



Estudo sobre os custos e a modelagem matemática em projetos de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂

Pedro Junior Zucatelli¹ (pedrojzucatelli@gmail.com), Ana Paula Meneguelo² (anapmeneguelo@gmail.com).

¹ Engenheiro de Petróleo e aluno do Mestrado em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES.

² Professora do Mestrado em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES.

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

One of the challenges facing humanity for the twenty-first century is the search for solutions to confront global warming and consequent climate changes caused by the substantial increase in emissions of greenhouse gases, especially carbon dioxide (CO₂), resulting from the increasing use of fossil fuels. Current emissions totaling 25 billion tons of equivalent CO₂ (the carbon dioxide equivalent, CO₂eq, is the result of multiplying the tons of emitted greenhouse gases by their global warming potential) per year, 34% were related to changes land use and 66% related to the burning of fossil fuels and industrial activities. It is estimated that about 45% of these emissions can be avoided by 2050 through increased energy efficiency and 20% through the CCS technology (Carbon Capture and Storage). The technology involves capturing CO₂ produced by large industrial plants, compressing it for transportation and then injecting it deep into a rock formation at a carefully selected and safe site, where it is permanently stored. The article's objective is the study about the costs in CCS projects (Carbon Capture and Storage) and the mathematical modeling that can be seeing in this technology.

Introdução

A primeira fase de um Projeto de CCS (*do inglês: Carbon Capture and Storage*) é a captura e a separação do CO₂ das correntes gasosas de unidades ou plantas industriais diversas, seguido do transporte por meio de gasodutos, caminhões ou navios e posterior armazenamento em reservatórios geológicos adequados (campos maduros de hidrocarbonetos, aquíferos salinos ou jazidas de carvão mineral). A quantidade de CO₂ emitido pelas unidades ou plantas industriais vai depender do tipo de indústria, do tamanho da planta industrial e da tecnologia envolvida na produção ou fabricação dos produtos e subprodutos.

Captura do CO₂

Para que o CO₂ seja armazenado em um reservatório geológico é necessário que este gás seja capturado,

separado de outros gases, comprimido e transportado. Uma vez puro, o CO₂ pode ainda ser empregado como matéria-prima em processos industriais para produção de ureia, carbamatos, uretanos, lactonas, ácido fórmico, dimetilcarbonato, entre outros produtos (MOAZZEM *et al.*, 2012). Atualmente, algumas refinarias, usinas termelétricas e indústrias químicas empregam três formas de captura e separação de CO₂, sendo elas: pós-combustão, pré-combustão e oxí-combustão (para maiores detalhes sobre estas tecnologias ver: D'ALESSANDRO *et al.*, 2010). A separação do CO₂ obtido pela pós-combustão, pré-combustão ou oxí-combustão pode ser feita por membranas, criogenia, absorção e adsorção (MELLO *et al.*, 2011). Segundo Dias (2013), a escolha de grandes complexos industriais para capturar CO₂ visa diminuir os custos de instalação e operação da etapa de captura, porque é mais vantajoso capturar grandes quantidades de um número menor de fontes do que capturar pequenas quantidades de um grande número de fontes. Outra vantagem, em relação aos custos, é a redução no número de trechos necessários de carodutos (transporte do CO₂). A quantidade de carbono que será capturado varia de acordo com a tecnologia que será aplicada, as unidades que terão suas emissões capturadas e a concentração de CO₂ presente no gás exausto. Sabe-se que a captura de CO₂ é a etapa do CCS que demanda maiores investimentos de capital (RAVAGNANI, 2007; COSTA, 2009; CÂMARA, 2012; DIAS, 2013), pois esta é a etapa que apresenta os maiores custos de operação e manutenção. Isso ocorre, conforme Dias (2013), em função das tecnologias de separação de gases em grandes volumes que demandam gastos energéticos significativos. O custo de captura varia significativamente com o tipo de tecnologia adotada para a separação do CO₂ que, por sua vez, dependerá diretamente das condições de pressão e concentração de CO₂ no gás exausto. Quanto maior for a concentração do dióxido de carbono no gás efluente, menor será a demanda energética necessária para realizar a separação do gás, logo menor o custo de captura (DIAS, 2013). Os investimentos (CAPEX – *Capital Expenditure*) e os custos operacionais (OPEX – *Operational Expenditure*) de captura e compressão dependem do tipo de indústria e das opções de separação e disposição de CO₂ escolhida. O principal desafio, considerando a tecnologia de remoção de CO₂, é reduzir os gastos com energia e custo de capital. Os custos variam substancialmente, dependendo, principalmente, do tamanho da planta geradora; no entanto, a infraestrutura existente e a capacidade de gasodutos disponíveis também influenciam no custo (RAVAGNANI, 2007). