

Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

PROJETO OTIMIZADO DE SISTEMA DE COMPRESSÃO E TRANSPORTE DE CO₂ ATRAVÉS DE DUTOS

Neves, Sérgio B.¹; Medeiros, Ana C. Gondim¹; Mustafa, George S.¹; Fontes, Cristiano H.² & Rocha, Paulo S.³

¹ Universidade Salvador - UNIFACS, Salvador, Bahia, Brasil, bello@unifacs.br;

acgondim@unifacs.br; mustafa@unifacs.br;

Universidade Federal da Bahia – UFBA, Salvador – Bahia, Brasil, cfontes@ufba.br;

³ PETROBRAS, Salvador, Bahia, Brasil, psrocha@petrobras.com.br

Resumo – Este estudo refere-se ao desenvolvimento de um projeto otimizado de sistema de transporte de CO₂, compreendido de compressores e dutos, para aplicação em Recuperação Avançada de Petróleo. A função objetivo a ser minimizada é o custo total de investimento e consumo de energia para o transporte do gás. Com a sistemática proposta, o custo ótimo de transporte de CO₂ pode ser rapidamente calculado para muitas condições usando uma equação obtida a partir da regressão de um conjunto de dados de custo previamente levantados, utilizando como parâmetros a distância do ponto de injeção, a pressão e o diâmetro da tubulação.

Palavras-Chave: transporte; CO₂; EOR; custo; otimização.

Abstract – Design studies of CO₂ transport system for Enhanced Oil Recovery applications, comprising compressors and pipeline, have been performed using an optimization approach. Objective function to be minimized is the total cost of investment and energy consumption. From this study the optimum CO₂ transport cost can be quickly calculated for several conditions using an equation obtained from regression of the set of results.

Keywords: transport; CO₂; EOR, cost; optimization.

1. Introdução

A injeção de CO₂ em reservatórios já esgotados é um método importante de Recuperação Avançada de Petróleo (EOR), largamente utilizado mundialmente. Neste método, a pressão de injeção do CO₂ deve ser suficientemente alta a fim de que possa ser atingida a pressão mínima de miscibilidade entre o gás e o óleo, reduzindo, assim, a sua viscosidade. Como as fontes de CO₂ são geralmente longe dos reservatórios, o custo do transporte do gás até o local de injeção depende desta distância, da vazão de CO₂ necessária para a recuperação do óleo e da pressão requerida na cabeça do poço. Este estudo refere-se ao desenvolvimento de um projeto otimizado para sistemas de transporte de CO₂, compreendido de compressores e dutos, para aplicação em Recuperação Avançada de Petróleo. A função objetivo a ser minimizada é o custo total de investimento e consumo de energia para o transporte do gás. Com a sistemática proposta, o custo ótimo de transporte de CO₂ pode ser rapidamente calculado para muitas condições usando uma equação obtida a partir da regressão de um conjunto de dados de custo previamente levantados, utilizando como parâmetros a distância do ponto de injeção, a pressão e o diâmetro da tubulação. Para ser possível se obter as informações apropriadas para os estudos de otimização, atenção especial foi dada ao cálculo das propriedades de transporte do CO₂ para que fosse possível se obter estimativas realistas do custo de investimento e do preço da energia.

2. Descrição do Processo

O sistema de transporte de CO₂ é compreendido de compressores centrífugos e de dutos. Neste estudo o range de pressão considerado na cabeça do poço é de 500 a 2500 psig. A capacidade está entre 500 e 2500 t/dia de CO₂ e a distância da fonte do gás para o reservatório está entre 5 e 300 km. O número de estágios de compressão depende da pressão de descarga. Para um arranjo típico com pressão de descarga de 600 psig (500 psig na cabeça do poço), capacidade de 500 tm/dia e uma distância de 10 km entre a fonte de CO₂ e o reservatório, são requeridos 3 estágios de compressão. Água é condensada entre os estágios e está previsto um leito secante na descarga do terceiro estágio.

3. Metodologia para o Projeto Ótimo

O objetivo do projeto ótimo do sistema de transporte de CO₂ é determinar o diâmetro do duto e o tamanho do compressor que resulte no custo total de investimento e consumo de energia mínimo. Para se atingir esse objetivo, diferentes projetos considerando diferentes diâmetros foram calculadas.

A perda de carga na tubulação foi calculada considerando o escoamento isotérmico e o método de diferenças finitas. Uma atenção especial foi dada ao cálculo das propriedades de transporte. Desta forma, a massa específica e a viscosidade do CO₂ foi avaliada a cada passo do cálculo como uma função da pressão ajustando a curva isotérmica obtida da regressão de dados apresentada no webbook do National Institute of Standards and Technology (NIST) (2003).

