



Gisele de Oliveira Barreto

**Reconciliação de dados do balanço de massa no
gasoduto Urucu-Manaus**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Mauricio Nogueira Frota
Co-orientador: Prof. Elcio Cruz de Oliveira

Rio de Janeiro
Setembro de 2015



Gisele de Oliveira Barreto

**Reconciliação de dados do balanço de massa no
gasoduto Urucu-Manaus**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Mauricio Nogueira Frota

Orientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PósMQI/PUC-Rio

Dr. Elcio Cruz de Oliveira

Co-orientador

Petrobras S.A.

Prof. Alcir de Faro Orlando

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PósMQI/PUC-Rio

Dr. Sidney Stuckenbruck

Olympus Software Científico e Engenharia Ltda.

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial de Pós-Graduação do
Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 16 de setembro de 2015

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Gisele de Oliveira Barreto

Formada em Engenharia Mecânica pela Fundação Técnico Educacional Souza Marques, Rio de Janeiro-RJ, Brasil em 1997. Pós-graduada em Geologia e geofísica em reservatório de Petróleo e Gás pela Universidade Estácio de Sá, Macaé-RJ, Brasil em 2008.

Ficha Catalográfica

Barreto, Gisele de Oliveira

Reconciliação de dados do balanço de massa no gasoduto Urucu-Manaus / Gisele de Oliveira Barreto; Orientador: Mauricio Nogueira Frota; Co-orientador: Elcio Cruz de Oliveira. – 2015.

77 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, 2015.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Medição de vazão de gás natural. 3. Gás não contado (GNC). 4. Reconciliação de dados. 5. Balanço de massa. I. Frota, Mauricio Nogueira. II. Oliveira, Elcio Cruz de. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação. IV. Título.

CDD: 389.1

Dedico este trabalho ao
meu querido irmão André Jovane de quem tenho eternas saudades e sinto que, de
onde está, olha, protege e torce por mim.

Agradecimentos

A Deus, por me permitir lutar sempre e ensinar-me a nunca desistir de um ideal;

A minha mãe amada, querida e especial, Sueli Barreto, por encontrar forças quando não havia mais esperanças e se orgulhar desta minha conquista;

Ao meu filho amado Paulo Vinícius, por nele encontrar respostas para crescer e sempre seguir em frente;

Ao meu pai, Ronaldo Barreto e avós Guilhermino Ruffino e Dolores (in memoriam), pela inspiração em todos os dias de minha vida;

À minha irmã Glaucia e sobrinha Giulia, pelos incentivos;

Ao meu primo Alan Santos, por ter sido a luz que eu precisava no momento nublado de minha vida;

Ao Wilson Santos, o amor da minha vida, por ter feito parte desta minha jornada e me permitir amar e conseguir equilibrar com as adversidades desta caminhada;

A FTESM pela graduação maravilhosa e por ensinar-me a abrir as asas e voar;

Ao meu orientador e mestre Dr. Maurício Frota, por permitir-me realizar este sonho e lançar-me nesse maravilhoso mundo científico; Ao Wilson Santos, o amor da minha vida, por ter feito parte desta minha jornada e me permitir amar e conseguir equilibrar com as adversidades desta caminhada;

A FTESM pela graduação maravilhosa e por ensinar-me a abrir as asas e voar;

Ao meu orientador Dr. Elcio C. de Oliveira, pela amizade, credibilidade, puxões de orelha, respeito e carinho. O meu eterno agradecimento e gratidão por ter sido um bom anjo em meu caminho.

Ao Dr. José Arruda, por manter-me em equilíbrio.

Aos meus chefes Claudio Garcia e Sérgio Amilcar por todo apoio e incentivo, meu sincero agradecimento.

Ao colega e amigo de trabalho Paulo Lopes, por ter atuado como dedicado mentor, humano, amigo e honesto. Serei eternamente grata pela oportunidade e conselhos dados. Este é um bom anjo que Deus, pois em meu caminho no qual poderei ter orgulho de chamar de amigo;

Aos colegas de trabalho Ana Luísa, Fernanda Fonseca, Sandra Lima, Felipe Antunes, Shirley Farias, Vagner Martins, Carlos Lorena, Fernanda Lima, Leiz Barros, Érica, José Camara, Sérgio Cunha, Dalila, Lúcio, Túlio e Thomaz, pelo incentivo e ajuda prestado;

À PETROBRAS TRANSPORTE S.A. - TRANSPETRO por abrir meus caminhos, permitir desenvolver minha pesquisa e aplicá-la;

A amiga Vanessa Cristina por ser sempre presente nesta minha caminhada e ter sempre uma palavra de conforto nos momentos difíceis;

Aos amigos que conheci na PUC-RJ, Wagner, Ivan, Krissy e José Daniel, por participarem em algum momento nesse caminho acadêmico;

Aos amigos que não citarei, pois foram muitos, pelo incentivo;

À PUC-Rio, pela oportunidade de estudar nesta conceituada instituição de ensino e pesquisa;

À CAPES, por tornar possível este sonho na busca do conhecimento.

Resumo

Barreto, Gisele Oliveira; Frota, Mauricio Nogueira (Orientador); Oliveira, Elcio Cruz (Co-orientador). **Reconciliação de dados do balanço de massa no gasoduto Urucu-Manaus**, Rio de Janeiro, 2015. 77p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Se por um lado à privatização do setor de energia, que induz acirrada concorrência, tem estimulado a inovação tecnológica e a adoção de mecanismos de incentivos à eficiência operacional, a regulação do mercado introduz mecanismos de controle requerendo maior responsabilidade no uso consciente da energia de sorte a assegurar a eficiência energética e a proteção ambiental. Pressões de organizações ambientalistas internacionais e a crescente demanda por energia explicam a tendência mundial pelo uso de combustíveis fósseis mais limpos. O baixo nível de emissões e resíduos associados ao processo de combustão de gás natural qualifica esta commodity energética como um elemento estratégico para integrar a matriz energética de organizações e países comprometidos com a sustentabilidade global. O impacto econômico associado à medição de gás natural exige uma otimização do controle do balanço de massa no sistema de entrega. A aplicação da Metodologia de Reconciliação de Dados constitui o **objetivo** deste trabalho. A técnica provou ser uma ferramenta eficaz para a avaliação do balanço de massa em um gasoduto durante o período de operação associado ao transporte de gás natural. A natureza intrínseca do seu algoritmo de cálculo, que leva em conta a redundância nas medições, qualifica a **metodologia** para aumentar a confiabilidade da medição assim reduzindo a incerteza individual associada a cada grandeza física capaz de interferir na medição e identificar erros grosseiros. Fundamentado na avaliação metrológica do balanço de massa de um gasoduto brasileiro, os **resultados** do estudo permitem discutir a adequação da técnica proposta de reconciliação de dados. Dentre as **conclusões** do trabalho, foi possível mostrar que o uso da técnica de tratamento dos dados do gás não contado (*unaccounted for gas*) pode atingir valores inferiores a 0,3%, comparando-se, assim, à tolerância preconizada em nível internacional.

Palavras-chave

Metrologia; Medição de vazão de gás natural; Gás não contado (GNC); Reconciliação de dados; Balanço de massa.

Abstract

Barreto, Oliveira Gisele; Frota, Mauricio Nogueira (Advisor); Oliveira, Elcio Cruz (Co-advisor). *Mass balance data reconciliation of the Urucu-Manaus gas pipeline*. Rio de Janeiro, 2015. 77p. MSc. Dissertation – Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

If on the one hand, privatization of the energy sector, which induces keen competition, has stimulated technological innovation and the adoption of incentive mechanisms for operational efficiency, regulation of the market introduces control mechanisms requiring greater responsibility in the conscious use of energy so as to ensure energy efficiency and environmental protection. Pressure from international environmental organizations and the growing demand for energy, explain the worldwide tendency for the use of cleaner fossil fuels. The lower levels of emissions and residues associated with the combustion process of natural gas classify this energy commodity as a strategic element to enter into the energy matrix of organizations and countries committed to global sustainability. The economic impact associated with the measurement of natural gas, demands optimization in controlling the mass balance in the delivery system. Application of the Data Reconciliation Methodology constitutes the **objective** of this work. The technique proved to be an efficient tool for the evaluation of the mass balance in a gas pipeline for the period of operation associated with the transport of natural gas. The intrinsic nature of its calculation algorithm, which takes into account the redundancy of measurements, qualifies the **methodology** to increase the confidence of measurement, thereby reducing the individual uncertainty associated with each physical volume capable of interfering with the measurement and identify gross errors. Based on the metrological evaluation of the mass balance of a Brazilian pipeline, the **results** of the study enable discussion on the adequacy of the data reconciliation technique proposed. Among the **conclusions** of the work, it was possible to demonstrate that the use of the technique in treating the data of unaccounted for gas, could achieve values lower than 0.3%, thereby comparable with the tolerances advocated at international level.

Keywords

Metrology; Mass flow measurement of natural gas; Unaccounted for gas; Data reconciliation; Mass balance.

Sumário

1	Introdução	16
1.1	Medição e faturamento	21
1.2	Motivação para o trabalho proposto	22
1.3	Objetivo geral	23
1.4	Conceito e definições	23
2	Reconciliação de dados (RD)	26
2.1.	Introdução	26
2.2.	Fundamentos teóricos	27
2.3.	Conceito	28
2.4.	Erro grosseiro	31
2.5.	A modelagem estatística da reconciliação de dados	31
3	Infraestrutura brasileira de gasodutos	34
3.1.	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil S.A. (TBG)	34
3.2.	Petrobras Transporte S.A. (Transpetro)	36
3.2.1.	Transporte	37
3.2.2.	Instalações de transporte (base de referência: ano 2013)	37
3.3.	O Gasoduto Urucu- Manaus	41
4	Medição de vazão em gasoduto	43
4.1.	Portaria conjunta ANP/Inmetro	43
4.2.	Sistema de medição de vazão	44
4.3.	Sistema de medição do gasoduto Urucu-Manaus	45
4.4.	Arquitetura do ponto de entrega padrão	45
4.5.	Módulo de medição	46
4.6.	Classificação dos medidores de vazão	47
4.7.	Medidores de vazão instalados no gasoduto Urucu-Manaus	48
5	Medição de vazão e balanço mássico: análise metrológica	51

5.1. Análise experimental	51
5.2. Balanço de massa	52
5.3. Resultados e discussões	56
5.3.1. Quantificação do gás não contado no balanço de massa	56
5.3.2. Medição de gás natural no gasoduto Urucu-Manaus	60
6 Conclusões e recomendações	66
6.1. Conclusões	66
6.2. Recomendações com desdobramentos futuros desta dissertação	67
7 Referências bibliográficas	68
Anexo: Artigo publicado em “Journal of Natural Gas Science and Engineering”	70

Lista de figuras

Figura 1: Ilustração dos depósitos de hidrocarbonetos	18
Figura 2: Gás total recebido	22
Figura 3: Gasoduto Bolívia-Brasil, ano 2008	35
Figura 4: Imagem do gasoduto Bolívia-Brasil para transporte de gás natural	35
Figura 5: Gasoduto de Caraguatatuba (SP) para transporte de gás natural	37
Figura 6: Estação de entrega e transferência de custódia. PE-Mauá	38
Figura 7: Mapa da malha norte	41
Figura 8: Mapa do trajeto do gasoduto no estado do Amazonas	42
Figura 9: Arquitetura do gasoduto Urucu-Manaus	45
Figura 10: Medidor de vazão do tipo placa de orifício	49
Figura 11: Medidor de vazão do tipo turbina	49
Figura 12: Medidor ultrassônico	50
Figura 13: Fundamentação para considerar constante a massa molar do gás	54
Figura 14: Fundamentação para considerar constante a densidade média do gás	55
Figura 15: Volume de controle de um gasoduto na condição de base (1 atm e 20 °C)	55
Figura 16: GTR experimental e reconciliado	63
Figura 17: GTE experimental e reconciliado	63
Figura 18: GCOM experimental e reconciliado	64
Figura 19: Δ EMP experimental e reconciliado	64

Lista de tabelas

Tabela 1: Locais de passagem e pontos de cruzamento do gasoduto.	36
Tabela 2: Gasodutos de transferência – ano 2013	38
Tabela 3: Gasodutos de transporte – ano 2013	39
Tabela 4: Dados técnicos e interligações do gasoduto Urucu-Manaus	42
Tabela 5: Resultados da cromatografia gasosa do gás Urucu-Manaus	53
Tabela 6: Dados de gás natural - Gasoduto Urucu-Manaus	56
Tabela 7: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTR)	60
Tabela 8: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTE)	60
Tabela 9: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GCOM)	61
Tabela 10: Volumes reconciliados e incertezas associadas (Δ EMP)	61
Tabela 11: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTR)	61
Tabela 12: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTE)	62
Tabela 13: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GCOM)	62
Tabela 14: Volumes experimentais e reconciliados para Δ EMP	62
Tabela 15: Volumes experimentais e reconciliados com novo GNC	65

Lista de quadros

Quadro 1: Medidores de vazão	48
------------------------------	----

Lista de siglas e abreviatura

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
GN	Gás Natural
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Metrologia
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
NBR	Norma brasileira
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
Gaspetro	Petrobras Gás S.A.
GNC	Gás não contado / unaccounted for gas
RD	Reconciliação de dados
Royalties	Participações governamentais
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
MLE	The maximum likelihood estimation
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil
SI	Sistema Internacional de Unidades
P(X)	Função densidade de probabilidade
Fob	Função objetiva
VIM	Vocabulário Internacional de Metrologia – Conceitos fundamentais e gerais e termos associados
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
GTB	Gás Transboliviano
PE	Ponto de Entrega
GNL	Gás Natural Liquefeito
RLAN	Refinaria Landulpho Alves
REVAP	Refinaria Henrique Lages ou Refinaria do Vale da Paraíba
RECAP	Refinaria de Capuava
REDUC	Refinaria Duque de Caxias

REGAP	Refinaria Gabriel Passos
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes Cubatão
GASCAB	Gasoduto Barra do Furado
GASDUC	Gasoduto Cabiúnas-Reduc
GNL BGB	Terminal de GNL
GASMEX	Gasoduto Mexilhão/UTG CA
UTG CA	Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba
GASALP	Gasoduto Ataláia-Pilar
EDG	Estação de Redução de Gás
GARSOL	Gasoduto Urucu/Terminal do Rio Solimões
GASEB	Gasoduto Sergipe-Bahia
VB-10	Ponto de Entrega Válvula 10
GASCAV	Gasoduto Cabiúnas-Vitória
GASPAJ	Gasoduto Paulínia-Jacutinga
GASPAL	Gasoduto Volta Redonda-São Paulo
GASBEL	Gasoduto Volta Redonda-Betim
ESVOL	Estação de Volta Redonda
TEVOL	Terminal de Volta Redonda
GASFOR	Gasoduto Guamaré-Fortaleza
FAFEN	Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados
GAL	Gasoduto Atalaia-Laranjeiras
GASAN	Gasoduto RPBC/RECAP
GASTAU	Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté
GASCOM	Gasoduto Coari-Manaus
ECGM	Estação de compressão de Guararema
ESBC	Estação São Bernardo do Campo
CNCO	Centro Nacional de Controle Operacional
GTR	Gás Total Recebido
GTE	Gás Total Entregue
GCOM	Gás Combustível
ΔEMP	Variação do empacotamento do gás

*“O covarde nunca começa, o fracassado nunca termina, o vencedor nunca
desiste”.*

(Norman Vincent Peale)

1 Introdução

Estudos e escritas antigas revelam que o petróleo já era conhecido como resíduo pesado, viscoso e de odor forte. Registros de outrora sugerem que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã entre 6000 e 2000 a.C., utilizado na Pérsia como combustível para manter aceso o "fogo eterno", entendido como símbolo de adoração.

O gás natural já era conhecido na China desde 900 a.C., mas foi em 211 a.C. que o país começou a fazer uso da matéria-prima extraída, aplicando-a no processo de secagem das pedras de sal. A forma de extração do gás natural era feita por varas de bambu introduzidas em poços profundos, podendo chegar a 1000 metros.

Os egípcios o utilizavam para embalsamar seus mortos, atribuindo-se aos povos pré-colombianos o uso pioneiro na pavimentação de estradas. No “Brasil, a existência do petróleo já era computada durante os tempos do regime imperial”, no período em que o nobre “Marquês de Olinda cedeu o direito a José Barros de Pimentel para realizar a extração de betume nas margens do rio Marau, na Bahia” (História do Petróleo no Brasil, 2009). Foi somente no início do século XX, entretanto, que alguns estudiosos e exploradores anônimos sem êxito à época, tentaram perfurar alguns poços de petróleo. Em 1930, o engenheiro agrônomo Manoel Inácio de Basto teve sucesso ao estudar as razões dos rumores dos moradores de Lobato (bairro suburbano de Salvador) que já utilizavam uma “lama preta” como combustível de suas lamparinas. Instigado com tais propriedades inesperadas da lama, comprovou por testes e experimentos a existência de petróleo nessa localidade. Embora não tenha conseguido apoio político e financiamento para investir em sua descoberta, a década de 1930 foi cercada por uma série de medidas institucionais do governo brasileiro que percebeu a descoberta como fonte de inestimável valor econômico.

Em 1938, a discussão sobre o uso e a exploração dos recursos do subsolo brasileiro resultou na criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que, em

suas primeiras ações, instituiu diretrizes para exploração do petróleo atribuindo o direito de uso das jazidas à União. Um ano após a criação, jorrou o primeiro poço de petróleo no bairro de Lobato. Desde então, a chamada corrida pelo “ouro negro” foi incessante no território brasileiro. Em 1941 iniciou-se exploração petrolífera no poço de Candeias, Bahia. Num ritmo continuado de pequenas descobertas, as perspectivas das descobertas incentivou, em 1953, a oficialização do monopólio estatal sobre a atividade petrolífera e a criação da empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Na atualidade, do ponto de vista das companhias petrolíferas, a existência de reservas de petróleo ou de gás natural representa o diferencial econômico da sua atuação. Dentre os aspectos impactantes destacam-se: a qualidade do fluido produzido, o mercado para comercialização, a viabilidade do escoamento, a forma de escoamento, a medição fiscal e o faturamento. No setor do transporte em particular, o petróleo e o gás natural possuem papel vital.

Conforme esquematicamente ilustrado na figura 1, os hidrocarbonetos depositados na formação do petróleo são comprimidos e sofrem transformações em função das condições locais do solo de temperatura e pressão. Qualquer processamento desta substância (compressão, expansão, evaporação, variação de temperatura, liquefação ou transporte) requer um tratamento termodinâmico a exemplo do que ocorre com qualquer outro gás. Sua formação resulta do longo processo associado ao acúmulo de energia proveniente da radiação solar sobre matérias orgânicas soterradas em grandes profundidades, desde o tempo pré-histórico, sujeito à ação de acomodação da crosta terrestre. É composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados com predominância do metano.

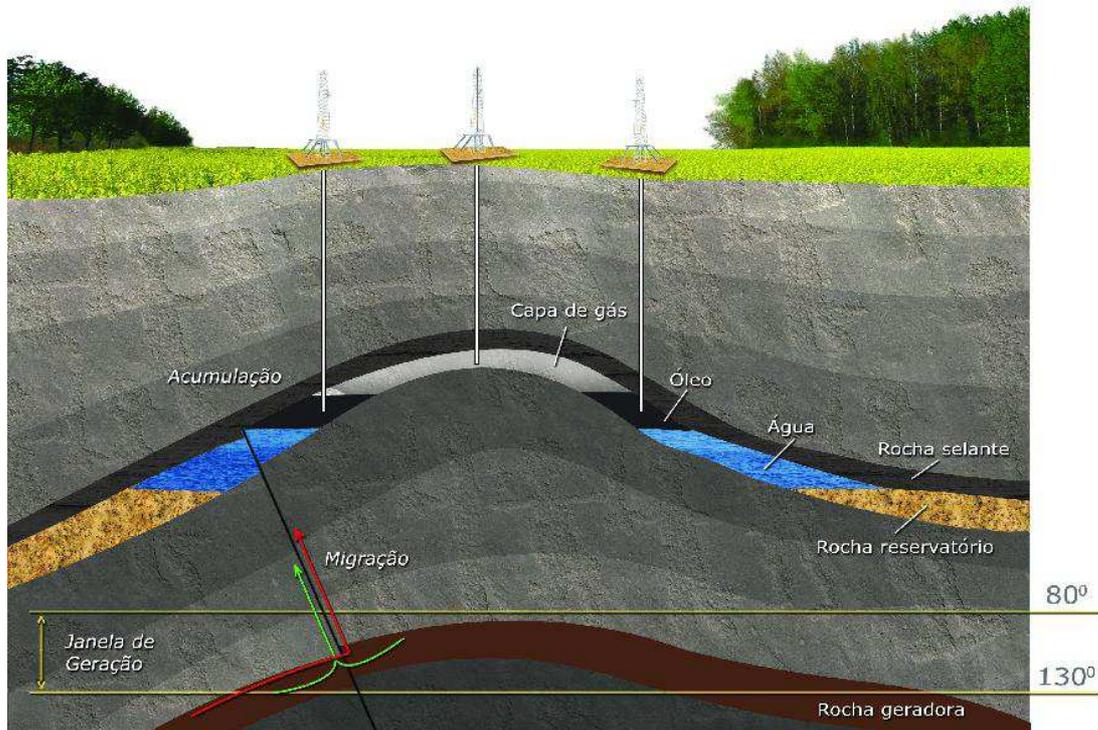


Figura 1: Ilustração dos depósitos de hidrocarbonetos

Fonte: <http://diariodopresal.wordpress.com/petroleo-e-gas>. Acesso em 16/08/2015

O processo de extração do gás natural nas bacias sedimentares da costa terrestre comumente se dá com a exploração do petróleo. Ao chegar à superfície é tratado para remoção de impurezas, água e outros gases. A seguir o gás natural é transportado por gasodutos para as zonas de consumo e refino.

