



**Auditoria Técnica para Verificação da Capacidade de
Transporte do Gasoduto Bolívia-Brasil, GASBOL**

Contrato nº 4.074/01-ANP-008632

RELATÓRIO FINAL

Sumário Executivo

Luís Fernando A. Azevedo, Arthur M. B. Braga

Luís Fernando G. Pires, Fernanda Carvalho

Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Rio

Junho 2002

1. Introdução

O presente relatório descreve as atividades desenvolvidas no âmbito do contrato nº 4.074/01-ANP-008632 celebrado entre a Agência Nacional de Petróleo, ANP, e a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio, que tem como objetivo principal a realização de uma auditoria técnica na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A, TBG, para fins de avaliação da capacidade de transporte do gasoduto Bolívia-Brasil, GASBOL. Esta auditoria técnica atende ao despacho nº 405/2001 de 16 de abril de 2001 do Diretor Geral da ANP acolhendo o parecer contido na Nota Técnica nº 004/01 emitida em 11 de abril de 2001 pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural em conjunto com a Procuradoria Geral da ANP, que versa sobre a resolução de conflito entre a BG do Brasil e a TBG.

Para atender ao objetivo proposto, a equipe técnica da PUC-Rio implementou um modelo de simulação termo-hidráulica do gasoduto, baseado em informações técnicas fornecidas pela TBG. Os estudos de capacidade de transporte do gasoduto foram realizados a partir da análise de cenários de demanda de transporte construídos com base em históricos de movimentação de gás no duto. Também foram elaborados cenários de demanda baseados nos contratos de venda com distribuidoras estaduais de gás e na expectativa de consumo para geração termoelétrica do Programa Emergencial/Prioritário do Governo Federal. Apenas as simulações baseadas nos cenários de históricos de movimentação são apresentados no presente Sumário Executivo.

A seguir é apresentado um resumo das principais atividades realizadas ao longo do trabalho e as conclusões obtidas. Os resultados detalhados das simulações são apresentados em anexo ao presente relatório.

2. Modelo de Simulação Termo-hidráulica Implementado

Foi implementado um modelo de simulação em regime permanente do GASBOL, utilizando o programa Pipeline Studio-Gas Network Simulation desenvolvido pela Energy Solutions Inc. Este programa foi escolhido por sua ampla utilização internacional, e por ter sido utilizado no projeto original do GASBOL. Os dados técnicos utilizados na implementação do modelo de simulação foram extraídos

do documento “PETROBRAS RL-435.00-6520-940-PEI-003, *Thermo-hydraulic Simulation.*”

O modelo foi testado através da comparação dos resultados previstos para o GASBOL em sua configuração de máxima capacidade de transporte, equivalente a 30 MMm³/d (milhões de metros cúbicos por dia) entregues em Campinas, com as previsões constantes no relatório mencionado acima. A concordância obtida foi considerada excelente. Em outro teste realizado, comparou-se as previsões para a distribuição de pressão ao longo do gasoduto com dados operacionais das 8 horas do dia 18 de outubro de 2001. Novamente, excelente concordância foi obtida, o que atesta a boa exatidão do modelo implementado.

3. Considerações sobre Capacidade de Transporte de Gasodutos

A capacidade de um gasoduto é definida como sendo a máxima vazão de gás que pode ser movimentada para uma dada uma configuração física do duto.

Para o cálculo da capacidade máxima de transporte de um gasoduto é necessário que sejam conhecidas todas as características físicas do duto e do gás transportado. Dentre estas, destacam-se as propriedades termodinâmicas e termofísicas do gás, o perfil altimétrico, diâmetro e pressão máxima admissível em cada trecho do duto, localização e características das estações de compressão, pontos de recepção e pontos de entrega de gás ao longo do duto, assim como as vazões e pressões mínimas em cada ponto de entrega. De posse destas informações é possível utilizar-se um modelo de simulação numérica das equações que governam o escoamento do gás de maneira a obter-se uma estimativa confiável da capacidade máxima de transporte desejada.

A modificação da localização ou da vazão de um determinado ponto de entrega de gás pode alterar significativamente a capacidade de transporte de um gasoduto. De fato, a capacidade máxima de transporte de um duto será tanto maior quanto maior for a quantidade de gás entregue nos trechos iniciais do duto. A menor capacidade de transporte será obtida caso todo o gás seja entregue no ponto final do duto.

