

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise dos custos e da modelagem matemática envolvida nos projetos de injeção de CO₂ em reservatórios geológicos de petróleo e gás

AUTORES:

Pedro Junior Zucatelli e Ana Paula Meneguelo

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Espírito Santo – UFES

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

ANÁLISE DOS CUSTOS E DA MODELAGEM MATEMÁTICA ENVOLVIDA NOS PROJETOS DE INJEÇÃO DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS GEOLÓGICOS DE PETRÓLEO E GÁS

Abstract

According to the Kyoto Protocol, planning an ecologically sustainable future is the greatest challenge of the 21st Century. Current patterns of energy resources and energy use are shown detrimental to the welfare of mankind in the long run. The integrity of essential natural systems is already at risk because of the climate change caused by the intense emission of greenhouse gases into the atmosphere. In this context, the Carbon Capture and Storage (CCS) technology is a promising activity that aims to reduce the emission of gases responsible by the greenhouse effect and climate change mitigation through CO₂ capture, transport and storage in suitable geological formations (saline aquifers, coal reservoirs, oil and gas reservoirs). Therefore, inserted in this context, this article addressed amenable geologic environments to the application of CCS projects in the oil and gas fields (on and offshore), phases that make up these projects, their investments and operational costs and calculation of estimated financial profitability along with its execution. Cost for capture and storage of carbon dioxide can conveniently be divided into costs for capture, compression, transport and storage. For each of these categories we will give an indication of the costs and discuss the main issues underlying the cost indication.

Introdução

Sabe-se que o Sequestro Geológico de Carbono (ou *Carbon Capture and Storage – CCS*) é uma atividade promissora que visa contribuir para a redução da emissão dos gases causadores do efeito estufa e a mitigação das alterações climáticas, por meio da captura, transporte e armazenamento de CO₂ em formações geológicas adequadas (aquíferos salinos, reservatórios de hidrocarbonetos e reservatórios de carvão). Quanto às fases do CCS e seus custos/investimentos, sabe-se que a captura de CO₂ é a etapa do CCS que demanda maiores investimentos de capital, pois esta é a etapa que apresenta os maiores custos de operação e manutenção. Isso ocorre em função das tecnologias de separação de gases em grandes volumes que demandam gastos energéticos significativos. Quanto aos custos envolvidos no transporte de CO₂ por dutos, alguns fatores devem ser considerados, dentre eles: vazão de CO₂, distância da fonte de emissões ao local de armazenamento e a pureza do CO₂, pois sua contaminação pode mudar levemente as condições ótimas. Os custos de transporte provavelmente serão reduzidos quando operações de grande escala forem empregadas. A composição do custo total do armazenamento geológico depende de local, custos de injeção, profundidade do reservatório, temperatura média e raio do reservatório, vazão de fluxo e o valor dos produtos derivados que podem ser comercializados (por exemplo, as receitas oriundas da técnica *Enhanced Oil Recovery – EOR*). Durante e após a execução de projetos desta natureza há também os custos envolvidos na medição, monitoramento e verificação do comportamento do conjunto fluido-reservatório; estes custos englobam modelagens matemáticas e simulações numéricas por meio de softwares comerciais. Portanto, inserido neste cenário, este artigo abordou os ambientes geológicos propícios para a execução de projetos de CCS, as fases que compõem estes projetos, seus investimentos, custos operacionais e rentabilidade financeira advinda das negociações por meio da bolsa de valores (créditos de carbono) e por meio da técnica de recuperação avançada de petróleo (*EOR*), além da modelagem matemática que rege as estimativas do potencial de armazenamento geológico nos reservatórios de petróleo e gás.

Metodologia

Para o desenvolvimento deste artigo foi adotada uma abordagem qualitativa, com um método científico dedutivo (parte da compreensão da regra geral para então compreender os casos específicos) e um objeto de estudo exploratório. A pesquisa exploratória tem como preceito proporcionar maior familiaridade com o problema proposto de forma a torná-lo mais explícito. Esta ferramenta foi utilizada devido à insipiência do processo de armazenamento geológico de CO₂ no Brasil. Desta forma, a pesquisa buscou promover o aprimoramento das ideias ou mesmo descobertas de intuições, uma vez que envolve ações como levantamento bibliográfico e entrevistas a especialistas. O planejamento deste tipo de pesquisa é bastante flexível, de modo que possibilite a consideração dos mais variados aspectos relativos ao fato estudado. Na maioria dos casos, essas pesquisas envolvem: (a) levantamento bibliográfico; (b) entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado e (c) análise de exemplos que “estimulem a compreensão”. Embasou-se a pesquisa na revisão bibliográfica o que permitiu sustentar com clareza e precisão o problema proposto. Foram utilizados artigos científicos assim como dissertações de mestrado e teses de doutorado para compor o cenário necessário ao estudo.

