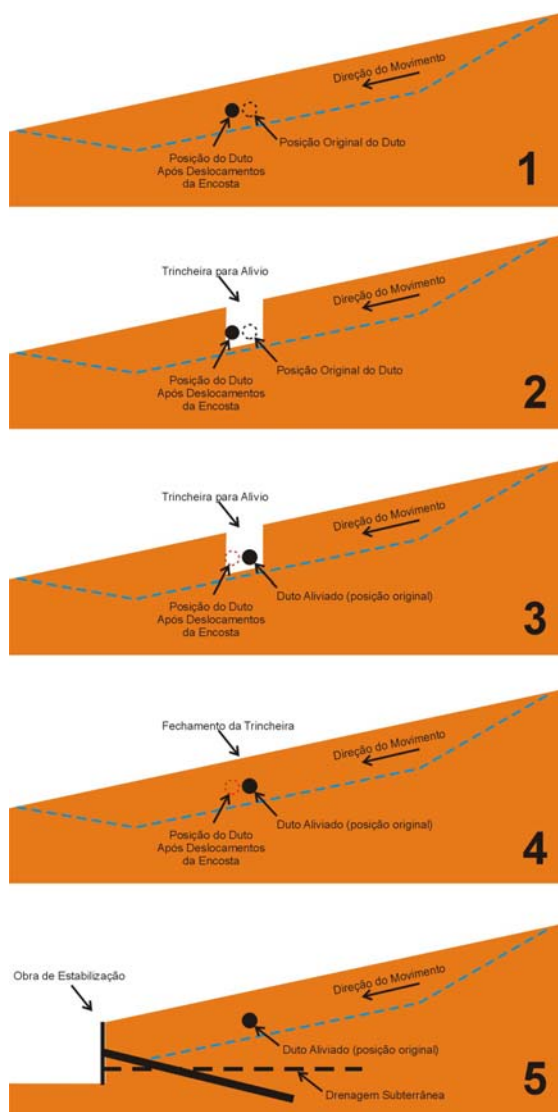


FIGURA 74 – Etapas de execução de alívio de tensões – rastejo perpendicular ao duto.

Este procedimento, com pequenas adaptações, foi utilizado com sucesso em três locais da malha da TRANSPETRO, sendo que em um ponto, o acréscimo de tensões foi causado por um aterro que causou recalque da tubulação, que encontrava-se inserida em solo mole.

4.4.2 Troca de Trecho do Duto

Nenhum caso de troca de trecho de duto, vinculado a problemas de origem geológico-geotécnica, foi encontrado na literatura. Sabe-se da prática que este procedimento já foi adotado em situações deste tipo.

Caso o duto tenha sofrido algum tipo de dano localizado, pode-se recorrer a uma troca parcial do duto, permanecendo na mesma diretriz anterior. Este procedimento pode ser realizado com o duto em operação, sendo necessário neste caso, proceder um “*by-pass*” para permitir a continuidade do fluxo.

Os defeitos gerados por problemas geotécnicos podem ser as flambagens localizadas, amassamentos, mossas na parede do duto, corrosão sobre tensão, etc.

Da mesma forma que para o alívio de tensões, é necessário eliminar as causas para que depois da substituição de parte do duto, novos defeitos não voltem a ocorrer.

Um dos grandes problemas para o caso de danos por movimentos de massa do tipo rastejos é definir com precisão os limites de contorno da massa que desliza, para poder definir com maior certeza os trechos de intervenção e substituição de parte da tubulação.

4.4.3 Relocação ou Variante

Poucas referências à execução de relocação ou variantes são encontradas na literatura. Casos deste tipo, provavelmente não são divulgados pois são uma evidência clara que o duto foi implantado sobre uma região inadequada, fato que pode prejudicar a credibilidade e imagem de uma companhia operadora de dutos.

Um dos casos históricos mais conhecidos envolvendo variantes foi apresentado no item 2.7.1 (WILLIANS ENERGY, 2004a e 2004b). Um gasoduto que sofrera ruptura por movimento do solo foi relocado em uma variante com cerca de 1200 metros de extensão a 900 metros da área do acidente, passando por uma área mais estável.

Este tipo de solução é adequado quando os custos para estabilização ou suportação da tubulação, bem como eventual troca de trecho, são inviáveis.

Na análise de alternativas de variantes, o recomendado é que sejam realizados estudos geológicos e geotécnicos, em conjunto com uma avaliação hidrológica, se necessário, de forma que a rota escolhida não seja excessivamente longa demais, a ponto de onerar os investimentos.

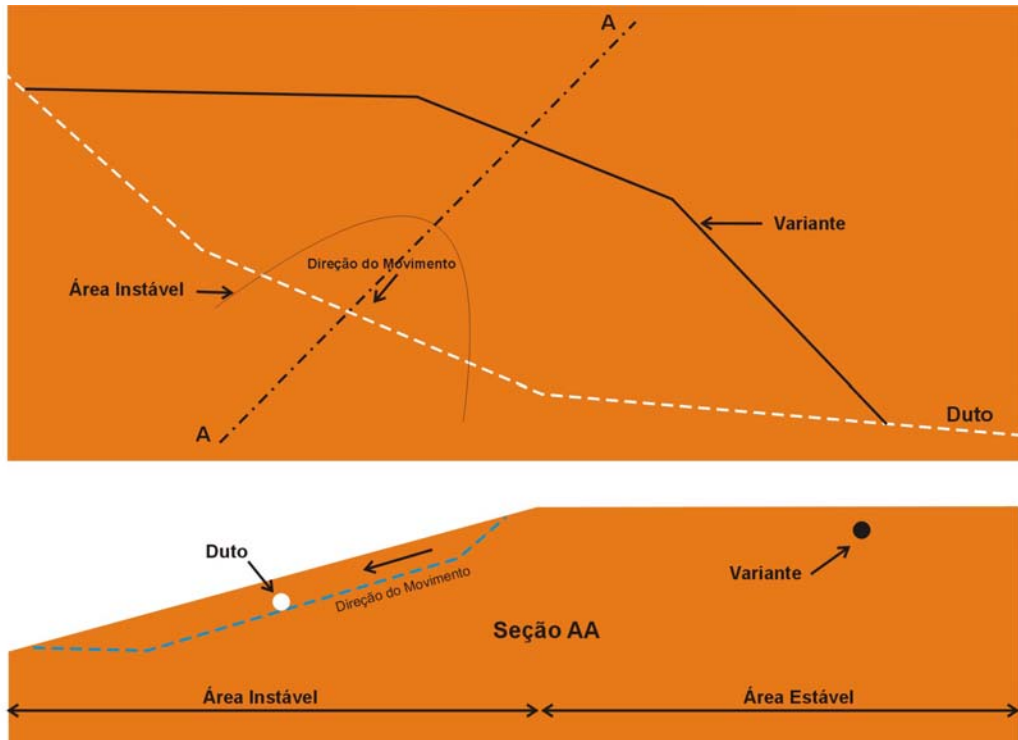


FIGURA 75 – Conceção básica para execução de uma variante (planta e seção).

5 PLANO DE GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO

5.1 MODELO SANDRONI-LACERDA-SILVA-BRANDT

SANDRONI et al. (2001) apresentam um modelo sistemático de ações que visa garantir a segurança geotécnica de dutos implantados em encostas. As ações foram definidas com enfoque em movimentos de massa em colúvios da região sudeste e sul do Brasil.

As situações de risco são identificadas, numa primeira fase (A), a partir de inspeções realizadas por inspetores de dutos treinados, com frequência semanal, e a partir de inspeções realizadas por geólogos, com frequência anual ou após fortes chuvas. Os pontos e áreas de risco são posteriormente inspecionados por engenheiros geotécnicos e consolidadas em relatórios.

O critério de risco é definido de maneira qualitativa, com base na experiência dos inspetores, que avaliam a possibilidade da ocorrência do evento e suas conseqüências potenciais. Os cenários possíveis são apresentados no QUADRO 7.

QUADRO 7

Critério de Risco – Modelo Sandroni-Lacerda-Silva-Brandt

Alto Risco	Taludes naturais em solo e rocha, sujeitos à movimentação.
	Taludes de escavação em solo (saibreiras) e rochas (pedreira) sujeitos à movimentações
	Drenagens sujeitas à grandes vazões em chuvas intensas, podendo deslocar blocos e iniciar processos erosivos.
	Taludes artificiais sujeitos à movimentação e aterro e lixo dispostos na crista de taludes.
	Taludes com sinais de deslizamentos.
Médio Risco	Encosta com declividade elevada, com cobertura vegetal e com indícios de movimentação.
	Locais com características geológico-geotécnicas desfavoráveis.
Baixo Risco	Taludes de corte em solo e rocha e aterros bem executados, com drenagem ordenada.
	Áreas desocupadas com boas características geológico-geotécnicas.
	Pontos situados em áreas ocupadas com razoável infra-estrutura urbana e características geológico-geotécnicas.

Fonte: SANDRONI et al., 2001.

Na fase seguinte (B), os pontos e áreas de alto e médio risco são inspecionados por engenheiro geotécnico especialista, que fará a verificação do risco adotado na fase

anterior. As situações que forem reclassificadas para risco baixo serão encaminhadas para o “controle de segurança”, ou seja, será reinspecionado conforme fase A.

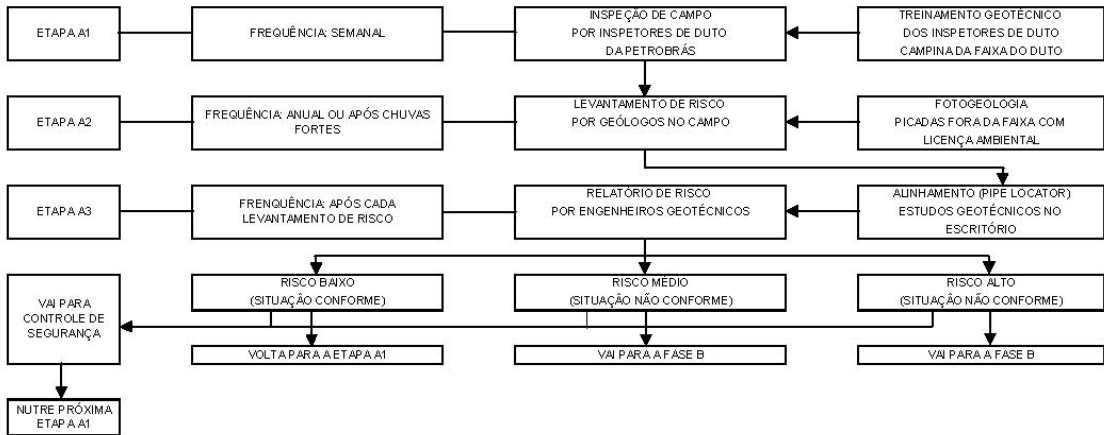
A próxima fase (C) corresponde tratamento dos pontos de alto e médio risco que necessitam de intervenções, seja por obra de estabilização, seja por monitoramento. Implantadas as obras e a instrumentação dos pontos, relatórios de acompanhamento devem ser analisados periodicamente, sendo que os pontos remanescentes com alto e médio risco poderão ser instrumentados com transmissão de dados em tempo real.

Os estudos e avaliações geotécnicas são apoiados com inspeções aéreas com helicópteros, fotogeologia, alinhamento da posição do duto (para identificar deslocamentos com o tempo) e através da passagem de PIG (inspeção *in line*).

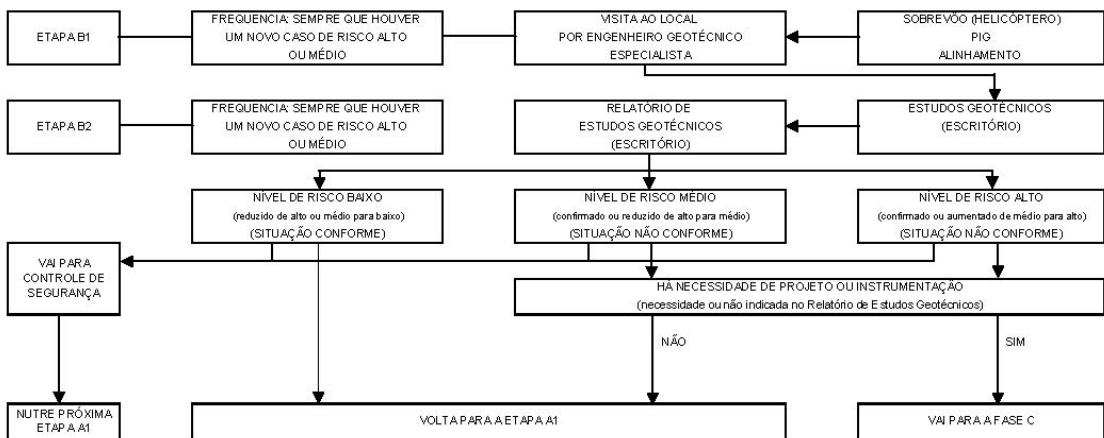
A FIG. 76 apresenta o fluxograma completo das Fases A, B e C do modelo proposto por Sandroni et al. (2001).

**ESTUDO DE SEGURANÇA GEOTÉCNICA DE DUTOS EM ENCOSTAS
ESTABILIZAÇÃO E MONITORAMENTO GEOTÉCNICO**

**FASE A: FIXAÇÃO PRELIMINAR DOS NÍVEIS DE RISCO
DETERMINAÇÃO DA NECESSIDADE DE ESTUDOS ESPECÍFICOS**



**FASE B: ESTUDOS ESPECÍFICOS - CONFIRMAÇÃO DO NÍVEL DE RISCO
DETERMINAÇÃO DA NECESSIDADE DE INSTRUMENTAÇÃO**



FASE C: ESTABILIZAÇÃO E MONITORAMENTO

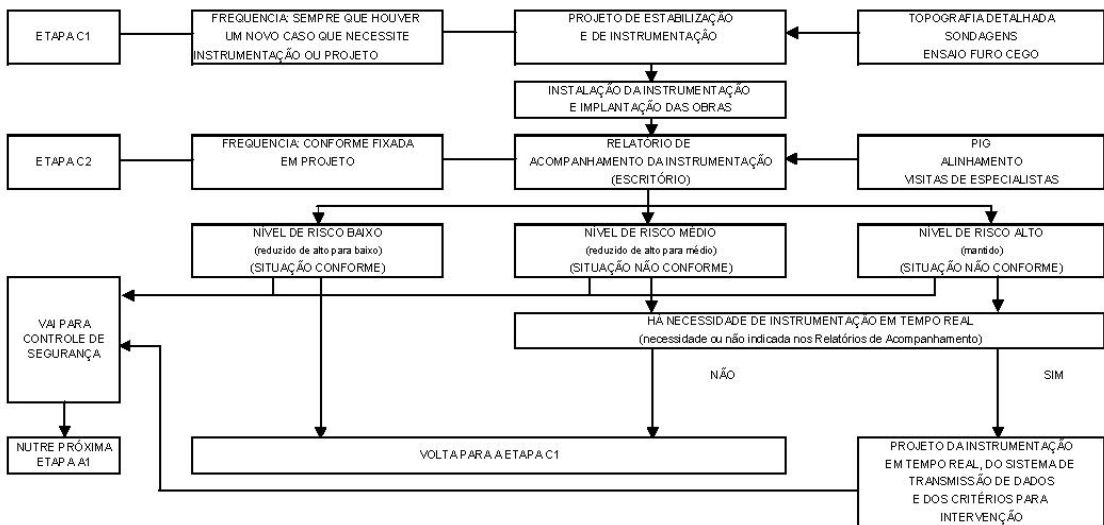


FIGURA 76 – Modelo de gerenciamento de ações para tratamento de riscos geotécnicos – SANDRONI et al..
Fonte: SANDRONI et al., 2001.

5.2 MODELO PETROBRAS

A Petróleo Brasileiro – PETROBRAS desenvolveu um padrão para gerenciamento da integridade estrutural de seus dutos, o qual estabelece os critérios para classificação dos dutos com base nas possíveis conseqüências decorrentes de suas falhas, de forma a priorizar as ações de monitoramento, controle e intervenção, fixando as ações necessárias para detectar, monitorar e controlar a corrosão interna e externa, os esforços provocados por movimentação de solo e danos decorrentes de ações de terceiros (PETROBRAS, 2003). Este padrão é aplicado a todos os dutos de transporte e transferência da PETROBRAS, construídos em aço carbono e com diâmetro maior que seis polegadas.

A premissa básica e inicial do programa considera que todos os dutos devam estar cadastrados em sistema de informações geo-referenciadas. As informações disponíveis referentes aos dutos também devem estar organizadas em banco de dados de tal maneira que possam ser facilmente localizadas quando necessário.

O gerenciamento da integridade dos dutos, conforme o padrão, fica sob responsabilidade de uma área ou de um profissional treinado, sendo que o mesmo é responsável em informar seu superior na unidade sempre que uma condição insegura for identificada.

O modelo para gerenciamento da integridade estrutural dos dutos da PETROBRAS apresenta uma abordagem mais técnica e qualitativa dos riscos, o qual considera os potenciais de falha e de conseqüências de eventuais vazamentos.

Potencial de Conseqüência

Segundo PETROBRAS (2003), as conseqüências sócio-econômicas-ambientais devem ser classificadas com base no potencial de danos a seres humanos e/ou prejuízos às suas atividades, de danos ao meio ambiente e de perda de receita para a companhia. Desta forma, para cada trecho de um duto, são considerados os seguintes aspectos na classificação do potencial de conseqüência:

- a. tipo de produto;
- b. vazão;
- c. densidade demográfica;
- d. tipo de ambiente (para transporte de líquidos).

Os impactos ambientais são necessariamente mais importantes no caso de transporte de líquidos. Já os impactos sociais são mais importantes no caso de transporte de gás.

A vazão representa a perda de receita para a companhia, ou seja, quanto maior a vazão na área de um vazamento, maior perda de produto.

A densidade demográfica é avaliada segundo a Norma ASME B31.8 (ASME, 2001), através da Classe de Locação (QUADRO 8).

QUADRO 8

Classes de Locação para avaliação da Densidade Populacional

Classe de Locação	Número de construções a cada 1,6 km numa largura de 400m (centrada no eixo do duto)	Situação Típica
1	Menos que 10 construções	Florestas, fazendas, desertos
2	Entre 10 e 46 construções	Áreas rurais, ranchos
3	Mais que 46 construções	Subúrbios e vilarejos
4	Áreas densamente povoadas	Cidades

Fonte: PETROBRAS, 2003, p. 18.

Os tipos de ambientes são classificados conforme o QUADRO 9 e visam avaliar as áreas com impacto ambiental mais expressivo. O tipo de ambiente tem aplicação apenas para oleodutos e polidutos.

QUADRO 9

Tipos de ambiente

Classificação	Grau de Sensibilidade	Exemplo
E1	Baixa	Vazamento sem repercussão ambiental. Oceano distante da costa, poças contidas em solo sem uso.
E2	Média	Área rural de uso agrícola. Vazamento sem possibilidade de atingir mananciais de abastecimento urbano.
E3	Alta	Baías e regiões costeiras de elevado interesse econômico e turístico.
E4	Crítica	Lençol freático e manancial de abastecimento urbano, área de proteção ambiental.

Fonte: PETROBRAS, 2003, p. 19.

Desta forma, a partir dos QUADROS 8 e 9 pode-se determinar o grau de potencial de consequência, tendo como base os QUADROS 10 e 11. Nestas duas tabelas, a letra “A” representa o maior potencial e a letra “E” o menor potencial.

QUADRO 10
Potenciais de Conseqüências para Oleodutos e Polidutos

PRODUTO		VAZÃO M3/h		CLASSE DE OCUPAÇÃO															
				CLASSE 4				CLASSE 3				CLASSE 2				CLASSE 1			
				MEIO AMBIENTE				MEIO AMBIENTE				MEIO AMBIENTE				MEIO AMBIENTE			
				E4	E3	E2	E1	E4	E3	E2	E1	E4	E3	E2	E1	E4	E3	E2	E1
LEVE PF ≤ 60°C	> 1000	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	C	A	B	C	C	
	500-1000	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	D	A	C	C	D	
	200-500	A	A	A	A	A	A	B	B	A	C	C	E	A	C	D	E		
	30-200	A	A	A	A	A	B	B	C	B	C	D	E	B	D	E	E		
	< 30	A	A	A	B	A	B	C	C	B	D	E	E	B	D	E	E		
PESADO PF > 60°C	> 1000	A	A	A	A	A	A	B	A	B	C	C	A	B	C	C			
	500-1000	A	A	A	A	A	A	B	A	B	D	D	A	B	D	D			
	200-500	A	A	A	B	A	A	B	C	A	C	D	E	A	C	D	E		
	30-200	A	A	B	B	A	B	B	C	B	C	E	E	B	C	E	E		
	< 30	A	B	B	C	A	B	C	C	B	D	E	E	B	D	E	E		

Fonte: PETROBRAS, 2003, p. 14.

QUADRO 11
Potenciais de Conseqüências para Gasodutos

PRODUTO		VAZÃO		CLASSE DE OCUPAÇÃO			
				CLASSE 4	CLASSE 3	CLASSE 2	CLASSE 1
GN	> 800mil Nm3/dia	A	A	B	C		
	400mil-800mil	A	B	C	D		
	150mil-400mil	A	B	C	D		
	25mil-150mil	B	C	D	E		
	< 25mil	B	C	D	E		
GLP	> 1000m3/h	A	A	B	C		
	500-1000	A	A	C	C		
	200-500	A	B	C	D		
	30-200	A	B	C	D		
	< 30 m3/h	A	C	D	E		

Fonte: PETROBRAS, 2003, p. 14.

Esta classificação permite determinar os diferentes potenciais de conseqüência de um duto ou de trechos deste duto e, em combinação com os potenciais de falha definidos nos padrões de integridade de cada modo de falha, permite estabelecer o grau de risco para

cada trecho de duto e para cada modo de falha analisado, de forma a subsidiar a priorização das intervenções a se realizar em uma dada malha de dutos (PETROBRAS, 2003).

Potencial de Falha

Os potenciais de falha podem ser: corrosão interna ou externa, eventos geológico-geotécnicos e danos causados por ações de terceiros. Neste trabalho, será abordado apenas o potencial de falha por origem geológico-geotécnica.

A avaliação do potencial de falha por evento geológico-geotécnico contempla os seguintes aspectos:

- i. classificação das ocorrências geológico-geotécnicas;
- ii. elaboração da carta temática geotécnica;
- iii. inspeção geológico-geotécnica;
- iv. levantamento do traçado dos dutos;
- v. análise da interação solo-duto;
- vi. manutenção das faixas de dutos;
- vii. gerenciamento das informações;
- viii. implantação de ações corretivas.

A FIG. 77 a seguir apresenta o fluxograma das ações proposta no modelo PETROBRAS.

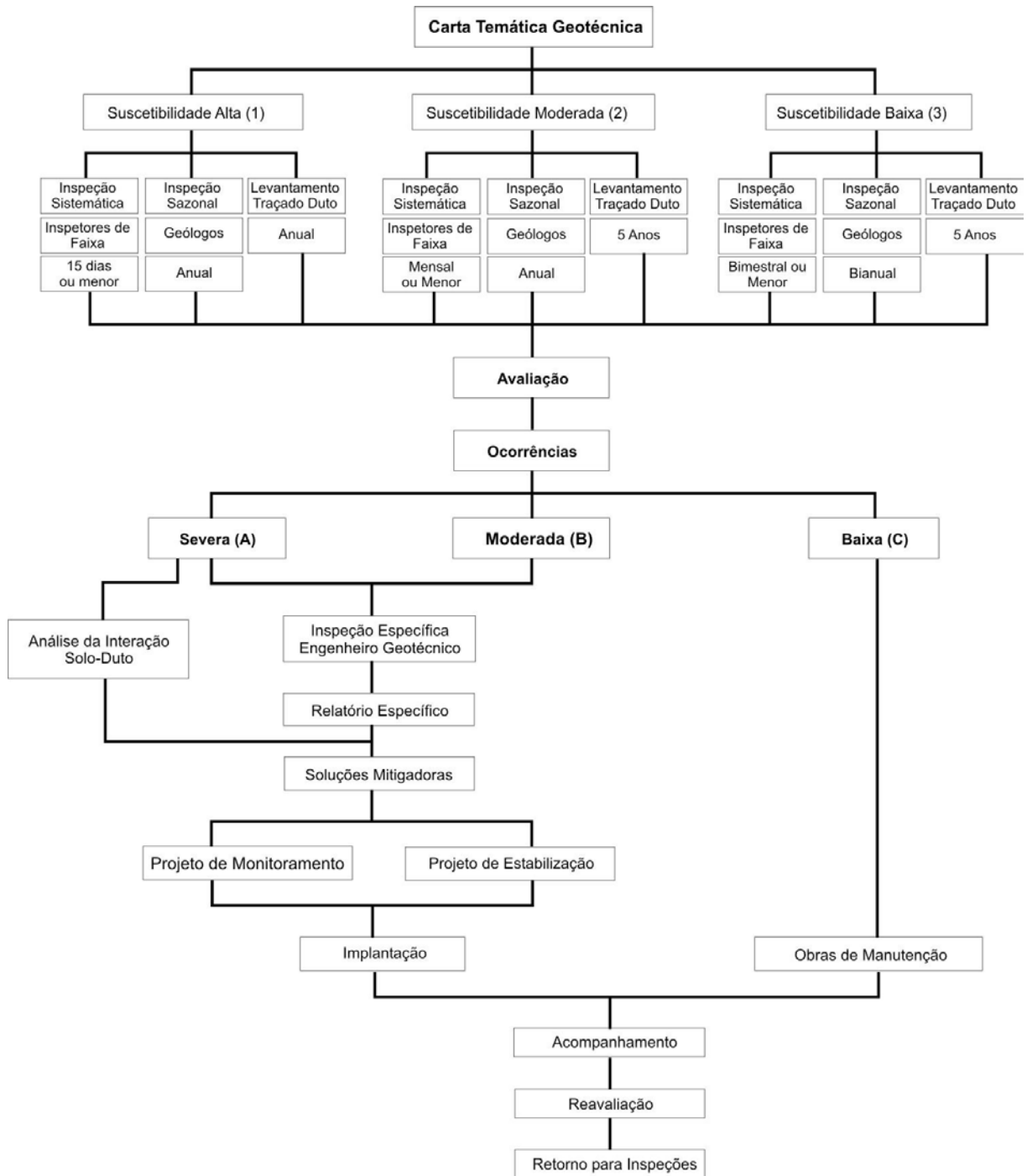


FIGURA 77 - Modelo de gerenciamento de ações para tratamento de riscos geotécnicos - PETROBRAS.
 Fonte: PETROBRAS, 2003, p. 93.

Segundo PETROBRAS (2003), para efeito de gerenciamento, é necessário classificar tanto o potencial de falha por evento geológico-geotécnico de uma determinada área, quanto à severidade de uma determinada ocorrência geológico-geotécnica já existente.

A principal dificuldade reside na subjetividade do processo de avaliação do risco, o que gera a necessidade de se estabelecer uma classificação única para as situações.

O QUADRO 12 apresenta a classificação da severidade de uma ocorrência já existente, em função do risco desta ocorrência induzir uma falha do duto.

QUADRO 12

Classificação das ocorrências geológico-geotécnicas: probabilidade de falha de dutos

Classificação	Ocorrência	Ações Mandatórias
Severa (A)	a. exposição do duto em travessia de rios; b. exposição do duto devido a processos erosivos; c. exposição do duto em cavidades; d. corrida de detritos ao longo de talvegues interceptando a faixa; e. trincas na faixa de servidão associadas a processos de escorregamento; f. depósitos de tálus/colúvio com indícios ou histórico de movimentação próximos à faixa; g. escorregamento de taludes laterais à faixa; h. processos de rastejamento em áreas próximas à faixa; i. zonas de baixada, sujeitas ao alcance de escorregamentos das encostas a montante; j. zonas de baixada, sujeitas a recalques diferenciais; k. construções/aterros na faixa; l. escavações na faixa; m. erosão nos suportes do duto nas travessias aéreas.	<ul style="list-style-type: none"> • Solicitar inspeções específicas ao local; • Intensificar inspeções sistemáticas ao local, até que sejam realizadas obras corretivas; • Solicitar levantamento do traçado do duto no local, exceto nas ocorrências dos tipos a, b, c e m; • Realizar obras de monitoramento e/ou estabilização, conforme definido pelas inspeções específicas.
Moderada (M)	a. erosão transversal invadindo a faixa; b. erosão longitudinal à faixa, com sulcos profundos; c. erosão nas margens de rios/córregos; d. áreas com blocos soltos a montante de travessias aéreas do duto; e. aterros próximos à faixa; f. escavações de grande extensão próximas faixa.	<ul style="list-style-type: none"> • Solicitar inspeções específicas ao local; • Intensificar inspeções sistemáticas ao local, até que sejam realizadas obras corretivas; • Realizar obras de monitoramento e/ou estabilização, conforme definido pelas inspeções específicas.
Baixa (B)	a. escavações localizadas próximas à faixa; b. erosão transversal próxima à faixa; c. erosão longitudinal à faixa, com sulcos pouco profundos; d. construções próximas à faixa; e. áreas encharcadas; f. deficiência de drenagem.	<ul style="list-style-type: none"> • Manter inspeções sistemáticas; • Realizar obras de manutenção (onde cabível).

Fonte: PETROBRAS, 2003, p. 95.

Para cada duto, o modelo prevê a elaboração da “Carta Temática Geotécnica” contendo a Classificação das Áreas de acordo com a sua suscetibilidade a processos de natureza geológico-geotécnica, que será a base para definição da periodicidade das inspeções em cada área. A elaboração da Carta Temática Geotécnica deve contemplar uma base cartográfica em meio digital das faixas de dutos e áreas adjacentes (400 m), recomendando-se a adoção da escala mínima 1:1.000 e de 1:5000 em locais com relevo pouco acidentado. Deve

contemplar também o mapeamento e classificação de todas as feições geológico-geotécnicas que representem risco para a integridade estrutural dos dutos. Este trabalho deve ser realizado por equipe multidisciplinar, composta por geólogos, geofísicos, geomorfólogos, engenheiros geotécnicos e de geodésia. (PETROBRAS, 2003).

As feições de risco geológico-geotécnico devem ser mapeadas e classificadas, tais como escoamentos, escorregamentos, subsidências e fenômenos conexos, com referência ao critério de classificação de Magalhães Freire (1965), adaptado por Guidicini e Nieble (1984).

Durante a execução da Carta Temática Geotécnica, deve-se classificar as áreas de acordo com a sua suscetibilidade a ocorrência de processos geológico-geotécnicos, que poderá ser alta, média ou baixa.

Em função da suscetibilidade definida, os pontos devem ser inspecionados de acordo com a periodicidade e equipes apresentadas no QUADRO 13.

QUADRO 13

Classificação das ações em função da suscetibilidade de processos

Suscetibilidade	Tipo de Inspeção	Equipe	Periodicidade
Alta (1)	Inspeções Sistemáticas Inspeções Sazonais Inspeções Específicas Levantamento do Traçado do Duto na Área	Inspetores de faixa da PETROBRAS Geólogos de Engenharia Engenheiros Geotécnicos Especialistas Equipe de Especialistas	Quinzenal ou menor Anual Eventual (conforme solicitado) Anual
Média (2)	Inspeções Sistemáticas Inspeções Sazonais Inspeções Específicas Levantamento do Traçado do Duto na Área	Inspetores de faixa da PETROBRAS Geólogos de Engenharia Engenheiros Geotécnicos Especialistas Equipe de Especialistas	Mensal ou menor Anual Eventual (conforme solicitado) 5 anos
Baixa (3)	Inspeções Sistemáticas Inspeções Sazonais Inspeções Específicas Levantamento do Traçado do Duto na Área	Inspetores de faixa da PETROBRAS Geólogos de Engenharia Engenheiros Geotécnicos Especialistas Equipe de Especialistas	Bimestral ou menor Bianual Eventual (conforme solicitado) 5 anos

Fonte: PETROBRAS, 2003, p. 102.

Em suma, as inspeções têm por objetivo:

- identificar e cadastrar os pontos ao longo das faixas de dutos e áreas adjacentes com indícios de processos naturais ou antrópicos que possam representar risco para a segurança e integridade estrutural dos dutos (Ocorrências);
- classificar as Ocorrências (pontos cadastrados) de acordo com a severidade;

- recomendar, para cada ocorrência (ponto cadastrado), soluções mitigadoras de simples execução ou a concepção e o detalhamento de soluções de engenharia que possam melhorar as condições de segurança dos dutos;
- monitorar a evolução dos processos detectados.

PETROBRAS (2003) apresenta os procedimentos para realização das inspeções, bem como as fichas a serem preenchidas durante a inspeção.

O levantamento do traçado do dutos é uma das ferramentas que podem ser utilizadas para monitoramento de deslocamentos dos dutos, e pode ser realizado com auxílio de Pulso Induzido (PCM – *Pipe Current Mapping*), que é um aparelho que pela superfície do terreno é capaz de localizar com certa precisão (centímetros) sua posição horizontal e profundidade. O levantamento ainda pode ser realizado com PIG Inercial.

Segundo PETROBRAS (2003), nos locais onde foram identificadas ocorrências severas relacionadas a movimentos de massa ou a perda de sustentação, e onde o levantamento do traçado do duto indicar a presença de anomalias, deverá ser realizado uma análise da interação solo-duto, procurando-se avaliar as condições de segurança estrutural do mesmo através de métodos expeditos (onde aplicáveis) ou de análises computacionais. Esta análise deverá ser feita por engenheiro estrutural, em conjunto com engenheiro geotécnico. Estas análises determinarão a necessidade de intervenção e/ou paralisação da operação do duto.

Nos pontos de baixa severidade, são previstas apenas atividades de manutenção de faixa (roçada, limpeza de canaletas de drenagem, etc).

Para gerenciamento das informações, deverá ser implantado sistema de informações geográficas (GIS – *Geographic Information System*) integrado ou fundido com a base de dados de outros sistemas da Companhia.

Este sistema deverá apresentar as seguintes aplicabilidades:

- possibilitar a compatibilização entre os diversos dados em uso nas unidades da Companhia;
- integrar a localização geográfica dos dutos e as informações de engenharia relativas aos mesmos;
- selecionar dutos ou trechos de dutos com determinadas características comuns, tais como classe de risco, processo envolvido, tipo de intervenção, obras de estabilização, monitoramento etc;

- examinar o histórico de qualquer ponto do duto, incluindo fotos terrestres, aéreas e imagens de satélites ou sonar;
- sinalizar o agravamento de qualquer ponto com alerta visual intermitente;
- permitir a localização dos projetos e relatórios das obras de estabilização e monitoramento em qualquer ponto;
- acompanhar a instrumentação em qualquer ponto;
- examinar relatórios de acompanhamento da instrumentação;
- verificar o andamento de obras e serviços em execução.

Todas as ocorrências geológico-geotécnicas classificadas como severas deverão ser objeto de ação imediata (correção ou implantação de gerenciamento), sendo que a priorização dos planos de ação deverão ser estabelecidas com base no cruzamento das ocorrências com as conseqüências sociais ambientais e econômicas decorrentes (PETROBRAS, 2003).

As medidas mitigadoras dos pontos de severidade alta podem envolver o monitoramento, a realização de obras de estabilização, a escavação do duto para alívio de tensões ou a combinação destas medidas. Em casos extremos, poderá ser necessário o corte e a substituição de trechos de dutos já comprometidos estruturalmente.

5.3 OPORTUNIDADES DE MELHORIA NOS MODELOS APRESENTADOS

O modelo proposto por Sandroni et al. (2001) tem um enfoque fortemente geotécnico. É um modelo voltado para dutos em encostas sujeitas a movimentos lentos e naturais, situação onde ocorreram os primeiros acidentes no Brasil. As conseqüências dos movimentos de massa aos dutos não são consideradas. As ferramentas de análise de interação solo-duto não são apresentadas. A identificação dos pontos de risco é baseada praticamente somente em inspeções. O tratamento indicado para os pontos de risco alto e médio é limitado a obras de estabilização e instrumentação. Considera-se um bom modelo, mas que atualmente, encontra-se defasado, pois existem novas ferramentas implementadas e com enorme aplicação no gerenciamento geotécnico de dutos.

Já o modelo PETROBRAS tem uma sistemática direcionada para identificação de situações de risco. As ações posteriores de monitoramento e mesmo as ações corretivas podem ser apresentadas com maiores detalhes no modelo. A forma de partida para as inspeções, baseada somente nas cartas temáticas, é limitada. Outras formas de identificação de

processos geotécnicos podem ser utilizados e agregados no plano de gerenciamento geotécnico dos dutos.

As oportunidades de melhoria à norma ASME 31.8S já foram reportadas no item 2.8.6.

5.4 DIRETRIZES PARA GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE DUTOS

Conhecendo-se os principais tipos de causas de falhas em dutos, pode-se adotar, com base nos códigos, normas e procedimentos correlatos, diversas ações mitigadoras destes riscos, tanto nas fases de projeto, construção e montagem, e operação e manutenção. Ao longo de anos de operação de dutos, diversas lições são aprendidas, sejam com erros ou acertos. Novas técnicas, ferramentas e modelos são desenvolvidos, que devem realimentar os códigos, normas e procedimentos, compondo um processo de melhoria contínua (FIG. 78).

O Gerenciamento Geotécnico de Dutos deve ser implementado dentro de um processo de melhoria contínua, sendo permitido adaptá-lo, revisá-lo e flexibilizá-lo sempre que necessário.

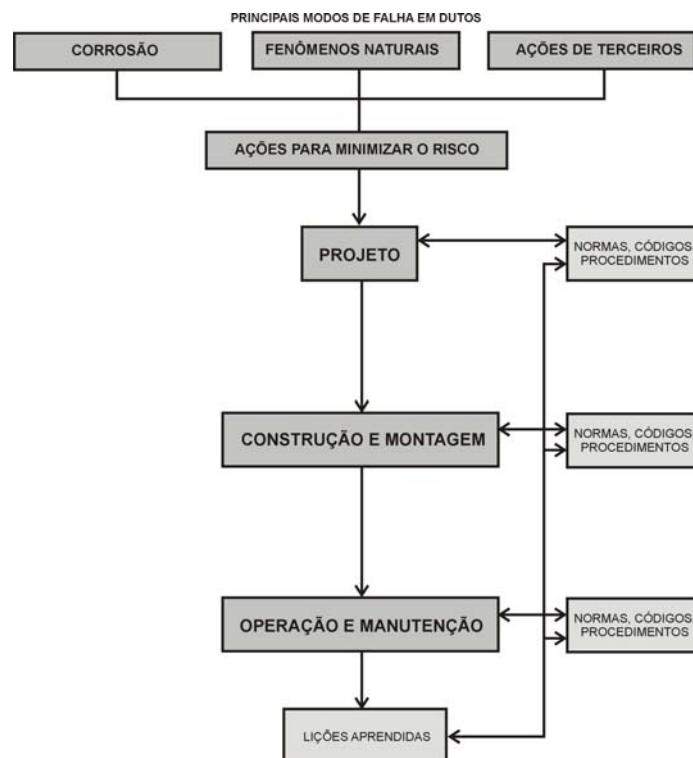


FIGURA 78 – Fluxograma das etapas de implantação e operação de dutos.

Para implementar um gerenciamento geotécnico em dutos de transmissão, é importante que o operador conheça a filosofia para prevenção, mitigação e eliminação dos riscos geológico-geotécnicos. Apresenta-se a seguir, uma série de diretrizes consideradas importantes para o Gerenciamento Geotécnico de Dutos.

Diretriz 1:

O tratamento dos riscos geológico-geotécnicos deve estar baseado na prevenção. Os custos envolvidos em acidentes geotécnicos podem ser incalculáveis e, às vezes, irreversíveis, quando considerando o aspecto social de um acidente em gasoduto. Deve focar sempre a identificação de áreas e pontos com suscetibilidade a processos geotécnicos e para possibilitar a adoção de medidas prévias, evitando que estes processos ocorram ou tomando medidas para redução de conseqüências.

Diretriz 2:

Utilizar sempre mais de uma ferramenta para identificar processos geotécnicos e procurar, sempre que possível, uma avaliação posterior de uma equipe multidisciplinar. Em geotecnia, a experiência dos profissionais ainda tem um peso preponderante, e deve ser sempre valorizada.

Diretriz 3:

Quando o plano for implantado em um duto novo, sem a disponibilidade de histórico ou registros de processos geotécnicos passados, deve-se adotar, inicialmente, uma postura conservativa. Na medida em que as informações vão sendo obtidas, pode-se otimizar as periodicidades e até mesmo suprimir determinadas ações.

Diretriz 4:

Estabelecer critérios de priorização baseados em risco, mesmo que estimados, para elaboração de planos de ação. As ações que visam a identificação dos processos podem elencar muitos pontos sujeitos a processos geotécnicos, mas que em muitos deles, podem oferecer conseqüências mínimas para o ativo.

Diretriz 5:

Padronizar as inspeções, relatórios e principalmente dos critérios de avaliação de processos. Investir em treinamento geotécnico especializado para toda a equipe.

Diretriz 6:

Elencar elementos de controle (“geoindicadores”) e buscar empresas *benchmarks* como referencial. Quem não mede o desempenho e não se compara, tem dificuldades em identificar pontos de melhoria.

Diretriz 7:

Trabalhar com registros no processo, com objetivo de disponibilizar um histórico de cada ponto ou área de risco.

5.5 PLANO DE GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE GASODUTOS

O modelo proposto do Plano de Gerenciamento Geotécnico de Gasodutos consiste de um fluxograma de atividades e ações a serem adotadas na fase de operação e manutenção de um gasoduto existente. As ações foram apresentadas no Capítulo 4 desta dissertação.