Diferenças de cunho técnico-operacional entre petróleo e gás natural se fazem sentir com maior ênfase a partir das atividades de desenvolvimento de campo. Nas atividades exploratórias as diferenças entre explorar petróleo e gás natural têm pouca relevância. (Amui, 2010).

Com o crescimento do setor energético no Brasil, a abertura e existência de mercado internacional, o desenvolvimento tecnológico no setor de produção e de transporte fez com que o interesse pelo gás natural se mostrasse crescente, sendo hoje tão valioso quanto o petróleo. Isso pode ser atribuído, notadamente, pelo fato do gás natural ser menos poluente e tão eficiente quanto o petróleo, pois, atualmente boa parte de seu consumo tem sido utilizado como combustível de grandes indústrias e despacho de térmicas para geração de energia.

Resultado de um continuado processo de conscientização pela questão ambiental, estudos e pesquisas confirmam as tendências mundiais pelo uso de combustíveis fósseis mais limpos.

Hoje em dia, o petróleo e o gás natural, motivadores de milionários contratos de comercialização, cooperação técnica internacional e de guerras entre nações que disputam a sua exploração, são percebidos pela sociedade em geral como insumos energéticos estratégicos. Sua comercialização requer rigoroso controle de qualidade que impõe desafios para assegurar transporte com segurança e cuidados ambientais.

Distintos em sua composição, o transporte e uso do gás natural requerem cuidados especiais e técnicas de operação e manuseio específicos, impondo desafios em suas fases exploratórias (Palhares, 2005).

Mais especificamente no que concerne o gás natural, diversos fatores contribuem para elegê-lo como uma atraente alternativa energética menos poluente: o crescimento da demanda por energia, oportunidades criadas pelo competitivo mercado internacional de energia, elevados custos associados à produção e transporte do petróleo.

O gás natural, dentro da matriz energética brasileira, possui características que favorecem a baixa emissão de gases poluentes e de resíduos no processo de combustão presente na queima, reduzindo o impacto ambiental.

Todo empreendimento almeja retorno para o investidor. A medição confiável é certamente a forma mais adequada para se contabilizar o gás natural em conformidade à legislação vigente. Daí a necessidade de se atribuir confiabilidade metrológica aos equipamentos à técnica de medição utilizada.

Pelo fato de o gás natural ser um composto leve e volátil, o seu transporte é vulnerável a perdas de massa do produto, o que gera prejuízos para os investidores.

A experiência mostra que o controle da medição - sensível a diferentes técnicas de medição - não é uma tarefa trivial. O uso de métodos inadequados de medição, devido ao cumprimento inadequado de normas prescritas de medição, instalação inadequada e falta de calibração de equipamentos constituem fatores que comprometem a qualidade da medição. Requisitos restritos de instalação do sistema de medição devem ser especificados para assegurar ausência de fatores específicos que podem comprometer seus resultados: ausência de turbulência,

desenvolvimento do perfil de velocidades a montante do medidor, variações nas propriedades do fluido e condições do escoamento, são apenas alguns desses fatores que podem comprometer a qualidade da medição.

Particularmente para o caso da medição da vazão de massa em gasodutos, inexatidões da medição podem comprometer a confiança nos processos de auditoria associadas à transferência de custódia causando desconforto para as partes envolvidas e para o Regulador. E, considerando os enormes volumes de gás transportados nos gasodutos brasileiros, o impacto econômico associado às imperfeições no controle metrológico das medições de vazão pode atingir cifras intoleráveis. A exatidão da medição é dependente da técnica de medição, da aptidão do profissional responsável pela supervisão, da calibração do medidor e da frequência do processo medição. Quando operados corretamente, medidores (ultrassônicos, de deslocamento positivo, turbina, Coriolis e medidores por placa de orifício) calibrados com incertezas associadas à medição controladas e em conformidade às normas aplicáveis proporcionam níveis aceitáveis de exatidão.

O regulamento técnico metrológico aplicável à Portaria Conjunta ANP-INMETRO (2013) define que os sistemas de medição de gás devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro das seguintes incertezas de medição de vazão ou volume:

- a) Sistemas de medição fiscal incerteza máxima de 1,5%;
- b) Sistemas de medição para transferência de custódia incerteza máxima de 1,5%;
- c) Sistemas de medição para apropriação incerteza máxima de 2%;
- d) Sistemas de medição para queima ou ventilação de gás natural incerteza máxima de 5%.

Medidores de vazão por placas de orifício, turbina ou tecnologias por ultrassom continuam sendo as técnicas mais utilizadas para medição da vazão do gás, requerida para a apropriação da transferência de custódia. Propriedades inerentes do gás natural (e.g.: a sua baixa densidade e alta volatilidade de seus compostos) facilitam vazamentos e perdas de massa, o que pode resultar em expressivos impactos econômicos para os investidores. É por essa razão que o controle da massa do gás transportado (conservação de massa) é tão crítico.

A crescente tendência pelo uso de combustíveis limpos resulta da consciência global de que qualquer alternativa utilizada para geração de energia, de uma forma ou outra, possui um impacto negativo sobre o meio ambiente.

O uso racional do gás natural depende, entretanto, de um processo eficiente para viabilizar a sua distribuição de forma segura e econômica. Não obstante os avanços dos gasodutos (cada vez mais complexos e mais modernos, operados em conformidade com moderna legislação fundamentada em conceitos de logística de transporte e regulação própria), a adequada contabilidade do gás não contabilizado por perdas ao longo do seu transporte no gasoduto, (denominado pelo jargão usual de “gás não contado”, incorretamente traduzido da denominação em inglês- *unaccounted for gas*) requer medições confiáveis cuja exatidão e controle de incertezas associadas ainda permanecem como desafios metrológicos a serem superados.

Oliveira e Aguiar (2009) mostraram que a utilização da técnica denominada reconciliação de dados (RD) — uso de redundância de medições para reduzir a incerteza associada a sua medição — contribuiu de forma expressiva para o controle metrológico do gás natural.

1.1 Medição e faturamento

Durante 44 anos, a Petrobras foi detentora do monopólio do petróleo desde a exploração (prospecção), processamento, transporte e distribuição. Durante este período ficou sobre sua responsabilidade a medição, arrecadação e distribuição de tributos ao estado.

A criação da ANP (Agência Nacional do Petróleo, gás natural e bicomustível) em 14 de janeiro de 1998, teve por finalidade a distribuição dos recursos arrecadados junto às participações governamentais (royalties) e influenciar de forma indireta na quebra deste “monopólio”.

A Transpetro, subsidiária da Petrobras, foi criada em 12 de junho de 1998, para atuar nos segmentos de dutos e terminais, transporte marítimo e gás natural.

A figura 2 ilustra a quantidade de gás natural recebido no sistema de transporte em novembro de 2013.

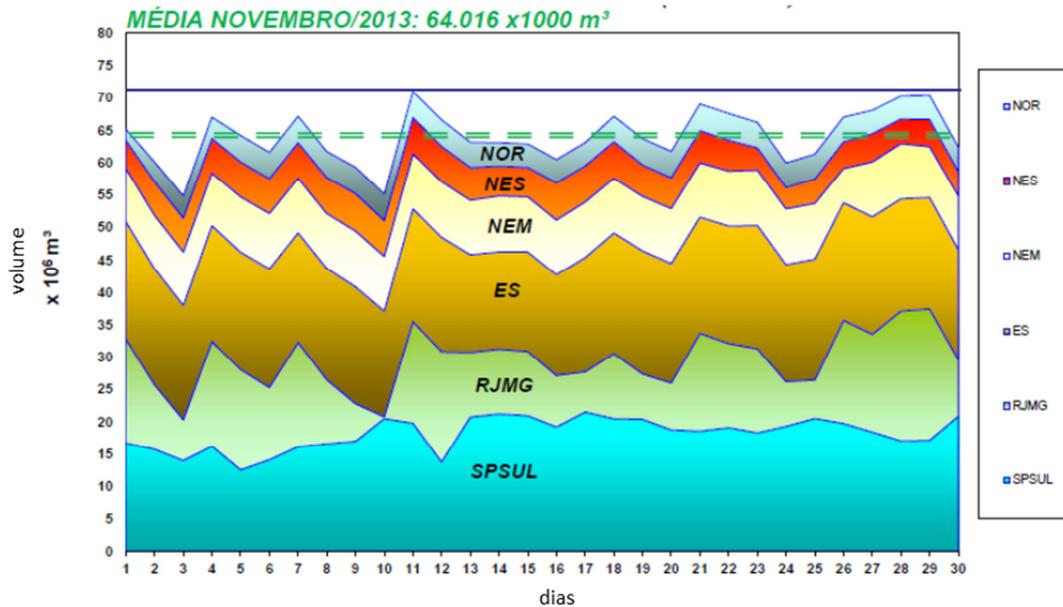


Figura 2: Gás total recebido

Fonte: TRANSPETRO – diretoria de gás e energia

Diversos tipos de rede de distribuição de gás natural são encontrados em diferentes partes do mundo, o que resulta em complexa logística de distribuição. Este é um processo extremamente dispendioso, cuja instalação beneficia o desenvolvimento do local da instalação, interligando vários estados e até países, por terra e por mar. Os custos desta logística de transporte são repassados ao consumidor final do produto, que paga uma parcela para compor o cálculo do volume transportado de gás natural, e realizar a transferência de custódia do produto.

1.2 Motivação para o trabalho proposto

Dentre os aspectos motivadores deste tema de pesquisa destacam-se:

A necessidade de disponibilizar dados quantitativos e qualitativos para subsidiar estudos e projetos:

- O tema é de interesse da empresa estatal do ramo do setor energético, notadamente da empresa Petróleo Brasileiro S.A e suas subsidiárias;
- O tema tem despertado interesse de empresas privadas atuantes no seguimento de gás natural e de gerentes de projeto de empresas privadas e estatais;
- Interessa empresas voltadas para a elaboração de programas de simulações de controle de medições e calibração;

- Os resultados da dissertação poderão contribuir para a melhoria do sistema de medição do gás não contabilizado no gasoduto Urucu-Manaus, com possíveis replicações do modelo de estudo e conceitual para outros gasodutos.

Este tema foi escolhido com o objetivo central desta dissertação de mestrado, (de servidor da Transpetro), contribui para a melhoria da eficiência do sistema de medição, minimizar as perdas operacionais, assegurar controle metrológico do processo de medição, melhorias que resultam na qualidade do processo de controle e monitoramento e no aumento da margem de lucros da empresa.

Os valores aplicados pela Transpetro são parâmetros criados de forma a escalonar o erro máximo permitido dentro do sistema da empresa, podendo ser considerado como boa prática de controle operacional de medição.

1.3 Objetivo geral

Adequação da técnica de reconciliação de dados para avaliação metrológica do balanço de massa no gasoduto Urucu-Manaus.

Em termos específicos, a dissertação busca:

- Excluir os erros grosseiros obtidos na medição e minimizá-los com a aplicação da técnica de reconciliação de gás;
- Reduzir o indicador de gás não contado.

1.4 Conceito e definições

A título de contextualização transcrevem-se, a seguir, a definição de algumas denominações do VIM de 2012 (Instituto Nacional de Metrologia qualidade e Tecnologia, 2012) de interesse para facilitar o entendimento do trabalho:

Gás natural - Todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais;

- Petróleo - substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e de cor variando entre o negro e o castanho escuro;
- Gasoduto - tubulação utilizada para transportar gás natural de um lugar para o outro;
- Medição - processo de obtenção experimental de um ou mais valores que podem ser, razoavelmente, atribuídos a uma grandeza;
- Erro de medição - diferença entre o valor medido de uma grandeza e um valor de referência;
- Erro sistemático - componente do erro de medição que, em medições repetidas, permanece constante ou varia de maneira previsível;
- Erro aleatório - componente do erro de medição que, em medições repetidas, varia de maneira imprevisível;
- Incerteza de medição - parâmetro não negativo que caracteriza a dispersão dos valores atribuídos a um mensurando com base nas informações utilizadas;
- Medição fiscal - Medição do volume de produção fiscalizada efetuada nos pontos de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto nº 2.705/1998 e inciso X, do art. 2º da Lei 12.351/2010. Toda medição utilizada no cálculo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais;
- Medição fiscal compartilhada - Medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição;
- Medição para Apropriação - Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada poço.
- Medição Operacional - medição para controle da produção;
- Transferência de Custódia - A transferência legal e/ou comercial de fluidos hidrocarbonetos;
- Royalties - Constituem compensação financeira devida pelos concessionários, pagos mensalmente, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a 10%;
- Transportador - Sociedade ou consórcio, concessionário ou autorizado para o exercício da atividade de transporte;
- Carregador - Empresa ou consórcio de empresas usuário do serviço de transporte, que detém a propriedade dos Produtos transportados e, especificamente no caso de gás natural, agente da indústria do gás natural que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP;

- Ponto de Recebimento - Ponto onde o produto a ser movimentado é entregue ao transportador pelo carregador ou por quem este venha a indicar, nos termos da regulação da ANP;
- Ponto de entrega - Ponto onde o produto movimentado é entregue pelo transportador ao carregador ou a outro destinatário por este indicado.

2 Reconciliação de dados (RD)

2.1. Introdução

A técnica de reconciliação de dados (RD) foi aplicada pela primeira vez em 1961. Nos últimos 40 anos, mais de 200 trabalhos de pesquisa foram publicados sobre este assunto.

Durante estas quatro últimas décadas alguns pesquisadores se destacaram e fizeram com que sua pesquisa viesse a contribuir no desenvolvimento desta valiosa ferramenta.

No período de 1968 até 1976, a técnica de reconciliação de dados despertou grande interesse o que resultou em publicações de diversos artigos sobre a técnica. O conceito fundamental sobre redundância de dados foi exatamente introduzido nesta época.

Mah et al. (Jordache, 1999) trataram o tema reconciliação de dados linear, demonstrando, de forma clara, por meio da simulação do processo de refino, que a técnica de reconciliação de dados não melhoraria de forma significativa a medição, caso fosse aplicada a dados coletados em redundância das medições.

Na época, este trabalho abordou o problema relacionado à forma de detecção dos erros grosseiros, que ocorriam devido ao desvio das medições e fugas ocorridas no processo.

A técnica de reconciliação de dados aplicada a um processo não linear foi abordada pela primeira vez por Knepper e Gorman (Jordache, 1999), que usavam a técnica de interatividade proposta por Britt e Luecke (Jordache, 1999) e uma estimativa de parâmetros por regressão não linear. Esta abordagem tinha algumas limitações quando comparada a abordagem de linearização sucessiva e à matriz de projeção, proposta por Pai e Fisher (Jordache, 1999).

Divergências relacionadas a restrições não linear fizeram com que Libman et al. (Jordache, 1999) transformasse o modelo linear em um programa não linear

padrão, cujo objetivo era reconciliar os dados, usando métodos de otimização não linear.

Após alguns anos de estudos realizados por Kuehn e Davidson sobre reconciliação, surge um novo problema relacionado à identificação do erro grosseiro e sua importância no uso da técnica. Esta descoberta foi apontada por Ripps (Jordache, 1999), no qual ele propunha a eliminação da medição como alternativa para identificar a medição contendo problema. Este estudo veio a se tornar uma estratégia padrão para identificação de erros grosseiros.

Os testes estatísticos realizados na época, com o objetivo de detectar os erros grosseiros foram propostos por Reilly e Carpani (Jordache, 1999) em 1963. Já os testes global e de medição foram propostos por Almazy e Sztano (Jordache, 1999) em 1975.

Porém, foi em 1985, uma década depois que a razão de verossimilhança generalizada foi proposta por Narasimhan e Mah (Jordache, 1999).

O método de simulação e utilização na avaliação de desempenho e de testes de detecção de erro grosseiro foi aplicado por Jordache e a estratégia diferente para identificação grosseira foi proposta por Narasimhan e Mah.

Embora pareça correto afirmar que o meio científico tenha sido testemunha de expressivas contribuições de estudiosos extremamente qualificados e entendedores do assunto relacionado à reconciliação de dados, vale ressaltar que a melhor forma de se quantificar o erro grosseiro e sua eliminação ainda carece de estudos, ou seja, sempre haverá algo a ser descoberto e melhorado.

2.2. Fundamentos teóricos

O livro *Data reconciliation and gross error detection an intelligent use of process data* (Jordache, 1999), descreve de forma clara que medições de processo são inevitavelmente corrompidas por erros durante o processamento da medição e transmissão do sinal de dados.

Sempre que as leis de conservação são violadas nos modelos de sistemas de medição, erros aleatórios ou grosseiros são introduzidos comprometendo o processo de medição.

Nesse contexto, a técnica de reconciliação de dados, uma abordagem baseada na ferramenta estatística que considera as restrições impostas ao processo, de fato contribui para a melhoria da confiabilidade das medições quando analisadas de forma global. Ao incorporar na análise de dados, informação redundante disponível, compensa e minimiza erros aleatórios, assim contribuindo para a redução das incertezas associadas à medição.

Segundo essa perspectiva, a técnica agrega valor ao processo de medição por meio do que se denominam valores reconciliados da medição, atribuindo maior confiabilidade aos dados experimentais obtidos.

Considerando o comportamento heteroscedástico das medidas, que se refere às variâncias não homogêneas dos resultados da medição a serem reconciliados, essa abordagem trata os dados pela ponderação por mínimos quadrados (Alhaj-Dibo et al., 2008).

2.3. Conceito

Reconciliação de dados (RD) é uma técnica cujo objetivo é melhorar a exatidão das medições, reduzindo o erro associado às medições realizadas.

A técnica de reconciliação de dados faz uso da extração de informações exatas e confiáveis da medição bruta que pode refletir o estado intrínseco de processos industriais.

O processo utiliza informação e métodos matemáticos para produzir um único conjunto consistente de dados capaz de representar a operação do processo mais provável.

A garantia da qualidade das medições obtidas depende essencialmente da avaliação da expressão “incerteza de medição”, cuja definição, segundo VIM 2012, corresponde a um parâmetro não negativo que caracteriza a dispersão dos valores das grandezas que são atribuídas à mensurada a partir das informações usadas. A incerteza de medição inclui componentes provenientes de efeitos sistemáticos, tais como componentes associadas a correções e valores atribuídos a padrões, bem como a incerteza. Por vezes os efeitos sistemáticos conhecidos não são corrigidos mas incorporados como componentes da incerteza.

Considera-se por definição que função objetivo trata-se de uma função matemática na qual define a qualidade da solução em função das variáveis independentes (incógnitas a serem determinadas quando da solução do modelo).

Uma variável é dita observável quando se pode estimá-la usando as medidas e restrições do processo, tais como valor medido tolerável.

Para que os dados de reconciliação sejam satisfatórios, erros grosseiros devem ser desprezados durante o processo de medição. A detecção destes erros grosseiros faz-se necessário para assegurar o uso da técnica.

Para melhor entendimento sobre a técnica algumas definições devem ficar claras. Erro de medição é a diferença entre o valor medido de uma grandeza e um valor de referência. Pode ser representado pela combinação de dois tipos de erros, aleatório e sistemático.

Erro aleatório segundo o VIM (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2012) é o componente do erro de medição que, em medições repetidas, varia de maneira imprevisível. O valor de referência para um erro aleatório e a média que resultaria dum número infinito de medições repetidas de um mensurado. Esses erros formam uma distribuição que pode ser resumida pelo valor esperado e por sua variância.

Esse erro pode ocorrer oriundo de várias fontes, sejam elas por conversão de flutuações, fornecimento de energia, ruído na transmissão de sinais da rede, filtragem na entrada analógica, condições ambientais e outros.

Os erros grosseiros são oriundos dos instrumentos quando instalados de forma incorreta, sem atendimentos às normas e procedimentos. São originados pelo mau funcionamento, pela instalação incorreta, entupimentos dos sensores e ou corrosão dos sensores do instrumento de medição.

A garantia de procedimentos de instalação e manutenção faz com que se assegure de forma confiável que estes erros grosseiros não estejam presentes nas medições durante certo tempo.

A técnica de reconciliação de dados baseia-se fortemente no conceito de redundância para corrigir, o máximo possível, os resultados de medições visando satisfazer restrições inerentes ao processo. Pode-se dizer que a variável medida é considerada redundante se continuarmos a observá-la, mesmo quando ela é removida de uma medição.

Uma reconciliação inteligente dos valores convertidos requer que os dados, usualmente originados de medições físicas que incorporam erros associados, sejam estatisticamente validados, assim, garantindo que o processo de reconciliação seja capaz de eliminar erros grosseiros e produzir dados úteis e confiáveis.