Resultados e Discussão

Modelo matemático

A injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo promove aumento significativo no fator de recuperação do óleo residual (óleo que não foi produzido por métodos primários). Sabe-se que a quantidade recuperável de petróleo por EOR varia bastante em razão do mecanismo de deslocamento de óleo (miscível ou imiscível) e das características do campo, como a pressão do reservatório, a quantidade original de óleo *in place*, as reservas restantes de petróleo e o grau API do óleo. O grau API é uma função hiperbólica da densidade, quanto menor, mais denso é o óleo. A taxa de injeção para óleo miscível é aproximada de 0,336 MgCO₂/barril de óleo, já para imiscível é de 0,559 MgCO₂/barril de óleo. A quantidade máxima de óleo a ser recuperado pode ser obtida por meio da Equação 1 (HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004):

$$EOR = \left(\frac{\%EXTRA}{100} \right) * VOOIP * C \quad (1)$$

Em que:

EOR (*Enhanced Oil Recovery*) é a quantidade em volume de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

%EXTRA é a porcentagem extra de óleo recuperável em razão da injeção de CO₂;

VOOIP é o Volume Original de Óleo *In Place* do campo (barril de óleo);

C é o fator de contato do CO₂ com o óleo.

Hendriks, Graus e van Bergen (2004) abordam que o valor do fator de contato *C* seja igual a 75% (ou 0,75) para todos os campos de petróleo. É uma consideração conservativa, já que é improvável que todo o óleo presente no reservatório entre em contato com CO₂ injetado, independente do mecanismo de deslocamento de CO₂ ocorrido no campo (miscível ou imiscível). A porcentagem extra de óleo recuperável em razão da injeção de CO₂ (%EXTRA) é um valor estimado baseado no grau API do petróleo presente no campo. Estudos e simulações probabilísticas foram realizados pela IEAGHG (IEA, 2002) para determinar o valor de %EXTRA. Ficou determinado que para óleos com um grau API menor que 31, o valor de %EXTRA está entre 0,3% e 10,3%. Uma simples estimativa da renda

bruta que poderá ser atingida com esta produção extra de óleo pode ser calculada através da Equação 2:

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = EOR * \beta \quad (2)$$

Em que:

EOR (Enhanced Oil Recovery) é a quantidade em volume de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

β é o preço do barril de petróleo em Dólares.

Para o cálculo da massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de *EOR* (pois uma fração retorna com o óleo produzido), Stevens, Kuuskraa e Taber (1999) descrevem, segundo Hendriks, Graus e van Bergen (2004), a Equação 3. A metodologia de cálculo da massa de CO₂ advindo de cada barril de petróleo produzido também é apresentada a seguir.

$$M_1CO_2 = EOR * R_{CO_2} \quad (3)$$

Em que:

M_1CO_2 é a massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado (tCO₂);

EOR (Enhanced Oil Recovery) é a quantidade de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

R_{CO_2} é a razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo (tCO₂/barril de óleo); esta razão varia, aproximadamente, entre 0,1 e 0,8.

O cálculo da massa de CO₂ resultante de cada barril de petróleo produzido leva em consideração os seguintes fatores: o conteúdo de calor médio de petróleo bruto é 5,80 MMBTU por barril (EPA, 2014); O coeficiente de carbono médio de petróleo bruto é 20,31 kg de carbono por MMBTU (EPA, 2014); A fração oxidada é 100% (IPCC, 2006). Desta maneira, tem-se que:

$$5,80 \frac{MMBTU}{barril} * 20,31 \frac{kg\ C}{MMBTU} * \left(\frac{44g\ CO_2}{12g\ C} \right) * \left(\frac{1\ ton\ métrica}{1000\ kg} \right) = 0,43 \frac{(tonelada\ métrica\ de\ CO_2)}{barril} \quad (4)$$

Portanto, a quantidade de CO₂ advindo de cada barril de petróleo produzido se aproxima de 0,43 toneladas. Com relação ao balanço mássico de CO₂ durante a aplicação da técnica de *EOR*, observa-se o cálculo por intermédio da Equação 5.

$$BM_{CO_2} = M_1CO_2 - (EOR * 0,43) \quad (5)$$

Em que:

BM_{CO_2} é o balanço mássico de CO₂ durante a aplicação de *EOR* (tCO₂);

M_1CO_2 é a massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado (tCO₂);

EOR (Enhanced Oil Recovery) é a quantidade de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

0,43 é a quantidade de CO₂ emitido por barril de óleo (tCO₂/barril de óleo).