Estas atividades e ações, bem como outras, poderiam ser adotadas nas fases anteriores, ou seja, no projeto e na construção, e poderiam evitar muitos eventos e acidentes geológico-geotécnicos na fase de operação do duto.

Convencionou-se chamar de modelo proposto, pois o plano é um modelo genérico, não aplicado a nenhum gasoduto em específico. Cada duto ou trecho possui suas condicionantes climáticas, topográficas e geológico-geotécnicas, que juntamente com os recursos disponibilizados pela companhia operadora, estabelece referenciais para adoção do plano.

O modelo de gerenciamento de integridade com foco nos riscos geotécnicos foi concebido a partir das recomendações da norma ASME B31.8S, bem como contribuições dos modelos propostos por PETROBRAS (2003) e SANDRONI et al. (2004).

Trata-se de um modelo baseado no método prescritivo, no qual indicam-se todas as atividades a serem adotadas para garantir a integridade do duto face aos riscos geotécnicos. Este método é mais conservativo, entretanto, permiti-se flexibilizá-lo e otimizá-lo baseado nos resultados das inspeções.

O objetivo principal é sistematizar as diversas ações disponíveis, procurando apresentar, de maneira clara e direta, o que, quando e por quem cada ação deverá ser aplicada.

O modelo proposto é uma referência para empresas operadoras de dutos de transmissão e pode ser adaptado e/ou complementado ao longo do tempo.

A primeira premissa para o modelo proposto, conforme recomenda a norma ASME B31.8S, é que tanto o projeto, quanto a construção e montagem, devam ter sido executados com requisitos de engenharia. O plano tem foco nas ações que visam identificar, avaliar, tratar e corrigir problemas geotécnicos que não puderam ser identificados nas etapas anteriores (projeto e construção).

As ferramentas são classificadas em atividades preventivas, ações de avaliação/análise, ações geotécnicas de intervenção e correção e em ações diretas de correção do duto. Apresenta-se na FIG. 79 o fluxograma destas atividades e ações no modelo proposto.

Apresenta-se no ANEXO III, uma matriz com as todas as atividades e ações constantes do plano de gerenciamento geotécnico, com indicação do uso, periodicidade, pontos fortes e pontos fracos e onde, por quem e quando são executadas.

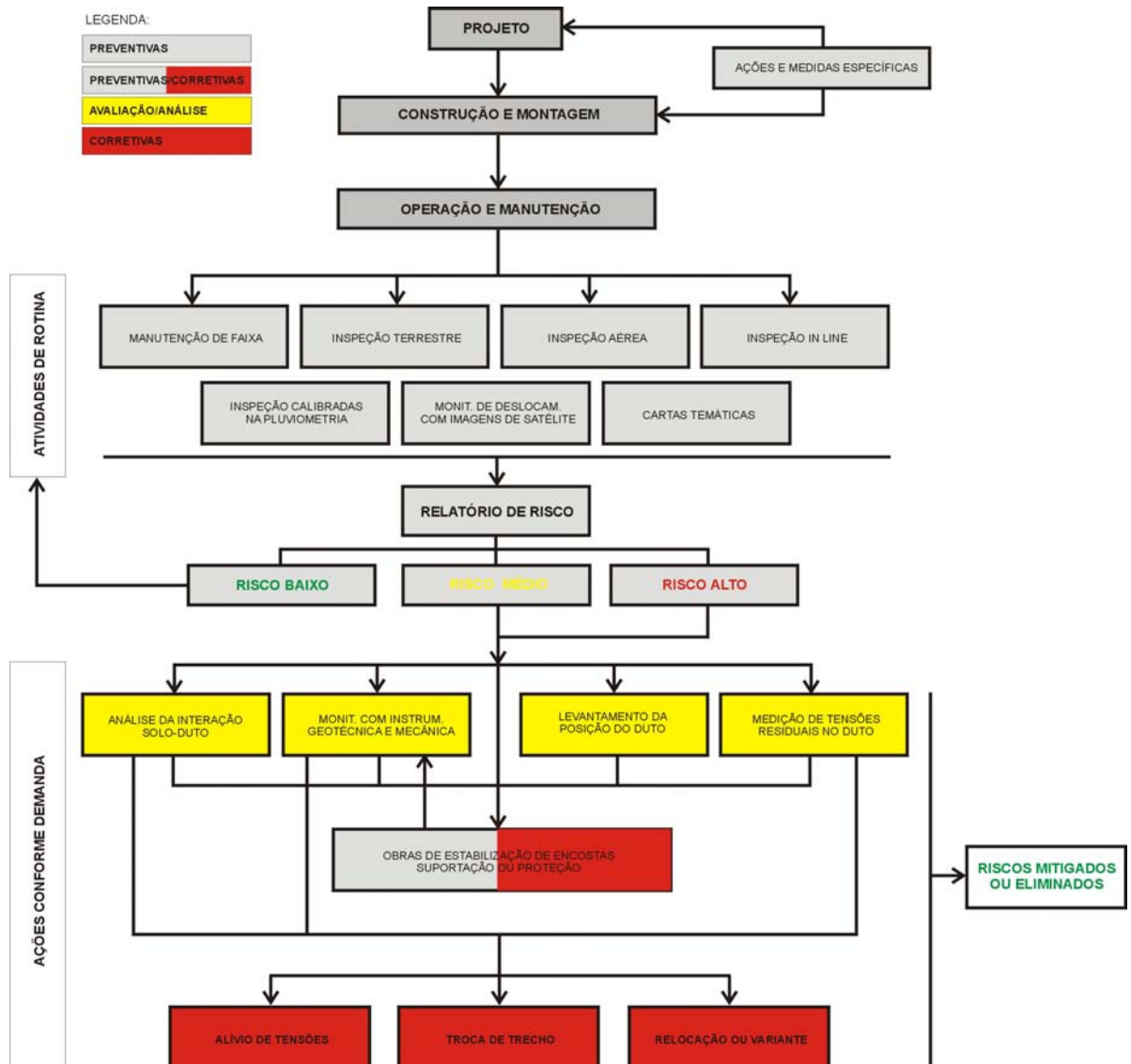


FIGURA 79 – Plano de Gerenciamento Geotécnico de Dutos – Modelo Proposto.

5.5.1 Descrição do Plano de Gerenciamento Geotécnico de Dutos

Na elaboração do projeto, bem como na construção e montagem de um gasoduto, deve-se seguir as recomendações normativas (ASME, ABNT, PETROBRAS) e, sempre que possível, aplicar o conhecimento geotécnico e de geologia visando evitar previamente, futuros problemas dessa natureza.

Finalizada a construção de um gasoduto, uma companhia irá executar a operação das instalações e do duto. Uma equipe será definida para executar a manutenção da faixa de domínio e do duto.

Diversas atividades de rotina serão definidas e executadas conforme condicionantes próprias de cada duto e da disponibilidade de recursos da companhia.

No Plano proposto, as atividades foram classificadas em atividades de rotina e ações conforme demanda. As atividades de rotina seguem uma periodicidade padrão, que podem ser adaptadas, dependendo das condições de cada duto. As ações conforme a demanda vão sendo executadas, a partir das situações de risco que vão sendo identificadas com as atividades de rotina e avaliadas nas ações específicas de análise.

A manutenção de faixa será a atividade primordial para garantia da integridade do duto.

Pelas condicionantes topográficas, geológico-geotécnicas, climáticas e ambientais da região onde se encontram os dutos, são esperados que processos geotécnicos interfiram com a faixa de domínio e com o duto, podendo prejudicar sua integridade.

Para identificar tais processos, são definidas inspeções terrestres, aéreas e *in line*. Exceto a inspeção *in line*, que é realizada por equipamentos mecânicos/eletrônicos, as demais inspeções serão eficazes somente se os inspetores forem adequadamente treinados e tiverem experiência em dutos e na identificação de processos geotécnicos. Para auxiliar a identificação das áreas com maior suscetibilidade a processos geotécnicos, utiliza-se o apoio de cartas temáticas, que selecionam trechos mais críticos para inspeções mais frequentes.

Com base na pluviometria e no cadastro da ocorrência de movimentos de massa, estabelecem-se critérios para iniciar as inspeções, tanto aéreas quanto terrestres.

Grandes áreas com potencial para movimentos lentos tipo rastejos, podem ser monitoradas com apoio de imagens de satélite. Quando os movimentos aumentarem, outras ações podem ser tomadas.

Estas atividades fornecem como resposta a identificação de áreas e pontos com alguma suscetibilidade a processos geotécnicos ou identificam eventos geotécnicos iniciados ou ocorridos.

Para uma tomada de decisão, necessita-se que seja realizada uma inspeção específica nos pontos e áreas identificados. Após verificação detalhada do local, deve-se efetuar uma análise de risco, mesmo que qualitativa ou estimada, para definição das medidas posteriores. Desta análise, serão definidos pontos e áreas com baixo, médio e alto risco.

Os pontos de baixo risco não são preocupantes e devem apenas ser acompanhados e mantidos com as ações de rotina.

Para os pontos de médio e alto risco, pode-se ter duas linhas de ação. Uma primeira linha de ação seria quando se dispõe de imediato, de elementos e informações que permitem definir se será necessário executar uma obra de estabilização, suportaçao ou proteçao. Uma segunda linha de ação seria quando se necessita de informações complementares para que seja definido um quadro preciso de cada situaçao.

Nesta linha, pode-se efetuar análises da interaçao solo-duto, instrumentar e monitorar uma encosta e o duto, acompanhar o deslocamento da tubulaçao e medir as tensões existentes no duto. Estas ações, mais específicas, podem definir se existe um risco maior, que seja necessário intervir na tubulaçao, executar uma obra de estabilizaçao, suportaçao ou proteçao, ou ainda, pode definir que não há risco e que a situaçao, inicialmente classificada como de alto ou médio risco, na verdade, não apresenta este nível de risco.

Caso estas ações identifiquem que o duto encontra-se realmente em risco e não havendo margens de segurança, necessita-se intervir diretamente na tubulaçao, seja para aliviar excesso de tensões, para trocar um segmento avariado ou mesmo para estabelecer uma nova diretriz, em área mais estável e segura.

5.5.2 Considerações sobre Atividade Preventivas

A manutenção de faixa é atividade básica para se evitar a ocorrência de eventos geológico-geotécnicos. Os profissionais que executam esta atividade também devem ser treinados como inspetores, pois permanecem a maior parte do tempo trabalhando na faixa, podendo ajudar a identificar ocorrências geológico-geotécnicas.

A elaboração da carta temática tem como objetivo, identificar áreas e pontos com maior suscetibilidade a processos geotécnicos, e, portanto, define trechos que terão maior frequência de inspeções e que necessitarão de avaliação específica.

As inspeções com base na pluviometria têm como objetivo identificar épocas mais propícias à ocorrência de eventos geológico-geotécnicos, conseqüentemente, mais adequada à realização das inspeções (terrestre e aérea).

As inspeções terrestres podem ser executadas por técnicos treinados ou por engenheiros geotécnicos e geólogos especialistas. Recomenda-se que seja realizada pelo menos uma inspeção de toda a extensão do duto com engenheiros geotécnicos e geólogos. Em termos de rotina, estes profissionais podem inspecionar somente áreas e pontos de alto e médio risco.

As inspeções aéreas devem ser executadas por engenheiro geotécnico com apoio do técnico de faixa e dutos responsável por cada trecho, e tem como objetivo de identificar áreas sujeitas a processos geológico-geotécnicos e bem como ocorrências deflagradas.

As inspeções *in line* fornecem dados da geometria da tubulação, bem como de deslocamentos, no caso do GEOPIG, que devem ser analisados por uma equipe multidisciplinar, com vistas a verificar quais são os problemas com origem geológico-geotécnico.

O monitoramento de deslocamentos com imagens de satélite, pode ser aplicado em áreas de maior suscetibilidade a processos geotécnicos, identificadas pelas cartas temáticas. A partir dos resultados, as situações devem ser analisadas e, conforme o risco, avaliadas e analisadas pelas ações específicas.

5.5.3 Considerações sobre as Situações de Risco

Cada ponto identificado como sendo de alto ou médio risco, numa análise primeiramente subjetiva, deverá passar pela análise de uma equipe multidisciplinar, conforme o tipo de processo envolvido.

Esta equipe deverá fazer a quantificação do risco, ainda que de maneira estimada.

O risco pode ser estimado através do produto do potencial de falha pelo potencial de consequência, conforme o modelo PETROBRAS (2003):

Potencial de falha: obtido pelo tipo de ocorrência (QUADRO 12).

Os valores de cada tipo de ocorrência são:

- Alta – 3
- Moderada – 2
- Baixa – 1

Potencial de consequência: obtido pelo tipo de produto, vazão e classe de locação (QUADRO 11).

Os valores de cada tipo de consequência são:

- A – 5
- B – 4
- C – 3
- D – 2
- E - 1

Para avaliação do risco estimado, pode-se considerar que:

- Risco Alto: maior ou igual a 10
- Risco Médio: maior que 3 e menor que 10
- Risco Baixo: menor ou igual a 3

Com base nesta avaliação, pode-se definir prioridades e trechos de maior risco ao longo do duto.

O tratamento dos pontos de risco alto e médio podem ser:

- execução imediata de obras de estabilização, suportação ou proteção, quando não são necessárias análises mais complicadas; geralmente quando o problema não tem interferência direta sobre o duto ou ainda não ocorreu nenhum dano ao duto;
- avaliação e análise do problema, com base nas ações previstas, de forma a entender melhor o problema e substanciar uma tomada de decisão, seja para intervir diretamente na tubulação com ações corretivas, ou para substanciar as obras de estabilização, suportação e proteção.

As obras de estabilização, suportação e proteção, devem, sempre que necessário, serem monitoradas de forma a dispor de elementos para verificação futura do seu desempenho.

5.5.4 Considerações Finais do Modelo Proposto

Todo o gerenciamento das informações deve ser conduzido em ambiente GIS pois, além do volume de informações, necessita-se visualizar dados e informações sobre traçado do duto, como por exemplo, a localização dos pontos e áreas de risco, as encostas instrumentadas, as obras realizadas, etc.

Deve-se ter na equipe geral de integridade das operadoras, um Coordenador de Geotecnia, que será o responsável pela implantação do Plano Proposto, bem como acompanhar as ações preventivas e corretivas.

Espera-se que, implantado o Plano proposto, os riscos sejam mitigados ou eliminados ao longo do tempo de maneira mais eficiente e integrada. As ações corretivas e/ou preventivas/corretivas irão reduzir o risco, ou as ações de avaliação/análise irão reclassificar o risco para outra classe.

Conforme orientação da norma ASME B31.8S, deve ser estabelecido um plano de verificação do desempenho, que faz parte do plano geral de gerenciamento da integridade. O objetivo deste plano é medir o desempenho das ações adotadas nos planos específicos de gerenciamento da integridade, como por exemplo, no gerenciamento geotécnico. Os itens a serem medidos para permitir uma avaliação e controle, segundo a norma, são o número de vazamentos e o número de reparos, relocações relacionados com os fenômenos naturais. Estes itens de controle podem ser expandidos conforme indicado no QUADRO 14.

QUADRO 14

Plano de Verificação do Desempenho no Modelo Proposto.

Item de Controle	Expectativa após implementação do Plano de Gerenciamento Geotécnico
Quantidade de pontos e áreas com erosões na faixa	Diminuir
Quantidade de pontos e áreas com escorregamentos na faixa	Diminuir
Quantidade de pontos e áreas com subsidências na faixa	Diminuir
Obras de estabilização/suportação/proteção	Compatíveis com o número de situações de alto e médio risco
Vazamentos gerados por processos geológico-geotécnicos	Não ocorrerem
Danos ao duto que requerem ação corretiva	Não ocorrerem

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Ao longo da pesquisa, pode-se estudar e consolidar diversas informações sobre riscos geológico-geotécnicos envolvendo dutos. Diversas atividades de prevenção, ações de avaliação e análise, ações geotécnicas de intervenção e correção e ações diretas de correção do duto foram estudadas e sistematizadas em um Plano de Gerenciamento Geotécnico de Gasodutos, transcrevendo-se como uma contribuição a norma ASME B31.8S. Além disso, foram propostas diretrizes para o plano de gerenciamento geotécnico, parte de um plano de gerenciamento da integridade de dutos.

Apresentou-se os diversos processos de dinâmica superficial com maior interesse na avaliação do risco geológico-geotécnico em dutos de transmissão.

As estatísticas de falhas em dutos, quando analisadas de maneira geral, passam a idéia de que os riscos geológico-geotécnicos não são importantes. Entretanto, as conseqüências de falhas de origem geológico-geotécnica, em determinados períodos, são muito superiores aos demais acidentes. Analisar uma estatística sem analisar o contexto de um determinado duto, pode levar a falsas interpretações. Dutos implantados na América do Sul (Cordilheira dos Andes) chegaram a apresentar 50% das rupturas causadas por eventos geológico-geotécnicos.

A extensão da malha dutoviária e sua localização, principalmente cruzando as Serra do Mar e Geral, e alguns acidentes geológico-geotécnicos de importância já ocorridos, são fatores que motivam o estudo e análise destes fenômenos envolvendo dutos.

A Norma ASME B31.8S apresenta uma proposta de abordagem aos riscos por fenômenos naturais em gasodutos de transmissão, incluindo os riscos geotécnicos, que é muito limitada em termos de informações e detalhamento.

Encontrou-se na literatura, dois modelos de gerenciamento do risco geológico-geotécnico em dutos concebidos no Brasil, que contribuíram para a consolidação de um novo modelo.

Ao longo da pesquisa, foram descritas diversas atividades de prevenção, ações de avaliação e análise, ações geotécnicas de intervenção e correção e ações diretas de correção do duto com emprego direto no gerenciamento da integridade com foco nos riscos geológico-geotécnicos.

Estas atividades e ações foram sistematizadas e organizadas em um Plano de Gerenciamento Geotécnico de Gasodutos. Este plano é uma proposta de melhoria a ASME

B31.8S, no âmbito do tratamento de fenômenos naturais, que inclui os processos geológico-geotécnicos.

O modelo proposto apresenta uma seqüência de atividades e ações diferente da indicada pela ASME B31.8S (FIG. 12), entretanto, todas as exigências normativas são cumpridas. A identificação dos impactos ocorre nas atividades de rotina, tais como inspeções terrestres, aéreas, *in line*, etc. A avaliação do risco é realizada inicialmente com base na suscetibilidade a eventos ou severidade e com base no tipo de ambiente do duto. Posteriormente, se necessário, as ações de avaliação e análise fornecem maiores subsídios na avaliação do risco. Conforme resultados das avaliações de risco, as obras de estabilização/proteção/suportação eliminam o risco de dano decorrente de algum evento geológico-geotécnico, ou ainda, o alívio de tensões, troca de trecho e variantes, eliminam o risco de uma ruptura através de uma intervenção direta na tubulação.

A grande maioria das atividades e ações pesquisadas teve aplicação com sucesso na operação e manutenção de dutos.

Estabeleceu-se um novo critério para realização de inspeções nas faixas de dutos, baseado no monitoramento pluviométrico ao longo de trechos com mesmas características climáticas. Este novo conceito ainda não foi aplicado em dutos no Brasil, mas considerando as aplicações de sucesso já reportadas, como no Rio de Janeiro e em Cubatão, esta ferramenta apresenta um enorme potencial para dutos. As obras lineares, tais como gasodutos e oleodutos, geralmente apresentam dificuldades de acesso nas áreas de risco, que pode prejudicar a identificação de escorregamentos durante a fase de elaboração das cartas de periculosidade.

Uma das melhorias obtidas pelo plano proposto é que, além de prever ações complementares em relação aos modelos propostos pela ASME 31.8S, Sandroni et al. (2001) e PETROBRAS (2003), pôde-se classificar as ações em preventivas, preventivas/corretivas, corretivas e de avaliação/análise. Estas ações também são classificadas em atividades de rotina ou em ações conforme a demanda.

O Plano de Gerenciamento proposto é uma nova abordagem aos riscos geológicos e geotécnicos, o qual permite ao operador entender claramente o processo de gerenciamento da integridade, desde a identificação, análise e tratamento dos riscos geológico-geotécnicos.

Dada a extensão da malha dutoviária no Brasil e os diversos problemas geotécnicos já reportados, pesquisas nesta área ainda são discretas, porém, tendem a crescer nos próximos anos, devido à perspectiva de incremento desta malha.

Identificou-se ao longo da pesquisa, a necessidade de se estabelecer um novo perfil de engenheiro geotécnico, que pode ser chamado como engenheiro geotécnico de dutos. Este profissional, além da formação e experiência em geotecnia, necessita captar conhecimentos em sistemas dutoviários, critérios de projeto e construção de dutos, proteção catódica e corrosão, análise de tensões em dutos, reparos em tubulações, análise de risco, entre outros.

Como sugestões para pesquisas futuras, recomenda-se:

- Estudar a análise de risco quantitativa de eventos geológico-geotécnicos envolvendo dutos;
- Criar um banco de dados de eventos e acidentes geológico-geotécnicos envolvendo dutos;
- Criar um “guia prático” para técnicos e engenheiros que atuem na área de riscos geológico-geotécnicos na operação e manutenção de dutos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Dutos autorizados a operar pela ANP.** Atualizado em 31-12-2003. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Autorizações para construção e operação de instalações de transporte de gás natural.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2005.