Pode-se dizer que se trata de uma técnica de validação pela extração de informações exatas e fiéis da medição bruta que pode refletir o estado essencial de processos, na qual se baseia no conceito de redundância para corrigir o mínimo possível os resultados de medições.

RD pode ser aplicada a cada variável medida separadamente melhorando assim a exatidão das medições, redução dos efeitos dos erros aleatórios dos dados e a eliminação dos erros grosseiros.

Espera-se que os valores reconciliados sejam mais precisos do que os valores experimentais.

As três etapas a seguir caracterizam-se e descrevem a técnica de reconciliação de dados:

- O modelo de referência é definido com base na premissa matemática de que este é perfeito (ausência de erros grosseiros), com erros aleatórios normalmente distribuídos e independentes (Mansur e Ellis, 2008). Uma função objetivo é utilizada para avaliar a diferença que resulta entre os dados produzidos pelo modelo e os dados experimentais;
- A função objetivo formulada é otimizada fazendo uso de uma distribuição multivariada que modela essa rotina, cujos resultados são expressos com base em pesos atribuídos às medidas de dispersão experimentais. Nesta dissertação propõe-se o uso das incertezas associadas à medição para balizar os resultados. Nesta etapa faz-se necessário minimizar ou maximizar a probabilidade de encontrar resultados experimentais provenientes da medição;
- Os parâmetros são avaliados. Ramamurthi et al. (1993) sugerem a avaliação por meio da estimativa de máxima verossimilhança MLE, na sigla em inglês, *the maximum likelihood estimation (a probabilidade do máximo valor estimado)*.

2.4. Erro grosseiro

Erro grosseiro pode ser definido como o valor não correto da medição obtido devido à falha humana ou mau funcionamento de um equipamento.

Quando a técnica de Reconciliação de Dados é aplicada, associada a uma medida de variabilidade, como por exemplo, incerteza de medição, além de obter valores reconciliados, erros grosseiros relacionados podem ser detectados e excluídos. Estatisticamente, espera-se observar pelo menos uma sobreposição parcial entre a banda de variabilidade dos valores experimentais e os seus respectivos valores reconciliados. Quando isto não ocorre, se tem o indicativo que este valor experimental apresenta erro grosseiro, além dos erros aleatórios pertinentes ao processo de medição.

A exclusão destes erros grosseiros potencializa a técnica de Reconciliação de Dados, quando aplicadas em conjunto, pois melhoram a exatidão da medição e minimizam os erros aleatórios, propriedades inerentes à redundância das medições.

2.5. A modelagem estatística da reconciliação de dados

A distribuição normal multivariada denota o modelo multidimensional comumente utilizado para descrever variações de dados experimentais, cuja função densidade de probabilidade $P(X)$, equação 1, pode ser expressa pela matriz diagonal de covariância V .

$$P(X) = \frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \exp\left[-\frac{1}{2}(X - \mu)^T V^{-1}(X - \mu)\right] \quad (1)$$

Com base nos seguintes parâmetros expressos na equação 2, onde $\sigma_{i \neq n} = 0$ para $i \neq n$.

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_N \end{bmatrix} \quad \mu = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \\ \vdots \\ \mu_N \end{bmatrix} \quad V = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{12}^2 & \dots & \sigma_{1N}^2 \\ \sigma_{21}^2 & \sigma_2^2 & \dots & \sigma_{2N}^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{N1}^2 & \sigma_{N2}^2 & \dots & \sigma_N^2 \end{bmatrix} \quad (2)$$

- σ_i^2 representam as variâncias da matriz V.

Na equação 3, a função densidade de probabilidade reflete uma região de confiabilidade para N pontos da curva quando:

$$- P(X) = constante = (X - \mu)^T V^{-1} (X - \mu) \quad (3)$$

Nesse processo são apenas considerados os erros de natureza aleatória, ou seja, aqueles essencialmente associados aos dados experimentais (X ou Z^e) e aos dados reconciliados (μ ou Z^c), conforme demonstrado na equação 4.

$$ERRO = \varepsilon = [Z^e - Z^c] \quad (4)$$

Substituindo a equação (4) em (1):

$$P(X) = \frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \exp\left[-\frac{1}{2}(\varepsilon)^T V^{-1}(\varepsilon)\right] \quad (5)$$

$$P(\varepsilon) = P(Z^e - Z^c) \quad (6)$$

$$P(X) = \frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \exp\left[-\frac{1}{2}(Z^e - Z^c)^T V^{-1}(Z^e - Z^c)\right] \quad (7)$$

Nesta expressão $P(Z^e)$ precisa ser maximizada.

$$\max[P((Z^e - Z^c))]F_{ob} = \max\left\{\frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \exp\left[-\frac{1}{2}(Z^e - Z^c)^T V^{-1}(Z^e - Z^c)\right]\right\} \quad (8)$$

$$F_{ob} = \max\left\{ \ln \frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \left[-\frac{1}{2} (Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \right\} \quad (9)$$

$$F_{ob} = \max \left[-\frac{1}{2} (Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \quad (10)$$

$$F_{ob} = \max \left[-(Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \quad (11)$$

$$F_{ob} = \min \left[-(Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \quad (12)$$

$$Z^e = \begin{bmatrix} m_1^e \\ m_2^e \\ \vdots \\ m_N^e \end{bmatrix} \quad Z^c = \begin{bmatrix} m_1^c \\ m_2^c \\ \vdots \\ m_N^c \end{bmatrix} \quad Z^e - Z^c = \begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix} \quad (13)$$

Para grandezas não correlacionadas, a equação (12) assume o valor:

$$F_{ob} = \min \left[\begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{12}^2 & \dots & \sigma_{1N}^2 \\ \sigma_{21}^2 & \sigma_2^2 & \dots & \sigma_{2N}^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{N1}^2 & \sigma_{N2}^2 & \dots & \sigma_N^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix} \right] \quad (14)$$

$$F_{ob} = \min \left[\begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c & m_2^e - m_2^c & \dots & m_N^e - m_N^c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_1^2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{\sigma_1^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix} \right] \quad (15)$$

A Função objetivo assume então a forma:

$$F_{ob} = \min \left[\left[\frac{(m_1^e - m_1^c)^2}{\sigma_1^2} + \frac{(m_2^e - m_2^c)^2}{\sigma_2^2} + \dots + \frac{(m_N^e - m_N^c)^2}{\sigma_N^2} \right] \right] \quad (16)$$

3

Infraestrutura brasileira de gasodutos

Atualmente no Brasil existem duas empresas responsáveis pelo transporte do gás natural, são elas a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), ambas subsidiárias da estatal Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

3.1.

Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil S.A. (TBG)

A criação do gasoduto Bolívia-Brasil ocorreu após anos de estudos técnicos para provar a viabilidade técnica e econômica do projeto. Desde a concepção até a entrega da obra decorreram 60 anos.

Desde os anos 30, Brasil e Bolívia já eram parceiros no comércio de petróleo e gás natural, parceria essa que culminou, nos anos 90, com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Adicionalmente ao propósito de transportar o gás, o projeto teve por objetivo fortalecer as ligações econômicas entre os dois países, adequando-se ao regime de monopólio estatal do petróleo à época vigente no Brasil.

Em julho de 1997, o contrato foi firmado entre as partes, caracterizando o início de execução da obra.

Para garantir a construção do gasoduto, a Gaspetro, à época empresa do sistema Petrobras, criou alianças financeiras com investidores internacionais e com o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES). Desta parceria resultou, em dezembro de 1997, o início das obras sob a responsabilidade compartilhada da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), pelo lado do Brasil, e da empresa Gás Transboliviano (GTB), pelo lado da Bolívia. A Figura 3 ilustra o percurso do Gasoduto Bolívia-Brasil em seus respectivos territórios.



Figura 3: Gasoduto Bolívia-Brasil, ano 2008

Fonte: http://www.abril.com.br/noticia/mundo/no_301094.shtml. Acesso em 16/08/15

Hoje no Brasil beneficiam-se do gás boliviano - combustível fóssil mais limpo e econômico - as indústrias de cerâmica, vidro, alimentos e bebidas, papel e celulose, metalurgia, química, petroquímica e de transporte. A Figura 4 ilustra um trecho do gasoduto Bolívia-Brasil.



Figura 4: Imagem do gasoduto Bolívia-Brasil para transporte de gás natural

Fonte: <http://umhistoriador.wordpress.com/2013/09/27/igor-fuser-a-america-do-sul-em-busca-da-riqueza-energetica/>-. Acesso em 16/08/15

Na Bolívia, o gasoduto inicia-se na localidade de Rio Grande, 40 quilômetros ao sul de Santa Cruz de la Sierra e se estende por 557 quilômetros até Porto Suarez, na fronteira com o Brasil, onde encontra-se uma estação de medição

em Mutum, para fins de transferência de custódia. Em território brasileiro, atravessa 136 municípios de 5 estados, transportando gás a uma pressão máxima de operação de 9806,65 kPa entre os municípios de Corumbá e Curitiba.

O gasoduto entra em território brasileiro por Corumbá, Mato Grosso do Sul, cujo transporte passa a ser de responsabilidade da TBG. A Tabela 1, a seguir, caracteriza as localidades e os pontos de cruzamento do gasoduto ao longo de sua trajetória.

Tabela 1: Locais de passagem e pontos de cruzamento do gasoduto.

Local	Municípios	Rodovias	Ferrovias	Propriedades	Rios
Mato Grosso do Sul	11	6	1	385	9
São Paulo	71	30	9	1.336	11
Paraná	13	4	1	581	1
Santa Catarina	27	10	0	2.150	7
Rio Grande do Sul	14	6	0	522	1

3.2. Petrobras Transporte S.A. (Transpetro)

Criada em 12 de junho de 1998, em conformidade à legislação que reestruturou o setor de petróleo no Brasil, a Transpetro é hoje, a principal empresa de logística e transporte do País, atuando como elemento estratégico para impulsionar o desenvolvimento econômico e social brasileiro.

A expertise do negócio garante à Transpetro os créditos de maior transportadora da América Latina.

No ano de 2013, a Transpetro obteve uma receita operacional bruta de R\$ 7,673 bilhões, com lucro líquido de R\$ 924,5 milhões, tendo captado para seu patrimônio líquido o valor de R\$ 4,832 bilhões.

Esse resultado financeiro é resultante da movimentação de carga para o transporte marítimo de 59 milhões de toneladas de produtos transportados (i) em terminais e oleodutos (807,7 milhões de m³/ano de petróleo, derivados e álcool) e (ii) em gasodutos (69,8 milhões de m³/dia de gás natural).

O volume médio transportado de gás de janeiro a agosto de 2015 foi de 76.484 milhões de m³ por dia, um aumento de 2,22% com relação ao mesmo período de 2014 (74.899 milhões de m³ diários), já a frota de navios movimentou 44.134 milhões de m³ de petróleo e derivados entre janeiro a agosto de 2015.

No ano de 2014, operou 14.668 km de dutos (7.517 km de oleodutos e 7.151 km de gasodutos), reunindo 21 terminais terrestres, 28 terminais aquaviários e uma frota de 60 navios.

3.2.1. Transporte

A área de concessão para transporte de gás operada pela Transpetro compreende 68 linhas (entre gasodutos e ramais), 11 estações de compressão, 28 pontos de recebimento e 132 pontos de entrega.

A capacidade de transporte é de 100 milhões de m³/dia, com crescimento previsto a partir da entrada de novas estações de compressão até 2020. A Figura 5 ilustra o gasoduto da Transpetro em passagem por Caraguatatuba, no Estado de São Paulo.



Figura 5: Gasoduto de Caraguatatuba (SP) para transporte de gás natural

Fonte: <http://www.anetrans.com.br/component/content/article/4-noticias/1636-modal-dutoviario-carece-de-investimentos-.html>. Acesso em 16/8/2015

3.2.2. Instalações de transporte (base de referência: ano 2013)

No ano de 2013, a Transpetro operou cerca de 7.127,10 km de gasodutos, dos quais 5.859,6 km cruzam 9.090 propriedades em 306 municípios.

Dados do mesmo ano de 2013 contabilizam 68 gasodutos (incluindo instalações de transporte, transferência e ramais), 28 pontos de recebimento e 131

pontos de entrega. A Figura 6 ilustra uma estação típica de entrega e transferência de custódia, em Mauá, no estado de Amazonas.



Figura 6: Estação de entrega e transferência de custódia. PE-Mauá

Fonte: Transpetro arquivo técnico de inspeção – ano 2011

As Tabelas 2 e 3 resumem informações dos gasodutos operados pela Transpetro.

Tabela 2: Gasodutos de transferência – ano 2013

Transporte Dutoviário	Origem	UF Origem	Destino	UF Destino	km
Conde-RLAM 14"	EDG São Francisco do Conde	BA	RLAM	BA	5,0
GNL Pecém	Pier Pecém	CE	Estação de Filtragem	CE	19,1
GASCAB I	Barra do Furado	RJ	Cabiúnas	RJ	67,0
GASCAB II	Barra do Furado	RJ	Cabiúnas	RJ	67,4
GASCAB III	Barra do Furado	RJ	Cabiúnas	RJ	67,5
Enchovão (trecho terrestre)	Macaé	RJ	Cabiúnas	RJ	5,0
GASDUC II	Cabiúnas	RJ	REDUC	RJ	183,0
GNL BGB	Pier Baía de Guanabara	RJ	Estação de Campos Eliseos	RJ	16,0
Merluzão (trecho terrestre)	Merluzá	SP	RPBC	SP	28,5
GASMEX (trecho terrestre)	Caraguatatuba	SP	UTGCA	SP	7,7
REVAP - RECAP (HLR)	REVAP	SP	RECAP	SP	97,0
Trecho Rem. GASDUC I interno à REDUC	Anel Reduc	RJ	REDUC	RJ	0,9
SUBTOTAL TRANSFERÊNCIA					564,1

Tabela 3: Gasodutos de transporte – ano 2013

Transporte Dutoviário	Origem	UF Origem	Destino	UF Destino	km
GASALP	UPGN Pilar	AL	Cabo	PE	203,6
Pilar - Ipojuca	EDG Pilar	AL	EDG Ipojuca	PE	187,0
GARSOL (Urucu-Coari)	Urucu	AM	Coari	AM	279,0
GASCOM (Coari-Manaus)	Coari	AM	Manaus	AM	383,0
Ramal Anamá	GASCOM	AM	Anamá	AM	23,7
Ramal Anori	GASCOM	AM	Anori	AM	27,5
Ramal Caapiranga	GASCOM	AM	Caapiranga	AM	7,1
Ramal Coari	GASCOM	AM	Coari	AM	25,7
Ramal Codajás	GASCOM	AM	Codajás	AM	19,0
Ramal Iranduba	GASCOM	AM	Iranduba	AM	7,6
Ramal Manacapuru	GASCOM	AM	Manacapuru	AM	7,6
Ramal UTE-Aparecida	GASCOM	AM	UTE-Aparecida	AM	18,0
Ramal UTE-Mauá	GASCOM	AM	UTE-Mauá	AM	3,9
GASEB	EDG Catu	BA	EDG Atalaia	SE	230,0
Candeias-Camaçari 12"	EDG São Francisco do Conde	BA	EDG Camaçari	BA	37,0
Santiago-Camaçari 18"	EDG Catu	BA	EDG Camaçari	BA	32,0
Santiago-Camaçari 14"	EDG Catu	BA	EDG Camaçari	BA	32,0
Candeias-Camaçari 14"	EDG São Francisco do Conde	BA	EDG Camaçari	BA	42,4
Candeias-Aratu 12"	EDG São Francisco do Conde	BA	EDG Aratu	BA	22,0
Catu-Pilar	EDG Catu	BA	EDG Pilar	AL	441,7
Ramal Catu	UPGN Catu	BA	EDG Catu	BA	1,2
Ramal Aracati	Aracati	CE	Aracati	CE	6,5
Ramal TermoFortaleza	Estação de Filtragem	CE	Termofortaleza	CE	1,5
Lagoa Parda-Vitória (montante VB-10)	Lagoa Parda	ES	VB-10	ES	78,9
Ramal Lagoa Parda	Cacimbas-Vitória-SDV02	ES	Lagoa Parda	ES	2,0
Cacimbas-Vitória	Cacimbas	ES	Vitória	ES	129,4

Tabela 3: Gasodutos de transferência – ano 2013 (Continuação)

Cacimbas - Catu	Cacimbas	ES	EDG Catu	BA	946,0
Ramal UTGSUL	UTGSUL	ES	GASCAV	ES	9,7
Ramal Santa Rita	Santa Rita	PB	São Miguel Itaipu	PB	25,0
Ramal Termopernambuco	EDG Ipojuca	PE	Termopernambuco	PE	12,0
Loop Nordesteão	Recife	PE	Jaboatão	PE	31,8
GASPAL	ESVOL	RJ	RECAP	SP	325,0
GASBEL	Anel Reduc	RJ	REGAP	MG	357,0
GASVOL	Anel Reduc	RJ	ESVOL	RJ	95,2
Ramal ESVOL-TEVOL	ESVOL	RJ	TEVOL	RJ	5,5
GASCAV	Cabiúnas	RJ	Vitória	ES	300,0
GASDUC III	Cabiúnas	RJ	Estação de Campos Eliseos	RJ	180,0
GASJAP	Japeri	RJ	REDUC	RJ	45,3
Ramal de Campos Eliseos 20"	Anel Reduc	RJ	Estação de Campos Eliseos	RJ	2,3
Ramal de Campos Eliseos 16"	Estação de Campos Eliseos	RJ	REDUC	RJ	2,7
GASBEL II	Volta Redonda	RJ	Queluzito	MG	267,0
NORDESTÃO	Guamaré	RN	Cabo	PE	424,0
GASFOR	Guamaré	RN	Pecém	CE	382,0
Ramal Termoçu	Serra do Mel	RN	Açu	RN	31,4
Atalaia-Itaporanga	EDG Atalaia	SE	Itaporanga	SE	29,0
Ramal FAFEN II	Catu-Pilar	SE	Fafen	SE	22,7
Ramal Atalaia I	UPGN Atalaia	SE	EDG Atalaia	SE	0,8
Ramal Atalaia II	UPGN Atalaia	SE	EDG Atalaia	SE	0,8
GAL	EDG Atalaia	SE	Fafen	SE	28,0
GASAN	RECAP	SP	RPBC	SP	37,0
GASCAR	Campinas	SP	Japeri	RJ	450,0
GASPAJ	Paulinia	SP	Jacutinga	MG	93,0
GASTAU	UT GCA	SP	EDG Taubaté	SP	98,0
GASPAL II	Guararema	SP	Estação Mauá (ECGM)	SP	54,0
GASAN II	Estação Mauá (ECGM)	SP	Estação S.B.Campo (ESBC)	SP	38,0
SUBTOTAL TRANSPORTE					6542,5

3.3. O Gasoduto Urucu- Manaus

O Gasoduto Urucu-Manaus, com 700 km de extensão, transporta em média 4.26 milhões m³/dia de gás natural.

Atravessa sete municípios (Coari, Codajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba) do Estado do Amazonas. A figura 7 ilustra o mapa da malha norte do gasoduto Urucu-Manaus.

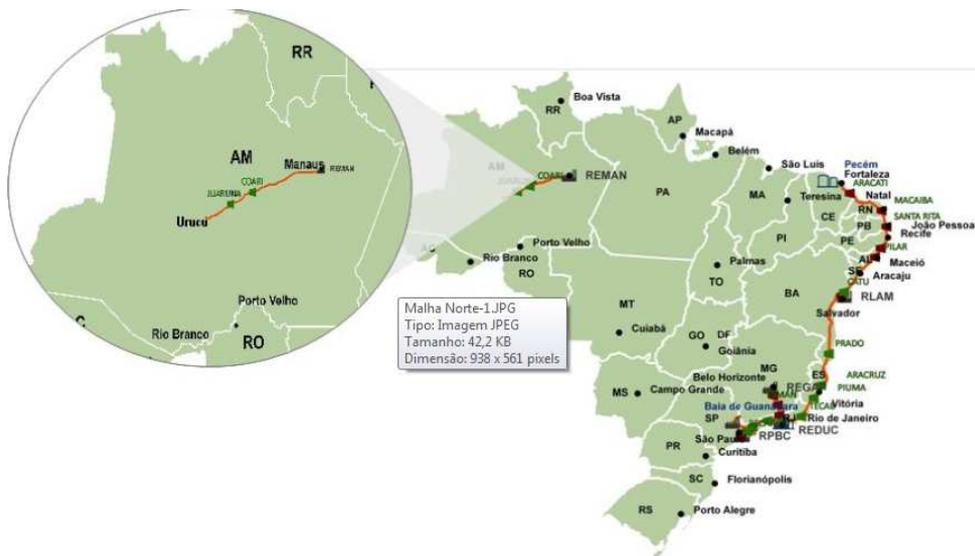


Figura 7: Mapa da malha norte

Fonte: GIS_Transpetro – arquivo técnico do departamento de integridade de dutos. Ano 2014.