Os contratos firmados entre a transportadora TBG e seu principal carregador não estabelecem a pressão, vazão ou localização dos pontos de retirada de gás. Desta forma, não é possível a determinação da capacidade máxima de transporte do

GASBOL sem que sejam elaborados cenários que especifiquem a localização e vazão dos pontos de entrega de gás ao longo do duto.

4. Verificação do Ramp Up Original de Projeto do GASBOL

Uma vez que o modelo de simulação implementado mostrou reproduzir satisfatoriamente o comportamento do GASBOL, foram realizados estudos com o objetivo de verificar as informações de capacidade máxima de transporte fornecidas pela TBG à ANP.

Em 29 de setembro de 1998 a TBG enviou à ANP o documento “Descrição das Instalações do Gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL” referente ao pedido de autorização de operação a ser concedida nos termos da Portaria ANP nº 44/98 (posteriormente revogada pela portaria ANP nº 170/98). Neste documento foi apresentada a evolução das estações de compressão e de suas máquinas, bem como da capacidade máxima de transporte do GASBOL. Tais informações, resumidas na Tabela 4.1, foram baseadas no projeto original do gasoduto, descrito no documento “PETROBRAS RL-435.00-6520-940-PEI-003, *Thermo-hydraulic Simulation*.”

Para a determinação dos valores de capacidade do ano 1 ao ano 8 constantes na Tabela 4.1, o projeto original considerou pontos de entrega de gás com localização e evolução de vazão conforme apresentado na Tabela 4.2. Estes valores estão vinculados à condição de projeto (*Build up Condition*) e ao contrato de transporte denominado TCQ (*Base Transportation Contract Quantity*). Os valores totalizados para cada ano deste contrato estão apresentados na linha “Total de Retiradas” da Tabela 4.2. Para se obter os valores de capacidade máxima declarados na Tabela 4.1, foram adicionadas as vazões de entrega de gás referentes ao contrato de transporte denominado TCO (*Transportation Capacity Option*). Neste contrato está prevista a mesma distribuição e evolução de consumo dos pontos de entrega apresentados na Tabela 4.2, porém acrescidos de uma retirada extra em Campinas com um valor de 6 MMm³/d, valor este fixo ao longo dos anos.

Tabela 4.1 - Capacidade Máxima, Quantidade de Compressores e Potência Instalada

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Capacidade Máxima (MMm³/d)	15,39	16,59	17,95	19,43	20,79	21,99	23,69	24,90	30,00
Estação	(número de máquinas para operação+número de máquinas reservas) x potência de catálogo do acionador (hp)								
1 Izozog									(4)7100
2 Chiquitos			(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(3+*)7100	(4)7100	(4)7100	(4)7100
3 Robore									(4)7100
4 Yacuses	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(3+*)7100	(4)7100	(4)7100	(4)7100
5 Albuquerque									(4)7100
6 Guaicurus	3			(2+1)7100	(2+1)7100	(3+*)7100	(3+*)7100	(4)7100	(4)7100
7 Anastácio									(4)7100
8 C. Grande	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(3+*)7100	(3+*)7100	(4)7100	(4)7100
9 Mimoso									(4)7100
10 Rio Verde	2			(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(3+*)7100	(3+*)7100	(4)7100
11 Mirandópolis									(4)7100
12 Penápolis	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(2+1)7100	(3+*)7100	(3+*)7100	(4)7100
13 Ibitinga									(4)7100
14 São Carlos					(2+1)7100	(2+1)7100	(3+*)7100	(3+*)7100	(4)7100
15 Curitiba		(3+1)1200	(3+1)1200	(3+1)1200	(3+1)1200	(3+1)1200	(3+1)1200	(3+1)1200	(3+1)1200
16 Florianópolis		(2+1)800	(2+1)800	(2+1)800	(2+1)800	(2+1)800	(2+1)800	(2+1)800	(2+1)800

* Para as estações que requeiram 3 unidades (ano 6 em diante), a instalação antecipada de reserva será verificada no futuro.