AUGUSTO FILHO, O. **Cartas de risco de escorregamentos:** uma proposta metodológica e sua aplicação no município de Ilhabela, SP. 1994. 177f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo.

ALMEIDA, M. S. S., et al.. Monitoramento geotécnico de um duto enterrado em encosta. In: Rio Pipeline 2003. **Anais...** Rio de Janeiro: 2003.

ALTAEE, A.; BOIVIN, R.. Laterally Displaced Pipelines: Finite Element Analysis. **Pipeline Technology – OMAE**, Canadá, Volume V, pp. 209-216, 1995.

AMARAL, C. Landslides Disasters Management in Rio de Janeiro. In: II PAN-AMERICAN SYMPOSIUM ON LANDSLIDES, 1997, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: ABMS, p. 209-212.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **Managing System Integrity of Gas Pipelines:** ASME B31.8S. USA, 2002. 66p.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS. **Standard Test Method for Determining Residual Stresses by The Hole-Drilling Strain Gage Method:** ASTM E 837. USA, 2001.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Estabilidade de Taludes:** NBR 11682. Rio de Janeiro, 1991. 39 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Projeto de sistemas de transmissão e distribuição de gás combustível:** NBR 12712. Rio de Janeiro, 2002. 78 p.

BECCHI, R. et al.. Safety and Serviceability Analysis of Pipelines in Unstable Slopes. **Pipeline Technology – OMAE**, Canadá, Volume V, pp. 101-106, 1994.

BLOOM, A. L.. **Superfície da Terra**. Tradução de S. Petri e R. Ellert. São Paulo: Edgard Blücher, Edusp, 1988. 184 p. Título original: Earth's Surface.

BRUSCHI, R. et al.. Failure Modes for Pipelines in Landslides Areas. **Pipeline Technology – OMAE**, Canadá, Volume V, pp. 65-78, 1995.

BRUSCHI, R. et al.. Pipelines Subject to Slow Landslides Movements Structural Modelling Vs Field Measurement. **Pipeline Technology – OMAE**, Canadá, Volume V, pp. 343-353, 1996.

CALVETTI, F.; PRISCO, C.D.; NOVA, R.. Experimental and Numerical Analysis of Soil-Pipe Interaction. **Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering**, ASCE, pp. 1292-1299, 2004.

CERRI, L.E.S; AMARAL, C.P.. Riscos Geológicos. In: OLIVEIRA, Antônio Manoel dos Santos; BRITO, Sérgio Nertan Alves de. **Geologia de Engenharia**. 1ª Edição. São Paulo, 1998. p. 301-310.

COITINHO, J. B. L. Geologia. In: Santa Catarina. Secretaria de Estado de Coordenação Geral e Planejamento. **Atlas Escolar de Santa Catarina**. Rio de Janeiro, Aerofoto Cruzeiro, 1991.

COLESANTI, C.; WASOWSKI, J.. Satellite SAR Interferometry for Wide-area Slope Hazard Detection and Site-Specific Monitoring of Slow Landslides. In: NINTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LANDSLIDES, 2004, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: A.A. Balkema Publishers, p. 795-808.

CONCAWE. **Estatísticas de acidentes em dutos na Europa**. Disponível em: <<http://www.concawe.be>>. Acesso em: 05 de março de 2005.

CONCAWE. **Methods for prevention, detection and control of spillages in European oil pipelines**. Bruxelas, 1998. Relatório 1/98. Disponível em: <<http://www.concawe.be>>. Acesso em: 05 de março de 2005.

CONCAWE. **Western European cross-country oil pipelines 30 years performance statistics**. Bruxelas, 2002. Relatório 1/02. Disponível em: <<http://www.concawe.be>>. Acesso em: 05 de março de 2005.

COSTA, A. et al.. Pipeline visualization, simulation and monitoring in unstable areas affected by soils movements at Serra do Mar – Brazil. In: NINTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LANDSLIDES, 2004, Rio de Janeiro. **Proceedings...** London: A.A. Balkema Publishers, 2004. 1746 p. p. 1287-1292.

COSTA, C.A. et al.. Reparo da Cobertura do Gasoduto Bolívia-Brasil junto ao Rio Paraguai, em Trecho com Solo Mole, Utilizando Aterro Reforçado com Geossintéticos. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, 2005, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Brasil: CD, 2005.

CZYZ, J.A.; WAINSELBOIN, S.E. Monitoring pipeline movement and its effect on pipe integrity using inertial/caliper in-line inspection. In: RIO PIPELINE CONFERENCE AND EXPOSITION, 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, 2003.

CZYZ, J.A.; MACCLARTY, E.. Prevention of pipeline failures in geotechnically unstable areas by monitoring with inertial and caliper in-line inspection. Canadá, 14 p. Trabalho não publicado.

DISCOVERY CHANNEL. **Northwest Pipeline Accidents**. USA: Discovery Channel, 1998 (30min.): DVD estéreo.

D'ORSI, R. et al.. Rio-Watch: The Rio de Janeiro Landslide Watch System. In: II PAN-AMERICAN SYMPOSIUM ON LANDSLIDES, 1997, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: ABMS, p. 21-30.

D'ORSI, R.; FEIJÓ, R.L.; PAES, N.M.. 2,500 operational days of Alerta Rio System: history and technical improvements of Rio de Janeiro Warning System for Severe Weather. In: NINTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LANDSLIDES, 2004, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: A.A. Balkema Publishers, p. 831-836.

DUNNICLIFF, J.. **Geotechnical Instrumentation for Monitoring Field Performance**. 1 ed. Canadá: John Wiley & Sons Inc., 1993. 577 p.

ESFORD, F.; PORTER, M; SAVIGNY, K.W.; MUHLBAUER, K. A Risk Assessment Model for Pipelines Exposed to Geohazards. In: 5th INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 2004, Calgary. **Proceedings...** Canadá: CD, 2004.

FEIJÓ, R.L.; PAES, N.M.; D'ORSI, R.N.. Chuvas e Movimentos de Massa no Município do Rio de Janeiro. In: III CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE ESTABILIDADE DE ENCOSTAS. **Anais...** Rio de Janeiro: Perfect Press, 2001. 577 p. p. 223-230.

FILLIPIN, C.G.. **Medição dos Níveis de Tensões Residuais em Duto no Labmetro**. Curitiba, 2004. Trabalho não publicado.

FRANÇA, J. L.; VASCONCELLOS, A. C.; MAGALHÃES, M. H. A.; BORGES, S. M.. Manual para Normalização de Publicações Técnico-científicas. 6 ed. Belo Horizonte: Ed. UFMG, 2003. 230 p.

FREITAS, J. C. et al.. Caso Histórico: Análise e Medução de Tensão Mecânica Conforme ASTM 837 no Gasoduto Gasbol no Rio Curriola. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, 2005, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Brasil: CD, 2005.

FROESE, C.R., KOOJI, M.V.D., KOSAR, K.. Advances in the application of inSAR to complex, slowly moving landslides in dry and vegetated terrain. In: NINTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LANDSLIDES, 2004, Rio de Janeiro. **Anais...** London: A.A. Balkema Publishers, 2004. 1746 p. p. 1255-1263.

GEOCOMPANY. Serviços realizados. Disponível em <<http://www.geocompany.com.br>>. Acesso em: 15 março 2005.

GEOKON. **Catálogos de Instrumentos**. USA: 2005.

GEOPROJETOS. **Curso de Geotecnia para Técnicos de Faixa e Dutos**. Transpetro. Joinville, 2000, 150p. (Trabalho não publicado)

GRAMANI, M.F. et al.. Análise da Potencialidade de Geração de Corridas de Massa nos Trechos Serranos do Duto OSBAT. In: 11º CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA DE ENGENHARIA E AMBIENTAL. **Anais...** Florianópolis: ABGE, 2005. p. 1350-1365.

GRAMANI, M.F. E AUGUSTO FILHO, O. Analysis of the Triggering of Debris Flow Potentiality and the Run-Out Reach Estimative: an Application Essay in the Serra do Mar Mountain Range. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LANDSLIDES, 9, 2004; Rio de Janeiro. **Proceedings...** Londres: Balkema, 2004. v.2; p.1477-1483.

GUIDICINI, G.; IWASA, Y.. **Ensaio de Correlação entre Pluviosidade e Escorregamento em Meio Tropical**. São Paulo: IPT, 1976. 48 p.

GUIDICINI, G.; NIEBLE, C. M.. **Estabilidade de Taludes Naturais e de Escavação**. 2 ed. São Paulo: Edgar Blücher, 1984. 196 p.

HERMANN, M. L. P.; PELLERIN, J. R. G. M.; SAITO, S. M. Análise das ocorrências de escorregamentos no Estado de Santa Catarina com base nos formulários de avaliação de danos da Defesa Civil – 1980 a 2003. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE DESASTRES NATURAIS, 1. 2004, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: GEDN/UFSC, 2004. p. 159-173. (CD-ROM)

IBGE. Mapa de Relevo do Brasil. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: 01 novembro 2005.

INFANTI JR., N.; FORNASARI FILHO, N.. Processos de Dinâmica Supercial. In: OLIVEIRA, Antônio Manoel dos Santos; BRITO, Sérgio Nertan Alves de. **Geologia de Engenharia**. 1ª Edição. São Paulo, 1998. p. 131-152.

INGENIERA Y GEOTECNIA LTDA. Oleoducto de Colombia SA. **Manual de Protección Geotecnica y Ambiental**. Colômbia, 1991. 2ª Ed., 106 p.

JEGLIC, F. Analysis of Ruptures and Trends on Major Canadian Pipelines Systems. In: 5th INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 2004, Calgary. **Proceedings**. Canadá: CD, 2004.

MACCARDLE, A. et al.. Pipeline monitoring with interferometry in non-arid region. In: Rio Pipeline Conference & Exposition, 2005, Rio de Janeiro. **Proceedings**. Brazil: CD, 2005.

MOHITPOUR, M.; SZABO, J.; HARDEVELD, T.V.. **Pipeline Operation and Maintenance**. 1 ed. New York: ASME Press, 2005. 653 p.

MOURA, P. R. M.; LÁZARO, A. A.. Metodologia para inspeção geológica-geotécnica de oleodutos. In: SEMINÁRIO DE ENGENHARIA DE FUNDAÇÕES ESPECIAIS E GEOTECNIA, 2004, São Paulo. **Anais...** São Paulo: ABEF, 2004. p. 302-312.

MUHLBAUER, W.K.. **Pipeline Risk Management Manual**. 3 ed. USA: Gulf Professional Publishing, 2004. 392 p.

NASCIMENTO, N.A.; PUPPI, R.F.K.; CUNHA, M.T.F.. Modelagem computacional de talude estabilizado junto a gasoduto. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE APLICAÇÕES DE INFORMÁTICA EM GEOTECNIA, 2005, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: ABMS, 2005. CD-ROOM.

NOGUEIRA JR., J.; MARQUES, A. S.. Linhas de Transmissão e Dutovias. In: OLIVEIRA, Antônio Manoel dos Santos; BRITO, Sérgio Nertan Alves de. **Geologia de Engenharia**. 1ª Edição. São Paulo, 1998. p. 475-485.

OLIVEIRA, H.R; VASCONCELLOS, C.R.A.. Caso Histórico: Recuperação da Travessia do Gasoduto Bolívia-Brasil no Reservatório da Barragem de Voçoroca - Paraná. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, 2003, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Brasil: CD, 2003.

OLIVEIRA, H.R; VASCONCELLOS, C. R. A.. Geotechnical Risks Affecting Pipelines: The Bolivia-Brazil Natural Gas Pipeline Experience. In: GEOLOGY AND LINEAR DEVELOPMENTS, 2005, Lyon. **Proceedings...** FRANÇA: CD, 2005a.

OLIVEIRA, H.R; VASCONCELLOS, C.R.A.. Projeto e Obra de Estabilização do Talude do Km 767 do Gasoduto Bolívia-Brasil. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, 2005, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Brasil: CD, 2005b.

OLIVEIRA, H.R; VASCONCELLOS, C.R.A.. Riscos Geotécnicos em Dutos: A Experiência da TBG no Gasoduto Bolívia-Brasil. In: IV SIMPÓSIO DE PRÁTICA DE ENGENHARIA

GEOTÉCNICA DA REGIÃO SUL – GEOSUL. Curitiba. **Anais...** Curitiba: ABMS, 2004. 308p. pp. 199-206.

OLIVEIRA, H.R.; VASCONCELLOS, C.R.A; FREITAS, J.C.. A Historical Case in the Bolivia-Brazil Natural Gas Pipeline: Slope on the Curriola River. In: 5th INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 2004, Calgary. **Proceedings...** Canadá: CD, 2004.

O'NEIL, G, SAMCHEK, A.. Satellite-based monitoring of slope movements on Transcanada's Pipeline System. In: 4th INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 2002, Calgary. **Proceedings.** Canadá: CD, 2002.

OPS-DOT. Estatísticas de acidentes em dutos no Estados Unidos da América. Disponível em <<http://www.ops.dot.gov>>. Acesso em: 15 fevereiro 2005.

PAULA, A.J. et al.. Metodologia para Alívio de Tensões em Dutos Enterrados em Áreas Sujeita a Movimentação Lenta do Solo. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, 2005, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Brasil: CD, 2005.

PELLERIN, J.; DUARTE, G. M.; SCHEIBE, I. F. MENDONÇA, M.; MONTEIRO, M. A. e CARDOSO, C. Timbé do Sul – Jacinto Machado: avaliação preliminar da cadastrofe de 23-24/12/95. Geosul. Florianópolis. UFSC/Depto. de Geociências, 12 (23):71-86, 1997.

PETROBRAS. **Construção, Montagem e Condicionamento de Dutos Terrestre:** N-464. Rio de Janeiro, 2002a. 52 p.

PETROBRAS. **Projeto de Oleodutos e Gasodutos Terrestres:** N-1744. Rio de Janeiro, 2002b. 13 p.

PETROBRAS. **Projeto de Travessia e Cruzamento de Duto Terrestre:** N-2177. Rio de Janeiro, 2002c. 25 p.

PETROBRAS. Padrão para Gerenciamento da Integridade Estrutural dos Dutos da PETROBRAS. In: RIO PIPELINE CONFERENCE, 2003, Rio de Janeiro. **Resumos...** Minicurso 1. Rio de Janeiro: 2003.

PICARELLI, L.; MANDOLINI, A.; GIUSTI, G. Interaction between slow active landslides and pipelines. NINTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LANDSLIDES. **Workshop on Landslides and lifelines – submarine landslides affecting pipelines and lifelines in slow moving slides in areas prone to debris flow events.** 2004. CD-ROM.

PIMENTEL, K.C.A. **Tubulações Pressurizadas em Aterros Reforçados em Geossintéticos.** 2003. 230 p. Dissertação de Mestrado. UFBA. Brasília.

PINCINATO, F.L.; RIEDEL, P.S.. Suscetibilidade a Movimentos Gravitacionais de Massa e Riscos aos Oleodutos no Município de São Sebastião, São Paulo, Utilizando Técnicas de Geoprocessamento e Sensoriamento Remoto. In: 11º CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA DE ENGENHARIA E AMBIENTAL. **Anais...** Florianópolis: ABGE, 2005. p. 1262-1271.

PINHEIRO, R.J.B.; BRESSANI, L. A; BICA, A.V.D.. Movimentos de Massa Associados aos Processos de Evolução da Escarpa Basáltica na Encosta da Serra Geral. In: III CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE ESTABILIDADE DE ENCOSTAS. **Anais...** Rio de Janeiro: Perfect Press, 2001. 577 p. p. 105-113.

PIPEWAY ENGENHARIA. Inspeção de dutos. Rio de Janeiro: 2004. CD-ROM.

PORTER, M.; SAVIGNY, K.W. Natural hazards and risk management for South American pipelines. In: 4th INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 2002, Calgary. **Proceedings...** Canadá: CD, 2002.

PORTER, M. et al.. Estimating the influence of natural hazards on pipeline risk and system reliability. In: 5th INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 2004, Calgary. **Proceedings...** Canadá: CD, 2004.

RAJANI, B.B.; ROBERTSON, P.K.; MORGENSTERN, N.R.. Simplified Design Methods for Pipelines Subject to Transverse and Longitudinal Soil Movements. **Pipeline Technology – OMAE**, Canadá, Volume V, pp. 157-165, 1993.

RIB, H. T.; LIANG, T.. Recognition and Identification. In: **Landslides: Analysis and Control**. Washington D.C., 1978; p. 34-80.

RODRIGUES, R.; MORUZZI, C.. A Geologia de Engenharia aplicada no controle de um complexo rodoviário em operação. In: 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA DE ENGENHARIA. **Anais...** São Paulo: Volume 2, 1978. p. 135-147.

ROSEN. Pipeline integrity services. Suíça: 2004. CD-ROM.

SANDRONI. S.S.. Instrumentação Geotécnica para Monitoramento de Tubulações de Aço que Atravessam Línguas Colúvicas no Sudeste Brasileiro. In: V SEMINÁRIO DE ENGENHARIA DE FUNDAÇÕES ESPECIAIS E GEOTECNIA, 2004, São Paulo. **Anais...** São Paulo: ABEF, V.1 p. 233-250.

SANDRONI. S.S.; LACERDA, W.A.; SILVA, S.R.B.; BRANDT, J.R.T.. Segurança Geotécnica de Dutos em Encostas da Zona Costeira Brasileira. In: 3th SEMINAR ON PIPELINE, 2001, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, CD-ROOM, 2001.

SANTOS, A. R.. **A Grande Barreira da Serra do Mar**. 1 ed. São Paulo: Nome da Rosa, 2004. 123 p.

SCARPELLI, G.; SKALLARIADI, E.; FURLANI, G.. Longitudinal Pipeline-Soil Interaction: Results From Field Full Scale and Laboratory Testing. **Geotechnical Engineering for Transportation Infrastructure**, Barends et al., Balkema, Rotterdam, pp. 1-9, 1999.

SAVIGNY, K.W. et al.. Management of Geohazards in the Interest of Owners and Operators of Onshore Pipelines. In: TERRAIN & GEOHAZARD CHALLENGES FACING ONSHORE AND OIL PIPELINES. **Anais...** LONDON: 2004.

SOARES, J.; MUSMAN, J. V. R.. Estabilização e Monitoramento de Encosta em Solo Coluvionar na Serra do Mar. In: III CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE ESTABILIDADE DE ENCOSTAS. **Anais...** Rio de Janeiro: Perfect Press, 2001. 577 p. p. 571-577.

SLOPE INDICATOR. Gas Pipeline: Application Stories. Disponível em <<http://www.slopeindicator.com/stories/douglaspas-pipeline.html>>. Acesso em: 10 janeiro 2004.

SUZUKI, S. **Propriedades Geomecânicas de alguns Solos Residuais e Coluviais ao Longo do Oleoduto Curitiba-Paranaguá**. 2004. 329 p. Dissertação de Mestrado. UFRJ-COPPE. Rio de Janeiro.

TATIZANA, C.; OGURA A.T.; CERRI, L.E.S; ROCHA, M.C.M. Análise de correlação entre chuvas e escorregamentos – Serra do Mar – Município de Cubatão. In: V CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA DE ENGENHARIA. **Proceedings...** São Paulo: ABGE, 1987. p. 225-236.

TBG. Mapa do gasoduto Bolívia-Brasil. Disponível em <<http://www.tbg.com.br>>. Acesso em: 10 março 2005.

TERZAGHI, K.. **Mecanismos de Escorregamento de Terra**. Tradução de Ernesto Pichler. São Paulo: Grêmio Politécnico, 1975. 41p. Título Original: Mechanisms of Earth Slides.

TRANSPETRO. Mapa do dutos e terminais operados pela Transpetro. Disponível em <<http://www.transpetro.com.br>>. Acesso em: 10 março 2005.

TRIGG, A.; RIZKALLA, M.. Development and Application of a Closed Form Technique for the Preliminary Assessment of Pipeline Integrity in Unstable Slopes. **Pipeline Technology – OMAE**, Canadá, Volume V, pp. 127-139, 1994.

TSB REPORTS. **Report Number P97H0024**. Pipeline Occurance Report. Disponível em: <<http://www.tsb.gc.ca/en/reports/pipe/1997/p97h0024/p97h0024.asp>>. Acesso em: 24 maio 2004.

VARGAS et al.li. A Study of the Relantionship Between the Stability of Slopes in Residual Soils and Rain Intensity. In: IINTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ENVIRONMENTAL GEOTECHNOLOGY. **Proceedings...** Bethlehem: USA, 1986. p. 491-500.

VARNES, D. J.. Slope Movement Types and Processes. In: **Landslides: Analysis and Control**. Washington D.C., 1978; p. 11-33.

VASCONCELLOS, C. R. A. **A Gestão da Integridade de Sistemas Transporte por Dutos: O Caso da PETROBRAS/DTSUL**. Joinville, 1999. 73 p.

