



DIMENSIONAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE REDES DE FLUIDOS COMPRESSÍVEIS UTILIZANDO MODELOS TÉCNICO-ECONÔMICOS

MASCARENHAS, L.S.¹, MEIRA, R.L.², MARTINS, M.A.F.², COSTA, G.M.N.²

¹ Universidade Federal da Bahia, Departamento de Engenharia Química

² Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial
E-mail para contato: laryscavello@live.com

RESUMO – Devido a crescente demanda de gás natural e CO₂, a distribuição desses fluidos através de dutos tornou-se cada vez mais frequente. Para projetar esses dutos, é necessário dimensioná-lo e estimar os custos associados. Assim, foram desenvolvidos sistemas de dimensionamento e otimização de redes de escoamento de fluidos compressíveis, com a minimização dos custos de instalação e manutenção previstos por modelos técnico-econômicos. As otimizações indicaram que, para um mesmo fluido, o dimensionamento da tubulação obtido através de cada modelo apresenta boa concordância entre si, indicando a existência de um dimensionamento ótimo.

1. INTRODUÇÃO

A queima de combustíveis fósseis fornece a maior parte da energia primária a nível mundial e é uma das principais fontes de emissão de dióxido de carbono (Knoope *et al.*, 2013). Visto que essas emissões antropogênicas de gases de efeito estufa continuam sendo a principal causa do aquecimento global sendo necessário uma redução significativa para os próximos anos. Duas formas alternativas para minimizar esse problema são: utilização prioritária do gás natural como fonte de energia, uma vez que dentre as fontes de energias não renováveis é a mais limpa e segura, e utilização da tecnologia de captura e sequestro de CO₂ (CCS), que consiste na captura de CO₂ de uma usina ou de um processo industrial para ser transportado (geralmente na fase líquida) até um local de armazenamento e, então, injetado em um reservatório geologicamente adequado.

Assim este trabalho objetiva contribuir com a viabilidade técnico-econômica para a utilização de gás natural, bem como a prática de CCS, realizando uma otimização do dimensionamento do transporte desses fluidos via dutos, de modo a minimizar os custos de manutenção e instalação. Segundo Knoope *et al.* (2013), essa é a forma de transporte mais econômica, pois, apesar de demandar alto custo de investimento, apresenta baixo custo operacional. Os custos foram estimados através de modelos encontrados na literatura e, com o desenvolvimento de um sistema de otimização, tornado possível obter um custo ótimo que atenda às restrições do projeto.

2. METODOLOGIA

Os estudos de caso aplicados são constituídos pelo dimensionamento e otimização das redes de gás natural e de CO₂ na fase líquida, inicialmente a 8,4 MPa e 13,8 MPa respectivamente. Os sistemas possuem dois gasodutos e duas estações de compressão, um no início e outro na região entre os dutos, como apresentado na Figura 1.

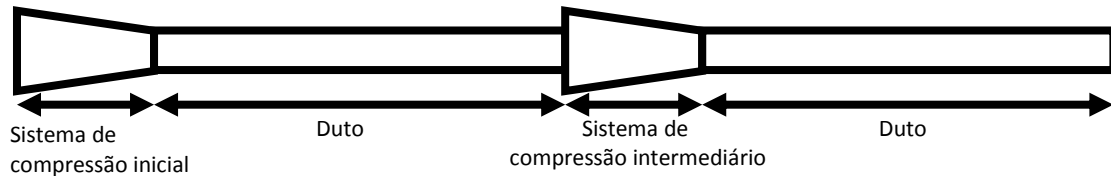


Figura 1. Sistema constituído por dois dutos e duas estações de compressão.