Com o objetivo de transportar o gás natural para Manaus, o trecho que interliga Urucu a Manaus foi construído em 1998, assim contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico da região.

Constitui-se de fato em um marco, já que era até então uma região de poucas fontes energéticas. A figura 8 ilustra o trajeto do gasoduto no estado do Amazonas.

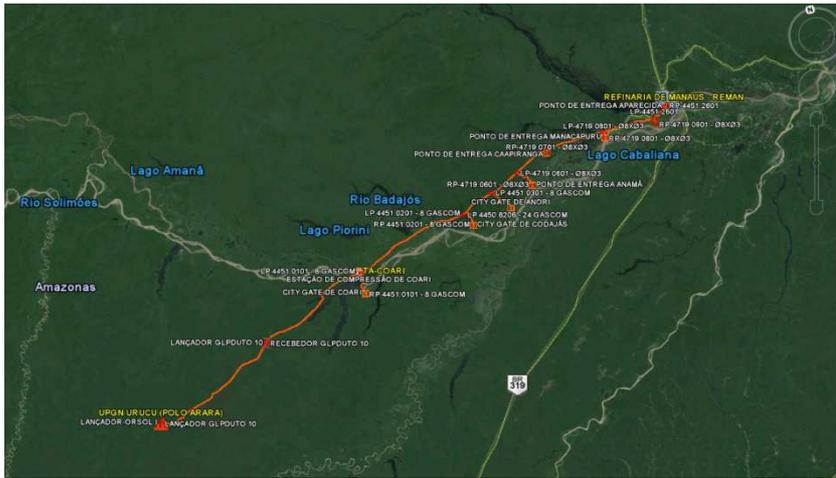


Figura 8: Mapa do trajeto do gasoduto no estado do Amazonas

Fonte: GIS_Transpetro - Arquivo técnico do dep. de integridade de dutos. Ano 2014.

Ao longo do gasoduto Urucu-Manaus, existem dutos que se interligam a ele. A Tabela 4 resume as interligações do Gasoduto Urucu-Manaus.

Tabela 4: Dados técnicos e interligações do gasoduto Urucu-Manaus

Gasoduto	Estado	Origem x Destino	Ano de construção	Extensão (km)	Diâmetro	Pressão atual (kgf/cm ²)	Ponto de entrega
Garsol	AM	Coari x Coari	2009	279	18"	118	1
Gascom		Coari x Manaus		383	20"	112	
Ramal Coari		Coari x Coari		25,7	4"	64,4	
Ramal Codajás		Codajás x Codajás		19,0	3"	64,8	
Ramal Anori		Anamã x Anori		27,5		65,3	
Ramal Anamã		Caapiranga x Anamã		23,7		34,0	
Ramal Caapiranga		Caapiranga x Caapiranga		7,10	34,0		
Ramal Manacapuru		Manacapuru x Manacapuru		7,60	-	63,6	
Ramal Iranduba		Irاندuba x Irاندuba		7,60	14"	58,6	
Ramal Mauá		Manaus x Manaus		3,70	-	50,1	
Ramal Reman		Aparecida x Manaus		-	-	40,0	1
Ramal Aparecida		Aparecida x Manaus		18,0	-	58,9	

4 Medição de vazão em gasoduto

Para as empresas que comercializam gás natural, a medição de vazão é o pilar do faturamento, da administração financeira, do controle operacional e do controle do meio ambiente.

A gestão do transporte de gás com medidores do tipo placa de orifício já era realizada há cerca de 40 anos. Entretanto, foram as exigências regulatórias, a necessidade de melhoria na logística do seu controle e demandas mais rigorosas por exatidão e confiabilidade metrológica que motivaram o uso de medidores dinâmicos mais sofisticados.

Os interesses das empresas de petróleo na utilização e melhoria contínua dos sistemas de medição de vazão são amplamente descritos na literatura (Adler, 2010). A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) e o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) são, respectivamente, o organismo regulador e de controle para as atividades de transferência de custódia e fiscal para o setor, cujo rigor no controle de medição cresce com a sofisticação das tecnologias aplicáveis.

A medição de vazão possui importância expressiva para a transferência de custódia, realização do balanço volumétrico e controle operacional, com forte aplicação nas indústrias de petróleo e gás natural. A medição de vazão é computada por meio de grandezas associadas (denominadas grandezas de influência), indiretamente realizadas, por distintas tecnologias de medição, para uma ampla faixa de operação e exatidão.

4.1. Portaria conjunta ANP/Inmetro

A Portaria Conjunta ANP/INMETRO N°. 1, de 19/06/2000, aprova o “Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural no Brasil” que, por sua vez, regulamenta a medição de vazão de gás natural no Brasil. Este regulamento estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de

medição de petróleo e gás natural, determinando a utilização da vazão volumétrica e assumindo, para o volume, a unidade metro cúbico (m³), nas condições de referência de 20 °C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão estática.

4.2. Sistema de medição de vazão

O gás natural é transportado desde o local de sua exploração, prospecção e processamento até chegar ao seu consumidor final. A aquisição deste produto faz com que o consumidor final contribua financeiramente ao produtor, transportador e por último ao distribuidor.

O gás transportado por um portador é conduzido sob custódia das transportadoras e distribuidoras apropriadas, até o seu destino final. A cada mudança de transportadora e distribuidora, em uma área física determinada, existe uma estação de medição de gás. No local onde se encontra instalada a planta industrial para medição de gás ocorre a transferência de custódia (momento em que se tem a transferência de custódia legal e/ou comercial do gás natural).

O valor do gás natural medido é de interesse do portador, transportador, distribuidor e indiretamente do consumidor final, por este motivo que a medição fiscal é onde o concessionário assume a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizado, respeitando o pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes ao gás transferido.

Com o resultado medido obtém-se o balanço de massa num determinado trecho do gasoduto conforme descrito na equação 17:

$$(Gás\ admitido - \Delta\ Empacotamento - Gás\ retirado - Gás\ consumido) = 0 \quad (17)$$

Nesta expressão:

- Gás admitido: Representa o valor medido do gás recebido;
- Gás retirado: Representa o valor medido do gás entregue;
- Gás Consumido (gás combustível): Representa o valor medido do gás usado no processo de transporte para alimentação dos equipamentos existentes nas estações de compressão e nos pontos de entrega;
- Δ Empacotamento: Representa a variação do empacotamento do gás transportado (expressa a diferença entre as quantidades de gás medido em dois instantes de tempo consecutivos).

Pesquisas realizadas no sistema dutoviário na Europa (U.K., 1994) vieram a evidenciar na época a realidade na qual apontaram erros estimados entre 5% e 50% nos balanços de massa referente a qualquer fluido. Este trabalho na época comprovou que aproximadamente 75% dos sistemas de medição eram de aplicação inadequada (Palhares, 2000).

4.3. Sistema de medição do gasoduto Urucu-Manaus

No gasoduto Urucu-Manaus encontram-se instalados medidores do tipo placa de orifício, turbina e ultrassônico.

Ao longo dos anos estes medidores veem sendo aperfeiçoados, assim, melhorando a confiabilidade metrológica das medições de vazão

A Figura 9 ilustra a arquitetura do sistema de medição do gasoduto Urucu-Manaus.

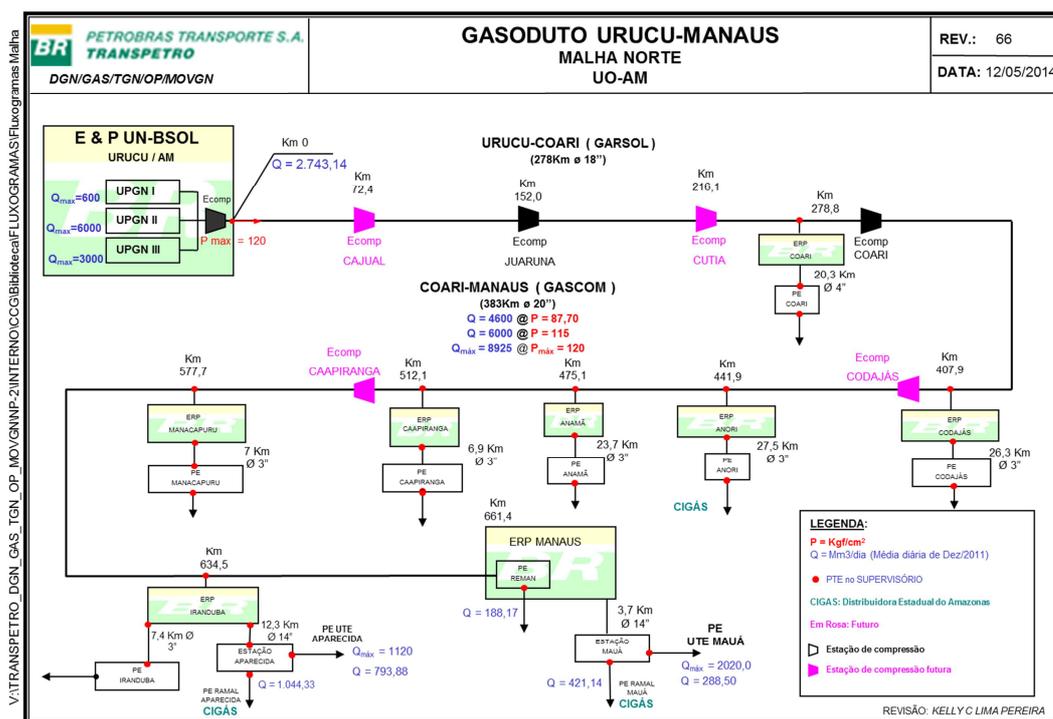


Figura 9: Arquitetura do gasoduto Urucu-Manaus

Fonte: Centro Nacional de Controle Operacional (CNCO)- Transpetro 2014.

4.4. Arquitetura do ponto de entrega padrão

Os pontos de entrega são compostos normalmente por módulo de filtragem, módulo de aquecimento, módulo de regulagem de pressão e módulo de

medição, podendo em alguns casos ser necessário o uso de um módulo de limitação de vazão.

4.5. Módulo de medição

Para entendimento do trabalho proposto descreve-se, a seguir o módulo de medição utilizado. O módulo é tipicamente constituído de 2 (dois) tramos de medição independentes (ativo e reserva).

Cada tramo é composto pelos seguintes equipamentos:

- 1 (um) elemento primário de medição, placa de orifício, medidor de deslocamento positivo ou medidor ultrassônico;
- 1 (um) computador de medição de vazão (para cálculo de vazão corrigida em função da pressão diferencial, temperatura e fator de compressibilidade);
- 2 (duas) válvulas de bloqueio manual, tipo esfera, uma na entrada e outra na saída, para o isolamento do tramo.

A escolha do elemento primário é feita em função de recomendações técnicas e operacionais.

a) Placa de orifício

O medidor de vazão por placa de orifício é usualmente utilizado para casos em que o ponto de entrega seja de pequeno porte (vazão máxima menor que 100 mil m³/d), ou de médio porte (vazão máxima entre 100 mil m³/d e 1 milhão de m³/d), desde que a faixa de medição entre a vazão mínima e a máxima fique até 1:3 (pequena faixa de operação da placa) ou 1:10, momento em que deve ser usado um transmissor de pressão diferencial para aumento da faixa.

Para o caso em que o ponto de entrega padrão seja de pequeno porte é recomendado inicialmente o uso do medidor de deslocamento positivo, caso o mesmo não seja recomendado deve-se usar o medidor do tipo placa de orifício. Sua instalação é orientada pela norma (AGA REPORT N° 3, 2000).

A AGA3 recomenda que seja adotado: $0,2 \leq \beta \leq 0,6$ (β é a relação entre o diâmetro do orifício e o diâmetro do duto) e, sempre que possível, utilizar $\Delta p = 2.500 \text{ mmH}_2\text{O}$ para o cálculo da vazão.

b) Turbina

Sua aplicação é indicada para sistemas de transferência de custódia cuja faixa de medição entre a vazão mínima e a máxima seja até 1:20 (faixa da turbina) e que trabalhe com uma faixa de operação intermediária, quando se deseja uma menor incerteza que aquela obtida com os outros tipos de medidores.

Este tipo de medidor pode ser usado em substituição às placas de orifício. Este tipo de medidor segue a norma (AGA REPORT N° 7, 2006).

c) Medidor de deslocamento positivo (rotativo)

Este medidor é recomendado inicialmente para pontos de entrega de pequeno porte (vazão máxima menor que 100 mil m³/d). A instalação deste medidor é amparada pela norma (AGA ANSI B109.3, 2000).

d) Medidor ultrassônico

São usados em pontos de entrega de grande porte (vazão normal acima de 1 milhão m³/d). O seu uso também pode ser recomendado para o caso em que a faixa de medição entre a vazão mínima e a máxima seja superior a 1:10. Sua instalação é recomendada pela (AGA REPORT N° 9, 2007).

e) Computador de vazão

O computador de vazão deve ser instalado para cada tramo de medição, exceto no caso onde haja o medidor do tipo placas de orifício já instalado.

Deve-se levar em consideração a instalação de apenas 1 (um) computador de vazão para todos os tramos.

4.6. Classificação dos medidores de vazão

Os medidores se classificam em quatro grupos distintos segundo o princípio da medição.

- 1) Medidores deprimogênios (geradores de Δp);
- 2) Medidores lineares;
- 3) Medidores volumétricos;
- 4) Medidores em canais abertos.

Para cada princípio de funcionamento existe uma característica correspondente que limita a sua aplicação (Delmée, 2003). A faixa de diâmetro, faixa de pressão, faixa de temperatura, faixa de viscosidade e a faixa de teores de impureza são limitantes para a escolha do tipo de medidor.

A escolha do medidor deve levar em consideração a perda de carga introduzida pelo medidor na tubulação, os trechos retos disponíveis, custos de implantação e os custos de manutenção. O Quadro 1 ilustra os tipos de medidores de vazão existentes.

Quadro 1: Medidores de vazão

Classificação de princípios de medição de vazão							
Medidores de vazão							
Geradores de Δp		Medidores lineares		Volumétricos		Em canais abertos	
Placa	T	Área variável	Δ	Diafragama	G	Calhas	L
Bocal	T	Coriolis	Δ	Disco de natação	L	Vertedores	L
Venturi	T	Eletro-magnético	LC	Palheta	L		
		Térmico	Δ	Pistão oscilante	L		
Inserção		Turbina	Δ	Pistões recíprocos	L		
- Pilot	T	Ultra-sônico	T				
- Pilot de média	T	Vórtice	T	Rotor			
		Medidores especiais		- Lóbulo	G		
Especiais				- Engrenagem	L		
- Centrífugos	Δ	Força	Δ	- Semi-imerso	G		
- Laminares	G	Correlação	E				
- Jato	Δ	Laser	G				

T- líquidos, gases e vapor; G- medição de gases, exclusivamente; L- medição de líquidos, exclusivamente; LC- medição de líquidos condutores de eletricidade, exclusivamente; L- indica que não é usado para vapores, salvo exceção; E- líquidos com sólidos em suspensão.

Fonte: Delmée (2003)

4.7.

Medidores de vazão instalados no gasoduto Urucu-Manaus

a) Medidor do tipo placa de orifício

Trata-se de um medidor do tipo “gerador de Δp ”, cujo elemento primário interage com o fluido provocando uma queda de pressão no escoamento.

A placa de orifício é um dos medidores de vazão mais antigos, sendo até os dias de hoje o medidor mais usado em todo o mundo em diversos segmentos industriais. A Figura 10 ilustra o medidor de vazão do tipo placa de orifício.



Figura 10: Medidor de vazão do tipo placa de orifício

Fonte: <http://www.vatgia.com/raovat/9179/10091718/orifice-plates-orifice-plate-series.html>.

Acesso em 17/08/15

b) Medidor do tipo turbina

O medidor do tipo turbina mede a velocidade do fluido. Consiste de um elemento rotativo inserido no fluxo de modo que a velocidade angular do rotor seja proporcional à velocidade média do fluido. São conhecidos também como medidores velocímetros.

É um medidor linear, pois produz sinal de saída diretamente proporcional à vazão instantânea, com fator de proporcionalidade constante ou aproximadamente constante na faixa de medição. A Figura 11 ilustra o medidor de vazão do tipo turbina.



Figura 11: Medidor de vazão do tipo turbina

Fonte: <http://www.incontrol.ind.br/produtos.php?id=25>. Acesso em 16/08/15

c) Medidor do tipo ultrassônico

É um medidor linear com larga utilização para medição de gás natural. Estes medidores utilizam a velocidade do som como meio auxiliar de obtenção da vazão, e podem ser classificados em dois tipos principais:

- Medidores por Efeito Doppler;
- Medidores por Tempo de Trânsito.

Nos últimos 20 anos estes medidores veem alcançando grandes destaques na indústria do gás natural por serem capazes de medir grandes vazões, e de fácil manutenção. A Figura 12 ilustra o medidor de vazão do tipo ultrassônico.



Figura 12: Medidor ultrassônico

Fonte: <http://www.bwinstrumentacao.com.br>. Acesso em 16/08/15

5

Medição de vazão e balanço mássico: análise metrológica

A Resolução Conjunta ANP/INMETRO N° 1 DE 10/06/2013, Art. 2º, determina que fiquem sujeitos ao regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em condições normais de operação dos sistemas de medição.

A TRANSPETRO realiza o controle do GNC em conformidade à Resolução Conjunta ANP/INMETRO N° 1 (revisão 2013), que define, para efeito de cálculos, os volumes de gás natural devem ser normalizados na condição de base assim definida: 1 atm e 20 °C.

A resolução determina também, que os sistemas de medição fiscal de gás natural devem incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve incluir as variações do coeficiente de compressibilidade do gás natural decorrentes de eventuais variações de pressão e temperatura. Dada à origem do gás natural, entende-se ainda, que a sua composição química poderá não se manter constante.

5.1. Análise experimental

A análise a seguir desenvolvida faz uso de dados experimentais adquiridos e adaptados do gasoduto Urucu-Manaus no período de sete dias, 1 a 7 de novembro de 2013.

Os dados obtidos na medição foram tratados pela técnica de reconciliação de dados fazendo uso da equação modificada (equação 20), com base nos volumes computados na condição de base (1 atm e 20 °C).

Para efeito desta análise pretendida, assume-se a incerteza máxima de 1,5 % para medição de transferência de custódia para o volume de gás recebido (GTR) e o volume total de gás entregue (GTE) e 3,0 % para o volume total de gás combustível (GCOM) e o volume do empacotamento (Δ EMP), como boa prática metrológica para medições operacionais.

Considerando a situação ideal em que não existe perda de gás (expressa por $GPOE = 0$), o gás não contado (*unaccounted for gas*, GNC) pode ser calculado pelas equações 18 e 19:

$$GNC = GTR - GTE - GCOM - \Delta EMP \quad (18)$$

$$GNC(\%) = \frac{GNC}{GTR} \times 100 \quad (19)$$

5.2. Balanço de massa

A equação 20 representa a equação de balanço de massa.

$$\dot{m} = \rho VA \quad (20)$$

Nesta equação:

- ρ - massa específica expressa em kg/m^3 ;
- V - velocidade, expressa em m/s ;
- A - área, expressa em m^2 .

A composição do gás natural pode ser obtida a partir da cromatografia. A temperatura e a pressão absoluta são inseridas pelo usuário para a condição atual ou de base. As análises realizadas no ponto definido do gasoduto são inseridas com dados na medição dos volumes entregues em cada ponto de medição. Os computadores locais atualizam densidade relativa a partir dos dados da composição do gás inseridos, influenciados pelas condições de pressão e temperatura local e processado por meio de cálculo referenciando à condição de base.

Os pontos de transferência de custódia calculam volumes transportados e vazões instantâneas automaticamente.

Os dados da tabela 5 apresentam, para sete dias distintos de observação, resultados da medição (por cromatografia gasosa) da massa molar de cada componente do gás natural que alimenta o Gasoduto Urucu-Manaus. Conforme pode ser observado pelo resultado da cromatografia, o gás é composto por metano, etano, propano, nitrogênio e dióxido de carbono (cujas massas molares

foram documentadas para cada dia de teste). Para o caso do gás em estudo, o valor nulo de massa molar indicado pela cromatografia denota ausência dos elementos indicados na Tabela 5.

Tabela 5: Resultados da cromatografia gasosa do gás Urucu-Manaus

Massa molar (%)	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Metano (CH ₄)	12,000	12,017	11,958	11,847	11,812	11,822	11,868
Etano (C ₂ H ₆)	3,424	3,394	3,409	3,415	3,424	3,421	3,442
Propano (C ₃ H ₈)	0,004	0,004	0,004	0,000	0,004	0,004	0,004
Nitrogênio (N ₂)	3,808	3,805	3,895	4,085	4,136	4,122	4,021
Dióx. Carbono (CO ₂)	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087
Somatório (%)	19,324	19,309	19,354	19,435	19,464	19,457	19,423
i-Butano (iC ₄)	0	0	0	0	0	0	0
Butano (C ₄)	0	0	0	0	0	0	0
i-Pentano (iC ₅)	0	0	0	0	0	0	0
Pentano (C ₅)	0	0	0	0	0	0	0
Hexano (C ₆)	0	0	0	0	0	0	0
Oxigênio (O ₂)	0	0	0	0	0	0	0
C ₆ +	0	0	0	0	0	0	0

Ainda referindo-se aos resultados da cromatografia gasosa documentada na tabela 5, a Figura 13 ilustra, para cada componente do gás, a variação da massa molar para cada dia de teste, mostrando que para o caso do metano a variação máxima é da ordem de 1,7%. Diante dessas evidências reveladas pela cromatografia do gás estudado, a massa molar de cada componente foi considerada constante.