VASCONCELLOS, C. R. A. et al.. Integrity Management of Brazil Bolivia Gas Pipeline to Reduce Risks Due Third Party Damage. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, 2005, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Brasil: CD, 2005.

WATKINS, R.K.. Buried Structures. WINTERKORN, Hans F.; FANG, Hsai-Yang. In: **Foundation Engineering Handbook**. USA, 1975. p. 649-672.

WILLIAMS ENERGY. **Northwest Pipeline announces re-route in western Washington**. Northwest Pipeline Corporation. Disponível em: < <http://www.williams.com/newsmedia/newsreleases/rel119.shtml>>. Acesso em: 24 maio 2004.

WILLIAMS ENERGY. **Tests confirm land movement led to ruptures**. Northwest Pipeline Corporation. Disponível em: <<http://www.williams.com/newsmedia/newsreleases/rel71.shtml>>. Acesso em: 24 maio 2004.

WILSON, S.D.; MIKKELSEN, P.E.. Field Instrumentation. In: **Landslides: Analysis and Control**. Washington D.C., 1978; p. 112-138.

WOLLE, C.; MELLO, L. G. S.. O escorregamento do km 42 da Via Anchieta: histórico das ocorrências e provável mecanismo de instabilização. In: III CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE ESTABILIDADE DE ENCOSTAS. **Anais...** Rio de Janeiro: Perfect Press, 2001. 577 p. p. 33-43.

WOLLE, C. M. **Análise dos Escorregamentos Translacionais numa Região da Serra do Mar no Contexto de uma Classificação de Mecanismos de Instabilização de Encostas**. 1988. 406p. Tese de Doutorado. USP. São Paulo.

ZUQUETTE., L.V.; NAKAZAWA, V.A.. Cartas de Geologia de Engenharia. In: OLIVEIRA, Antônio Manoel dos Santos; BRITO, Sérgio Nertan Alves de. **Geologia de Engenharia**. 1ª Edição. São Paulo, 1998. p. 284-300.

YOUNDEN, J. et al.. Satellite-based monitoring of subsidence ground movement impacting pipeline integrity. In: 4th INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 2002, Calgary. **Proceedings...** Canadá: ASME, 2002, CD.

ANEXOS

ANEXO I - DUTOS AUTORIZADOS A OPERAR PELA ANP

Dutos autorizados a operar pela ANP (Atualizado em 31/12/2003)

Código	Sigla	Proprietário	Operador	Tipo	Instalação de Origem	Município	UF	Instalação de Destino	Município	UF	Produto	Ø (")	Ext.(km)	Operação	Ato ANP	Data
467	UPGN PILAR	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	UPGN - PILAR	PILAR	AL	TERMINAL.MACEIO	MACEIO	AL	PETROLEO	8	28,3	1986	Aut. n.º 170	#####
472	AMAZONGAS GLP	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	AMAZONGAS	MANAUS	AM	GLP	8	1,52	1992	Aut. n.º 31	7/2/2003
476	E&P EST. SÃO PAULO R/LAM	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	ESTACAO SÃO PAULO	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	PETROLEO	8	12	1962	Aut. n.º 31	7/2/2003
477	E&P EST. RECIFE R/LAM 12	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	ESTACAO RECIFE	POJUCA	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	PETROLEO	12	63	1957	Aut. n.º 31	7/2/2003
478	E&P EST. RECIFE R/LAM 20	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	ESTACAO RECIFE	POJUCA	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	PETROLEO	20	50	1968	Aut. n.º 31	7/2/2003
480	ORSUB - JEQUIÉ	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	BASE INTER.DO ORSUB	IPIAU	BA	BASE OPERACIONAL	JEQUIÉ	BA	CLAROS	8	75	1995	Aut. n.º 170	#####
481	ORSUB - IPIAU	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	BASE INTER.DO ORSUB	IPIAU	BA	BASE OPERACIONAL	ITABUNA	BA	CLAROS	8	94	1995	Aut. n.º 170	#####
482	ORSUB - TRONCO	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	BASE INTER. DO ORSUB	IPIAU	BA	CLAROS	10	225	1995	Aut. n.º 170	#####
483	OC 10 L2	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	ÓLEO COMBUSTÍVEL	10	5	1978	Aut. n.º 170	#####
484	OC 10 L1	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	ÓLEO COMBUSTÍVEL	10	3,8	1978	Aut. n.º 170	#####
485	BS 12.6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	LUBRIFICANTES	12/6	8	1978	Aut. n.º 170	#####
486	QAV 6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	QAV	6	8	1978	Aut. n.º 170	#####
487	LUB 6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	LUBRIFICANTES	6	6,05	1978	Aut. n.º 170	#####
488	OD 12	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	ÓLEO DIESEL	12	8	1978	Aut. n.º 170	#####
489	OD 8	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	ÓLEO DIESEL	8	8	1978	Aut. n.º 170	#####
490	GAS 6 L2	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	GASOLINA	6	8	1978	Aut. n.º 170	#####
491	AL 6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	ALCOOL	6	8	1978	Aut. n.º 170	#####
492	GAS 4 L4	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	GASOLINA	4	8	1978	Aut. n.º 170	#####
493	GAS 10/6 L3	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	GASOLINA	10/6	8	1978	Aut. n.º 170	#####
494	GLP 6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	GLP	6	6	1978	Aut. n.º 170	#####
495	QL 4	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	QUER. ILLUMINANTE	4	6	1978	Aut. n.º 170	#####
496	QLP 4	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	GLP	4	6	1978	Aut. n.º 170	#####
497	CRU 34	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	PETROLEO	34	10	1978	Aut. n.º 170	#####
498	BECAN 8	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	R/LAM	CANDEIAS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	ÓLEO COMBUSTÍVEL	8	10	1978	Aut. n.º 170	#####
499	BECAN 6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	R/LAM	CANDEIAS	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	CLAROS	6	10	1978	Aut. n.º 170	#####
500	ORPENE L1/14	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	R/LAM	CANDEIAS	BA	COPENE	CAMAÇARI	BA	NAFTA & GASÓLEO	14	36	1978	Aut. n.º 170	#####
501	BACAM 12	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	R/LAM	CANDEIAS	BA	COPENE	CAMAÇARI	BA	ÓLEO COMBUSTÍVEL	12	36	1978	Aut. n.º 170	#####
502	ORPENE 8	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	R/LAM	CANDEIAS	BA	COPENE	CAMAÇARI	BA	CLAROS	8	36	1978	Aut. n.º 170	#####
503	E&P UPGN CANDEIAS R/LAM	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UPGN - CANDEIAS	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	LGN	4	6	1970	Aut. n.º 31	7/2/2003
504	E&P UPGN CATU R/LAM	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UPGN - CATU	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	R/LAM	CANDEIAS	BA	LGN	4	50	1964	Aut. n.º 31	7/2/2003
516	POOL OD 8	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	BRASÍLIA	BRASÍLIA	DF	POOL BR/SHELL/ESSO/IPIRANGA/TEXACO/AGIP/REPSOL	BRASÍLIA	DF	DIESEL	8	1,9	1997	Aut. n.º 170	#####
517	POOL G 6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	BRASÍLIA	BRASÍLIA	DF	POOL BR/SHELL/ESSO/IPIRANGA/TEXACO/AGIP/REPSOL	BRASÍLIA	DF	GASOLINA	6	1,9	1997	Aut. n.º 170	#####
518	POOL GLP G 6	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	BRASÍLIA	BRASÍLIA	DF	POOL GLP/PMINS/GAS/SUPERGAS/BRAS/NGB/AGIP	BRASÍLIA	DF	GLP & GASOLINA	6	1,98	1997	Aut. n.º 170	#####
519	RAMAL QAV	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	BRASÍLIA	BRASÍLIA	DF	QAV DUTO/BR AEROPORTO	BRASÍLIA	DF	QAV	6	12,3	1997	Aut. n.º 170	#####
525	RAMAL SEN. CANEDO	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL DO OSBRA	SENADOR CANEDO	GO	POOL	GOIÂNIA	GO	DIESEL	12	15	1997	Aut. n.º 170	#####
526	RAMAL SEN. CANEDO	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL OSBRA	SENADOR CANEDO	GO	POOL	GOIÂNIA	GO	GASOLINA	4	15	1997	Aut. n.º 170	#####
530	BETINGAS 6	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BETINGAS	BETIM	MG	GLP	6	3,1	1968	Aut. n.º 31	7/2/2003
531	GASOLINA A VENDA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	POOL EMBIRUCU	BETIM	MG	GASOLINA	8	4	1968	Aut. n.º 31	7/2/2003
532	DIESEL VENDA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	POOL EMBIRUCU	BETIM	MG	DIESEL	14	4	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
533	GASOLINA PREMIUM /NAFTA DE COQUE	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BR DISTRIBUIDORA	BETIM	MG	GASOLINA PREMIUM	6	2	1997	Aut. n.º 31	7/2/2003
534	QAV - 1/ QI / VENDA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BR / SHELL	BETIM	MG	QAV	6	3,6	1968	Aut. n.º 31	7/2/2003
535	DIESEL FERROVIÁRIO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BR / SHELL	BETIM	MG	QUEROSENE	6	3,6	1968	Aut. n.º 31	7/2/2003
536	ÓLEO COMBUSTÍVEL VENDA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BR	BETIM	MG	ÓLEO COMBUSTÍVEL	10	4	1968	Aut. n.º 31	7/2/2003
537	ORBEL I	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REGAP	BETIM	MG	TERMINAL CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	CLAROS	18	363,9	1968	Aut. n.º 170	#####
541	OLAPA	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REPAR	ARAUÇÁRIA	PR	TERMINAL PARANAGUÁ	PARANAGUÁ	PR	CLAROS / GLP	12	93,5	1977	Aut. n.º 110	#####
542	OPASC	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REPAR	ARAUÇÁRIA	PR	TERMINAL ITAJAI	ITAJAI	SC	CLAROS	10	200	1995	Aut. n.º 170	#####
543	ORBEL II	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	REGAP	BETIM	MG	PETROLEO	24	358,4	1980	Aut. n.º 170	#####
544	ORBIG	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TIBIG	ANGRA DOS REIS	RJ	TERMINAL CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PETROLEO	40	122,9	1977	Aut. n.º 170	#####
545	OCAB	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	BARRA DO FURADO	QUISAMA	RJ	TERMINAL CABUNAS	MACAÉ	RJ	PETROLEO	38	67	1982	Aut. n.º 170	#####
546	POLIBRASIL DQ CAXIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	POLIBRASIL	DUQUE DE CAXIAS	RJ	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PROPENO	2	3,2	1992	Aut. n.º 31	7/2/2003
547	OSDUC	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CABUNAS	MACAÉ	RJ	TERMINAL CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PETROLEO	32	181,6	1982	Aut. n.º 170	#####
548	ORBEL 26	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PETROLEO	26	1,8	1968	Aut. n.º 170	#####
549	ORBEL-10	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	CLAROS	10	1,8	1977	Aut. n.º 170	#####
550	ORBEL-40	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PETROLEO	40	1,8	1977	Aut. n.º 170	#####
554	OSVOL	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL JAPERI	JAPERI	RJ	TEVOL	VOLTA REDONDA	RJ	CLAROS	10	58	1978	Aut. n.º 170	#####
556	FAINA 9	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	AEROPORTO GALEAO	RIO DE JANEIRO	RJ	QAV	10	10,9	1977	Aut. n.º 170	#####
558	PC-3	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	TERMINAL ILHA D'AGUA	RIO DE JANEIRO	RJ	CLAROS	14	13,7	1993	Aut. n.º 170	#####
559	PC-1	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	TERMINAL ILHA D'AGUA	RIO DE JANEIRO	RJ	CLAROS	14	13,7	1961	Aut. n.º 170	#####
560	GLP ILHA REDONDA	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	TERMINAL ILHA REDONDA	RIO DE JANEIRO	RJ	GLP	16	17,9	1961	Aut. n.º 170	#####
561	PE-1	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	TERMINAL ILHA D'AGUA	RIO DE JANEIRO	RJ	ÓLEO COMBUSTÍVEL	14	13,7	1961	Aut. n.º 170	#####
562	HEADER-NORTE	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	TERMINAL ILHA D'AGUA	RIO DE JANEIRO	RJ	PETROLEO	26	13,7	1961	Aut. n.º 170	#####
563	HEADER-SUL	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	TERMINAL ILHA D'AGUA	RIO DE JANEIRO	RJ	CLAROS	26	13,7	1961	Aut. n.º 170	#####
564	PC-2	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	TERMINAL ILHA D'AGUA	RIO DE JANEIRO	RJ	CLAROS	14	13,7	1971	Aut. n.º 170	#####
565	P 32	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PIER PRINCIPAL ILHA D'AGUA	RIO DE JANEIRO	RJ	PETROLEO	32	14,9	1967	Aut. n.º 170	#####
566	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
567	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
568	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,3	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
569	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
570	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,3	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
571	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,3	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
572	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
573	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
574	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
575	EXTRATO AROMÁTICO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PETROFLEX	DUQUE DE CAXIAS	RJ	EXTRATO AROMÁTICO	6	3	1979	Aut. n.º 31	7/2/2003
576	PARAFINA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PARAFINA	4	2,2	1976	Aut. n.º 31	7/2/2003

Consulta_de_Dutos_em_Operação

577	PARAFINA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PARAFINA	4	2,2	1976	Aut. n.º 31	7/2/2003
579	REDUC CIAS OC 12	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ÓLEO COMBUSTÍVEL	12	1,5	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
580	DIESEL CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	MEGA /PIRANGA / SHELL	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ÓLEO DIESEL	10	0,73	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
581	REDUC CIAS GLP 6	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SUPERGASBRAS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	GLP	6	0,8	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
582	REDUC CIAS G 10	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	MEGA /PIRANGA / SHELL	DUQUE DE CAXIAS	RJ	GASOLINA	10	2,5	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
583	REDUC CIAS QAV/QI 10	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	MEGA /PIRANGA / SHELL	DUQUE DE CAXIAS	RJ	QAV/QI	10	1,1	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
584	REDUC CIAS A 8	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	MEGA /PIRANGA / SHELL	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ÁLCOOL	8	1,1	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
587	PROPENO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	POLIBRASIL	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PROPENO	4	3,2	1992	Aut. n.º 31	7/2/2003
588	TEVOL CSN	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TEVOL	VOLTA REDONDA	RJ	CSN	VOLTA REDONDA	RJ	ÓLEO COMBUSTÍVEL	8	3	1978	Aut. n.º 170	#####
596	ORSUL 6	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	COPE SUL	TRIUNFO	RS	REFAP	CANOAS	RS	GLP & GEP	6	26	1982	Aut. n.º 170	#####
597	ORSUL 10	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	REFAP	CANOAS	RS	COPE SUL	CANOAS	RS	NAFTA	10	26	1982	Aut. n.º 170	#####
598	ORNT	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	REFAP	CANOAS	RS	TENIT	CANOAS	RS	CLAROS	6	16	1997	Aut. n.º 170	#####
599	REFAP CIAS CLAROS 6	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	CLAROS:GLP	6	1,785	1968	Aut. n.º 007	6/3/1998
600	REFAP CIAS CLAROS 6	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	CLAROS	6	0,718	1968	Aut. n.º 007	6/3/1998
601	REFAP CIAS ASFALTO 8	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	ASFALTO	8	1,14	1968	Aut. n.º 007	6/3/1998
602	REFAP CIAS ASFALTO 6	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	ASFALTO	6	1,14	1968	Aut. n.º 007	6/3/1998
603	REFAP CIAS DIESEL 10	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	DIESEL	10	2,925	1968	Aut. n.º 007	6/3/1998
604	REFAP CIAS OC 10	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	ÓLEO COMBUSTÍVEL	10	1,684	1968	Aut. n.º 007	6/3/1998
605	REFAP CIAS HEXANO 4	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	HEXANO	4	0,518	1970	Aut. n.º 007	6/3/1998
606	REFAP CIAS AGUARRAS 4	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	CIAS DISTRIBUIDORAS	CANOAS	RS	AGUARRAS	4	0,518	1968	Aut. n.º 007	6/3/1998
607	OSCAN 22	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TEDUT	OSORBO	RS	REFAP	CANOAS	RS	PETROLIO	22	98	1976	Aut. n.º 170	#####
608	OSCAN 16	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TEDUT	OSORBO	RS	REFAP	CANOAS	RS	CLAROS	16	98	1968	Aut. n.º 170	#####
610	OPASC	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERM. SÃO FRANCISCO DO SUL	SÃO FRANCISCO DO SUL	SC	REFAP	ARAUÁRIA	PR	PETROLIO	30	117	1976	Aut. n.º 170	#####
611	OPASC	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL ITAJÁ	ITAJÁ	SC	TERMINAL BIGUAÇU	FLORIANÓPOLIS	SC	CLAROS	8	66	1995	Aut. n.º 170	#####
613	BONSUCESSO CARMÓPOLIS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	BONSUCESSO	EST. BONSUCESSO	SE	TERMINAL DE CARMÓPOLIS	ARACAJU	SE	PETROLIO	18	49	1966	Aut. n.º 31	7/2/2003
624	OSBRA	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BASE OPERACIONAL DE BRASÍLIA	BRASÍLIA	DF	CLAROS	2012	964	1996	Aut. n.º 170	#####
625	OSRIO	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL GUARAREMA	GUARAREMA	SP	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	CLAROS	16	372	1990	Aut. n.º 170	#####
626	A-6	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL ALEMOSA	SANTOS	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	CLAROS	14	9,6	1988	Aut. n.º 170	#####
627	A-4	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL ALEMOSA	SANTOS	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	CLAROS	18	9,6	1988	Aut. n.º 170	#####
628	A-2	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL ALEMOSA	SANTOS	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	CLAROS	14	9,6	1988	Aut. n.º 170	#####
629	A-8	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL ALEMOSA	SANTOS	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	18	9,6	1951	Aut. n.º 170	#####
630	A-9	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL ALEMOSA	SANTOS	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	GLP	10	11	1951	Aut. n.º 170	#####
631	OBATI - CLAROS	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL BARUERI	BARUERI	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	CLAROS	14	50	1975	Aut. n.º 170	#####
632	OBATI-ESCUROS	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL BARUERI	BARUERI	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	14	50,4	1975	Aut. n.º 170	#####
633	POOL GASOLINA	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL BARUERI	BARUERI	SP	POOL	BARUERI	SP	GASOLINA	16	0,2	1972	Aut. n.º 170	#####
634	POOL DIESEL	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL BARUERI	BARUERI	SP	POOL	BARUERI	SP	DIESEL	12	0,2	1972	Aut. n.º 170	#####
635	POOL ALCOOL	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL BARUERI	BARUERI	SP	POOL	BARUERI	SP	ÁLCOOL	8	0,2	1981	Aut. n.º 170	#####
636	POOL ALCOOL	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL BARUERI	BARUERI	SP	POOL	BARUERI	SP	ÁLCOOL	8	0,2	1981	Aut. n.º 170	#####
637	POOL G PREMIUM	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL BARUERI	BARUERI	SP	POOL	BARUERI	SP	GASOLINA PREMIUM	10	0,2	1997	Aut. n.º 170	#####
638	RE-5/8	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	RECAP	CAPUAVA	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	CLAROS	8	10	1951	Aut. n.º 170	#####
639	RE-5/10-OC	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	RECAP	CAPUAVA	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	10	9,7	1951	Aut. n.º 170	#####
640	RECAP UTINGA 16	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	RECAP	CAPUAVA	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	CLAROS	16	10	1978	Aut. n.º 170	#####
642	POU 2"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RECAP	CAPUAVA	SP	RECAP	CAPUAVA	SP	O.COMBUSTÍVEL / LCO	2	1	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
644	RE-4/12-P	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	RECAP	CAPUAVA	SP	PETROLIO	12	34,4	1954	Aut. n.º 170	#####
645	OSSP-A 14	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	CLAROS:GLP	14	46,2	1989	Aut. n.º 170	#####
646	OSSP-B 10	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	GLP / CLAROS	10	37	1972	Aut. n.º 170	#####
647	OSSP-OC 18	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	18	37,9	1980	Aut. n.º 170	#####
648	OSSP-C 18	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	CLAROS	18	37,8	1952	Aut. n.º 170	#####
649	R-5	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	BASE DE CUBATÃO	CUBATÃO	SP	CLAROS	14	2	1993	Aut. n.º 170	#####
650	R-1	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	BASE DE CUBATÃO	CUBATÃO	SP	CLAROS	14	2	1993	Aut. n.º 170	#####
651	R-6	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	CLAROS	18	2	1993	Aut. n.º 170	#####
652	R-8	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	ESCUROS	18	2	1993	Aut. n.º 170	#####
653	R-7	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	ESCUROS	18	2	1993	Aut. n.º 170	#####
654	R-4	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	PETROLIO	24	3,6	1993	Aut. n.º 170	#####
655	FEPASA AA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	FEPASA - TERM. FERROVIÁRIO		SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	ÁLCOOL HIDRATADO	10	1	1982	Aut. n.º 31	7/2/2003
656	FEPASA AA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	FEPASA - TERM. FERROVIÁRIO		SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	ÁLCOOL ANDRÓ	10	1	1982	Aut. n.º 31	7/2/2003
657	OSVAT 30	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL GUARAREMA	GUARAREMA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	PETROLIO	30	152,7	1977	Aut. n.º 170	#####
658	OSPLAN 18	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL GUARAREMA	GUARAREMA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	CLAROS	18	152,7	1991	Aut. n.º 170	#####
659	OSVAT 34	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL GUARAREMA	GUARAREMA	SP	RECAP	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	PETROLIO	34	35,1	1979	Aut. n.º 170	#####
660	QAV CUMBICA	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL GUARAREMA	GUARAREMA	SP	RECAP	GUARULHOS	SP	QAV	10	7,5	1996	Aut. n.º 170	#####
666	QAV CUMBICA	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL GUARAREMA	GUARAREMA	SP	RECAP	GUARULHOS	SP	QAV	6	7,5	1985	Aut. n.º 170	#####
667	OPASA 10	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TEGLUAR	GUARULHOS	SP	AEROPORTO CUMBICA POOL SHELL	GUARULHOS	SP	CLAROS	10	98,8	1972	Aut. n.º 170	#####
668	OPASA 14	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TEGLUAR	GUARULHOS	SP	AEROPORTO CUMBICA POOL SHELL	GUARULHOS	SP	CLAROS	14	98,8	1972	Aut. n.º 170	#####
669	OPASA 16	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TEGLUAR	GUARULHOS	SP	AEROPORTO CUMBICA POOL SHELL	GUARULHOS	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	16	98,8	1974	Aut. n.º 170	#####
670	REPLAN 8/10/24 AA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	ÁLCOOL ANDRÓ	8/10/24	0,5	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
671	REPLAN 10/24 AH	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	ÁLCOOL HIDRATADO	10/24	0,5	1981	Aut. n.º 31	7/2/2003
672	POU GLP	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	POU	SANTO ANDRÉ	SP	RECAP	CAPUAVA	SP	GLP	6	1	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
673	POU PIROLISE 8	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	POU	SANTO ANDRÉ	SP	RECAP	CAPUAVA	SP	GASOLINA DE PIROLISE	8	1	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
675	RECAP BASES GLP	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RECAP	MAUÁ	SP	BASES ULTRAGAS, MINASGÁS E LIQUIGÁS	MAUÁ	SP	GLP	6	1,41	1992	Aut. n.º 31	7/2/2003
692	POOL DIESEL	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	BASE OPER. DO OSBRA	RIBEIRÃO PRETO	SP	POOL	RIBEIRÃO PRETO	SP	DIESEL	10	8,85	1997	Aut. n.º 170	#####
693	POOL GASOLINA	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	BASE OPER. DO OSBRA	RIBEIRÃO PRETO	SP	POOL	RIBEIRÃO PRETO	SP	GASOLINA	6	8,85	1997	Aut. n.º 170	#####
694	R-9	PETROBRAS	TRANSPECTRO	TRANSPORTE	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	GLP	10	2,2	1993	Aut. n.º 170	#####
695	RPBC CBE	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	CIA BRAS. ESTIRENO	CUBATÃO	SP	BENZENO	3	3,2	1986	Aut. n.º 31	7/2/2003
701	GAV	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	GASOLINA AVIAÇÃO	6	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
702	TECUB OD 6	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	DIESEL	6	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
703	TECUB NAFTA 6	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	NAFTA	6	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
704	TECUB OC 8	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	8	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
705	TECUB HEXANO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	HEXANO	4	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003