O dimensionamento do duto foi realizado através da otimização dos custos de instalação e manutenção do duto conforme a função objetivo apresentada na Equação 1, atendendo às restrições não lineares, como a pressão no final do duto indicada na Equação 2 e os modelos do transporte de fluidos compressíveis em dutos (Chaczykowski & Osiadacz, 2012) no regime estacionário indicados nas Equações (3), (4) e (5), usando a equação de estado de Peng-Robinson. A pressão final fixada foi de 9,5 MPa para CO₂ líquido e de 6,8 MPa para gás natural.

$$\min_{\phi, D_1, D_2} \sum \text{custos} \quad (1)$$

$$P_f \geq P_{ref}, \phi < \phi_{max} \quad (2)$$

$$\left[\frac{m^2}{A^2} V + \left(\frac{\partial h}{\partial V} \right)_T \right] \frac{dV}{dL} + \left[\left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_V + \frac{UA}{m} \right] \frac{dT}{dL} = \frac{UA}{\Delta L} \frac{(T_{inf} - T)}{m} \quad (3)$$

$$\left[\frac{m^2}{A^2 V} + \frac{1}{V} \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T \right] \frac{dV}{dL} + \frac{1}{V} \left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_V \frac{dT}{dL} = - \frac{kf m^2}{2DA^2} \quad (4)$$

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_V \frac{dT}{dL} + \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T \frac{dV}{dL} \quad (5)$$

onde, ϕ é a razão de compressão limitada em até 1,4 para o gás natural e 1,53 para o CO₂ líquido, D_1 , D_2 e D são o diâmetro interno do duto (m), P_f é a pressão no final do duto (kPa), P_{ref} é a pressão de referência (kPa), m é a vazão mássica (kg/s), A é a área superficial de transferência térmica (m²), V é o volume (m³/kmol), h é a entalpia (kJ/kmol), L é o comprimento (m), T é a temperatura (K), U é o coeficiente de troca térmica (W/m²K), T_{inf} é a temperatura da superfície terrestre (K), P é a pressão (kPa), f é o fator de atrito e k é a constante do fator de atrito.

Os modelos técnico-econômicos utilizados para a previsão dos custos de instalação e manutenção do duto foram: Heddle *et al.* (2003), IEA (2005) e Taghavi (2013). Para o escoamento de gás natural, o custo de instalação e manutenção do compressor inicial foi determinado por de McCollum e Ogden (2006). Já o custo do compressor intermediário, por

sua vez, foi determinado pela equação de Taghavi (2013). Para o escoamento de CO₂ líquido, foi considerada a existência de um compressor da pressão inicial do fluido no sistema de captura até a pressão crítica do fluido e, em seguida, uma bomba até a pressão de entrada da tubulação (McCullum e Ogden, 2006). O custo da bomba intermediária foi dado por IEA (2005 a). A etapa de otimização bem como os passos para o dimensionamento está melhor descrita na Figura 2.

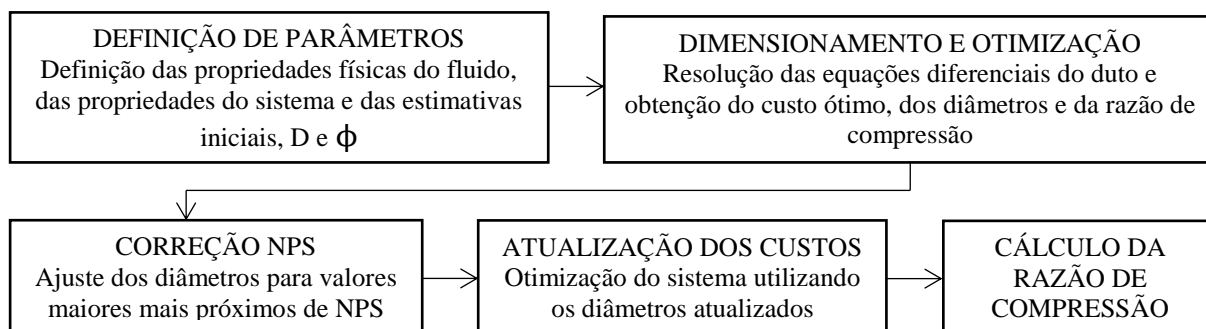


Figura 2. Diagrama do cálculo para dimensionamento do duto.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através da otimização realizada, foram obtidos, para a rede de gás natural e de CO₂, os diâmetros externos, a razão de compressão e o custo total do projeto (custo do duto + dos *boosters*) para cada modelo técnico-econômico utilizado, como apresentado na Tabela 1.