Fonte: “Petrobras RL-435.00-6520-940-PEI-003, *Bolivia-Brasil Gas Pipeline -Thermo-Hydraulic Simulation Report.*”

A capacidade de 30 MMm³/d, declarada pela TBG na Tabela 4.1 para o ano 2007, refere-se ao contrato TCX (*Transport Capacity Extra*) que considera as retiradas apresentadas na última coluna da Tabela 4.2. Note-se que, para esta condição, a todos os pontos de retirada a montante de Paulínia é atribuída vazão nula, e que os pontos a jusante de Paulínia são mantidos com o consumo igual àquele do oitavo ano do “ramp up”. Em Campinas é adicionada uma retirada no valor de 16,394 MMm³/d.

A comparação dos resultados obtidos na simulação realizada no presente trabalho com os dados fornecidos pela TBG na Tabela 4.1 é apresentada na Tabela 4.3. Uma análise geral dos resultados mostra excelente concordância entre as duas previsões. As pequenas diferenças encontradas podem ser atribuídas ao consumo de gás para acionamento dos compressores. Este consumo pode sofrer alterações dependendo das características atribuídas a cada compressor.

Tabela 4.2 - Vazão e Evolução dos Pontos de Entrega

Pontos de Entrega	Vazão nos Pontos de Entrega (MMm ³ /d) x Ano de Operação								
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Corumba	0,348	0,353	0,396	0,571	0,572	0,572	0,573	0,573	0,000
CGrande	0,488	0,530	0,573	0,748	0,922	0,926	1,321	1,321	0,000
TresLagoas	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,000
Araçatuba	0,043	0,046	0,049	0,053	0,057	0,062	0,064	0,067	0,000
Araraquara	0,310	0,334	0,357	0,384	0,413	0,450	0,464	0,483	0,000
Limeira	0,843	0,908	0,970	1,044	1,124	1,223	1,263	1,313	0,000
Americana	0,251	0,271	0,289	0,311	0,335	0,365	0,337	0,392	0,000
REPLAN	0,097	0,105	0,112	0,120	0,130	0,141	0,146	0,151	0,000
Paulinia	0,054	0,058	0,062	0,067	0,072	0,078	0,080	0,084	0,084
Campinas	0,409	0,440	0,471	0,506	0,545	0,593	0,613	0,637	0,637
Itu	0,168	0,181	0,194	0,208	0,224	0,244	0,252	0,262	0,262
Sorocaba	0,193	0,208	0,222	0,239	0,258	0,280	0,289	0,301	0,301
Itapetinga	0,080	0,086	0,092	0,098	0,106	0,115	0,119	0,124	0,124
Guapiara	0,074	0,079	0,085	0,091	0,098	0,107	0,111	0,115	0,115
C. Largo	0,383	0,409	0,434	0,464	0,497	0,536	0,554	0,576	0,576
Curitiba	0,778	0,832	0,884	0,944	1,010	1,092	1,128	1,172	1,172
Joinville	0,245	0,254	0,261	0,271	0,281	0,294	0,302	0,313	0,313
Guaramirim	0,031	0,032	0,033	0,035	0,036	0,038	0,039	0,040	0,040
Pomerode	0,058	0,06	0,062	0,064	0,066	0,069	0,071	0,074	0,074
Blumenau	0,371	0,384	0,396	0,410	0,425	0,445	0,458	0,474	0,474
Brusque	0,136	0,141	0,145	0,150	0,156	0,163	0,168	0,174	0,174
Tijucas	0,081	0,084	0,087	0,090	0,093	0,098	0,100	0,104	0,104
Tubarão	0,076	0,079	0,081	0,084	0,087	0,091	0,094	0,097	0,097
Criciúma	0,783	0,811	0,835	0,865	0,896	0,938	0,966	1,000	1,000
Caxias do Sul	0,013	0,014	0,016	0,017	0,018	0,019	0,020	0,020	0,020
NHamburgo	0,120	0,130	0,140	0,150	0,160	0,170	0,180	0,180	0,180
Porto Alegre	1,067	1,156	1,244	1,333	1,422	1,511	1,600	1,600	1,600
Itatiba	0,113	0,121	0,130	0,140	0,150	0,164	0,169	0,176	0,176
Guararema	0,107	0,115	0,123	0,133	0,143	0,156	0,161	0,167	0,167
EMEDGuararema ^(a)	1,344	1,996	2,830	3,391	3,922	4,373	5,205	5,741	5,741
Total das Retiradas ^(a)	9,229	10,329	11,740	13,149	14,387	15,483	17,018	17,903	13,431
Campinas Extra (Condição TCO)	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	
Campinas Extra (Condição TCX)									16,394