Consulta_de_Dutos_em_Operação

706	TECUB BENZENO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	BENZENO	3	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
707	TECUB TOLUENO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	TOLUENO	4	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
708	TECUB XILENO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	XILENO	3	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
709	TECUB BUTANO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	BUTANO	3	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
710	TECUB GAS ESP	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	GASOLINA VEÍC. EXP.	4	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
711	TECUB GAV	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	GASOLINA DE AVIAÇÃO	6	2,3	1984	Aut. n.º 31	7/2/2003	
712	TECUB SOLVENTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RPBC	CUBATÃO	SP	BR-TECUB	CUBATÃO	SP	SOLVENTES	3	2,3	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
713	RE-1/6-8-U2	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL UTINGA	SÃO CAETANO DO SUL	SP	POOL - TESPA BR	SÃO PAULO	SP	DIESEL	8/6	7,5	1997	Aut. n.º 170	#####	
714	RE-1/6-8-U3	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL UTINGA	SÃO CAETANO DO SUL	SP	POOL - TESPA BR	SÃO PAULO	SP	ÁLCOOL	8/6	7,5	1997	Aut. n.º 170	#####	
715	RE-1/10-U4	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL UTINGA	SÃO CAETANO DO SUL	SP	POOL - TESPA BR	SÃO PAULO	SP	GASOLINA	10	7,5	1951	Aut. n.º 170	#####	
716	RE-1/10-OC	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL UTINGA	SÃO CAETANO DO SUL	SP	POOL - TESPA BR	SÃO PAULO	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	10	3	1983	Aut. n.º 170	#####	
717	RE-5/6-SP	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL UTINGA	SÃO CAETANO DO SUL	SP	CIA SP	CIA SP	SP	CLAROS	6	2,2	1951	Aut. n.º 170	#####	
718	OSVAT 22	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REVAP	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	CLAROS	22	119,6	1978	Aut. n.º 170	#####	
719	OSVAT-OC 24	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REVAP	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	24	120,3	1978	Aut. n.º 170	#####	
721	OSBAT	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TEBAR	SÃO SEBASTIAO	SP	TERMINAL CUBATÃO	CUBATÃO	SP	PETROLIO	24	121	1968	Aut. n.º 170	#####	
722	OSPLAN 24	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEBAR	SÃO SEBASTIAO	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	CLAROS	24	234,9	1973	Aut. n.º 170	#####	
723	OSVAT	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TEBAR	SÃO SEBASTIAO	SP	TERMINAL GUARAREMA	GUARAREMA	SP	PETROLIO	42/38	83	1979	Aut. n.º 170	#####	
724	NAFTA/22	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TERMINAL UTINGA	SANTO ANDRÉ	SP	POU	SANTO ANDRÉ	SP	NAFTA	22	8,5	1978	Aut. n.º 170	#####	
726	OSCAN 16 II	COPELUL	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	TEDUT	OSORIO	RS	REFAP	CANOAS	RS	NAFTA	16	98	2000	Aut. n.º 161	#####	
727	OSCAN 8 I	COPELUL	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	TEDUT	OSORIO	RS	REFAP	CANOAS	RS	GASOLINA E ÓLEO DIESEL	8	98	2000	Aut. n.º 161	#####	
728	SADIBE OD 10	SADIBE	SADIBE	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	SADIBE	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO DIESEL	10	0,71	1999	Aut. n.º 017	#####	
729	SADIBE G 10	SADIBE	SADIBE	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	SADIBE	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA	6	0,71	1999	Aut. n.º 017	#####	
733	MINASGAS PE GLP 6	MINASGÁS	MINASGÁS	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL SUAPE	IPOJUCA	PE	BASE MINASGÁS	IPOJUCA	PE	GLP	6	0,25	1999	Aut. n.º 023	#####	
734	OCIDENTAL OD 12	OCIDENTAL	OCIDENTAL	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE DA OCIDENTAL	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO DIESEL	6	12	0,197	1999	Aut. n.º 023	#####
735	OCIDENTAL G 10	OCIDENTAL	OCIDENTAL	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE DA OCIDENTAL	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA	10	0,197	1999	Aut. n.º 023	#####	
736	MINASGAS PR GLP 8	MINASGÁS	MINASGÁS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	GLP	8	0,256	1999	Aut. n.º 194	#####	
737	FOX PR OD 12	FOX	FOX	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE DA FOX	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO DIESEL	12	0,199	1999	Aut. n.º 030	#####	
738	FOX PR G 10	FOX	FOX	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE DA FOX	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA	10	0,199	1999	Aut. n.º 030	#####	
739	RPI PETROLIO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL RIO GRANDE	RIO GRANDE	RS	TERMINAL IPRANGA	RIO GRANDE	RS	PETROLIO	16	3,11	1972	Aut. n.º 105	#####	
740	RPI OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL RIO GRANDE	RIO GRANDE	RS	TERMINAL IPRANGA	RIO GRANDE	RS	DIESEL / GASOLINA	10	3,1078	1972	Aut. n.º 105	#####	
741	TOTAL OD 8	TOTAL	TOTAL	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	BASE TOTAL	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	ÓLEO DIESEL	8	1,396	2000	Aut. n.º 162	#####	
742	TOTAL G 8	TOTAL	TOTAL	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	BASE TOTAL	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GASOLINA	8	1,396	2000	Aut. n.º 162	#####	
743	SHELL G 6	SHELL BRASIL	SHELL BRASIL	TRANSFERÊNCIA	BASE OPER. DO ORSUB	JEQUIÉ	BA	BASE SHELL	JEQUIÉ	BA	GASOLINA / AH / AA	6	0,4	1997	Aut. n.º 162	#####	
744	SHELL OD 8	SHELL BRASIL	SHELL BRASIL	TRANSFERÊNCIA	BASE OPER. DO ORSUB	JEQUIÉ	BA	BASE SHELL	JEQUIÉ	BA	ÓLEO DIESEL	8	0,4	1997	Aut. n.º 165	#####	
752	MINASGAS GLP 6	MINASGÁS	MINASGÁS	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL MIRAMAR	BELEM	PA	BASE MINASGÁS	BELEM	PA	GLP	6	0,292	2000	Aut. n.º 159	#####	
753	ERG OD 12	ERG	ERG	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	ÓLEO DIESEL	12	0,06025	2000	Aut. n.º 142	#####	
754	ERG G 10	ERG	ERG	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	10	0,06025	2000	Aut. n.º 142	#####	
756	SHELL UBERLÂNDIA G 6	SHELL BRASIL	SHELL BRASIL	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL UBERLÂNDIA	UBERLÂNDIA	MG	BASE SHELL	UBERLÂNDIA	MG	GASOLINA	6	0,12	1997	Desp. n.º 22	#####	
757	SHELL UBERLÂNDIA OD 8	SHELL BRASIL	SHELL BRASIL	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL UBERLÂNDIA	UBERLÂNDIA	MG	BASE SHELL	UBERLÂNDIA	MG	ÓLEO DIESEL	8	0,12	1997	Desp. n.º 22	#####	
758	CBPI G 8	CBPI	CBPI	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL ITAJÁ	ITAJÁ	SC	BASE OPERACIONAL DA CBPI	ITAJÁ	SC	GASOLINA	8	0,119	1998	Aut. n.º 117	#####	
759	CBPI OD 10	CBPI	CBPI	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL ITAJÁ	ITAJÁ	SC	BASE OPERACIONAL DA CBPI	ITAJÁ	SC	ÓLEO DIESEL	10	0,119	1998	Aut. n.º 117	#####	
760	CBPI A 8	CBPI	CBPI	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL ITAJÁ	ITAJÁ	SC	BASE OPERACIONAL DA CBPI	ITAJÁ	SC	ÁLCOOL	8	0,119	1998	Aut. n.º 117	#####	
761	COPAPE GUARULHOS G 12	COPAPE	COPAPE	TRANSFERÊNCIA	TEGUAR	GUARULHOS	SP	BASE COPAPE	GUARULHOS	SP	GASOLINA	12	0,985	1997	Aut. n.º 044	5/4/2001	
762	COPAPE GUARULHOS OD 12	COPAPE	COPAPE	TRANSFERÊNCIA	TEGUAR	GUARULHOS	SP	BASE COPAPE	GUARULHOS	SP	ÓLEO DIESEL	12	0,982	1997	Aut. n.º 044	5/4/2001	
763	COPAPE GUARULHOS A 10	COPAPE	COPAPE	TRANSFERÊNCIA	TEGUAR	GUARULHOS	SP	BASE COPAPE	GUARULHOS	SP	ÁLCOOL	10	0,981	1997	Aut. n.º 044	5/4/2001	
782	ORSUL 14	COPELUL	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	TERMINAL COPELUL	TRUNFO	RS	NAFTA	14	24,2	1999	Aut. n.º 143	#####	
783	ALE REGAP OD 12	ALE COMBUSTÍVEIS	ALE COMBUSTÍVEIS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BASE OPERACIONAL DA ALE	BETIM	MG	ÓLEO DIESEL	12	0,4	1998	Aut. n.º 210	#####	
787	GOLFO PAULÍNIA GLP 8	GOLFO	GOLFO	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BASE GOLFO	PAULÍNIA	SP	GLP	8	0,194	1998	Aut. n.º 46	#####	
797	PETROGAZ BETIM GLP 6	PETROGAZ	PETROGAZ	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BASE PETROGAZ	BETIM	MG	GLP	6	0,43	1998	Aut. n.º 160	#####	
1356	SUPERGASBRAS GLP 4	SUPERGASBRAS	BETINGAS	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL BETINGAS	BETIM	MG	BASE SUPERGASBRAS	BETIM	MG	GLP	4	0,6	1998	Aut. n.º 29	2/3/2000	
1365	ORSUL	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSFERÊNCIA	TESOL	COARI	AM	UPGN - URUCU	COARI	AM	PETROLIO	14	281,18	1998	Aut. n.º 170	#####	
1366	OSVAT 16	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	REVAP	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	ESTACAO DE VALVULAS	SUZANO	SP	CLAROS	16	67	1988	Aut. n.º 170	#####	
1367	OSVAT 16	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	RECAP	CARUAVA	SP	ESTACAO DE TRANSPORTE	SUZANO	SP	CLAROS	16	28,6	1988	Aut. n.º 170	#####	
1368	OSVAT 16	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	ESTACAO DE TRANSPORTE	SUZANO	SP	TEGUAR	GUARULHOS	SP	CLAROS	16	29	1988	Aut. n.º 170	#####	
1369	OSVAT 16	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	RECAP	CARUAVA	SP	TERMINAL UTINGA	SÃO CAETANO DO SUL	SP	CLAROS	16	8,5	1988	Aut. n.º 170	#####	
1373	GLP 10	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GLP	10	8	2001	Aut. n.º 170	#####	
1374	GAS 12	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	TEMADRE	MADRE DE DEUS	BA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GASOLINA	12	4,5	2001	Aut. n.º 170	#####	
1802	COPENE TEGAL NAFTA 36/20	COPENE	COPENE	TRANSFERÊNCIA	TEGAL	CANDEIAS	BA	COPENE	CAMACARI	BA	NAFTA	36/20	29,5	2001	Aut. n.º 214	#####	
1805	COPENE EST COPENE NAFTA 14	COPENE	COPENE	TRANSFERÊNCIA	EST. INTERM. KM 14	CANDEIAS	BA	COPENE	CAMACARI	BA	NAFTA	14	22	2001	Aut. n.º 214	#####	
1806	COPENE EST TEGAL RLAM 14	COPENE	COPENE	TRANSFERÊNCIA	EST. INTERM. KM 14	CANDEIAS	BA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	NAFTA	14	14	2001	Aut. n.º 214	#####	
1807	COPENE TEGAL NAFTA 30/20	COPENE	COPENE	TRANSFERÊNCIA	TEGAL	CANDEIAS	BA	ESTACAO INTER. KM 14	CANDEIAS	BA	NAFTA	30/20	7,5	2001	Aut. n.º 214	#####	
1840	NGB CANOAS GLP 6	NGB	NACIONAL GÁS BUTANO	TRANSFERÊNCIA	REFAP	CANOAS	RS	BASE NGB	CANOAS	RS	GLP	6	0,52	2001	Aut. n.º 154	#####	
1841	NGB GUAMARÉ GLP 6	NGB	NACIONAL GÁS BUTANO	TRANSFERÊNCIA	UPGN GUAMARÉ II	GUAMARÉ	RN	BASE NGB	GUAMARÉ	RN	GLP	6	0,6	2002	Aut. n.º 45	6/3/2002	
2035	EBT G 10	EBT	EBT	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BASE EBT	BETIM	MG	GASOLINA	10	0,4	2002	Aut. n.º 128	#####	
2036	EBT ODL 14	EBT	EBT	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BASE EBT	BETIM	MG	DIESEL	14	0,4	2002	Aut. n.º 128	#####	
2037	STORAGE G 10	STORAGE	STORAGE	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE STORAGE	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA	10	0,13	2002	Aut. n.º 146	#####	
2038	STORAGE O 12	STORAGE	STORAGE	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE STORAGE	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO DIESEL	12	0,13	2002	Aut. n.º 146	#####	
2069	GARSOL	PETROBRAS	TRANSPETRO	TRANSPORTE	POLO ARARA - URUCU	COARI	AM	TESOL	COARI	AM	GLP	18	278,75	2002	Aut. n.º 235	#####	
2070	OSLUDIC II	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL CABIUNAS	MACAÉ	RJ	REDUC	DIQUE DE CAXIAS	RJ	LÍQ. DE GAS NATURAL	10	183,5	2002	Aut. n.º 242	#####	
2086	AGUARRÁS -1 1/2"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	BR DIST.	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	AGUARRÁS	1 1/2	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2087	AGUARRÁS 2"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPRANGA	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	AGUARRÁS	2	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2088	DS-8"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPRANGA	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	DIESEL	8	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2089	GA-8"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPRANGA	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GASOLINA	8	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2090	GLP-8"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	NOVOGÁS	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GLP	8	0,39	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2091	GLP-8"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	NACIONAL GÁS BUTANO	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GLP	8	0,45	1997	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2092	GLP-8"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	BRASILGAS - BAIANA	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GLP	8	0,19	1997	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2093	GLP-8"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	SHELLGAS	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	GLP	8	0,7	1999	Aut. n.º 31	7/2/2003	
2094	HEXANO-2"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPRANGA	SÃO FRANÇ. DO CONDE	BA	HEXANO	2	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003	