Levando em consideração que 1 tonelada de CO₂ equivale a 01 Crédito de Carbono e que o mesmo pode ser comercializado por meio do mercado regulado através da Bolsa de Valores, a renda bruta pode ser calculada por meio da Equação 6.

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = BM_{CO_2} * \gamma \quad (6)$$

Em que:

BM_{CO_2} é o balanço mássico de CO₂ durante a aplicação de *EOR* (tCO₂);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

Percebe-se que a variável BM_{CO_2} pode assumir tanto valores positivos quanto negativos e isto vai indicar se o processo está sendo (ou não) sustentável. Por meio deste cálculo, os valores negativos assumidos por esta variável simbolizam a falta de sustentabilidade do projeto. Sabe-se que após a aplicação do CO_2 como método de *EOR*, os reservatórios de petróleo considerados “esgotados” são utilizados como “armazém” de CO_2 e, dessa maneira, todos os investimentos tecnológicos nas fases de captura e transporte não são perdidos. Como não há mais produção de petróleo, as únicas negociações financeiras são por meio da Bolsa de Valores envolvendo os Créditos de Carbono, assim como quando o CO_2 é armazenado geologicamente em aquíferos salinos, o que será discutido posteriormente. O cálculo da massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser sequestrado em reservatórios de óleo depletados, então sem a produção simultânea de óleo, corresponde ao volume do reservatório que estava ocupado pelo óleo produzido, conforme explicam Hendriks, Graus e van Bergen (2004). A equação para este cálculo pode ser representada por:

$$M_2CO_2 = \text{Óleo}_{prod} * Vol_{Barril} * \rho_{CO_2} * \frac{S}{100} \quad (7)$$

Em que:

M_2CO_2 é a massa total de CO_2 estocado (kg);

Óleo_{prod} é o total de óleo produzido no passado (barril de óleo);

Vol_{Barril} é o volume de um barril de óleo ($0,159 \text{ m}^3$);

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO_2 em condições de reservatório (750 kg/m^3);

S é o “fator espaço”, porcentagem do espaço original que pode ser usado para o armazenamento de CO_2 ; este fator, normalmente, assume valores de 40, 60 e/ou 80%.

Já a renda bruta pode ser obtida da seguinte maneira:

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = \left(\frac{M_2CO_2}{1000} \right) * \gamma \quad (8)$$

Em que:

M_2CO_2 é a massa total de CO_2 estocado (kg);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

Para reservatórios de gás, segundo Hendriks, Graus e van Bergen (2004), o cálculo da massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser estocado é realizado da seguinte forma:

$$M_3CO_2 = 0,75 * Vg_{tot} * R_{CO_2/CH_4} * \rho_{CO_2} \quad (9)$$

Em que:

M_3CO_2 é a massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser estocado (Mg);

0,75 é uma medida conservativa, tal medida representa que 75% da área pode ser preenchida por CO_2 ;

Vg_{tot} é o volume total de gás (m^3);

R_{CO_2/CH_4} é a razão molar, em condições de reservatório, entre CO_2 e CH_4 ;

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO_2 nas condições de superfície ($1,98.10^{-3} \text{ Mg/m}^3$).