(a) Valores estimados no presente estudo

Fonte: Petrobras RL-435.00-6520-940-PEI-003, *Bolivia-Brasil Gas Pipeline -Thermo-hydraulic Simulation Report..*

Tabela 4.3 – Comparação de Capacidades Previstas pela TBG e Presente Modelo (MMm³/dia). Vazões diárias recebidas em Rio Grande, exceto onde indicado.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	TCX
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
TBG	15,39	16,59	17,95	19,43	20,79	21,99	23,69	24,90	30,00 ^(a)
Presente Modelo	15,37	16,53	17,96	19,44	20,79	22,02	23,67	24,67	31,64

(a) Vazão passando em Campinas.

Deve-se ressaltar que os valores apresentados pela TBG como sendo aqueles correspondentes à capacidade máxima na Tabela 4.1, dizem respeito a vazões médias diárias recebidas em Rio Grande na Bolívia. No entanto, o valor de 30 MMm³/d do contrato TCX refere-se à vazão passando em Campinas.

5. Estimativa da Capacidade Máxima de Transporte do GASBOL em 2001 e 2002

Uma vez que os contratos vigentes para transporte de gás não especificam a localização dos pontos de entrega e as vazões em cada ponto, não é possível, através de simulações, determinar-se a capacidade máxima de transporte do gasoduto, conforme mencionado anteriormente no item 2. Para obter-se uma estimativa da capacidade de transporte do GASBOL para os anos de 2001 e 2002, foram montados dois cenários de movimentação onde os pontos de entrega e respectivos volumes retirados são aqueles correspondentes à movimentação dos dias 22 de agosto de 2001 e 7 de março de 2002. Estes dados estão apresentados nas Tabelas 5.1 e 5.2, sendo oriundos de informação fornecida pela TBG à ANP. Os dados referentes a estes dias foram escolhidos por representarem valores próximos aos volumes médios diários movimentados nos seis meses anteriores a cada data considerada. Deve-se mencionar que estes dados de movimentação diária incluem o gás transportado para a BG do Brasil nas datas mencionadas. Observa-se que os valores de movimentação constantes nas Tabelas 5.1 e 5.2 não apresentam correspondência com os dados utilizados no projeto original do gasoduto em qualquer ano de sua evolução, no que diz respeito tanto aos pontos de entrega em operação, quanto aos volumes movimentados em cada ponto (ver Tabela 4.2).

Tabela 5.1 - Volumes Retirados por Ponto de Entrega no dia 22/08/2001(em milhares de metros cúbicos, Mm³)

Ponto de Entrega	Estado	Volume (Mm³)
Campo Grande	MS	524,9
Rio Claro	SP	186,0
Limeira	SP	412,1
Americana	SP	128,3
Replan	SP	865,7
Jaguariúna	SP	122,1
Itatiba	SP	277,4
Guararema	SP	8,0
EMED Guararema	SP	7.665,5
Sumaré (Campinas)	SP	0,0
Itu	SP	0,0
Araucária-CIC	PR	491,5
Repar	PR	258,7
Joinville	SC	103,2
Guaramirim	SC	35,4
Blumenau	SC	48,0
Brusque	SC	2,0
Tijucas	SC	115,0
Tubarão	SC	44,5
Cocal do Sul	SC	158,5
Nova Veneza	SC	142,2
Várzea do Cedro	RS	8,2
Cachoeirinha	RS	55,1
REFAP	RS	173,3
Canoas	RS	459,0
TOTAL		12.284,6

Tabela 5.2 - Volumes Retirados por Ponto de Entrega no dia 07/03/2002 (em milhares de metros cúbicos, Mm3)

Ponto de Entrega	Estado	Volume (Mm3)
Campo Grande	MS	441,5
Rio Claro	SP	481,0
Limeira	SP	338,1
Americana	SP	148,6
Replan	SP	710,2
Jaguariúna	SP	249,6
Itatiba	SP	266,5
Guararema	SP	122,0
EMED Guararema	SP	6.454,0
Sumaré (Campinas)	SP	133,7
Itú	SP	0,0
Araucária-CIC	PR	452,3
REPAR	PR	111,3
Joinville	SC	120,2
Guaramirim	SC	32,2
Blumenau	SC	93,6
Brusque	SC	3,0
Tijucas	SC	119,8
Tubarão	SC	30,8
Cocal do Sul	SC	198,0
Nova Veneza	SC	177,7
Várzea do Cedro	RS	24,9
Cachoeirinha	RS	61,8
REFAP	RS	158,7
Canoas	RS	517,9
TOTAL		11.447,4