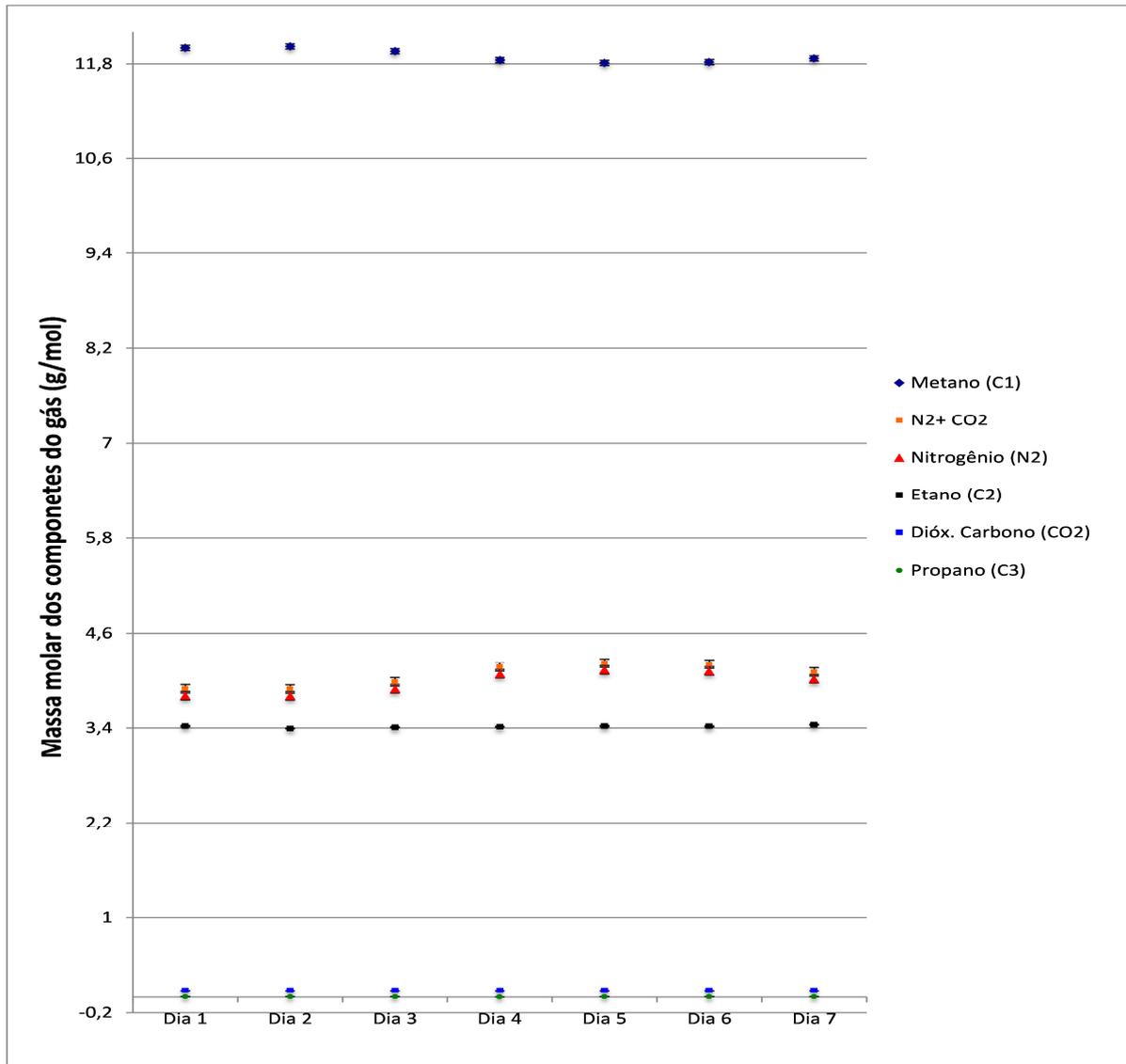


Figura 13: Fundamentação para considerar constante a massa molar do gás

Já a Figura 14 ilustra a variação da densidade média do gás bombeado pelo gasoduto Urucu-Manaus. Cada resultado experimental foi registrado graficamente com uma barra de 1σ de espalhamento (i.e.: 1 desvio padrão), para ilustrar que todos os resultados permanecem constante dentro de uma banda de 2σ para mais e para menos. Tal constatação equivale a dizer que a densidade média permanece constante dentro de uma banda de incerteza de $\pm 2\sigma$.

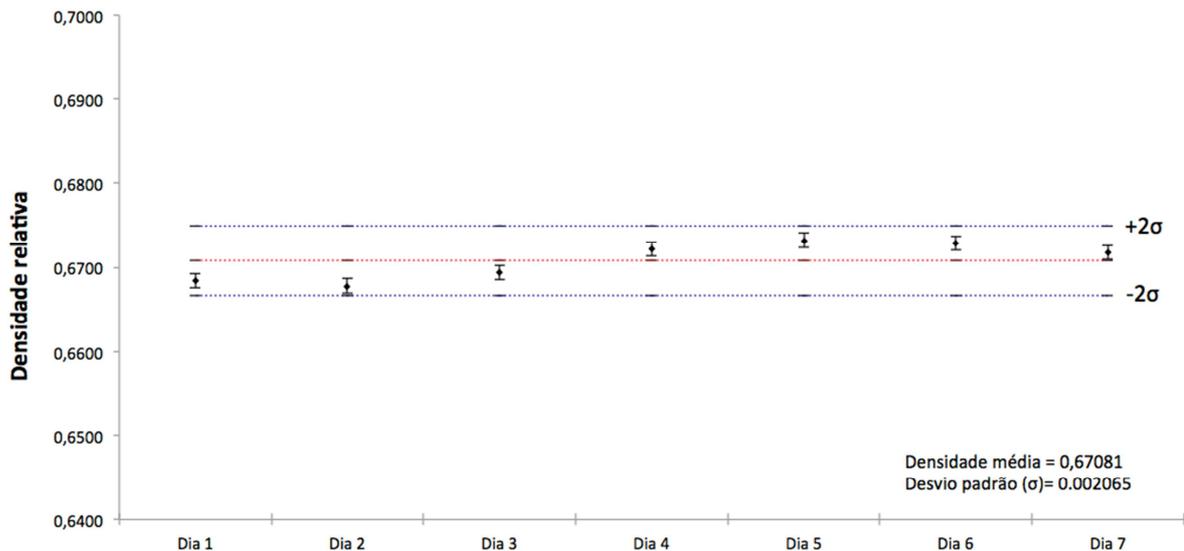


Figura 14: Fundamentação para considerar constante a densidade média do gás

A Figura 15 ilustra um volume de controle do gasoduto utilizado para referenciar o balanço de massa a partir de massa de entrada, saída, consumida e armazenada. Pressupostos: (i) que os efeitos da variação da massa específica com a temperatura e com a pressão já foram levados em consideração já que todos os volumes são computados na condição de base (1 atm, 20 °C) e (ii) que a variação da composição do gás para o estudo em pauta pode ser considerada desprezível, a análise do balanço de massa pode convenientemente, ser realizada com base nos valores dos volumes computados na condição de base, ou seja, o volume de gás computado num determinado período de tempo nas seções de entrada e de saída de gás, volumes de gás consumido e “empacotado” dentro do volume de controle. Assim, o balanço de massa (equação da continuidade) pode, portanto, ser expresso de forma conveniente na forma da equação 20, comumente utilizada por profissionais do setor de gás natural.

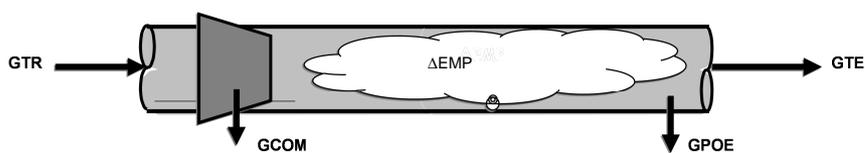


Figura 15: Volume de controle de um gasoduto na condição de base (1 atm e 20 °C)

5.3. Resultados e discussões

5.3.1. Quantificação do gás não contado no balanço de massa

Os volumes do gás natural transportados no gasoduto Urucu-Manaus no curso de um período de sete dias no mês de novembro de 2013 são descritos na tabela 6. O cálculo referente ao GNC (%) está descrito na equação 19.

Tabela 6: Dados de gás natural - Gasoduto Urucu-Manaus

DATA	GTR (m ³)	GTE (m ³)	GCOM (m ³)	ΔEMP (m ³)	GNC (%)
01/nov	2.431.790,00	2.305.200,5	97.272,00	24.318,00	0,21
02/nov	2.433.876,00	2.312.182,20	66.000,00	24.339,00	1,29
03/nov	3.566.085,00	3.387.780,75	142.643,00	71.888,00	-1,02
04/nov	3.561.163,00	3.383.104,85	143.333,00	35.612,00	-0,02
05/nov	2.505.252,00	2.379.989,40	100.210,00	25.999,00	-0,04
06/nov	2.465.275,00	2.342.011,25	128.111,00	24.653,00	-1,20
07/nov	2.433.538,00	2.311.861,10	49.212,00	24.335,00	1,98

Os valores experimentais dos volumes de gás não contado maiores do que 0,3% em termos absolutos estão em negrito.

Como já discutido anteriormente o uso da técnica de reconciliação de dados (RD), forçosamente requer redundância de medições independentes da mesma grandeza física (no caso da medição de vazão). Considerando, entretanto:

- Que a instalação do gasoduto Urucu-Manaus não dispõe de medidores independentes para realizar a mesma medição de vazão; ou seja, não dispõe de dois ou mais medidores para a mesma grandeza de entrada e;
- Que o presente estudo tem por objetivo ilustrar o uso da técnica.

Utilizaram-se séries históricas diferentes do mesmo medidor para simular a redundância de dados.

As restrições serão distribuídas das seguintes formas:

- $GTE^C = 0,95 \times GTR^C$
- $GCOM^C = 0,04 \times GTR^C$
- $\Delta EMP^C = 0,01 \times GTR^C$

No desenvolvimento a seguir a equação da função objetivo (16) assume a seguinte forma:

$$Fob = \left[\frac{(GTR^e - GTR^c)^2}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{(GTE^e - GTE^c)^2}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{(GCOM^e - GCOM^c)^2}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{(\Delta EMP^e - \Delta EMP^c)^2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \right]$$

$$Fob = \left\{ \left[\frac{(GTR^e)^2 - 2 \times GTR^e \times GTR^c + (GTR^c)^2}{\sigma^2_{GTR^e}} \right] + \left[\frac{(GTE^e)^2 - 2GTE^e \times GTE^c + (GTE^c)^2}{\sigma^2_{GTE^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{(GCOM^e)^2 - 2GCOM^e \times GCOM^c + (GCOM^c)^2}{\sigma^2_{GCOM^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{(\Delta EMP^e)^2 - 2\Delta EMP^e \times \Delta EMP^c + (\Delta EMP^c)^2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \right] \right\}$$

$$Fob = \left\{ \left[\frac{(GTR^e)^2 - 2 \times GTR^e \times GTR^c + (GTR^c)^2}{\sigma^2_{GTR^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{(GTE^e)^2 - 2 \times GTE^e \times 0,95 \times GTR^c + 0,95 \times (GTR^c)^2}{\sigma^2_{GTE^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{(GCOM^e)^2 - 2 \times GCOM^e \times 0,04 + 0,04^2 \times (GTR^c)^2}{\sigma^2_{GCOM^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{(\Delta EMP^e)^2 - 2 \times \Delta EMP^e \times 0,01 \times GTR^c + 0,01^2 \times (GTR^c)^2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \right] \right\}$$

Derivando a função objetivo (Fob), equação 16, em relação à variável GTR^c obtém-se:

$$\frac{\partial Fob}{\partial GTR^c} = \left\{ \left[\frac{-2 \times GTR^e + 2 \times GTR^c}{\sigma^2_{GTR^e}} \right] + \left[\frac{-1,9 \times GTE^e + 1,805 \times GTR^c}{\sigma^2_{GTE^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{-0,08 \times GCOM^e + 0,0032 \times GTR^c}{\sigma^2_{GCOM^e}} \right] + \left[\frac{-0,02 + 0,0002 \times GTR^c}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \right] \right\} = 0$$

$$GTR^c = \frac{\frac{2 \times GTR^e}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{1,9 \times GTE^e}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,08 \times GCOM^e}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,02 \times \Delta EMP^e}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}}{\frac{2}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{1,805}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,0032}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,0002}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}}$$

A incerteza associada a GTR^c são obtidas com base nos conceitos do Guia para a Expressão da Incerteza de Medição (ISO GUM, 1993) conforme demonstrado na equação 23.

$$U_{GTR^c}^2 = \left\{ \left[\frac{\frac{2}{\sigma^2_{GTR^e} + \sigma^2_{GTE^e} + \sigma^2_{GCOM^e} + \sigma^2_{\Delta EMP^e}} \times U_{GTR^e}}{\frac{2}{\sigma^2_{GTR^e} + \sigma^2_{GTE^e} + \sigma^2_{GCOM^e} + \sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] + \left[\frac{\frac{1,9}{\sigma^2_{GTE^e} + \sigma^2_{GCOM^e} + \sigma^2_{\Delta EMP^e}} \times U_{GTE^e}}{\frac{2}{\sigma^2_{GTR^e} + \sigma^2_{GTE^e} + \sigma^2_{GCOM^e} + \sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] + \left[\frac{\frac{0,08}{\sigma^2_{GCOM^e} + \sigma^2_{\Delta EMP^e}} \times U_{GCOM^e}}{\frac{2}{\sigma^2_{GTR^e} + \sigma^2_{GTE^e} + \sigma^2_{GCOM^e} + \sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] + \left[\frac{\frac{0,02}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \times U_{\Delta EMP^e}}{\frac{2}{\sigma^2_{GTR^e} + \sigma^2_{GTE^e} + \sigma^2_{GCOM^e} + \sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] \right\} \quad (23)$$

Derivando a função objetivo (Fob), equação 16, em relação à variável GTE^c obtém-se:

$$\frac{\partial Fob}{\partial GTE^c} = \left\{ \left[\frac{-2,106 \times GTR^e + 2,218 \times GTE^c}{\sigma^2_{GTR^e}} \right] + \left[\frac{-2 \times GTE^e + 2 \times GTE^c}{\sigma^2_{GTE^e}} \right] + \left[\frac{-0,084 \times GCOM^e + 0,004 \times GTE^c}{\sigma^2_{GCOM^e}} \right] + \left[\frac{-0,210 \Delta EMP^e + 0,022 \times GTE^c}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \right] \right\}$$

$$GTE^c = \frac{\frac{2,106 \times GTR^e}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{2 \times GTE^e}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,084 \times GCOM^e}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,210 \times \Delta EMP^e}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}}{\frac{2,218}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,004}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,022}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}}$$

Similarmente a incerteza associada a GTE^c é obtida com base no ISO GUM, 1993, conforme demonstrado na equação 24.

$$U_{GTE^c}^2 = \left\{ \left[\frac{\frac{2,106}{\sigma^2_{GTR^e}} \times U_{GTR^e}}{\frac{2,218}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,004}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,022}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] + \left[\frac{\frac{2}{\sigma^2_{GTE^e}} \times U_{GTE^e}}{\frac{2,218}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,004}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,022}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] + \left[\frac{\frac{0,084}{\sigma^2_{GCOM^e}} \times U_{GCOM^e}}{\frac{2,218}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,004}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,022}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] + \left[\frac{\frac{0,210}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \times U_{\Delta EMP^e}}{\frac{2,218}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{0,004}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,022}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \right] \right\} \quad (24)$$

Derivando função objetivo (Fob), equação 16, em relação à variável $GCOM^c$ obtém-se:

$$\frac{\partial Fob}{\partial GCOM^c} = \left\{ \left[\frac{-50 \times GTR^e + 1250 \times GCOM^c}{\sigma^2_{GTR^e}} \right] + \left[\frac{-47,50 \times GTE^e + 1128,125 \times GCOM^c}{\sigma^2_{GTE^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{-2 \times GCOM^e + 2 \times GCOM^c}{\sigma^2_{GCOM^e}} \right] + \left[\frac{-0,50 \Delta EMP^e + 0,125 \times GCOM^c}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \right] \right\} \\ GCOM^c = \frac{50 \times GTR^e}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{47,50 \times GTE^e}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{2 \times GCOM^e}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,50 \times \Delta EMP^e}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \\ \frac{1250}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{1128,125}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,125}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}$$

Segundo a mesma diretriz, a incerteza associada a $GCOM^c$ é dada pela equação 25.

$$U^2_{GCOM^c} = \left\{ \left[\frac{\frac{50}{\sigma^2_{GTR^e}}}{\frac{1250}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{1128,125}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,125}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{GTR^e} \right] + \left[\frac{\frac{1,90}{\sigma^2_{GTE^e}}}{\frac{1250}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{1128,125}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,125}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{GTE^e} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{\frac{2}{\sigma^2_{GCOM^e}}}{\frac{1250}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{1128,125}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,125}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{GCOM^e} \right] + \left[\frac{\frac{0,50}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}}{\frac{1250}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{1128,125}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{0,125}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{\Delta EMP^e} \right] \right\} \quad (25)$$

Derivando a função objetivo (Fob), equação 16, em relação à variável ΔEMP^c obtém-se:

$$\frac{\partial Fob}{\partial \Delta EMP^c} = \left\{ \left[\frac{-100 \times GTR^e + 5000 \times GTR^c}{\sigma^2_{GTR^e}} \right] + \left[\frac{-97 \times GTE^e + 4704,5 \times GTR^c}{\sigma^2_{GTE^e}} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{-GCOM^e + 0,5 \times GTR^c}{\sigma^2_{GCOM^e}} \right] + \left[\frac{-2 \Delta EMP^e + 2 \times GTR^c}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \right] \right\} \\ G \Delta EMP^c = \frac{200 \times GTR^e}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{190 \times GTE^e}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{8 \times GCOM^e}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{2 \times \Delta EMP^e}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}} \\ \frac{20000}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{18050}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{32}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}$$

Finalmente, a incerteza associada a ΔEMP^c é dada pela equação 26.

$$U^2_{\Delta EMP^c} = \left\{ \left[\frac{\frac{200}{\sigma^2_{GTR^e}}}{\frac{20000}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{18060}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{32}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{GTR^e} \right] + \left[\frac{\frac{190}{\sigma^2_{GTE^e}}}{\frac{20000}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{18060}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{32}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{GTE^e} \right] \right. \\ \left. + \left[\frac{\frac{8}{\sigma^2_{GCOM^e}}}{\frac{20000}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{18060}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{32}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{GCOM^e} \right] + \left[\frac{\frac{2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}}{\frac{20000}{\sigma^2_{GTR^e}} + \frac{18060}{\sigma^2_{GTE^e}} + \frac{32}{\sigma^2_{GCOM^e}} + \frac{2}{\sigma^2_{\Delta EMP^e}}} \times U_{\Delta EMP^e} \right] \right\} \quad (26)$$

5.3.2.

Medição de gás natural no gasoduto Urucu-Manaus

Os dados das tabelas 7, 8, 9 e 10 descrevem respectivamente os valores reconciliados dos volumes medidos de gás natural e suas respectivas incertezas expandidas calculadas com base nas equações 23, 24, 25 e 26 associadas em um período de 7 dias (novembro de 2013).