Pode-se notar que para as simulações de dutos de CCS líquido, a razão de compressão do *booster* possui o valor máximo para todos os modelos econômicos estudados, bem como os diâmetros possuem semelhança em seus valores. Já para o gás natural o mesmo acontece nos modelos Heddle *et al.* (2003) e IEA (2005 a), enquanto no modelo de Taghavi (2013) resulta em um valor diferente. Isso mostra que em geral o custo dos dutos tem maior prevalência no custo total comparado ao custo do *booster*, assim, o valor ótimo é quando se usa o máximo de compressão disponível.

Tabela 1 – Resultados da otimização para cada modelo técnico-econômico nos sistemas em estudo.

Modelo do custo do duto	Gás Natural				CO ₂ líquido			
	D ₁ /(mm)	D ₂ /(mm)	ϕ	C _T × 10 ⁶ /($\text{\$}$)	D ₁ /(mm)	D ₂ /(mm)	ϕ	C _T × 10 ⁶ /($\text{\$}$)
Heddle <i>et al.</i> (2003)	569,2	506,1	1,40	156,3	470,3	442,0	1,53	132,1
IEA (2005 a)	564,3	510,2	1,40	132,2	468,2	443,8	1,53	107,3
Taghavi (2013)	575,9	518,4	1,34	118,0	470,3	442,0	1,53	101,7



XXVII CONGRESSO
BRASILEIRO DE
ENGENHARIA QUÍMICA
23 a 26 de Setembro de 2018
Hotel Maracanã Plaza
São Paulo - SP



XVII ENCONTRO BRASILEIRO
SOBRE O ENSINO DE
ENGENHARIA QUÍMICA
27 a 28 de Setembro de 2018
USP
São Paulo - SP

Os resultados antes da correção NPS para cada rede de escoamento apresentam certa similaridade, indicando que, apesar dos modelos técnico-econômicos apresentarem correlações distintas, seus valores ótimos são bem próximos um do outro para as mesmas condições. Esse comportamento também pode ser observado após a correção NPS, em que para todos os modelos econômicos os diâmetros correspondentes tiveram o mesmo NPS e o mesmo *schedule* e conseqüentemente o mesmo valor da razão de compressão corrigida, conforme a Tabela 2. Pela Tabela 2, pode-se ver que houve uma grande redução na razão de compressão uma vez que houve um aumento substancial no diâmetro na adequação da NPS. A adequação também resultou em custos maiores, tendo um aumento, comparado ao ótimo, de 9 % - 11 % para o transporte do CO₂ líquido e de 2 % a 8 % para o transporte de gás natural.

Tabela 2 – Resultados da adequação do diâmetro otimizado à NPS e a razão de compressão recalculada para cada fluido transportado.

Fluido transportado	NPS	Schedule	D ₁ /(mm)	NPS	Schedule	D ₂ /(mm)	φ
Gás Natural	24	80	609,6	22	80	558,8	1,10
CO ₂ líquido	20	100	508,0	18	100	457,0	1,04

4. CONCLUSÃO

O sistema desenvolvido foi capaz de dimensionar e otimizar as redes de escoamento de fluidos compressíveis utilizando modelos técnico-econômicos para a previsão dos custos associados. As simulações evidenciaram boa concordância entre os modelos, indicando a existência de um dimensionamento ótimo da tubulação que minimiza os custos de instalação e manutenção, sendo que após a adequação pela norma NPS, os mesmos dutos foram obtidos.

5. REFERÊNCIAS

CHACZYKOWSKI, M., OSIADACZ, A. Dynamic simulation of pipelines containing dense phase/supercritical CO₂-rich mixtures for carbon capture and storage. *Int. J. Greenh. Gas Con.*, v. 9, p. 446 – 456, 2012.

HEDDLE, G., HERZOG, H., KLETT, M. *The Economics of CO₂ Storage*. Massachusetts Institute of Technology, 2003.

IEA. *Building the Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector*. International Energy Agency, 2005.

KNOOPE, M., RAMÍREZ, A., FAAIJ, A. A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *Int. J. Greenh. Gas Con.*, v. 16, p. 241 – 270, 2013.

MCCOLLUM, D., OGDEN, J. *Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity*. Institute of Transportation Studies, 2006.

TAGHAVI, N. Economic investigation on the use of internal coating for natural gas trunk-line. *Chem. Eng. Res. Des.* v. 91, p. 1725-1730, 2013.