O cálculo da pressão de descarga do compressor é efetuado iniciando-se com a pressão conhecida no ponto de injeção retornando ao longo do duto até a descarga do compressor, subtraindo-se a perda de carga calculada em cada pequeno trecho da tubulação. Foi considerado um escoamento incompressível e isotérmico para calcular cada perda de carga incremental. A perda de carga total é o somatório de cada passo. A pressão atmosférica foi adotada para a sucção do compressor.

O consumo de energia na compressão foi avaliado como sendo a diferença entre as entalpias das correntes de sucção e descarga do compressor. A entalpia do compressor como função da pressão e da temperatura foi também avaliada por regressão de dados oriundos do webbook do NIST. O preço da energia foi adotado como entre 16 e 19 US\$/MWh, calculado como uma função da potência do compressor.

A estimativa de investimento, incluindo instalação, foi obtida de Peters et al. (2003) e de informações obtidas de fornecedores, com correção de flutuações de acordo com o U.S. Bureau of Labor Statistics. Foi assumido um tempo de depreciação de 15 anos e uma taxa de 13% ao ano como custo de capital (taxa de juros) para converter o investimento em uma base anual.

Diversos casos de projeto ótimo foram estudados considerando diferentes capacidades, distâncias e pressões no ponto de injeção. Como resultado de cada caso, o tamanho ótimo do compressor e o diâmetro ótimo da tubulação foram obtidos a um custo total mínimo para o investimento e consumo de energia. Um resultado típico é mostrado a seguir.

4. Resultados

Um resultado típico obtido nos estudos de otimização é mostrado na Figura 1 para capacidade de 500 t/dia, pressão de 500 psig e distância desde a fonte de CO₂ até a cabeça do poço de 10 km. Para este caso a potência calculada para compressor foi de 2872 HP, com investimento de MMUS\$ 4,56 para esta máquina e tubulação com diâmetro de 6" com investimento de US\$ 187.500,00. O custo total de investimento e consumo de energia ficou em torno de 1,23 MMUS\$/ano.

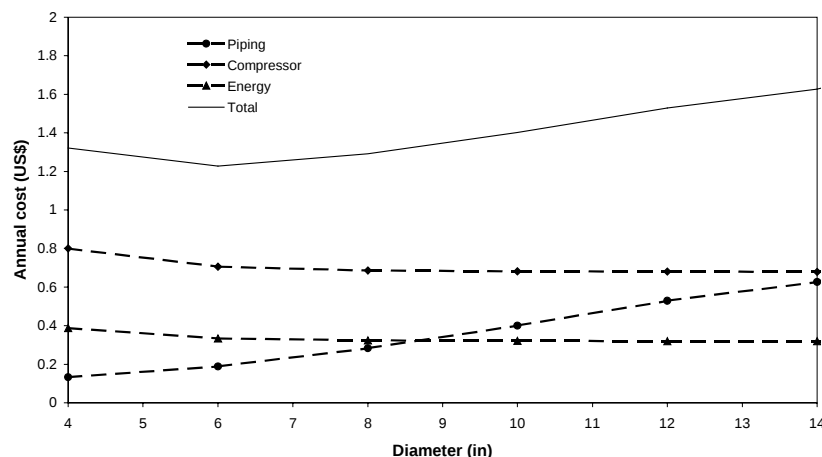


Figura 1 – Projeto ótimo para uma capacidade de 500 t/dia, pressão de 500 psig e distância da fonte de CO₂ para o ponto de injeção de 10 km

O diâmetro da tubulação selecionado neste caso está de acordo com as regras gerais de projeto como apresentado por Nguyen (2003). Nestas condições, o transporte de CO₂ custa 6,74 US\$/t. Como o modelo de projeto ótimo foi implementado em uma rotina computacional, muitos estudos de casos podem ser rapidamente calculados considerando-se diferentes capacidades para o CO₂, comprimentos de linha e pressões no ponto de injeção. O resultado típico deste estudo de casos é o custo de transporte de CO₂ para cada condição, como mostrado na Figura 2, plotada para uma pressão fixa de 500 psig e usando o comprimento da tubulação como parâmetro.