Tabela 7: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTR)

	GTR _e (m ³)	UGTR _e (1.5%) (m ³)	GTR _r (m ³)	UGTR _r (m ³)		Experimental		Reconciliado	Dados final	
01/nov	2.431.790,00	36.476,850	2.429.681,25	23.049,99	GTR1 _e	2.468.266,85	GTR1 _r	2.452.731,25	2.431.790,00	exp
02/nov	2.433.876,00	36.508,140	2.281.263,38	21.841,37		2.395.313,15		2.406.631,26		
03/nov	3.566.085,00	53.491,275	3.662.499,45	35.183,10	GTR2 _e	2.470.384,14	GTR2 _r	2.303.104,74	2.281.263,38	recon
04/nov	3.561.163,00	53.417,445	3.563.358,28	33.805,04		2.397.367,86		2.259.422,01		
05/nov	2.505.252,00	37.578,780	2.514.103,29	23.852,31	GTR3 _e	3.619.576,28	GTR3 _r	3.697.682,55	3.662.499,45	recon
06/nov	2.465.275,00	36.979,125	2.510.829,84	23.879,30		3.512.593,73		3.627.316,35		
07/nov	2.433.538,00	36.503,070	2.068.953,74	20.316,73	GTR4 _e	3.614.580,45	GTR4 _r	3.597.163,33	3.561.163,00	exp
						3.507.745,56		3.529.553,24		
					GTR5 _e	2.542.830,78	GTR5 _r	2.537.955,60	2.505.252,00	exp
						2.467.673,22		2.490.250,98		
					GTR6 _e	2.502.254,13	GTR6 _r	2.534.709,13	2.465.275,00	exp
						2.428.295,88		2.486.950,54		
					GTR7 _e	2.470.041,07	GTR7 _r	2.089.270,46	2.068.953,74	recon
						2.397.034,93		2.048.637,01		

Tabela 8: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTE)

	GTE _e (m ³)	UGTE _e (1.5%) (m ³)	GTE _r (m ³)	UGTE _r (m ³)		Experimental		Reconciliado	Dados final	
01/nov	2.305.200,50	34.578,008	2.312.240,732	21935,865	GTE1 _e	2.339.778,51	GTE1 _r	2.334.176,60	2.305.200,50	exp
02/nov	2.312.182,20	34.682,733	2.173.508,193	20809,883		2.270.622,49		2.290.304,87		
03/nov	3.387.780,75	50.816,711	3.484.405,747	33474,398	GTE2 _e	2.346.864,93	GTE2 _r	2.194.318,08	2.173.508,19	recon
04/nov	3.383.104,85	50.746,573	3.391.085,856	32170,727		2.277.499,47		2.152.698,31		
05/nov	2.379.989,40	35.699,841	2.392.519,345	22698,980	GTE3 _e	3.438.597,46	GTE3 _r	3.517.880,15	3.484.405,75	recon
06/nov	2.342.011,25	35.130,169	2.388.361,766	22714,503		3.336.964,04		3.450.931,35		
07/nov	2.311.861,10	34.677,917	1.973.828,818	19383,017	GTE4 _e	3.433.851,42	GTE4 _r	3.423.256,58	3.383.104,85	exp
						3.332.358,28		3.358.915,13		
					GTE5 _e	2.415.689,24	GTE5 _r	2.415.218,33	2.379.989,40	exp
						2.344.289,56		2.369.820,37		
					GTE6 _e	2.377.141,42	GTE6 _r	2.411.076,27	2.342.011,25	exp
						2.306.881,08		2.365.647,26		
					GTE7 _e	2.346.539,02	GTE7 _r	1.993.211,83	1.973.828,82	recon
						2.277.183,18		1.954.445,80		

Tabela 9: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GCOM)

	GCOMe (m³)	UGCOMe (3%) (m³)	GCOMr (m³)	UGCOMr (m³)		Experimental		Reconciliado	Dados final	
01/nov	97.272,00	2.918,16	97.187,250	922,000	GCOM1 _e	100.190,16	GCOM1 _r	98.109,25	97.272,00	exp
02/nov	66.000,00	1.980,00	91.250,535	873,655		94.353,84		96.265,25		
03/nov	142.643,00	4.279,29	146.499,978	1407,324	GCOM2 _e	67.980,00	GCOM2 _r	92.124,19	91.250,54	recon
04/nov	143.333,00	4.299,99	142.534,331	1352,202		64.020,00		90.376,88		
05/nov	100.210,00	3.006,30	100.564,132	954,092	GCOM3 _e	146.922,29	GCOM3 _r	147.907,30	142.643,00	exp
06/nov	128.111,00	3.843,33	100.433,194	955,172		138.363,71		145.092,65		
07/nov	49.212,00	1.476,36	82.758,150	812,669	GCOM4 _e	147.632,99	GCOM4 _r	143.886,53	143.333,00	exp
						139.033,01		141.182,13		
GCOM5 _e	103.216,30	97.203,70	GCOM5 _r	101.518,22	100.210,00	exp				
							99.610,04			
GCOM6 _e	131.954,33	124.267,67	GCOM6 _r	101.388,37	100.433,19	recon				
							99.478,02			
GCOM7 _e	50.688,36	47.735,64	GCOM7 _r	83.570,82	82.758,15	recon				
							81.945,48			

Tabela 10: Volumes reconciliados e incertezas associadas (ΔEMP)

	ΔEMPe (m³)	UΔEMPe (3%) (m³)	ΔEMPr (m³)	UΔEMPr (m³)		Experimental		Reconciliado	Dados final	
01/nov	24.318,000	729,54	24.296,813	250,046	ΔEMP1 _e	25.047,54	ΔEMP1 _r	24.546,86	24.318,00	exp
02/nov	24.339,000	730,17	22.812,634	246,865		23.588,46		24.046,77		
03/nov	71.888,000	2.156,64	36.624,994	389,843	ΔEMP2 _e	25.069,17	ΔEMP2 _r	23.059,50	22.812,63	recon
04/nov	35.612,000	1.068,36	35.633,583	366,628		23.608,83		22.565,77		
05/nov	25.999,000	779,97	25.141,033	259,292	ΔEMP3 _e	74.044,64	ΔEMP3 _r	37.014,84	36.624,99	recon
06/nov	24.653,000	739,59	25.108,298	252,707		69.731,36		36.235,15		
07/nov	24.335,000	730,05	20.689,537	234,564	ΔEMP4 _e	36.680,36	ΔEMP4 _r	36.000,21	35.612,00	exp
						34.543,64		35.266,95		
ΔEMP5 _e	26.778,97	25.219,03	ΔEMP5 _r	25.400,32	25.999,00	exp				
							24.881,74			
ΔEMP6 _e	25.392,59	23.913,41	ΔEMP6 _r	25.361,00	24.653,00	exp				
							24.855,59			
ΔEMP7 _e	25.065,05	23.604,95	ΔEMP7 _r	20.924,10	20.689,54	recon				
							20.454,97			

As tabelas 11, 12, 13 e 14 representam, respectivamente, os valores reconciliados calculados e as suas incertezas associadas para cada um dos volumes considerados.

Tabela 11: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTR)

DATA	GTR (m³)	UGTRe (m³)	ISOGUMe (%)	GTRr (m³)	UGTRr (m³)	ISOGUMr (%)
01/nov	2.431.790,00	36.476,85	1,50	2.429.681,25	23.049,99	0,95
02/nov	2.433.876,00	36.508,14	1,50	2.281.263,38	21.841,37	0,96
03/nov	3.566.085,00	53.491,28	1,50	3.662.499,45	35.183,10	0,96
04/nov	3.561.163,00	53.417,45	1,50	3.563.358,28	33.805,04	0,95
05/nov	2.505.252,00	37.578,78	1,50	2.514.103,29	23.852,31	0,95
06/nov	2.465.275,00	36.979,13	1,50	2.510.829,84	23.879,30	0,95
07/nov	2.433.538,00	36.503,07	1,50	2.068.953,74	20.316,73	0,98

Tabela 12: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GTE)

DATA	GTE (m ³)	UGTEe(m ³)	ISOGUMe(%)	GTEr (m ³)	UGTEr(m ³)	ISOGUMr(%)
01/nov	2.305.200,50	34578,01	1,5	2.312.240,73	21935,865	0,95
02/nov	2.312.182,20	34682,73	1,5	2.173.508,19	20809,883	0,96
03/nov	3.387.780,75	50816,71	1,5	3.484.405,75	33474,398	0,96
04/nov	3.383.104,85	50746,57	1,5	3.391.085,86	32170,727	0,95
05/nov	2.379.989,40	35699,84	1,5	2.392.519,35	22698,980	0,95
06/nov	2.342.011,25	35130,17	1,5	2.388.361,77	22714,503	0,95
07/nov	2.311.861,10	34677,92	1,5	1.973.828,82	19383,017	0,98

Tabela 13: Volumes reconciliados e incertezas associadas (GCOM)

DATA	GCOM (m ³)	UGCOMe(m ³)	ISOGUMe(%)	GCOMr (m ³)	UGCOMr(m ³)	ISOGUMr(%)
01/nov	97.272,00	2.918,16	3,00	97.187,25	922,00	0,95
02/nov	66.000,00	1.980,00	3,00	91.250,54	873,65	0,96
03/nov	142.643,00	4.279,29	3,00	146.499,98	1.407,32	0,96
04/nov	143.333,00	4.299,99	3,00	142.534,33	1.352,20	0,95
05/nov	100.210,00	3.006,30	3,00	100.564,13	954,09	0,95
06/nov	128.111,00	3.843,33	3,00	100.433,19	955,17	0,95
07/nov	49.212,00	1.476,36	3,00	82.758,15	812,67	0,98

Tabela 14: Volumes reconciliados e incertezas associadas (Δ EMP)

DATA	Δ EMP (m ³)	U Δ EMPe (m ³)	ISOGUMe(%)	Δ EMPr (m ³)	U Δ EMPr (m ³)	ISOGUMr(%)
01/nov	24.318,00	729,54	3,00	24.296,81	250,05	1,03
02/nov	24.339,00	730,17	3,00	22.812,63	246,87	1,08
03/nov	71.888,00	2.156,64	3,00	36.624,99	389,84	1,06
04/nov	35.612,00	1.068,36	3,00	35.633,58	366,63	1,03
05/nov	25.999,00	779,97	3,00	25.141,03	259,29	1,03
06/nov	24.653,00	739,59	3,00	25.108,30	252,71	1,01
07/nov	24.335,00	730,05	3,00	20.689,54	234,56	1,13

Após substituir os valores considerados com erros pelos valores reconciliados conforme demonstrados nas tabelas 7, 8, 9 e 10, pode-se assim calcular o novo valor do volume e o novo valor atribuído ao gás não contado, conforme documentado na tabela 15.

Com base nos resultados mostrados nas figuras 16, 17, 18 e 19, observa-se que os valores que expressam as incertezas reconciliadas são menores que aquelas associadas às medições experimentais originais. Observa-se que pelos resultados encontrados que as incertezas associadas às medições de transferência de custódia foram reduzidas de cerca de 50%, enquanto que aquelas associadas às medições operacionais reduziram-se de apenas 1/3 em relação às medições originais.

As figuras 16, 17, 18 e 19 ilustram a faixa do valor que foi excluído, valor experimental (dados real de medição) pelo valor reconciliado (valor calculado com a aplicação do método RD).

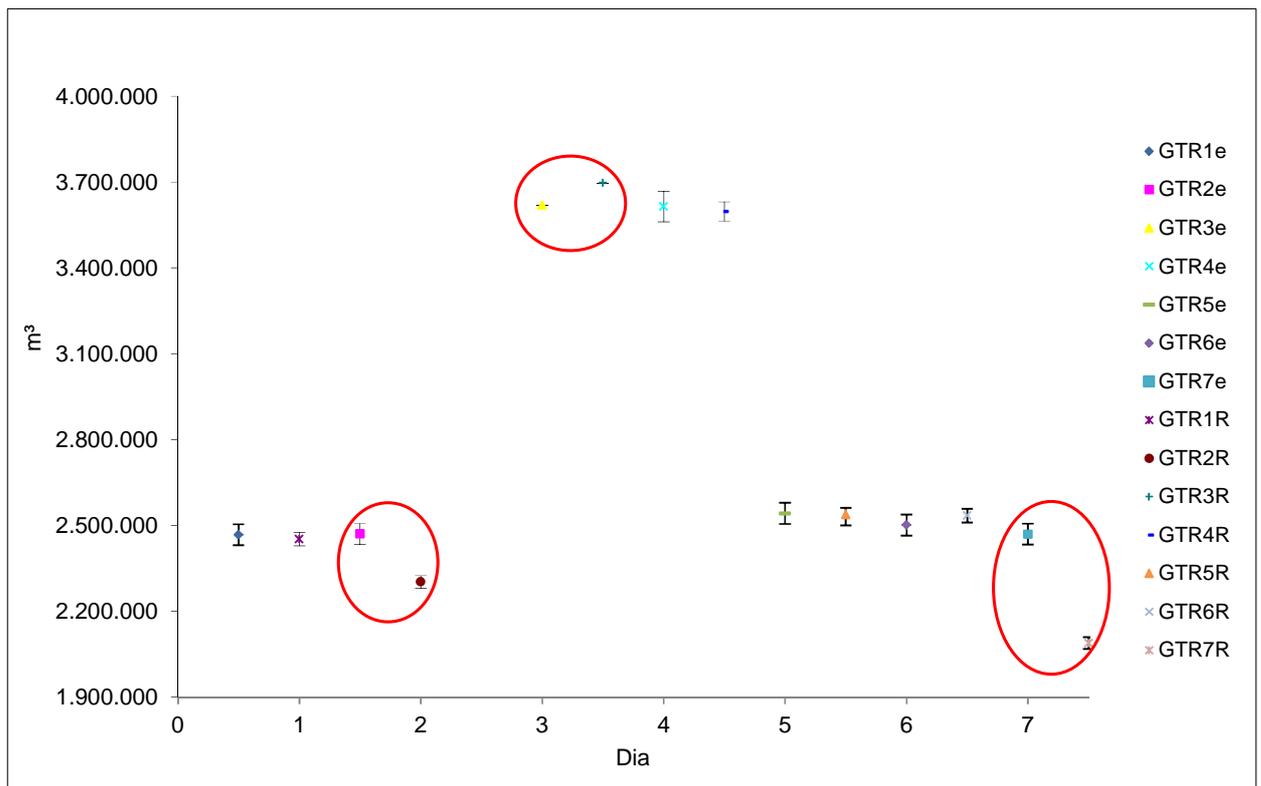


Figura 16: GTR experimental e reconciliado

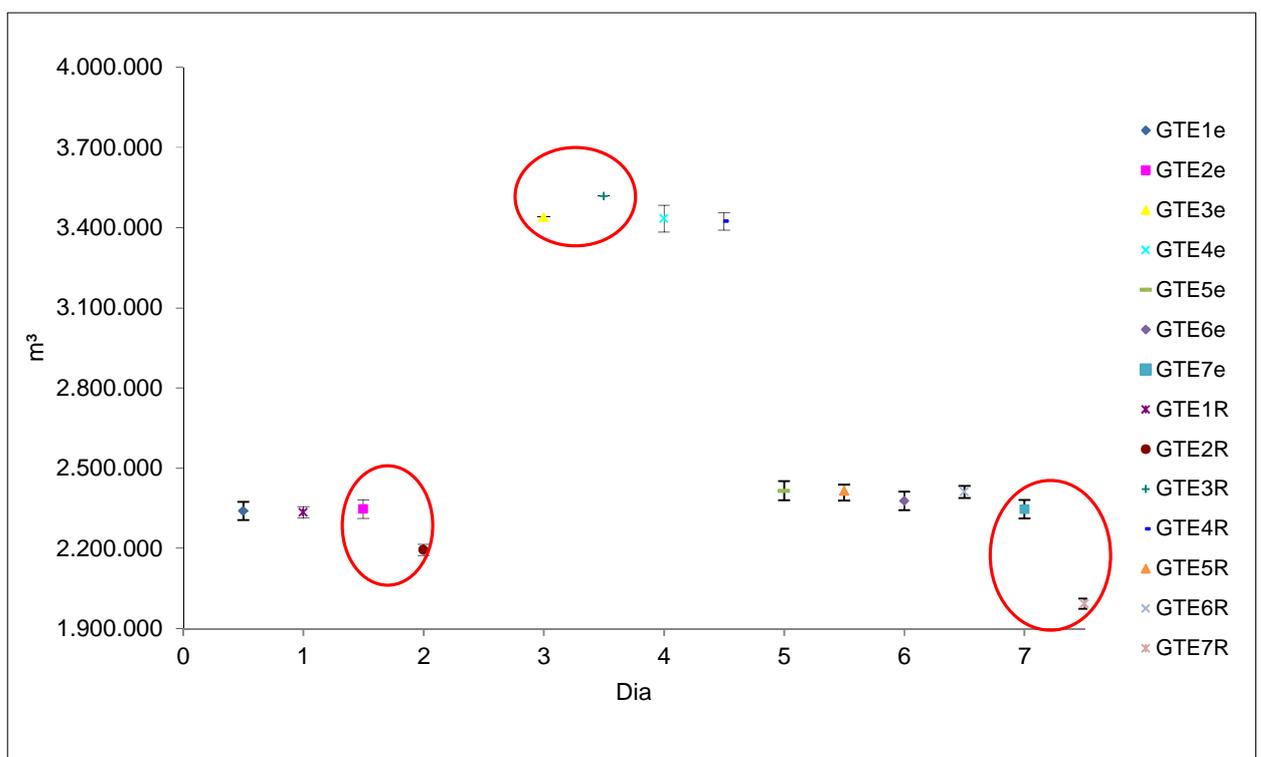


Figura 17: GTE experimental e reconciliado

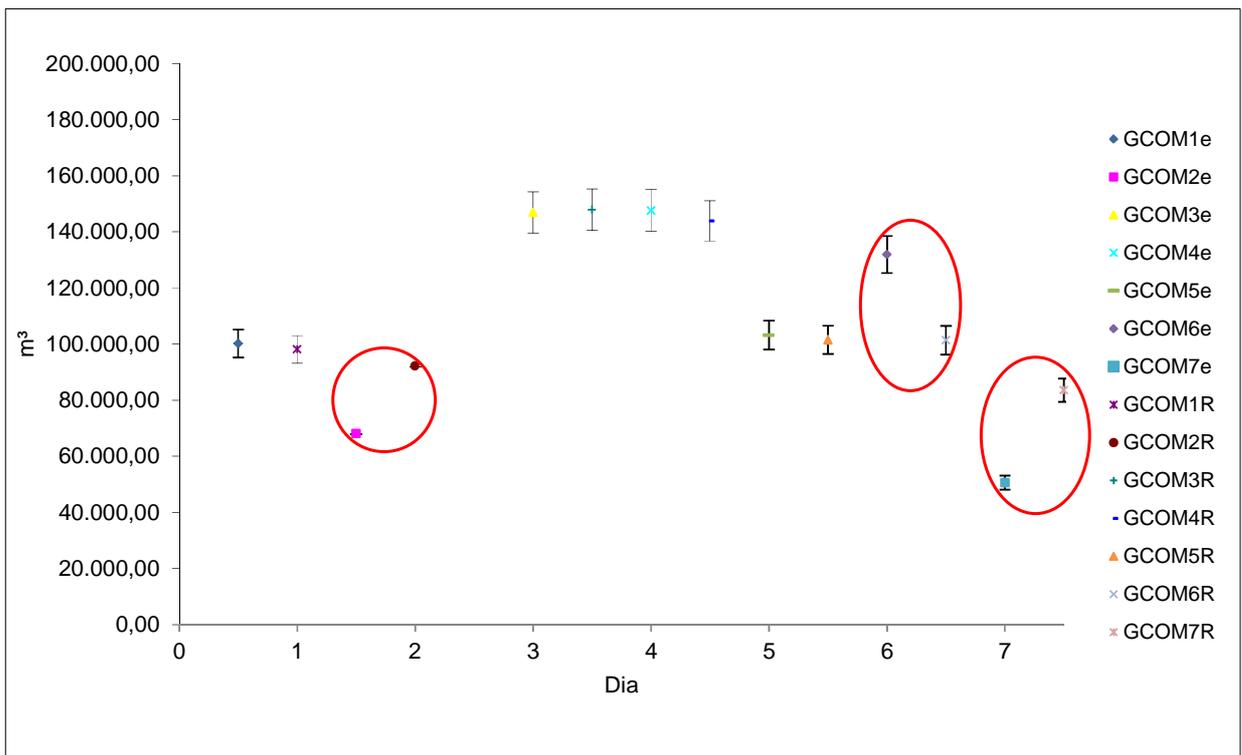


Figura 18: GCOM experimental e reconciliado

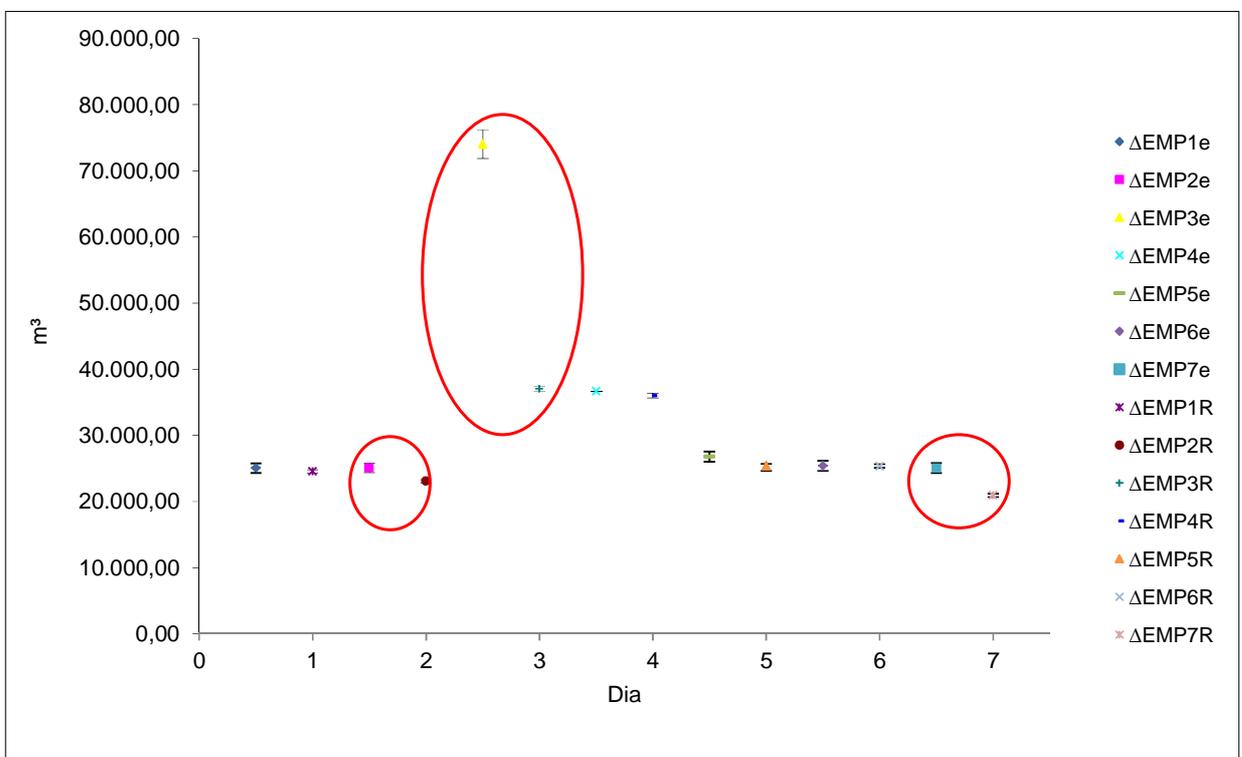


Figura 19: ΔEMP experimental e reconciliado

Após substituição dos resultados das medições realizadas (dados experimentais) pelos valores reconciliados, pode-se calcular o novo valor do volume e o novo valor que contabiliza o gás não contado, conforme reportado na Tabela 15.