2095	NP-4"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	BR DIST.	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	N-PARAFINA	4	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
2096	OC-6"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPIRANGA	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	ÓLEOS COMBUSTÍVEL	6	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
2097	PR-4"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPIRANGA	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	PROPANO ESP	4	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
2098	QA-4"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPIRANGA	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	QAV-1	4	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
2099	QI-4"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RLAM	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	POOL SHELL / BR DIST. / IPIRANGA	SÃO FRANC. DO CONDE	BA	QUER ILUMINANTE	4	0,1	1974	Aut. n.º 31	7/2/2003
2100	OI COMB PTX	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	PETROFLEX	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ÓLEO COMBUSTÍVEL 7A	8	1	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2101	ALCOOL CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR DISTRIBUIDORA	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ALCOOL	8	1,5	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2102	ALCOOL CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ESSO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ALCOOL	8	1	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2103	DIESEL CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR DISTRIBUIDORA	DUQUE DE CAXIAS	RJ	DIESEL	10	1	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2104	DIESEL CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ESSO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	DIESEL	10	0,85	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2105	GASOLINA CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR DISTRIBUIDORA	DUQUE DE CAXIAS	RJ	GASOLINA	10	1	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2106	GASOLINA CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	ESSO	RIO DE JANEIRO	RJ	GASOLINA	10	0,85	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2107	QAV CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR DISTRIBUIDORA	DUQUE DE CAXIAS	RJ	QAV / QI	8	1,27	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2108	EXTRATO AROMÁTICO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	BR GEI	DUQUE DE CAXIAS	RJ	EXTRATO AROMÁTICO	6	3	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2109	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SOLÚTEC / ICOLUB / TEXACO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2110	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SOLÚTEC / ICOLUB / TEXACO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2111	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SOLÚTEC / ICOLUB / TEXACO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2112	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SOLÚTEC / ICOLUB / TEXACO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2113	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SOLÚTEC / ICOLUB / TEXACO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2114	LUBRIFICANTES	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SOLÚTEC / ICOLUB / TEXACO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	LUBRIFICANTES	4	2,2	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2115	GLP CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	MINASGAS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	GLP	6	0,8	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2116	GLP CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	COPAGAS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	GLP	6	0,8	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2117	GLP CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	NACIONAL GAS BUTANO	DUQUE DE CAXIAS	RJ	GLP	6	0,8	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2118	GLP CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REDUC	DUQUE DE CAXIAS	RJ	SUPERGASBRAS	DUQUE DE CAXIAS	RJ	GLP	6	0,8	1961	Aut. n.º 31	7/2/2003
2119	DIESEL / LCO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	ULTRAFÉRTIL	ARAUCÁRIA	PR	DIESEL	6	0,02	1980	Aut. n.º 31	7/2/2003
2120	ÓLEO CALDEIRAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	ULTRAFÉRTIL	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO COMBUSTÍVEL	8	0,02	1980	Aut. n.º 31	7/2/2003
2121	MATERIA-PRIMA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	ULTRAFÉRTIL	ARAUCÁRIA	PR	RASF	10	0,02	1980	Aut. n.º 31	7/2/2003
2122	QAV > CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	QAV	6	0,19	1977	Aut. n.º 31	7/2/2003
2123	GASOL. PREMIUM > CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA PREMIUM	6	0,19	1977	Aut. n.º 31	7/2/2003
2124	BUNKER > CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	BUNKER	8	0,18	1977	Aut. n.º 31	7/2/2003
2125	DIESEL > CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	DIESEL	14	0,19	1977	Aut. n.º 31	7/2/2003
2126	GLP > UTINGAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	UTINGAS	ARAUCÁRIA	PR	GLP	8	0,73	1978	Aut. n.º 31	7/2/2003
2127	GLP - UTINGAS P' SUPERGASBRAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UTINGAS	ARAUCÁRIA	PR	SUPERGASBRAS	ARAUCÁRIA	PR	GLP	6	0,24	1978	Aut. n.º 31	7/2/2003
2128	GLP - UTINGAS P' MINASGAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UTINGAS	ARAUCÁRIA	PR	MINASGAS	ARAUCÁRIA	PR	GLP	3	0,12	1978	Aut. n.º 31	7/2/2003
2129	GLP - UTINGAS P' LIQUIGAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UTINGAS	ARAUCÁRIA	PR	AGLIQUIGAS	ARAUCÁRIA	PR	GLP	6	0,42	1978	Aut. n.º 31	7/2/2003
2130	GLP - UTINGAS P' PLENOGAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UTINGAS	ARAUCÁRIA	PR	PLENOGAS (Minasgas)	ARAUCÁRIA	PR	GLP	4	0,59	1978	Aut. n.º 31	7/2/2003
2131	GLP - UTINGAS P' ULTRAGAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UTINGAS	ARAUCÁRIA	PR	ULTRAGAS	ARAUCÁRIA	PR	GLP	6	0,6	1978	Aut. n.º 31	7/2/2003
2132	GASOLINA > CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA	16	0,19	1977	Aut. n.º 31	7/2/2003
2133	ÓLEO COMBUSTÍVEL > CIAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO COMBUSTÍVEL	16	0,18	1977	Aut. n.º 31	7/2/2003
2134	ALCOOL HIDRATADO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	TERM.FERROVIÁRIO ALL	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA / REPAR	ARAUCÁRIA	PR	ALCOOL	10	0,88	1984	Aut. n.º 31	7/2/2003
2135	ALCOOL ANDRHO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	TERM.FERROVIÁRIO ALL	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA / REPAR	ARAUCÁRIA	PR	ALCOOL	10	0,88	1977	Aut. n.º 31	7/2/2003
2136	HEXANO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	HEXANO	4	0,2	1976	Aut. n.º 31	7/2/2003
2137	AGUARRAS / SOLVENTE	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BR / TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	ARAUCÁRIA	PR	AGUARRAS E SOLVENTE	4	0,2	1976	Aut. n.º 31	7/2/2003
2138	CLAROS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REVAP	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	SHELL	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	DIESEL GASOLINA AA. AH	10	4	1994	Aut. n.º 31	7/2/2003
2139	ESCUROS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REVAP	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	SHELL	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	ÓLEOS COMBUSTÍVEIS	14	4	1994	Aut. n.º 31	7/2/2003
2140	GLP	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REVAP	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	ULTRAGAS / MINASGAS / (SUPERGASBRAS) / NGB / COPAGAS	SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	SP	GLP	8	4	1981	Aut. n.º 31	7/2/2003
2141	REMAN / BR	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	BR DISTRIBUIDORA	MANAUS	AM	ÓLEO LEVE P' TURBINA	8	0,45	1990	Aut. n.º 31	7/2/2003
2142	REMAN / BR	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	BR DISTRIBUIDORA	MANAUS	AM	QAV	8	0,23	1990	Aut. n.º 31	7/2/2003
2143	REMAN / BR	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	BR DISTRIBUIDORA	MANAUS	AM	GASOLINA	10	0,14	1990	Aut. n.º 31	7/2/2003
2144	REMAN / BR	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	BR DISTRIBUIDORA	MANAUS	AM	ÓLEO DIESEL	10	0,14	1990	Aut. n.º 31	7/2/2003
2145	REMAN / FOGAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	FOGAS	MANAUS	AM	GLP	4	0,12	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2146	REMAN / FOGAS	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	FOGAS	MANAUS	AM	GLP	6	0,12	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2147	REMAN / EQUADOR	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	EQUADOR	MANAUS	AM	GASOLINA	8	0,27	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2148	REMAN / EQUADOR	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	EQUADOR	MANAUS	AM	AA / AH	8	0,45	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2149	REMAN / EQUADOR	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	EQUADOR	MANAUS	AM	DIESEL	10	0,27	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2150	REMAN / TEXACO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	TEXACO	MANAUS	AM	DIESEL	10	1,25	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2151	REMAN / TEXACO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	TEXACO	MANAUS	AM	GASOLINA	10	1,25	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2152	REMAN / TEXACO	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	TEXACO	MANAUS	AM	ALCOOL	8	1,25	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2153	REMAN / SABBA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	SHELL / SABBA	MANAUS	AM	GASOLINA	10	1,8	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2154	REMAN / SABBA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	SHELL / SABBA	MANAUS	AM	ÓLEO DIESEL	10	1,8	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2155	REMAN / SABBA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	SHELL / SABBA	MANAUS	AM	ALCOOL	8	1,15	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2156	REMAN / SABBA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REMAN	MANAUS	AM	SHELL / SABBA	MANAUS	AM	QAV	8	1,8	1989	Aut. n.º 31	7/2/2003
2157	8" - QJ - 600 A	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	PAULÍNIA	SP	QAV	8	0,13	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2158	14" - OJ - 500B	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	PAULÍNIA	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	14	0,13	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2159	8" - QI - 200A	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	PAULÍNIA	SP	QI	8	0,13	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2160	12"-GA-400A	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	12	0,13	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2161	12" - OD-300A	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	PAULÍNIA	SP	DIESEL METROP.	12	0,13	1973	Aut. n.º 31	7/2/2003
2162	10" - OC	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	ÓLEO COMBUSTÍVEL	10	0,21	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2163	6" - QAV	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	QAV	6	0,22	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2164	10" - GA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	10	0,2	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2165	10" OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	DIESEL METROP.	10	0,2	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2166	24" OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	DIESEL	24	0,25	1993	Aut. n.º 31	7/2/2003
2167	24" OD-1101	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TEXACO / ESSO / SHELL / IPIRANGA	PAULÍNIA	SP	DIESEL	24	0,25	1993	Aut. n.º 31	7/2/2003
2168	6 - ME	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	BR DISTRIBUIDORA	PAULÍNIA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	METANOL	6	0,8	1995	Aut. n.º 31	7/2/2003
2169	2" GLP	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	SUPERGASBRAS/ULTRAGAS/SERVGAS/MANGAS/COPAGAS/SHELL/GAS/AGIP/ MINASGAS	PAULÍNIA	SP	GLP / AGUA	2	0,8	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2170	8" - GLP - 001	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	SUPERGASBRAS/ULTRAGAS/SERVGAS/MANGAS/COPAGAS/SHELL/GAS/AGIP/ MINASGAS	PAULÍNIA	SP	GLP	8	0,8	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2171	8" - GLP - 003	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	SUPERGASBRAS/ULTRAGAS/SERVGAS/MANGAS/COPAGAS/SHELL/GAS/AGIP/ MINASGAS	PAULÍNIA	SP	GLP	8	0,			

2173	12" - OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	AGIP / BREMEN / PETROFORTE	PAULÍNIA	SP	DIESEL	12	1,21	72 / 91 / 94	Aut. n.º 31	7/2/2003
2174	8" OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	AGIP	PAULÍNIA	SP	DIESEL METROP.	8	0,79	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2175	8" OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	AGIP	PAULÍNIA	SP	DIESEL METROP.	8	0,79	1972	Aut. n.º 31	7/2/2003
2176	10" - GA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	POLLUS	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	10	0,3	1995	Aut. n.º 31	7/2/2003
2177	12" - OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	POLLUS	PAULÍNIA	SP	DIESEL	12	0,3	1995	Aut. n.º 31	7/2/2003
2178	10" - GA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	PETROSUL	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	10	0,48	1997	Aut. n.º 31	7/2/2003
2179	12" - OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	PETROSUL	PAULÍNIA	SP	DIESEL	12	0,48	1997	Aut. n.º 31	7/2/2003
2180	12" - GA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	FIC / FORMULA BRASIL / CJ (RUFF)	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	12	1,5	96 / 97 / 99	Aut. n.º 31	7/2/2003
2181	12" - OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	FIC / FORMULA BRASIL / CJ (RUFF)	PAULÍNIA	SP	DIESEL	12	1,5	96 / 97 / 99	Aut. n.º 31	7/2/2003
2182	12" - GA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	ATLAS / NASCAR / GOLFO / EXXEL	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	12	0,7	1997	Aut. n.º 31	7/2/2003
2183	12" - OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	ATLAS / NASCAR / GOLFO / EXXEL	PAULÍNIA	SP	DIESEL	12	0,7	1997	Aut. n.º 31	7/2/2003
2184	10" GA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TRANSO / AMERICAN LUB	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	12	0,7	1997 / 2000	Aut. n.º 31	7/2/2003
2185	12" OD	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	TRANSO / AMERICAN LUB	PAULÍNIA	SP	DIESEL	12	0,7	1997 / 2000	Aut. n.º 31	7/2/2003
2186	3"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	EXXON	PAULÍNIA	SP	QAV / DIESEL	3	0,7	1999	Aut. n.º 31	7/2/2003
2187	4"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	EXXON	PAULÍNIA	SP	REPLAN	PAULÍNIA	SP	RESIDUO	4	0,7	1999	Aut. n.º 31	7/2/2003
2188	6"	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	RHODIA	PAULÍNIA	SP	ÓLEO COMBUSTIVEL	6	5,5	1986	Aut. n.º 31	7/2/2003
2208	UPGN NGB ATALAIA	PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	UPGN - Atalaia	ARACAJU	SE	NGB	ARACAJU	SE	GLP	4	0,5	1981	Aut. n.º 31	7/2/2003
2271	SHELL GAS 6	SHELL GAS	SHELL GAS (LPG) BRASIL S.º	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BASE SHELL GAS	BETIM	MG	GLP	6	0,43	2003	Aut. n.º 52	#####
A definir pela ANP	ALE G 8	ALE COMBUSTÍVEIS	ALE COMBUSTÍVEIS	TRANSFERÊNCIA	REGAP	BETIM	MG	BASE DA ALE	BETIM	MG	GASOLINA	8	0,4	2000	Desp. nº 210	#####
A definir pela ANP	NGB MAUÁ 6	NGB	NGB	TRANSFERÊNCIA	RECAP	MAUÁ	SP	BASE NGB MAUÁ	MAUÁ	SP	GLP	6	1,4	2003	Aut. nº 04	6/1/2003
A definir pela ANP	PONTUAL OD 10	PONTUAL	PONTUAL	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE PONTUAL / REJAILÉ	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA	8	1,8	2002 / 2003	Aut. n.º 317	#####
A definir pela ANP	PONTUAL G 8	PONTUAL	PONTUAL	TRANSFERÊNCIA	REPAR	ARAUCÁRIA	PR	BASE PONTUAL / REJAILÉ	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO DIESEL	10	1,8	2002 / 2003	Aut. n.º 317	#####
A definir pela ANP	UNIBRASPE G 8	UNIBRASPE	UNIBRASPE	TRANSFERÊNCIA	DUTO OCIDENTAL	ARAUCÁRIA	PR	BASE UNIBRASPE	ARAUCÁRIA	PR	GASOLINA	8	0,85	2002	Aut. n.º 324	#####
A definir pela ANP	UNIBRASPE OD 10	UNIBRASPE	UNIBRASPE	TRANSFERÊNCIA	DUTO OCIDENTAL	ARAUCÁRIA	PR	BASE UNIBRASPE	ARAUCÁRIA	PR	ÓLEO DIESEL	10	0,85	2002	Aut. n.º 324	#####
137295		PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	RECAP	MAUÁ	SP	POLIBRASIL	MAUÁ	SP	PROPENO	4	1,5	2003	Aut. n.º 112	#####
137296		PETROBRAS	PETROBRAS	TRANSFERÊNCIA	POLIBRASIL	MAUÁ	SP	RECAP	MAUÁ	SP	GÁS RESIDUAL	3	1,5	2003	Aut. n.º 112	#####
1805	MPC-1/1	BRASKEM	BRASKEM	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL ARATU	CANDEIAS	BA	KM 4	CANDEIAS	BA	NAFTA	30	4	2003	Aut. n.º 135	#####
1806	MPC-1/2	BRASKEM	BRASKEM	TRANSFERÊNCIA	KM 4	CANDEIAS	BA	KM 14	CANDEIAS	BA	NAFTA	20	4	2003	Aut. n.º 135	#####
1807	MPC-1/3	BRASKEM	BRASKEM	TRANSFERÊNCIA	RLAM	S. FRANCISCO DO CONDE	BA	CENTRAL PETROQUÍMICA BRASKEM	CAMAÇARI	BA	NAFTA	14	35	2003	Aut. n.º 135	#####
1802	MPC-2/1	BRASKEM	BRASKEM	TRANSFERÊNCIA	TERMINAL ARATU	CANDEIAS	BA	KM 4	CANDEIAS	BA	NAFTA	36	4	2003	Aut. n.º 135	#####
1803	MPC-2/2	BRASKEM	BRASKEM	TRANSFERÊNCIA	KM 4	CANDEIAS	BA	CENTRAL PETROQUÍMICA BRASKEM	CAMAÇARI	BA	NAFTA	20	25	2003	Aut. n.º 135	#####
137301		TRANSO	TRANSO	TRANSFERÊNCIA	DUTO COND. OLEODUTO NORTE	PAULÍNIA	SP	BASE TRANSO	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	12	0,35	2003	Aut. n.º 200	2/9/2003
137302		TRANSO	TRANSO	TRANSFERÊNCIA	DUTO COND. OLEODUTO NORTE	PAULÍNIA	SP	BASE TRANSO	PAULÍNIA	SP	DIESEL	12	0,35	2003	Aut. n.º 200	2/9/2003
137299		PETRONAC	PETRONAC	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BASE COND. OLEODUTO NORTE	PAULÍNIA	SP	GASOLINA	20 / 16 / 12 / 10	3,34	2003	Aut. n.º 201	2/9/2003
137300		PETRONAC	PETRONAC	TRANSFERÊNCIA	REPLAN	PAULÍNIA	SP	BASE COND. OLEODUTO NORTE	PAULÍNIA	SP	DIESEL	20 / 16 / 12 / 10	3,33	2003	Aut. n.º 201	2/9/2003

ANEXO II - AUTORIZAÇÕES DE INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS
NATURAL

AUTORIZAÇÕES PARA CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL - PORTARIA Nº 170/98 - PERÍODO 1998/2005 - CONCEDIDAS ATÉ 14/01/2005

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão	Diâmetro	Capacidade	Nº Autorização / Data D.O.U
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação Provisória	Gasoduto Guamaré-Pecém		213 km	-	-	Aut. Nº 57, 23/12/98 (DOU - 24/12/98)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Operação	Gasoduto Bolívia - Brasil	Corumbá (MT) - Guararema (SP)	-	-	-	Aut. Nº 13, 03/02/99 (D.O.U - 04/02/99)
Gasodocente do Mato Grosso	Construção	Gasoduto Lateral Cuiabá		266 km	18 polegadas	2,8 milhões m³/dia	Aut. Nº 24, 17/03/99 (D.O.U - 18/03/99)
Transportadora Subbrasileira de Gás S.A. - TSB	Construção	Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre	Trecho I: Fronteira Brasil-Argentina/Uruguiana(RS) Trecho III: Canoas(RS)/Triunfo(RS)	25 km 25 km	24 polegadas	12 milhões m³/dia	Aut. Nº 123, 09/11/99 (D.O.U - 10/11/99)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Operação	Gasoduto Bolívia - Brasil	Paulínia(SP)/Canoas(RS)	-	-	-	Aut. Nº 37, 22/03/00 (D.O.U - 23/03/00)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	Gasoduto Guamaré-Pecém	Trecho I: Guamaré(RN)/Aracati(CE) Trecho III: Aracati(CE)/Pecém(CE)	382 km total	12 polegadas 10 polegadas	-	Aut. Nº 45, 22/03/00 (D.O.U - 23/03/00)
Transportadora Subbrasileira de Gás S.A. - TSB	Operação	Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre	Trecho I: Fronteira Brasil-Argentina/Uruguiana(RS)	25 km	24 polegadas	12 milhões m³/dia	Aut. Nº 91, 06/06/00 (D.O.U - 07/06/00)
Transportadora Subbrasileira de Gás S.A. - TSB	Construção	Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre	Trecho II: Uruguiana(RS) - Triunfo (RS)	564 km	24 polegadas	12 milhões m³/dia	Aut. Nº 115, 11/07/00 (D.O.U - 12/07/00)
Transportadora Subbrasileira de Gás S.A. - TSB	Operação	Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre	Trecho III: Canoas(RS)/Triunfo(RS)	25 km	24 polegadas	12 milhões m³/dia	Aut. Nº 116, 11/07/00 (D.O.U - 12/07/00)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	Gasoduto Camaçari - FAFEN (Gasod. de Transferência)		4 km	14 polegadas	2,1 milhões m³/dia	Aut. Nº 77, 12/06/01
Gasodocente do Mato Grosso	Operação	Gasoduto Lateral Cuiabá		267 km	18 polegadas	2,8 milhões m³/dia	Aut. Nº 118, 17/07/01 (D.O.U - 18/07/01)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	Gasoduto Pilar-Cabo		203,6 km	12 polegadas	1,7 milhão m³/dia	Aut. Nº 120, 25/07/01 (D.O.U - 08/08/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	Gasoduto Miranga-Santiago (Gasod. de Transferência)		20km	12 polegadas	1,9 milhão m³/dia	Aut. Nº 127, 01/08/01 (D.O.U - 08/08/01)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	City-gate Mossoró (Gasoduto Guamaré - Pecém)		-	-	-	Aut. Nº 135, 07/08/01 (D.O.U - 08/08/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Compressores de Gás	Terminal de Cabúnas, Macaé (RJ)	-	-	-	Aut. Nº 136, 07/08/01 (D.O.U - 08/08/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate UTE Macaé Merchant		-	-	-	Aut. Nº 153, 04/09/01 (D.O.U - 05/09/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate UTE Juiz de Fora		-	-	-	Aut. Nº 157, 11/09/01 (D.O.U - 12/09/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate UTE RioGen Merchant - Japeri (RJ)		-	-	-	Aut. Nº 161, 18/09/01 (D.O.U - 19/09/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	Sistema de Recompressão Gasoduto Lagoa Parda-Vitória (ES)		-	-	-	Aut. Nº 167, 24/09/01 (D.O.U - 25/09/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	City-gate UTE RioGen Merchant - Japeri (RJ)		-	-	-	Aut. Nº 169, 24/09/01 (D.O.U - 25/09/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	City-gate UTE Macaé Merchant	Interligação dos GASDUC I e II em Macaé (RJ)	-	-	-	Aut. Nº 194, 8/11/01 (D.O.U - 09/11/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	City-gate UTE Juiz de Fora		-	-	-	Aut. Nº 200, 21/11/01 (D.O.U - 28/11/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	Ramal de Interligação no Ponto de Entrega de Betim (MG) - UTE Ibité (MG)		1,288 m	12 polegadas	2,0 milhões m³/dia	Aut. Nº 212, 12/12/01 (D.O.U - 13/12/01)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	City-gate Mossoró (Gasoduto Guamaré - Pecém)		-	-	-	Aut. Nº 216, 12/12/01 (D.O.U - 13/12/01)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Gasoduto Camaçari - FAFEN (Gasod. de Transferência)		4 km	14 polegadas	2,1 milhões m³/dia	Aut. Nº 17, 23/01/02 (D.O.U - 24/01/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Sistema de Recompressão Gasoduto Lagoa Parda-Vitória (ES)		-	-	-	Aut. Nº 18, 23/01/02 (D.O.U - 24/01/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	Estação de Compressão de Mantiqueira Gasoduto Rio-Belo Horizonte		-	-	-	Aut. Nº 19, 23/01/02 (D.O.U - 24/01/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate de Guapimirim (Gasoduto Cabúnas - Reduc / GASDUC)		-	-	-	Aut. Nº 30, 30/01/02 (D.O.U - 31/01/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate de São Bernardo do Campo (Gasoduto GASAN)		-	-	-	Aut. Nº 37, 21/02/02 (D.O.U - 22/02/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Ramal de Interligação no Ponto de Entrega de Betim (MG) - UTE Ibité (MG)		1,288 m	12 polegadas	2,0 milhões m³/dia	Aut. Nº 40, 27/02/02 (D.O.U - 28/02/02)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Construção	City-gate de Canoas (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 46, 06/03/02 (D.O.U - 07/03/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	Estação de Compressão de Tapinhoá Gasoduto Rio-Belo Horizonte		-	-	-	Aut. Nº 73, 17/04/02 (D.O.U - 19/04/02)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Construção	City-gate de Três Lagoas (MS) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 91, 26/04/02 (D.O.U - 29/04/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Estação de Compressão de Mantiqueira Gasoduto Rio-Belo Horizonte		-	-	-	Aut. Nº 102, 08/05/02 (D.O.U - 09/05/02)
Nova Transportadora do Nordeste	Construção	Gasoduto Candéias - Aratu	UPGN-S Candéias (BA) - Dow Química (BA)	15,4 km	14 polegadas	850 mil m³/dia	Aut. Nº 129, 06/06/02 (D.O.U - 07/06/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Gasoduto Miranga-Santiago (Gasod. de Transferência)	Trecho Miranga (BA) - Catu/Santiago (BA)	20km	12 polegadas	1,9 milhão m³/dia	Aut. Nº 143, 12/06/02 (D.O.U - 13/06/02)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Operação	City-gate de Canoas (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 145, 19/06/02 (D.O.U - 20/06/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate de Duque de Caxias (TERMORIO) (Gasodutos GASDUC I e II e GASVOL)		-	-	-	Aut. Nº 155, 26/06/02 (D.O.U - 27/06/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	Estação de Compressão de Volta Redonda Gasoduto Rio - São Paulo		-	-	-	Aut. Nº 178, 08/07/02 (D.O.U - 09/07/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate de Barbacena (MG) (Gasoduto GASBEL)		-	-	-	Aut. Nº 190, 19/07/02 (D.O.U - 22/07/02)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Construção	Estação de Compressão de Guararema (SP) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 205, 08/08/02 (D.O.U - 09/08/02)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Construção	Estação de Compressão de Atibaia (SP) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 206, 08/08/02 (D.O.U - 09/08/02)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Operação	City-gate de Três Lagoas (MS) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 209, 14/08/02 (D.O.U - 15/08/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Gasoduto Santiago-Camaçari (Gasod. de Transferência)	UPGN Catu(Santiago) (BA) - Camaçari (BA)	32 km	10 polegadas	0,6 milhões m³/dia	Aut. Nº 257, 18/10/02 (D.O.U - 21/10/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate de Paracambi (RJ) (Gasoduto GASVOL)		-	-	-	Aut. Nº 275, 18/11/02 (D.O.U - 19/11/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate de Macaé (RJ) (Norte Fluminense) (Gasoduto GASDUC I e II)		-	-	-	Aut. Nº 282, 27/11/02 (D.O.U - 28/11/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Construção	City-gate de Macaé (RJ) (Macaé Merchant) (Gasoduto GASDUC I e II)		-	-	-	Aut. Nº 298, 13/12/02 (D.O.U - 16/12/02)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	City-gate de Barbacena (MG) (Gasoduto GASBEL)		-	-	-	Aut. Nº 12, 06/01/03 (D.O.U - 07/01/03)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Reclassificação	Gasoduto Aratu-Camaçari (transporte para transferência)	Estação Aratu (BA) - Estação Camaçari (BA)	20 km	10 polegadas	-	Disp. Nº 289, 21/03/03 (D.O.U - 24/03/03)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Construção	City-gate de Indaiatuba (SP) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 122, 05/06/03 (D.O.U - 06/06/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	City-gate de Aracati (CE) e ramal GASFOR		-	-	-	Aut. Nº 144, 03/07/03 (D.O.U - 04/07/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	City-gate de Caucaia (CE) (Gasoduto GASFOR)		-	-	-	Aut. Nº 145, 03/07/03 (D.O.U - 04/07/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	City-gate e ramal (Termofortaleza) (Gasoduto GASFOR)		-	-	-	Aut. Nº 146, 03/07/03 (D.O.U - 04/07/03)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	Estação de Compressão de Tapinhoá Rio-Belo Horizonte)		-	-	-	Aut. Nº 147, 03/07/03 (D.O.U - 04/07/03)

Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	City-gate e ramal (Temopernambuco) (Gasoduto GASALP)		-	-	-	Aut. Nº 148, 11/07/03 (D.O.U - 14/07/03)
Nova Transportadora do Nordeste	Operação	Gasoduto Candeias - Aratu	UPGN-S Candeias (BA) - Dow Química (BA)	15,4 km	14 polegadas	650 mil m³/dia	Aut. Nº 161, 18/07/03 (D.O.U - 21/07/03)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Operação	City-gate de Macaé (RJ) (Norte Fluminense (Gasoduto GASDUC I e II))		-	-	-	Aut. Nº 188, 25/08/03 (D.O.U - 26/08/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	City-gate e ramal (Termofortaleza) (Gasoduto GASFOR)		-	-	-	Aut. Nº 190, 25/08/03 (D.O.U - 27/08/03)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Operação	Estação de Compressão de Atibaia (SP) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 196, 29/08/03 (D.O.U - 01/09/03)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Operação	Estação de Compressão de Guararema (SP) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 197, 29/08/03 (D.O.U - 01/09/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	Estação de Compressão de Aracati (CE) (Gasoduto Guamaré-Pecém GASFOR)		-	-	-	Aut. Nº 203, 05/09/03 (D.O.U - 09/09/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	Estação de Compressão de Santa Rita (PB) (Gasoduto Guamaré-Cabo "Nordestão")		-	-	-	Aut. Nº 204, 05/09/03 (D.O.U - 09/09/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	Estação de Compressão de Macaíba (RN) (Gasoduto Guamaré-Cabo "Nordestão")		-	-	-	Aut. Nº 205, 05/09/03 (D.O.U - 09/09/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	Estação de Compressão de RECAP/Mauá (SP) (Gasoduto GASAN)		-	-	-	Aut. Nº 213, 17/09/03 (D.O.U - 18/09/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	City-gate e ramal (Temopernambuco) (Gasoduto GASALP)		-	-	-	Aut. Nº 250, 14/11/03 (D.O.U - 17/11/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização do City-gate de Juiz de Fora (MG) (Gasoduto GASBEL)		-	-	-	Aut. Nº 256, 18/11/03 (D.O.U - 20/11/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização City-gate RECAP em Capuava(SP) (Gasoduto GASPAL)		-	-	-	Aut. Nº 259, 27/11/03 (D.O.U - 28/11/03)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Operação	City-gate de Indaiatuba (SP) (Gasoduto Bolívia-Brasil)		-	-	-	Aut. Nº 275, 11/12/03 (D.O.U - 12/12/03)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	Estação de Compressão de Aracati (CE) (Gasoduto Guamaré-Pecém GASFOR)		-	-	-	Aut. Nº 04, 06/01/04 (D.O.U - 08/01/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização City-gate em Suzano (SP) (Gasoduto GASPAL)		-	-	-	Aut. Nº 07, 23/01/04 (D.O.U - 26/01/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização City-gate REVAP em São José dos Campos (SP) (Gasoduto GASPAL)		-	-	-	Aut. Nº 57, 18/03/04 (D.O.U - 22/03/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	City-gate de Barbacena (MG) (Gasoduto GASBEL)		-	-	-	Aut. Nº 87, 22/04/04 (D.O.U - 23/04/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	Estação de Compressão de Santa Rita (PB) (Gasoduto Guamaré-Cabo "Nordestão")		-	-	-	Aut. Nº 127, 16/06/04 (D.O.U - 18/06/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	Estação de Compressão de Macaíba (RN) (Gasoduto Guamaré-Cabo "Nordestão")		-	-	-	Aut. Nº 128, 16/06/04 (D.O.U - 18/06/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Operação	Estação de Compressão de RECAP/Mauá (SP) (Gasoduto GASAN)		-	-	-	Aut. Nº 129, 16/06/04 (D.O.U - 18/06/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	Variante do Gasoduto Guamaré - Cabo (Nordestão) em Pernambuco, do km 382,5 ao km 403,3		31,8 km	12 polegadas	2,72 milhões m³/dia	Aut. Nº 188, 14/07/04 (D.O.U - 19/07/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Construção	Gasoduto Campinas-Rio	Refinaria do Planalto (REPLAN) (SP) / Terminal de Japer (RJ)	455 km	28 polegadas	5,8 milhões m³/dia	Aut. Nº 230, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização City-gate em Barra Mansa (RJ) (Gasoduto GASPAL)		-	-	-	Aut. Nº 231, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização City-gate em Resende (RJ) (Gasoduto GASPAL)		-	-	-	Aut. Nº 232, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização City-gate em Pirai (RJ) (Gasoduto GASVOL)		-	-	-	Aut. Nº 233, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO	Construção	modernização City-gate em Volta Redonda (RJ) (Gasoduto GASVOL)		-	-	-	Aut. Nº 234, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	City-gate em Guapimirim (RJ) (Gasoduto GASDUC)		-	-	-	Aut. Nº 235, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	City-gate em Paracambi (RJ) (Gasoduto GASVOL)		-	-	-	Aut. Nº 236, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	City-gate em Duque de Caxias (RJ) - UTE TermoRio (Gasodutos GASDUC I, GASDUC II e GASVOL)		-	-	-	Aut. Nº 237, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	City-gate em Macaé (RJ) - UTE Macaé Merchant (Gasodutos GASDUC I e GASDUC II)		-	-	-	Aut. Nº 238, 03/08/04 (D.O.U - 05/08/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Construção	Gasoduto Dow-Aratu-Camaçari	Estação de Caboto, em Candeias (BA) / Polo Petroquímico de Camaçari (BA)	27 km	14 polegadas	2,29 milhões m³/dia	Aut. Nº 261, 17/08/04 (D.O.U - 19/08/04)
Rio Polímeros S.A	Construção	Dutos de Transferência (etano, propano e gasolina)	Rio Polímeros / Refinaria REDUC, no Município de Duque de Caxias (RJ)	1,8 km	12 polegadas (etano)	63,072 m³/dia (etano)	Aut. Nº 276, 24/08/04 (D.O.U - 25/08/04)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Construção	City-gate em Porto Feliz (SP) (Gasoduto GASBOL)		-	-	-	Aut. Nº 277, 24/08/04 (D.O.U - 25/08/04)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG	Construção	City-gate em Campo Largo (PR) (Gasoduto GASBOL)		-	-	-	Aut. Nº 278, 24/08/04 (D.O.U - 25/08/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	City-Gate e Ramal de Interligação em Aracati (CE) (Gasoduto GASFOR)		-	-	-	Aut. Nº 329, 24/09/04 (D.O.U - 27/09/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	City-Gate em Caucaia (CE) (Gasoduto GASFOR)		-	-	-	Aut. Nº 330, 24/09/04 (D.O.U - 27/09/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Construção	Gasoduto Atalaia-Itaporanga	UPGN de Atalaia, em Aracaju (SE) / Itaporanga d'Ajuda (SE)	29 km	14 polegadas	3,0 milhões m³/dia	Aut. Nº 379, 28/10/04 (D.O.U - 29/10/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Operação	modernização City-gate em Suzano (SP) (Gasoduto GASPAL)		-	-	-	Aut. Nº 396, 18/11/04 (D.O.U - 19/11/04)
Transportadora Amazonense de Gás S/A - TAG	Construção	Gasoduto Coari - Manaus	Terminal Solimões (TESOL) / Reman	383 km	20 polegadas	4,5 milhões m³/dia	Aut. Nº 402, 29/11/04 (D.O.U - 30/11/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Construção	City-Gate em Pedras de Fogo (PB) (Gasoduto Guamaré-Cabo "Nordestão")		-	-	-	Aut. Nº 404, 03/12/04 (D.O.U - 06/12/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Construção	Ramal de Interligação entre os city-gates da MPX Termoçaré e da Termelétrica Fortaleza (CE)		1,5 km	10 polegadas	1,705 milhão m³/dia	Aut. Nº 413, 13/12/04 (D.O.U - 14/12/04)
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Construção	City-Gate em São Brás do Suape (MG) (Gasoduto GASBEL)		-	-	-	Aut. Nº 458, 29/12/04 (D.O.U - 30/12/04)
Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	Reclassificação	Gasoduto Atalaia - FAFEN		28,2 km	14 polegadas	1,45 milhão m³/dia	Disp. Nº 16, 13/01/05 (D.O.U - 14/01/05)

ANEXO III – MATRIZ DE ATIVIDADES E AÇÕES PARA O MODELO PROPOSTO

**MATRIZ DAS ATIVIDADES PREVENTIVAS, AVALIAÇÃO/ANÁLISE E AÇÕES DE INTERVENÇÃO E CORREÇÃO
GERENCIAMENTO GEOTÉCNICO DE GASODUTOS DE TRANSMISSÃO**

Item	Atividade/Ação	Referências (aplicação em dutos)	Tipo	Classificação quanto a periodicidade	Uso	Pontos Fortes	Pontos Fracos	Onde	Quem (sugestão)	Quando (sugestão)
1	Manutenção da faixa de domínio	PETROBRÁS (2003); GEOPROJETOS (2000).	Preventiva	Rotina	Manutenção e melhoria das condições após construção	Manutenção da vida útil do ativo Reduz a possibilidade de ocorrência de eventos geológico-geotécnicos	Não tem	Em toda a faixa de dutos	Empresa contratada ou com pessoal e equipamentos próprios	Duas vezes ao ano
2	Inspeção a pé	Vasconcelos et al. (2005).	Preventiva	Rotina	Deteção de áreas de risco Acompanhamento de áreas e pontos de risco	Levantamento completo da faixa	Limitação da área de observação Sensibilidade geotécnica dos inspetores	Em toda a faixa de dutos	Técnicos treinados	Anualmente, após cada período chuvoso em trechos de maior risco
3	Inspeção aérea	Vasconcelos et al. (2005).	Preventiva	Rotina	Deteção de áreas de risco Acompanhamento de áreas e pontos de risco	Visão ampla da faixa, inclusive do entorno Velocidade de inspeção	Velocidade de inspeção (alguns problemas podem não serem identificados)	Em toda a faixa de dutos	Engenheiros e técnicos treinados	Anualmente ou uma vez a cada término de período chuvoso
4	Inspeção calibradas com base no monitoramento pluviométrico	Novo conceito.	Preventiva	Rotina	Deteção de áreas de risco Acompanhamento de áreas e pontos de risco	Inspeções baseadas em risco	Necessidade de haver histórico entre escorregamentos e pluviosidade para formar cartas de periculosidade) Confiabilidade na definição do momento em que ocorreram os escorregamentos	Em trechos com riscos geotécnicos (não necessariamente em toda a linha)	Engenheiro geotécnico e geólogo	Em função dos limites de controle estabelecidos
5	Inspeção in line	PIPEWAY ENGENHARIA (2004); Czyz e Wainseibon (2003); Czyz e McIarty (2004).	Preventiva	Rotina	Deteção de movimentos do duto originados por problemas geotécnicos Deteção de danos mecânicos no duto originados por problemas geotécnicos	Reduz a subjetividade do processo de identificação de áreas de risco Inspeção de toda a linha	Detecta o problema o processo já iniciou Elevado Custo Não detecta eventos instantâneos tais como debris flow e rupturas rápidas de taludes	Em trechos com riscos geotécnicos (não necessariamente em toda a linha, mas depende de pontos de entrada e saída de PIG)	Empresas especializadas	A cada 3 anos
6	Monitoramento de deslocamento de solo com imagens de satélites	O'Neil e Samchek (2002); Maccardle et al. (2005).	Preventiva	Rotina	Deteção de áreas de risco Acompanhamento de áreas e pontos de risco	Possibilidade de monitorar áreas amplas remotamente	Elevado custo de obtenção de imagens de satélite	Em trechos com riscos geotécnicos (não necessariamente em toda a linha)	Empresas especializadas	A cada 4 meses
7	Elaboração de cartas temáticas e de suscetibilidade a processos geotécnicos	PETROBRÁS (2003); Pincinato e Riedel (2005); Gramani et al. (2005).	Preventiva	Rotina	Deteção de áreas de risco	Ambiente SIG facilita a integração de diversos dados Possibilidade de visualizar a faixa e os processos no entorno	Dificuldade de obtenção de alguns dados Fator escala exige trabalhos de aferição de campo	Em toda a faixa de dutos	Empresas especializadas com participação intensiva dos técnicos e engenheiros da operadora	A cada 3 anos
8	Análise da interação solo-duto	Rajani et al. (1993); Becchi et al. (1994); Altaee e Bovin (1995); Bruschi et al. (1996) Bruschi et al. (1995); Scarpelli et al. (1999); Calvetti et al. (2004) e PETROBRÁS (2003 e Costa et al. (2004).	Avaliação / análise	Eventual - Conforme Demanda	Avaliação da integridade do duto para tomada de decisão	Fornece dados para subsidiar tomada de decisões que envolvem altos custos Fornece parâmetros para controle de campo	Simplificações numéricas adotadas em formulações Dificuldade de obtenção de parâmetros para análises numéricas complexas, o que não permite dispensar instrumentação de campo	Em pontos com evidência de problemas geotécnicos com interação solo-duto, cuja avaliação da equipe multidisciplinar tenha avaliado a necessidade destes estudos	Consultores experientes (engenheiro mecânico e geotécnico)	A cada necessidade estabelecida
9	Monitoramento com instrumentação geotécnica e mecânica	Sandroni (2004); GEOKON (2005); Picarelli et al. (2004); Oliveira et al. (2005).	Avaliação / análise	Eventual - Conforme Demanda	Acompanhamento de áreas e pontos de risco Obtenção de parâmetros para tomada de decisão	Permite acompanhar os parâmetros obtidos em análise de interação solo-duto Permite avaliar dos pontos e áreas ao longo do tempo	Elevados custos Dificuldades de delimitação de áreas instáveis e de seções críticas no duto	Em pontos e áreas com risco geotécnico	Empresas especializadas	A cada necessidade estabelecida
10	Levantamento do traçado do duto	PETROBRÁS (2003); GEOPROJETOS (2000).	Avaliação / análise	Eventual - Conforme Demanda	Acompanhamento de áreas e pontos de risco Obtenção de parâmetros para tomada de decisão	Acompanhamento expedito e relativamente simples	Pouca precisão	Em pontos e áreas com risco geotécnico	Técnicos treinados	A cada necessidade estabelecida
11	Medição de tensões residuais no duto	ASTM (2001); Oliveira et al. (2004); Freitas et al. (2005); Paula et al. (2005).	Avaliação / análise	Eventual - Conforme Demanda	Verificação das condições de integridade do duto em áreas com indícios ou evidências de movimentos originados por evento geotécnico	Informa a situação real das tensões no duto	Detecta o problema o processo já iniciou Elevado custo Não detecta eventos instantâneos tais como debris flow e rupturas rápidas de taludes Poucas empresas com know-how tecnológico para execução do serviço	Em pontos presença de eventos geotécnicos iniciados, cuja avaliação da equipe multidisciplinar tenha avaliado a necessidade destes estudos	Empresas especializadas	A cada necessidade estabelecida
12	Obras de estabilização / proteção / suportação	Oliveira e Vasconcelos (2003); Oliveira e Vasconcelos (2004); Nascimento et al. (2005); Oliveira e Vasconcelos (2005b); Vasconcelos et al. (2005); Oliveira e Vasconcelos (2005a); Costa et al. (2005).	Preventiva/Corretiva	Eventual - Conforme Demanda	Intervenção da faixa e/ou duto para mitigação de risco de origem geotécnica	Continuidade da operação e utilização da faixa	As próprias obras podem trazer risco ao duto, por exemplo, através da perfuração para instalação de tirantes Elevado custos das obras	Em pontos com presença de eventos geotécnicos iniciados ou com possibilidade de ocorrerem, cuja avaliação da equipe multidisciplinar tenha avaliado a necessidade destes estudos	Empresas especializadas	A cada necessidade estabelecida
13	Alívio de tensões	Bruschi et al. (1996); SLOPE INDICATOR (2004); Paula et al. (2005).	Corretiva	Eventual - Conforme Demanda	Intervenção no duto para garantia da continuidade operacional do sistema	Não há perda do ativo	Solução poderá ser temporária se não foram realizadas obras de estabilização ou de proteção	Em pontos com presença de eventos geotécnicos iniciados, cujos estudos tenham avaliado a possibilidade de executar esta medida.	Empresas especializadas	A cada necessidade estabelecida
14	Troca de trecho	Não encontrada.	Corretiva	Eventual - Conforme Demanda	Intervenção no duto para garantia da continuidade operacional do sistema	Em caso de impossibilidade de execução de variantes, solução mais econômica	Solução poderá ser temporária se não foram realizadas obras de estabilização ou de proteção	Em pontos com presença de eventos geotécnicos iniciados, cujos estudos tenham avaliado a possibilidade de executar esta medida.	Empresas especializadas	A cada necessidade estabelecida
15	Relocação ou variante	WILLIANS ENERGY (2004a e 2004b).	Corretiva	Eventual - Conforme Demanda	Intervenção no duto para garantia da continuidade operacional do sistema	Pode ser mais econômica que uma obra de estabilização	Parada no transporte ou execução de by-pass em operação (que é uma operação de alto risco)	Em pontos com presença de eventos geotécnicos iniciados, cujos estudos tenham avaliado a possibilidade de executar esta medida.	Empresas especializadas	A cada necessidade estabelecida