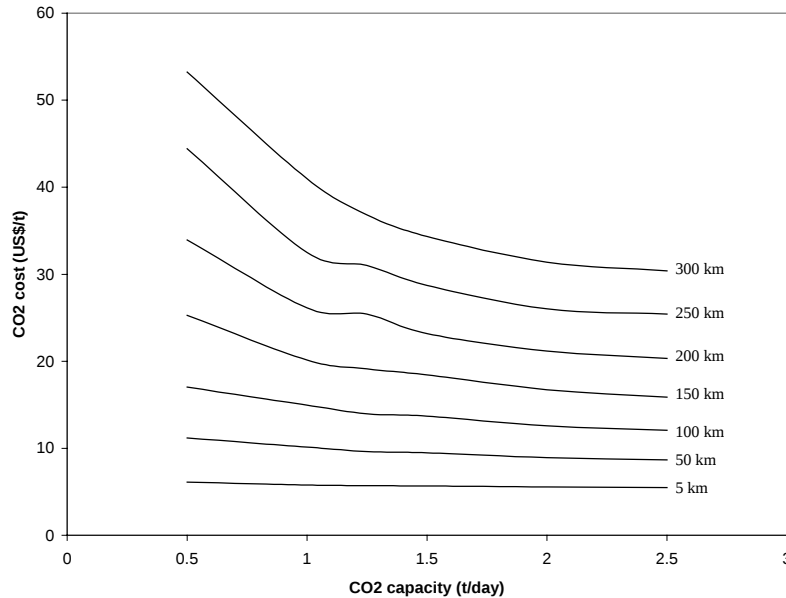


Figura 2 – Custo de transporte de CO₂ para uma pressão na cabeça do poço de 500 psig

Um grande número de projetos, 252 casos, foi calculado usando o modelo desenvolvido, sendo o custo de transporte de CO₂ obtido para cada um deles. O conjunto completo de resultados, no intervalo de pressão de 500 a 2500 psig, capacidade de 500 a 2500 toneladas métricas de CO₂ por dia e distância desde a fonte de CO₂ até o reservatório de 5 a 300 km, foram ajustados por regressão polinomial utilizando o MATLABTM. Para estes casos, o custo de transporte de CO₂ variou de 5,48 a 89,06 US\$/t, e pode ser rapidamente calculado por:

$$CO_2 \text{ cost (US\$ / t)} = \sum_{i=0}^2 \sum_{j=0}^2 \sum_{k=0}^2 R_{ijk} m^i P^j L^k \quad (1)$$

Onde m é a capacidade em toneladas métricas de CO₂ por dia, P é a pressão na cabeça do poço em psig e L é a distância da fonte de CO₂ até o reservatório em km. Os parâmetros R_{ijk} podem ser encontrados na Tabela 1. O coeficiente de regressão obtido para a equação acima foi de 0,996 e o erro máximo obtido foi de 3,6%.

5. Conclusão

Um modelo matemático confiável foi desenvolvido para calcular o projeto ótimo de um sistema de transporte de CO₂ constituído de compressores e dutos. Como resultado deste estudo, obteve-se um custo de transporte de CO₂ variando desde 5,48 a 89,06 US\$/t, o maior valor correspondendo à pressão mais alta e à maior distância. Estes altos custos de transporte parecem ser proibitivos para aplicações em Recuperação Avançada de Petróleo e, por essa razão, recomenda-se como melhor opção à busca de fontes de CO₂ que sejam tão próximas quanto possíveis do reservatório a ser explorado, reduzindo-se, assim, o custo de produção do óleo.

Tabela 1 –Parâmetros R_{ijk} para cálculo do custo de transporte do CO_2

Parâmetros	Valores
R000	7.21883672592913
R001	6.75954296357831
R002	3.07956491603149
R010	-1.41501387493474
R011	2.01399842348334
R012	2.25440223929087
R020	-0.01503667321058
R021	3.27072608495283
R022	-1.14340839716057
R100	-3.00816930798805
R101	1.58505371671255
R102	-2.31463427815749
R110	3.67896663838040
R111	-2.58828550374860
R112	-3.28991600545910
R120	-0.33113566248775
R121	-2.83711488847214
R122	1.89446438759657
R200	0.85375773730364
R201	-0.80344786576569
R202	0.54605914023463
R210	-1.11921435924332
R211	0.56840230651322
R212	1.02843184777207
R220	0.12853042640993
R221	0.82307112917743
R222	-0.58021500680421

8. Referências

- NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST), 2003, www.nist.gov,
 NGUYEN, D.N.. Carbon Dioxide Geological Sequestration: Technical and Economical Review. Society of Petroleum Engineers, Inc. SPE 81199, 2003
 PETERS, M.S., TIMMERHAUS, K.D. E WEST, R.E. Plant Design and Economics for Chemical Engineers, Mc Graw Hill, 5th Edition, 2003.