Tabela 15: Volumes experimentais e reconciliados com novo GNC

GTR (m ³)	GTE (m ³)	GCOM (m ³)	Δ EMP (m ³)	GNC (VOLUME)	GNC (%)
2.431.790,00	2.305.200,50	97.272,00	24.318,00	4.999,50	0,21
2.281.263,38	2.173.508,19	91.250,54	22.812,63	-6.307,98	-0,28
3.662.499,45	3.484.405,75	142.643,00	36.624,99	-1.174,29	-0,03
3.561.163,00	3.383.104,85	143.333,00	35.612,00	-886,85	-0,02
2.505.252,00	2.379.989,40	100.210,00	25.999,00	-946,40	-0,04
2.465.275,00	2.342.011,25	100.433,19	24.653,00	-1.822,44	-0,07
2.068.953,74	1.973.828,82	82.758,15	20.689,54	-8.322,77	-0,40

■ Valor reconciliado

■ Valor experimental

Pode-se observar que a aplicação da técnica de reconciliação de dados, tornou possível trazer os valores de gás não contado ao critério proposto de limite mínimo, ou seja, de 0,3%, o que confirma que o objetivo almejado de fazer uso da técnica para aumentar a confiabilidade e reduzir a incerteza associada à estimativa do gás não contado foi alcançado.

6 Conclusões e recomendações

Em sintonia com os objetivos originalmente propostos este capítulo encaminha as conclusões do trabalho.

No que concerne o objetivo central do trabalho, que se propôs aplicar a técnica de reconciliação de dados para fundamentar a avaliação metrológica do balanço de massa no gasoduto Urucu-Manaus, o trabalho comprovou a aplicabilidade da técnica como estratégia de reduzir a incerteza associada à estimativa do gás não contado (unaccounted for gas).

O desenvolvimento do trabalho mostrou que os objetivos da pesquisa foram alcançados, provendo um conjunto de recomendações para trabalhos futuros que visam a contribuir para a melhoria da confiabilidade metrológica em processos críticos de medição realizados por empresas de exploração, transporte e produção de gás.

6.1. Conclusões

Ao perseguir os objetivos específicos que nortearam a busca de uma resposta para a questão central da tese associada o objetivo central, o trabalho avaliou a influência dos erros grosseiros associados às medições realizadas.

No que se refere ao primeiro objetivo específico, a técnica de reconciliação de dados provou não apenas ser uma ferramenta confiável de detecção de erros grosseiros, mas também uma tentativa eficaz para reduzir a incerteza associada a estimativa do gás não contado. A aplicação da técnica permite, portanto que o balanço de massa seja avaliado no gasoduto em estudo.

O capítulo 5 descreve análise desenvolvida fundamentada em dados experimentais diretamente medidos e adaptados do gasoduto Urucu-Manaus num período de sete dias de observação. Os dados da medição foram tratados pela técnica de reconciliação de dados fazendo uso da equação modificada com base nos volumes computados na condição de base (1atm e 20· C). Essa rotina de

cálculo considera: (i) um valor de incerteza máxima de 1,5 %, para medição da transferência de custódia do volume de gás recebido (GTR); (ii) 3,0 %, para o volume total entregue de gás (GTE), para o volume total de gás combustível (GCOM) e para o volume do empacotamento (Δ EMP); valores esses que refletem a boa prática metrológica aplicada à medições operacionais. Os resultados reportados nas tabelas 11, 12, 13 e 14 explicitam, para cada volume considerado, que essas incertezas de fato são reduzidas pela aplicação da técnica.

Com base nos resultados, o valor da as incerteza associada à medição de transferência de custódia foi reduzida em cerca de 50%, contrastando com a incerteza associada à medição operacional, que foi reduzida em cerca de 1/3 relativamente às medições originais.

Conclui-se, portanto, que técnica de reconciliação de dados aplicada a medições em gasodutos contribui para reduzir a incerteza final.

Em relação ao segundo objetivo específico da dissertação, a pesquisa demonstrou que com a substituição de resultados experimentais não confiáveis (contaminados por erros grosseiros) por valores reconciliados atribui maior confiabilidade no cálculo do gás não contado, conforme mostram as tabelas 7, 8, 9 e 10, para cada um dos volumes considerados.

Os resultados confirmam que patamar de 0,3 % de incerteza almejado pela Transpetro esta em conformidade às melhores práticas internacionais e pode ser utilizado como um critério-alvo realista para substituir o critério conservador hoje adotado em âmbito nacional (tolerância de 1%) para o gás não contado.

6.2. Recomendações com desdobramentos futuros desta dissertação

Recomenda-se aprofundar o estudo para:

- Avaliar a aplicação da técnica de reconciliação de dados incluindo variações da composição do gás de um gasoduto ao longo de seu transporte;
- Avaliar o motivo que induz esta perda e propor recomendações para diminuí-la, propor ajustes e se for necessário estudos com possível troca de equipamentos com indicadores de investimento versus retorno;
- Desenvolver um estudo a diferentes valores de GNC e seu impacto econômico nos fechamentos do balanço de massa;
- Propor estudo para os demais gasodutos constantes no sistema Petrobras com arquitetura diferente do Urucu-Manaus.

7

Referências bibliográficas

ADLER, A. L. **Tecnologia ultrassônica na medição de vazão em escoamentos incompressíveis**. 2010. (Doutorado Tese). Departamento de engenharia mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA ANSI B109.3. Rotary-type gas displacement meters X Q0010**. Washington 2000a.

_____. **AGA REPORT N° 3. Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids**. Washington 2000b.

_____. **AGA REPORT N° 7. Measurement of gas by turbine meters**. Washington 2006a.

_____. **AGA REPORT N° 9. Measurement of gas by multipath ultrasonic meters 2nd**. Washington 2006b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR10520. Informação e documentação: citações em documentos: apresentação**: Rio de Janeiro 2002.

BARRETO, G. D. O.; OLIVEIRA, É. C.; FROTA, M. N. Redução do indicador gás não contado na medição de gás natural pelo uso da técnica de reconciliação de dados. **Petro & Química**, p. 100-105, 2013.

_____. Use of data reconciliation: A strategy for improving the accuract in gas flow measurements. **Elsevier - Journal of Natural Gas Science and Engineering**, p. 313-320, 2014.

BARRETO, G. D. O. et al. Data reconciliation method for metrological assessment of mass balance: A case study of the Urucu-Manaus natural gas pipeline. **Rio Pipeline conference & exposition**, p. 9, 2013.

BATCHELOR, G. K. An introduction to fluid dynamics. In: (Ed.). University Press, Cambridge. Cambridge, 1994.

BRUNETTI, F. **Mecânica dos fluídos I**. SÃO PAULO: 2008.

CLAUS BORGNAKKE, R. E. S. **Fundamentos da termodinâmica**. SÃO PAULO: 2009.

CURRIE, I. G. **Fundamental mechanics of fluids**. United States of America: 1993.

DELMÉE, G. J. **Manual de medição de vazão - 3º edição**. São Paulo: Edgard Blucher, 2003.

INMETRO. **Vocabulário internacional de metrologia: Conceitos fundamentais e gerais de termos associados**. 2012. ISBN 97885-86920-09-7.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Vocabulário internacional de metrologia: Conceitos fundamentais e gerais de termos associados**. VIM 2012. Rio de Janeiro: INMETRO: 53 p. 2012.

ISOGUM, I. O. F. S. **Guide for the Expression of Uncertainty in Measurements**. Genebra: 1993.

JORDACHE, S.; NARASIMHAN, C. **Data reconciliation and gross error detection and intelligent use of process data**. 1995.

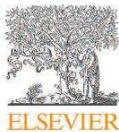
MARTINS, N. **Manual de medição de vazão**. Rio de Janeiro: 1998.

OLIVEIRA, E. C.; AGUIAR, P. F. Data reconciliation in the natural gas industry: analytical applications. **Energy & fuels**, v. 23, p. 3658-3664, 2009.

PALHARES, J. C. C. D. **Análise metrológica da medição de vazão e considerações sobre o balanço mássico no gasoduto Bolívia-Brasil**. 2000. Dissertation/Thesis (MSc. Dissertation). Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Anexo: Artigo publicado em “Journal of Natural Gas Science and Engineering”

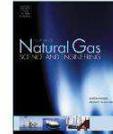
Journal of Natural Gas Science and Engineering 22 (2015) 313–320



Contents lists available at ScienceDirect

Journal of Natural Gas Science and Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/jngse



Use of data reconciliation: A strategy for improving the accuracy in gas flow measurements



Elcio Cruz de Oliveira^{a, b, *}, Maurício Nogueira Frota^b, Gisele de Oliveira Barreto^{a, b}

^a Petrobras Transporte S.A., Project Management, Rio de Janeiro, 20091-060 RJ, Brazil

^b Postgraduate Programme in Metrology, Metrology for Quality and Innovation, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro, 22453-900 RJ, Brazil

ARTICLE INFO

Article history:
Received 10 October 2014
Received in revised form
10 December 2014
Accepted 11 December 2014
Available online

Keywords:
Data reconciliation
Unaccounted for gas
Improving the accuracy
Gas net balancing
Gas flow measurements

ABSTRACT

The economic impact that results from the reliability of measurements associated with natural gas (flow rate and fluid properties) and caveats related to custody transfer contracts demands vigilant control of the net balance in the delivery systems. The methodology for data reconciliation has proved to be an effective tool to reduce uncertainties associated with measurements used in the calculations of the net balance in distribution networks such as gas pipelines. The intrinsic nature of the calculation algorithm, founded on the redundancy of measurements, qualifies the technique for increasing confidence in the measurement, thus reducing the individual uncertainty associated with each physical magnitude capable of affecting the measurement.

This Brazilian gas pipeline study discusses the adequacy of the data reconciliation technique. The proposed technique proves to be very effective as it generates lower uncertainties than those obtained by traditional techniques: the level of 1% associated with the accountability of the unaccounted for gas was reduced to less than 0.3% when the data reconciliation methodology was used.

© 2014 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

Although oil had been avoided by ancient civilizations a heavy waste that exhibits strong and viscous odor, early records confirm that natural gas was discovered in Iran between 6000 and 2000 BC and that the Persians had already used it to record the “eternal fire” symbolizing the adoration of their profound religious convictions. Since 900 BC, natural gas has been extracted in China with the help of bamboo poles introduced into wells 1000 m deep. However, it was only in the year 211 BC that the raw material was used to accelerate the drying of salt stones.

Motivating multimillionaire contracts for their commercialization, international technical cooperation and even wars between nations that dispute their exploitation, oil and natural gas are perceived by society in general as strategic energy inputs. Their commercialization, whether for lubrication or energy fuels, requires rigorous quality controls that impose challenges to ensure transport with safety and environmental care. Distinct in their composition, their transport and use require special care, specific

operating and handling techniques, imposing challenges on their exploratory phases (Amui, 2010).

More specifically, as far as natural gas is concerned, diverse factors contribute to elect it as an attractive alternative less polluting energy: the growth in demand for energy; opportunities created by the competitive international energy market, and the high costs associated with the production and transport of oil. Its use has also been disregarded by the consciousness that oil consumption to generate electricity uncontestedly constitutes a relevant portion of the consumer’s ecological footprint.

Experience has shown that the control of measurements sensitive to different measuring techniques is not a simple task. The use of inadequate measuring methods, either for non-compliance with critical length established in measurement norms, incorrect installation and lack of calibration of the equipment are among factors that severely may compromise the quality of measurement. The reliability of measurement results depends on strict requirements related to the installation of the measurement system and characteristics of the flow to be measured (level of turbulence, velocity profiles upstream of the meter, variations in fluid properties). Inaccuracies associated with measurements certainly compromise the confidence in the audit processes associated with the transfer of custody, particularly in

* Corresponding author. Petrobras Transporte S.A., Project Management, Rio de Janeiro, 20091-060 RJ, Brazil.
E-mail address: elcioliveira@petrobras.com.br (E.C.d. Oliveira).

the case of volume flow measurement in gas pipelines. From the economic point of view, inaccuracies in measurements can reach intolerable amounts as easily estimated when one considers that enormous volumes of gas are transported (about 100 million cubic meters of natural gas are transported daily in Brazilian pipelines). The accuracy of measurement is dependent on the measuring technique, the capacity of the person responsible for the supervision, the calibration of the meter and the frequency of the measuring process. When operated correctly, ultrasonic and orifice plate meters are able to provide acceptable levels of accuracy.

The growing trend for the use of cleaner fossil fuels is the result of the global consciousness that any alternative utilized in the generation of electricity, one way or another, has a detrimental impact on the environment. From this perspective, natural gas should replace other fossil fuels in the energy matrix as its combustion generates lower levels of pollutant gas emissions and residues. However, the rational use of natural gas depends on an efficient process to make its safe and economic distribution viable. Despite the advances in gas pipelines (increasingly complex and operated in compliance with modern legislation founded on the concepts of transport logistics and appropriate regulation), the adequate bookkeeping for the so-called unaccounted for gas requires precise measurements whose accuracy and control of associated uncertainties still remain as metrological challenges to be overcome (Arpino, 2014). Orifice plate, turbine or ultrasound technology flowmeters continue to be the techniques most employed for measurements of gas flow, accepted by regulators as an appropriate alternative for custody transfer. The inherent properties of natural gas (e.g. low density and high volatility of its components) facilitate leaks and losses of volume that could result in serious economic impacts (on the order of billions of dollars) for the investors. This is the reason why the control of gas transported (conservation of mass) is so critical. Oliveira and Aguiar (2009) and Bagajewicz (2003) showed that the utilization of the technique called *Data Reconciliation* (DR) – the use of measurement redundancy to reduce the uncertainty associated with measurements – made an important contribution to the metrological control of unaccounted for gas in gas pipelines. Here, redundancy is the replication of critical components of a system with the intention of increasing its reliability.

Whenever the laws of conservation are violated, random or systematic errors are introduced to compromise the process of measurement (Narasimhan and Jordache, 2000; Özyurt and Pike, 2004). In this context, the technique of data reconciliation – an approach based on the statistical tool that considers the restrictions imposed on the process – does in fact improve confidence when measurements are analyzed on a global basis. Data reconciliation incorporates redundant information to compensate and eliminate random errors, thereby reducing uncertainties associated with measurement. Considering the heteroscedastic behavior associated with measurements to be reconciled, this approach deals with multivariate nonparametric locally weighted least squares regression (Alhaj-Dibo et al., 2008; Menéndez et al., 1998). The data reconciliation technique enables several redundant measurements to reconcile experimental data in one single value, yielding the so-called reconciled data. Oliveira and Aguiar (2009) have shown in previous work that controlled redundancy leads to lower levels of uncertainty when compared to what it would have been obtained in the absence of redundant data. Data reconciliation is based on the conjecture that if a gross error resulting from an apparent measurement bias is present in some measurement or if a noteworthy process leak was not accounted for in the model constraints; reconciled data may be very inaccurate.

Implementation of the data reconciliation technique requires

that:

- The reference model be defined based on the mathematical premise that it is perfect, with no systematic errors. In other words, random errors are usually distributed and independent (Mansour and Ellis, 2008). An “objective function F_{ob} ” is utilized to evaluate the resulting difference between the data produced by the model and the experimental data;
- The formulated “objective function F_{ob} ” be optimized by making use of a multivariate distribution that models this routine, whose results are expressed based on weightings attributed to the experimental measurements of dispersion. In this work, the use of uncertainties associated with the measurements to support the results is proposed. In this stage it is necessary to minimize or maximize the probability of meeting experimental measures;
- The parameters be evaluated. Ramamurthi et al. (1993) suggested the evaluation by using the maximum likelihood estimation (MLE).

The data reconciliation approach is then applied to calculate the reconciled values and their associated uncertainty bands, therefore allowing detection and exclusion of the related gross errors. Whenever the uncertainty band falls within an unacceptable range, the experimental data will no longer be considered as the final results but rather used to calculate the reconciled values, ensuring that there will be no partial overlap of their uncertainty bands.

The objective of this work is to apply the approach of data reconciliation to approve the analysis of the net balance in gas pipelines. Brazilian gas pipelines utilize the tolerance criteria of 1% as the social indicator to evaluate the quantity of unaccounted for gas. On making use of the data reconciliation approach, it is expected that with this indicator incorporated the index could achieve the international standard of 0.3%.

2. Methodology

Measuring loops and inherent inaccuracies associated with computer data processing and its storage usually contribute to the relatively high uncertainties and unacceptable tolerances associated with measurement control in pipelines. Because all product transactions associated with gas-pipeline network depend on flow-rate measurements, control of the associated uncertainties is absolutely critical. Assessment of the overall performance of a pipeline system requires control and monitoring of the energy and mass balances and a rigorous evaluation of potential leakages. Besides the economic impact associated with leaks, their control prevents possible environmental damage and increases the availability and maintainability of the pipeline network. Generally speaking, the operation of a gas-pipeline network is evaluated and controlled on the basis of the operating data (e.g. volume flow rate; internal pressure and gas temperature) allowing that pressure drop inside the pipeline and compressibility of the natural gas be calculated.

2.1. Data reconciliation: the concept

Data reconciliation and gross error detection is thoroughly discussed by Narasimhan and Jordache (2000). According to the authors, both are achieved by exploiting the redundancy property of measurements. The technique improves the accuracy of process data by adjusting the measured values to satisfy process constraints while the amount of adjustment made to the measurements is minimized whenever the random errors in the measurements are

expected to be small.

Data reconciliation is a technique for validating the measurements by extracting the precise and reliable information from the gross measurements that can reflect the intrinsic state of industrial processes. The process utilizes information and mathematical methods to produce a single consistent set of data capable of representing the most probable operation of the process. The technique is strongly based on the concept of redundancy to correct the minimum possible results of measurements aiming to satisfy restrictions inherent to the process. An intelligent reconciliation of the values converted requires that the data – usually originating from the physical measurements that incorporate associated errors – are statistically validated thereby guaranteeing that the process of reconciliation is capable of eliminating gross errors to produce useful and reliable data.

Gross error detection and data reconciliation convey embodied techniques complementing each other. When applied together, identify and eliminate gross errors, therefore improving accuracy of measured data. Data reconciliation and gross error detection, when applied together, contributes for reducing error by exploiting the redundancy property that is inherent to measurements.

The reconciliation of collected operational data minimizes the overall uncertainty associated with the closing up of the mass and energy balances. Satisfactory use of redundant data minimizes the quantity of measured variables required to obtain a solution; i.e. optimize the use of measured variables associated with the respective available variances and co-variances. The methodology allows measured variables derived from redundant measured values to be consistently used to estimate true values. From a statistical point of view, the data reconciliation technique increases the accuracy of single measurements; treat the data by means of a redundant network of information that takes into account the actual state of the pipeline system, therefore improving measurement tolerances that may lead to substantial economic benefit.

2.2. The statistical modeling for data reconciliation

The normal multivariate distribution denotes the multidimensional model commonly used to describe variations in experimental data, whose probability density function $P(X)$ may be expressed by the diagonal matrix of co-variance V :

$$P(X) = \frac{1}{(2\pi)^N \det V} \exp \left[-\frac{1}{2} (X - \mu)^T V^{-1} (X - \mu) \right] \quad (1)$$

Based on the following parameters:

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_N \end{bmatrix} \quad \mu = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \\ \vdots \\ \mu_N \end{bmatrix} \quad V = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{12}^2 & \cdots & \sigma_{1N}^2 \\ \sigma_{21}^2 & \sigma_2^2 & \cdots & \sigma_{2N}^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{N1}^2 & \sigma_{N2}^2 & \cdots & \sigma_N^2 \end{bmatrix}$$

σ_i^2 represent the variances of diagonal matrix V .