Para completar os dados necessários para a simulação, foram consideradas as estações de compressão de Yacuses, Campo Grande e Penápolis operando cada uma delas com dois compressores. Em cada simulação foi acrescentado um ponto extra de retirada de gás em Campinas. A vazão de retirada neste ponto foi aumentada gradativamente até um valor máximo que não comprometesse as vazões ou pressões de entrega dos outros pontos listados nas Tabela 5.1 e 5.2.

Através das simulações descritas acima, verificou-se que para o cenário correspondente ao ano de 2001, seria possível retirar-se uma vazão máxima adicional de 4,7 MMm³/d em Campinas sem comprometer os demais pontos de entrega. Nesta

condição, o gasoduto estaria transportando um total de 17,23 MMm³/d a partir de Rio Grande, Bolívia. De acordo com esta simulação, destes 17,23 MMm³/d entregues em Rio Grande, 12,28 MMm³/d são entregues ao longo do duto nos pontos listados na Tabela 5.1, 4,7 MMm³/d são retirados em Campinas, totalizando 16,98 MMm³/d de gás entregues ao longo do duto. O consumo de gás para acionamento dos compressores totaliza 0,245 MMm³/d.

Para o cenário correspondente ao ano de 2002, a simulação indicou a possibilidade de retirada de uma vazão extra de 5,5 MMm³/d em Campinas sem comprometimento dos demais pontos de entrega. Neste caso a capacidade máxima de transporte seria de 17,19 MMm³/d em Rio Grande, Bolívia. Esta condição corresponde a 11,45 MMm³/d entregues nos pontos da Tabela 5.2, mais 5,5 MMm³/d em Campinas, totalizando 16,95 MMm³/d de gás entregues ao longo do duto. Para esta condição o consumo para acionamento dos compressores é de 0,243 MMm³/d.

Deve-se mencionar que no ofício número DSP-019/01 de 19 de janeiro de 2001 endereçado à ANP, a TBG informa uma capacidade máxima do gasoduto para os anos de 2001 e 2002 de 16,59 MMm³/d. A discrepância entre as duas estimativas pode ser creditada a diferenças entre os cenários adotados pela TBG e aqueles do presente estudo, o que enfatiza a observação feita anteriormente relativa à necessidade da especificação precisa dos pontos de entrega de gás, e suas vazões, para a determinação da capacidade máxima de transporte de um duto.

6. Estimativa da Capacidade Máxima de Transporte do GASBOL em 2003

Foi realizada uma simulação visando a obtenção de uma estimativa para a capacidade de transporte máxima do GASBOL para o ano de 2003. Esta simulação utilizou como base a condição do contrato TCO, ano 8, descrita na Tabela 4.1. Esta configuração relativa ao oitavo ano de operação do gasoduto estaria sendo antecipada e entrando em operação em 1 de janeiro de 2003, segundo correspondência enviada pela TBG à ANP (ofício número DSP-019/01). A condição TCO, ano 8, estabelece que os valores transportados serão aqueles do contrato TCQ, acrescidos de uma retirada de 6 MMm³/d em Campinas (ver Tabela 4.2), considerando uma configuração de estações de compressão como descrita na Tabela 4.1 para o oitavo ano.

Os resultados da simulação realizada indicam, para as condições de operação descritas acima, uma vazão de 24,90 MMm³/d em Rio Grande. No entanto,

utilizando-se a distribuição de pontos de retirada atuais, obtidas de dados de movimentação de 7/3/2002 (Tabela 5.2), as simulações mostram que um ponto adicional em Campinas poderia ser incluído com uma retirada extra de 12,00 MMm³/d, sem comprometimento dos demais pontos de entrega. Esta nova condição resultaria em uma vazão em Rio Grande de 24,25 MMm³/d. Deve-se ressaltar que estas condições somente seriam obtidas com a configuração das estações de compressão especificadas, o que inclui as estações bolivianas de Chiquitos e Yacuses.