A razão molar pode ser calculada pela seguinte expressão (em que h é a profundidade em metros):

$$R_{CO_2/CH_4} = 2 * 10^{-7} * h^2 - 0,0015 * h + 4,1707 \quad (10)$$

A renda bruta, neste cenário, é obtida pela Equação 11.

$$Renda Bruta (US\$) = (M_3CO_2/10^6) * \gamma \quad (11)$$

Em que:

M_3CO_2 é a massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser estocado (Mg);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

Quando o reservatório geológico selecionado para a aplicação do CCS for aquífero salino, antes de calcular a estimativa da renda bruta, é preciso calcular a estimativa da massa de CO_2 que pode ser, potencialmente, sequestrado. Pela Equação 12 (VAN DER MEER *et al.*, 1992; HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004) calcula-se o volume de CO_2 que pode ser armazenado, tendo os pressupostos de que cerca de 1% (ou 0,01) do aquífero é parte de uma armadilha estrutural e apenas 2% (ou 0,02) da armadilha estrutural pode ser preenchido com CO_2 .

$$M_{CO_2} = A * h * 0,01 * 0,02 * \left(\frac{\varphi}{100}\right) * \rho_{CO_2} * 10^{-12} \quad (12)$$

Em que:

M_{CO_2} é a massa de CO_2 que pode potencialmente ser sequestrado (g);

A é a área superficial da bacia sedimentar (m^2);

h é a espessura do aquífero (m);

φ é a porosidade da rocha (%);

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO_2 nas condições de superfície (1980 g/m^3).

Já a renda bruta pode ser obtida da seguinte maneira:

$$Renda Bruta (US\$) = (M_{CO_2}/10^6) * \gamma \quad (13)$$

Em que:

M_{CO_2} é a massa de CO_2 que pode potencialmente ser sequestrado (g);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

CUSTOS

A Tabela 1 apresenta estimativas de investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO_2 .

Tabela 1: Estimativas de investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO_2 .

Fontes de emissões	Custos de Captura (US\$/tCO ₂)*
Produção de Amônia	4,32
Produção de Hidrogênio (gás puro)	4,32
Produção de Cimento	37,83
Produção de Ferro e Aço	38,91
Refinarias	38,91 a 57,29
Usinas de Energia	34,59 a 57,29
Petroquímicas	43,23 a 48,64

Fonte: Adaptado de Hendriks, Graus e van Bergen (2004). **Nota: (*)** Os dados originais estão apresentados em Euros (EUR), porém, neste artigo, foram convertidos para Dólares (US\$) utilizando a taxa de câmbio de 16/07/2014 (1,00 EUR = 1,35 US\$).

De acordo com ZEP (2011), os custos com o transporte de CO₂ apresentam o seguinte comportamento (Tabela 2):

Tabela 2: Variação dos custos de transporte de CO₂ em função da massa de CO₂ e do ambiente*.

Ambiente	Comprimento do duto (km)	Massa de CO ₂ (Mtpa)	Custo (US\$/tCO ₂)
onshore	180	2,5	6,75
		20	2,03
offshore		2,5	12,83
		20	4,73

Nota: (*) Os dados originais estão apresentados em Euros (EUR), porém, neste artigo, foram convertidos para Dólares (US\$) utilizando a taxa de câmbio de 16/07/2014 (1,00 EUR = 1,35 US\$).

ZEP (2011) destaca que o range dos custos envolvidos no armazenamento geológico é de US\$ 1,35 a US\$ 27,00/tCO₂. Para aquíferos salinos *onshore* tem-se um range de US\$ 2,70 a US\$ 16,20/tCO₂, e para *offshore* o range é de US\$ 8,10 a US\$ 27,00/tCO₂. Já para campos maduros de hidrocarbonetos *onshore* tem-se um range de US\$ 1,35 a US\$ 9,45/tCO₂, se o ambiente for *offshore*, o range é de US\$ 2,70 a US\$ 18,90/tCO₂. As diferenças financeiras percebidas entre os custos de armazenamento nos ambientes *on* e *offshore* são devidas as diferentes estruturas empregadas para se atingir o objetivo (sabe-se que o ambiente *offshore* possui uma demanda de técnicas mais sofisticadas).

De acordo com pesquisas publicadas por Benson *et al.* (2004) e Dahowski (2009), as estimativas dos custos com medição, monitoramento e verificação em projetos de CCS se aproximam de US\$ 0,08/tCO₂.