The probability density function reflects a region of confidence for N points on the curve when:

$$P(X) = \text{constant} = (X - \mu)^T V^{-1} (X - \mu) \quad (2)$$

Only random errors are considered in this process. That is, the experimental data (X or Z^e) and the reconciled data (μ or Z^c) must essentially result from the uncertainties in the experimental data:

$$\varepsilon = [Z^e - Z^c] \quad (3)$$

Where ε is the error between the experimental data and the reconciled values.

Substituting (3) in (1):

$$P(X) = \frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \exp \left[-\frac{1}{2} (\varepsilon)^T V^{-1} (\varepsilon) \right] \quad (4)$$

$$P(\varepsilon) = P(Z^e - Z^c) \quad (5)$$

$$P(X) = \frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \exp \left[-\frac{1}{2} (Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \quad (6)$$

$P(Z^e)$ needs to be maximized:

$$\begin{aligned} \max [P(Z^e - Z^c)] &= F_{ob} \\ &= \max \left[\frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \exp \left[-\frac{1}{2} (Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \right] \end{aligned} \quad (7)$$

$$F_{ob} = \max \left[\ln \frac{1}{((2\pi)^N \det V)^{1/2}} \left[-\frac{1}{2} (Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \right] \quad (8)$$

$$F_{ob} = \max \left[-\frac{1}{2} (Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \quad (9)$$

All constants in Equations (8) and (9) are considered to be negligible.

$$F_{ob} = \max \left[-(Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \quad (10)$$

Equations (10) and (11) can be considered similar because to minimize F_{ob} is the same that maximize the probability to find experimental measures (Narasimhan and Jordache, 2000).

$$F_{ob} = \min \left[(Z^e - Z^c)^T V^{-1} (Z^e - Z^c) \right] \quad (11)$$

Rewriting equation (11) for the condition: $m_1^e = m_2^e = \cdots = m_N^e$; that is, the reconciliation of N results of the same property m can then be expressed as:

$$Z^e = \begin{bmatrix} m_1^e \\ m_2^e \\ \vdots \\ m_N^e \end{bmatrix} \quad Z^c = \begin{bmatrix} m_1^c \\ m_2^c \\ \vdots \\ m_N^c \end{bmatrix} \quad Z^e - Z^c = \begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_1^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_1^c \end{bmatrix}$$

For non-correlated quantities, Equation (11) assumes the mathematical form:

$$F_{ob} = \min \left[\begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_N^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix} \right] \quad (12)$$

$$F_{ob} = \min \left[\begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1/\sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1/\sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1/\sigma_N^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} m_1^e - m_1^c \\ m_2^e - m_2^c \\ \vdots \\ m_N^e - m_N^c \end{bmatrix} \right] \quad (13)$$

Accordingly, the objective function assumes the form:

$$F_{ob} = \min \left[\frac{(m_1^e - m_1^c)^2}{\sigma_1^2} + \frac{(m_2^e - m_2^c)^2}{\sigma_2^2} + \dots + \frac{(m_N^e - m_N^c)^2}{\sigma_N^2} \right] \quad (14)$$

3. Experimental analysis

The Urucu Manaus Brazilian gas pipeline located in the northern region of Brazil started its operation in 2009. Based on the experimental data collected along a seven-day period (Feb 1, to Feb 7, 2013) and taking into account that the pipeline is 662 km long (383 km of 20 inches diameter pipe and 279 km of 18 inches diameter pipe) and that the average volume flow rate is 4.26 million m³ per day, the data reconciliation analysis can be developed as follows.

Fig. 1 depicts the simplified mathematical model proposed:

The data collected were treated by means of the data reconciliation technique, in compliance with the balance equation (15):

$$GTR = GTE + GCOM + GPOE + \Delta EMP \quad (15)$$

In this expression:

- GTR: Total gas received, measured by an orifice plate meter;
- GTE: Total gas delivered, measured by a four-path ultrasonic flow meter;
- GCOM: Fuel gas, measured by micro turbine flow meters;
- GPOE: Total gas lost in the operation, estimated by equations of state from differential pressure, pressure, temperature, diameter of the pipeline and gas composition;
- ΔEMP : Variation in line packing, assessed by comparing manometers readings.

Natural gas can be temporarily stored in the pipeline system itself, through a process called line packing (line pack). Generally, gas volumes can vary due to temperature and pressure changes on two consecutive days. However, as discussed above, experimental data are adapted to facilitate readers to understand the data

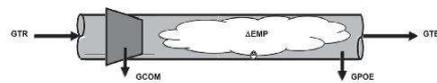


Fig. 1. Simplified architecture of a gas pipeline.

reconciliation concept and the reason why line packs are always positive.

Experimental uncertainties used: GTR and GTE (1.5%); GCOM and ΔEMP (3.0%).

Taking the ideal situation expressed by GPOE = 0 as a basis, the unaccounted for gas (GNC) may be calculated by (16) and (17):

$$GNC = GTR - GTE - GCOM - \Delta EMP \quad (16)$$

$$GNC(\%) = \frac{GNC}{GTR} \times 100 \quad (17)$$

4. Results and discussion

Table 1 describes volumes of natural gas transported in the pipeline system during a seven-day period.

As redundancy exists in the measurements, the process model constraints are considered by Equation (18):

$$GTR^c = 0.96 \times GTR^e + 0.01 \times GCOM^c + 0.03 \times \Delta EMP^c \quad (18)$$

The constraints may be described by the expressions:

$$GTE^c = 0.96 \times GTR^c \quad (19)$$

$$GCOM^c = 0.01 \times GTR^c \quad (20)$$

$$\Delta EMP^c = 0.03 \times GTR^c \quad (21)$$

General equation (14), when expressed in terms of GTR^c , assumes the following forms:

$$F_{ob} = \left[\frac{(GTR^e - GTR^c)^2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{(GTE^e - GTE^c)^2}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{(GCOM^e - GCOM^c)^2}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{(\Delta EMP^e - \Delta EMP^c)^2}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2} \right] \quad (22)$$

Table 1
Volumes of natural gas.

	GTR ^e (m ³)	GTE ^e (m ³)	GCOM ^e (m ³)	ΔEMP^e (m ³)	GNC (%)
Day 1	2674969	2560900	25145	80249	0.32
Day 2	2677264	2570173	40000	80318	-0.49
Day 3	3922694	3765786	39227	112888	0.12
Day 4	3917279	3760588	19333	117518	0.51
Day 5	2755777	2645546	37001	81999	-0.32
Day 6	2711803	2603330	38111	81354	-0.41
Day 7	2676892	2569816	26212	70035	0.40

The experimental values of the unaccounted for gas that appear in bold correspond, in absolute terms, to a level that exceeds 0.3%.

$$F_{ob} = \left[\frac{(GTR^e)^2 - 2 \times GTR^e \times GTR^c + (GTR^c)^2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{(GTE^e)^2 - 2 \times GTE^e \times GTE^c + (GTE^c)^2}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{(GCOM^e)^2 - 2 \times GCOM^e \times GCOM^c + (GCOM^c)^2}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{(\Delta EMP^e)^2 - 2 \times \Delta EMP^e \times \Delta EMP^c + (\Delta EMP^c)^2}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2} \right] \quad (23)$$

$$F_{ob} = \left[\frac{(GTR^c)^2 - 2 \times GTR^e \times GTR^c + (GTR^c)^2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{(GTE^e)^2 - 2 \times GTE^e \times 0.96 \times GTR^c + 0.96^2 \times (GTR^c)^2}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{(GCOM^e)^2 - 2 \times GCOM^e \times 0.01 \times GTR^c + 0.01^2 \times (GTR^c)^2}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{(\Delta EMP^e)^2 - 2 \times \Delta EMP^e \times 0.03 \times GTR^c + 0.03^2 \times (GTR^c)^2}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2} \right] \quad (24)$$

$$\frac{\partial F_{ob}}{\partial GTR^c} = \left[\frac{-2 \times GTR^e + 2 \times GTR^c}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{-1.92 \times GTE^e + 1.8432 \times GTR^c}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{-0.02 \times GCOM^e + 0.0002 \times GTR^c}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{-0.06 \times \Delta EMP^e + 0.0018 \times GTR^c}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2} \right] \quad (25)$$

$$GTR^c = \frac{\frac{2 \times GTR^e}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{1.92 \times GTE^e}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{0.02 \times GCOM^e}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{0.06 \times \Delta EMP^e}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2}}{\frac{2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{1.8432}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{0.0002}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{0.0018}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2}} \quad (26)$$

By applying the applicable concepts described in the Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM, 1995), one obtain:

$$U_{GTR^c}^2 = \left(\frac{\frac{2}{\sigma_{GTR^e}^2}}{\frac{2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{1.8432}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{0.0002}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{0.0018}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2}} \times U_{GTR^e} \right)^2 + \left(\frac{\frac{1.92}{\sigma_{GTE^e}^2}}{\frac{2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{1.8432}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{0.0002}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{0.0018}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2}} \times U_{GTE^e} \right)^2 + \left(\frac{\frac{0.02}{\sigma_{GCOM^e}^2}}{\frac{2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{1.8432}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{0.0002}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{0.0018}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2}} \times U_{GCOM^e} \right)^2 + \left(\frac{\frac{0.06}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2}}{\frac{2}{\sigma_{GTR^e}^2} + \frac{1.8432}{\sigma_{GTE^e}^2} + \frac{0.0002}{\sigma_{GCOM^e}^2} + \frac{0.0018}{\sigma_{\Delta EMP^e}^2}} \times U_{\Delta EMP^e} \right)^2 \quad (27)$$

Similarly, according as GTR^c , GTE^c , $GCOM^c$, ΔEMP^c and their associated uncertainties, the following two expressions can be written:

$$GTE^c = \frac{2.084 \times GTR^c + 2 \times GTE^c + 0.02 \times GCOM^c + 0.06 \times \Delta EMP^c}{\frac{2.17}{\sigma_{GTR^c}^2} + \frac{2}{\sigma_{GTE^c}^2} + \frac{0.00024}{\sigma_{GCOM^c}^2} + \frac{0.0019}{\sigma_{\Delta EMP^c}^2}} \quad (28)$$

$$U_{GTE^c}^2 = \left(\frac{2.084}{\frac{2.17}{\sigma_{GTR^c}^2} + \frac{2}{\sigma_{GTE^c}^2} + \frac{0.00024}{\sigma_{GCOM^c}^2} + \frac{0.0019}{\sigma_{\Delta EMP^c}^2}} \times U_{GTR^c} \right)^2 + \left(\frac{2}{\frac{2.17}{\sigma_{GTR^c}^2} + \frac{2}{\sigma_{GTE^c}^2} + \frac{0.00024}{\sigma_{GCOM^c}^2} + \frac{0.0019}{\sigma_{\Delta EMP^c}^2}} \times U_{GTE^c} \right)^2 + \left(\frac{0.02}{\frac{2.17}{\sigma_{GTR^c}^2} + \frac{2}{\sigma_{GTE^c}^2} + \frac{0.00024}{\sigma_{GCOM^c}^2} + \frac{0.0019}{\sigma_{\Delta EMP^c}^2}} \times U_{GCOM^c} \right)^2 + \left(\frac{0.06}{\frac{2.17}{\sigma_{GTR^c}^2} + \frac{2}{\sigma_{GTE^c}^2} + \frac{0.00024}{\sigma_{GCOM^c}^2} + \frac{0.0019}{\sigma_{\Delta EMP^c}^2}} \times U_{\Delta EMP^c} \right)^2 \quad (29)$$

$$GCOM^c = \frac{200 \times GTR^c + 192 \times GTE^c + 2 \times GCOM^c + 6 \times \Delta EMP^c}{\frac{2000}{\sigma_{GTR^c}^2} + \frac{18432}{\sigma_{GTE^c}^2} + \frac{2}{\sigma_{GCOM^c}^2} + \frac{18}{\sigma_{\Delta EMP^c}^2}} \quad (30)$$

Table 2
Reconciled volumes of natural gas and respective associated uncertainties.

	GTR^c	U_{GTR^c}	GTE^c	U_{GTE^c}	$GCOM^c$	U_{GCOM^c}	ΔEMP^c	$U_{\Delta EMP^c}$
Day 1	2655989	25201	2547996	24177	26542	252	79625	756
Day 2	2741998	26149	2630383	25085	27400	261	82199	784
Day 3	3908172	37079	3749262	35571	39055	371	117164	1112
Day 4	3297510	32479	3163932	31164	32958	325	98873	974
Day 5	2810158	26742	2695794	25654	28081	267	84244	802
Day 6	2772377	26405	2659537	25331	27704	264	83111	792
Day 7	2629583	24969	2522707	23955	26278	250	78835	749

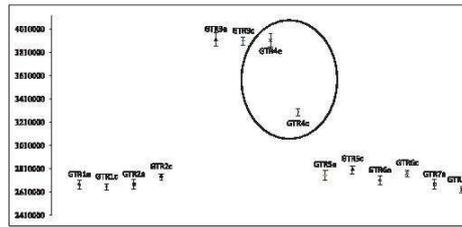


Fig. 2. GTR: experimental values and reconciled values.

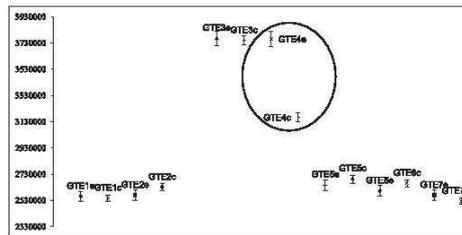


Fig. 3. GTE: experimental values and reconciled values.

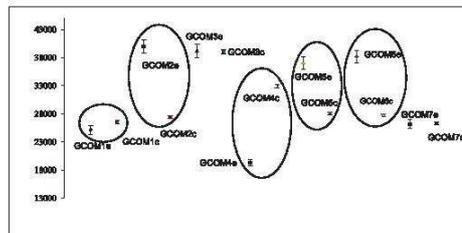


Fig. 4. GCOM: experimental values and reconciled values.

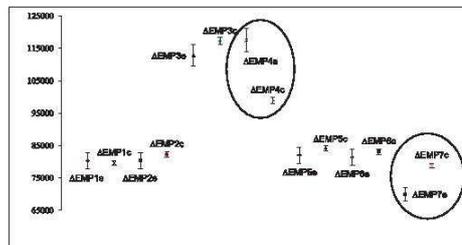


Fig. 5. ΔEMP experimental values and reconciled values.

Table 3
Relative uncertainties, reconciled and minimized.

U_{GTR}	U_{GTE}	U_{GCOM}	$U_{\Delta EMP}$
0.95	0.95	0.95	0.95
0.95	0.95	0.95	0.95
0.95	0.95	0.95	0.95
0.98	0.98	0.98	0.98
0.95	0.95	0.95	0.95
0.95	0.95	0.95	0.95
0.95	0.95	0.95	0.95

Table 4
New calculations for GNC based on reconciled values.

	GTR (m ³)	GTE (m ³)	GCOM (m ³)	ΔEMP (m ³)	GNC (%)
Day 1	2674969	2560900	26542	80249	0.27
Day 2	2677264	2570173	27400	80318	-0.02
Day 3	3922694	3765786	39227	112888	0.12
Day 4	3297510	3163932	32958	98873	0.05
Day 5	2755777	2645546	28081	81999	0.01
Day 6	2711803	2603330	27704	81354	-0.02
Day 7	2676892	2569816	26212	78835	0.08

$$U_{GCOM}^2 = \left(\frac{\frac{200}{\sigma_{GTR}^2}}{\frac{20000}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{18432}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{2}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{18}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{GTR} \right)^2 + \left(\frac{\frac{192}{\sigma_{GTE}^2}}{\frac{20000}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{18432}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{2}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{18}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{GTE} \right)^2 + \left(\frac{\frac{2}{\sigma_{GCOM}^2}}{\frac{20000}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{18432}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{2}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{18}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{GCOM} \right)^2 + \left(\frac{\frac{6}{\sigma_{\Delta EMP}^2}}{\frac{20000}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{18432}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{2}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{18}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{\Delta EMP} \right)^2 \quad (31)$$

$$G\Delta EMP = \frac{66.667 \times GTR + 64 \times GTE + 0.6667 \times GCOM + 2 \times \Delta EMP}{\frac{2217.78}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{2048}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{0.222}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{2}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \quad (32)$$

$$U_{\Delta EMP}^2 = \left(\frac{\frac{66.667}{\sigma_{GTR}^2}}{\frac{2217.78}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{2048}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{0.222}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{2}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{GTR} \right)^2 + \left(\frac{\frac{64}{\sigma_{GTE}^2}}{\frac{2217.78}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{2048}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{0.222}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{2}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{GTE} \right)^2 + \left(\frac{\frac{0.6667}{\sigma_{GCOM}^2}}{\frac{2217.78}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{2048}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{0.222}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{2}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{GCOM} \right)^2 + \left(\frac{\frac{2}{\sigma_{\Delta EMP}^2}}{\frac{2217.78}{\sigma_{GTR}^2} + \frac{2048}{\sigma_{GTE}^2} + \frac{0.222}{\sigma_{GCOM}^2} + \frac{2}{\sigma_{\Delta EMP}^2}} \times U_{\Delta EMP} \right)^2 \quad (33)$$

The data in Table 2 and the data in Figs. 2 to 5 describe the volumes reconciled and the respective uncertainties associated with these volumes (all expressed in m³).

Based on the results of Table 3 and on the data from the figures that follow, it is observed that the reconciled uncertainties are minimized. Note that the uncertainties derived from the custody transfer measurements were reduced from by more than 50%,

while those that result from operational measurement were reduced by a factor of three.

As may be seen, there is no overlap, even partially, between the experimental values and the reconciled values (highlighted in black circle), as demonstrated in Figs. 2–5. This behavior generates doubts in the experimental results; gross errors are suggested, beyond the expected random errors.

After substituting those values considered suspect with those reconciled (shown in bold), the unaccounted for gas may then be recalculated (data in Table 4). As can be observed, the application of the data reconciliation approach was capable of bringing the values of GNC within the criteria proposed as a minimum limit of 0.3%, which confirms that the objectives proposed in making use of the data reconciliation technique to increase the confidence in measurements were fully achieved.

5. Conclusions

As shown, detection of errors in a multivariable system is not an easy task even when the source of the abnormal values is known. If a gross error that may result from an extreme observation is not evidently defensible, discard of unacceptable values must always be based on statistical analysis. The data reconciliation approach used depicts the process to identify and classify similar clusters of inputs and outputs as a strategy to eliminate gross errors inherently imbedded in the results. The analysis undertaken considered a real set of seven-day real data collected at the Urucu-Manaus pipeline to illustrate that the reconciliation data approach was robust enough to identify and exclude gross errors that eventually has a detrimental effect in measurement systems. The study also confirmed that the data reconciliation results do not depend on data only, but also on the process architecture.

Contrasting to the common perception, this paper highlights that measurement redundancy should not be perceived as an additional cost, but rather as an attractive strategy for improving system accuracy. Redundant data, even of lower accuracy, may satisfactorily be used to enhance the overall accuracy by generating reconciled values, therefore confirming that the correct use of the reconciliation methodology may conveniently replace the need for additional experimental work.

The application of the data reconciliation approach proved to be a useful and powerful tool to evaluate the unaccounted for gas, therefore capable of explaining deviations associated with net balances in a natural gas pipeline. Within best international practices, the confidence level associated with gas pipeline metrology confirm that 0.3% seems to be a realistic criteria to express the unaccounted for gas in natural gas pipelines.

References

- Alhaj-Dibo, M., et al., 2008. Data reconciliation: a robust approach using a contaminated distribution. *Control Eng. Pract.* 16, 159–170.
- Arnu, S., 2010. Oil and Gas Executives to: Exploration Areas, Drilling and Completion of Wells and Production of Hydrocarbons. *Interciência*, Rio de Janeiro.

- Arpino, F., Dell'Isola, M., Ficco, G., Vigo, P., 2014. Unaccounted for gas in natural gas transmission networks: prediction model and analysis of the solutions. *J. Nat. Gas. Sci. Eng.* 17, 58–70.
- Bagajewicz, M.J., Cabrera, A.E., 2003. Data reconciliation in gas pipeline systems. *Ind. Eng. Chem. Res.* 42 (22), 5596–5606.
- Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM), 1995. ISO.
- Mansour, M., Ellis, J.E., 2008. Methodology of on-line optimization applied to a chemical reactor. *Appl. Math. Model.* 32, 170–184.
- Menéndez, A., Biscarri, F., Gómez, A., 1998. Balance equations estimation with bad measurements detection in a water supply net. *Flow. Meas. Instrum.* 9, 193–198.
- Narasimhan, S., Jordache, C., 2000. *Data Reconciliation and Gross Error Detection: an Intelligent Use of Process Data*. Gulf Publishing Company, Houston.
- Oliveira, E.C., Aguiar, P.F., 2009. Data reconciliation in the natural gas industry: analytical applications. *Energy Fuel* 23, 3658–3664.
- Özyurt, D.B., Pike, R.W., 2004. Theory and practice of simultaneous data reconciliation and gross error detection for chemical processes. *Comput. Chem. Eng.* 28, 381–402.
- Ramanurthi, Y., et al., 1993. Control-relevant dynamic data reconciliation and parameter estimation. *Comput. Chem. Eng.* 17, 41–59.