A vazão de 24,25 MMm³/d em Rio Grande corresponde a 11,45 MMm³/d entregues nos pontos da Tabela 5.2, mais 12,00 MMm³/d em Campinas, totalizando 23,45 MMm³/d de gás entregues ao longo do duto. Para esta condição o consumo para acionamento dos compressores é de 0,803 MMm³/d. No ofício número DSP-019/01 de 19 de janeiro de 2001 endereçado à ANP, a TBG informou uma capacidade máxima para o ano de 2003 de 24,80 MMm³/d. Assim como no caso dos anos anteriores, esta discrepância pode ser atribuída à diferenças entre os cenários adotados pela TBG e aqueles do presente estudo.

7. Sumário das Conclusões do Estudo

A simulação termo-hidráulica do Gasoduto Bolívia-Brasil, GASBOL, foi baseada em dados e informações fornecidas pela TBG à ANP. Os resultados das simulações permitiram obter as seguintes conclusões:

1. O modelo de simulação desenvolvido no presente estudo reproduz com fidelidade o comportamento termo-hidráulico do gasoduto.
2. As informações sobre a evolução da capacidade do GASBOL enviadas à ANP em 29/9/1998, constantes da Tabela 3.1 do documento intitulado “PETROBRAS RL-435.00-6520-940-PEI-003 *Thermo-hydraulic Simulation*,” foram reproduzidas satisfatoriamente pelo modelo de simulação desenvolvido no presente estudo. Verificou-se que o valor de 30 MM m³/d divulgado como sendo a capacidade de transporte máxima do gasoduto em sua configuração completa, refere-se à vazão chegando em Campinas, considerando-se todos os pontos de entrega a montante com vazão nula.
3. Com o objetivo de obter-se uma estimativa da capacidade máxima do GASBOL nos anos de 2001 e 2002, foram elaborados cenários de movimentação de gás onde os valores médios diários de movimentação representando valores típicos para cada ano foram utilizados. As configurações de estações de compressão existentes em cada ano foram consideradas. Verificou-se que, para o cenário representando o ano de 2001, uma vazão adicional de gás equivalente a 4,7 MMm³/d estaria disponível para ser retirada em Campinas, sem comprometimento das vazões e níveis de pressão dos outros pontos de entrega. A capacidade máxima do duto seria de 17,23 MMm³/d em Rio Grande, Bolívia, o que corresponde a uma retirada total ao longo do duto de 16,98 MMm³/d e um consumo para acionamento dos compressores de 0,245 MMm³/d. Da mesma forma, para o cenário do ano 2002, verificou-se que uma retirada adicional em Campinas de 5,5 MMm³/d poderia ser efetuada sem comprometimento dos outros pontos de entrega. A capacidade máxima em Rio Grande seria, neste caso, de 17,19 MMm³/d,

correspondendo a 16,95 MMm³/d entregues ao longo do duto e 0,243 MMm³/d de consumo para acionamento dos compressores.

4. Com o objetivo de obter-se uma estimativa da capacidade de transporte do GASBOL para o ano de 2003, foi simulada a configuração correspondente ao contrato TCO, ano 8. Esta configuração, segundo correspondência da TBG dirigida à ANP, estaria em operação em 1 de Janeiro de 2003. Utilizando-se uma movimentação média diária atual (referente a 7/3/2002) em cada ponto de entrega em operação, verificou-se através da simulação uma disponibilidade de retirada extra de gás em Campinas equivalente a 12,00 MMm³/d. Com esta retirada a capacidade máxima de transporte do duto seria de 24,25 MMm³/d em Rio Grande, na Bolívia, correspondendo a 23,45 MMm³/d entregues ao longo do duto e 0,803 MMm³/d de consumo para acionamento dos compressores.
5. O estudo realizado evidenciou o fato de que análises de capacidade máxima de transporte de gasodutos só fazem sentido se realizadas a partir de informações precisas sobre os pontos de entrega de gás ao longo do gasoduto e suas respectivas vazões. Com estas informações disponíveis, o modelo de simulação desenvolvido permite que futuras análises de capacidade de transporte do GASBOL sejam realizadas com boa confiabilidade.

Equipe Técnica Responsável

Luís Fernando A. Azevedo

Arthur M. B. Braga

Luís Fernando G. Pires

Fernanda Carvalho