Conclusões

Por intermédio da modelagem matemática supracitada, o potencial de cada reservatório geológico candidato ao CCS pode ser simulado e interpretado, podendo, inclusive, ser comparado uns com os outros. A elaboração organizada deste equacionamento foi de fundamental importância para a realização deste trabalho. Nesta abordagem matemática, fica evidente que a viabilidade técnica do armazenamento geológico de CO₂ em reservatórios de hidrocarbonetos e em aquíferos salinos depende de diversos parâmetros que caracterizam o cenário escolhido, tais como VOOIP, VOGIP, %EXTRA, fator de contato CO₂-óleo, área, espessura e porosidade do reservatório, fator espaço, razão molar CO₂-CH₄, dentre outros. Quanto à viabilidade econômica dos projetos de CCS, sabe-se que há outros fatores que influenciam nesta interpretação além dos investimentos, custos operacionais e renda financeira, tais como a gestão do capital intelectual dos envolvidos e a valorização ambiental desta ideia perante um futuro em que será cada vez mais necessário investir em projetos sustentáveis. Na opinião de Valente (2012) em entrevista concedida aos autores Silva e Macedo (2012), ainda neste século, o diferencial competitivo entre empresas e até mesmo entre indústrias estará no fornecimento de serviços e na fabricação de produtos com baixa emissão de CO₂. De acordo com estes autores, o grande ganho por parte destas instituições será por meio do *marketing* baseado na sustentabilidade e não, efetivamente, por meio do comércio de Créditos de Carbono, mas isto tem gerado discussões e

debates entre pesquisadores e cientistas. Já Neto (2012), também em entrevista concedida aos autores supracitados, relata que o consumidor informado e educado muda seus hábitos e seus interesses; os meios de comunicação internacionais já apresentam os riscos das alterações climáticas e esse é o cenário perfeito para as oportunidades. Pelo menos 70% das emissões de GEE vêm da produção de bens de consumo, assim os produtos que agredam menos o meio ambiente serão o futuro. Esses produtos já estão inseridos no mercado de forma competitiva. Produtos inovadores, que reduzam a emissão de GEE, se destacarão no mercado. As empresas que estrategicamente conseguirem agregar esses valores serão empresas vencedoras e transformarão as oportunidades em conquistas palpáveis. Desta forma, alguns autores afirmam que nenhum projeto envolvendo a redução das emissões de dióxido de carbono oferecerá maior retorno financeiro do que a própria atividade comercial de uma empresa. Como descreve Silva e Macedo (2012), o mercado de carbono é acessório da atividade comercial das empresas, assim não poderá nunca sobrepor a seu *core business*. No entanto, os projetos de redução de GEE (eficiência energética e CCS, por exemplo) trazem benefícios sociopolíticos e econômicos em um âmbito voltado para a sustentabilidade, assim só o fato de implementá-los assegura um bom posicionamento de mercado para estas indústrias e/ou empresas, além de assegurar a preservação do meio ambiente.

Agradecimentos

Agradeço à UFES pelo apoio educacional, em especial à Professora Dr.^a Ana Paula Meneguelo.

Referências Bibliográficas

1. BENSON, S. M. Overview of Geologic Storage of CO₂. In: ***Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification***. Elsevier, 2005, v. 2, p. 665-672.
2. DAHOWSKI, R. T.; LI,X.; DAVIDSON,C. L.; WEI,N.; DOOLEY,J. J. ***Regional Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage in China. A Comprehensive CO₂ Storage Cost Curve and Analysis of the Potential for Large Scale Carbon Dioxide Capture and Storage in the People's Republic of China***. Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC05-76RL01830. Pacific North West National Laboratory Richland, Washington 99352, 2009.
3. HENDRIKS, C.; GRAUS, W.; van BERGEN, F. ***Global Carbon Dioxide Storage Potential And Costs***. ECOFYS, Report nº EEP – 02001, 2004.
4. NETO, E. C. ***Entrevista concedida por Ernesto Cavasin Neto aos autores supracitados Luciano Ferreira da Silva e Amanda Helena de Macedo***. 2012.
5. SILVA, L. F.; MACEDO, A. H. ***Um estudo exploratório sobre o crédito de carbono como forma de investimento***. Luciano Ferreira da Silva, Amanda Helena de Macedo. Rev. Elet. em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental (e-ISSN: 2236-1170). V(8), nº 8, Set-Dez, 2012. p. 1651-1669.
6. VALENTE, R. ***Entrevista concedida por Ricardo Valente aos autores supracitados Luciano Ferreira da Silva e Amanda Helena de Macedo***. 2012.
7. VAN DER MEER, L. H. G. ***Investigation regarding the storage of carbon dioxide in aquifers in the Netherlands***. L. H. G. van der Meer; J. Griffioen, and C. R. Geel, TNO-NITG, Delft, the Netherlands, 1992.
8. ZEP, Zero Emissions Platform. ***The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU***. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. July, 2011.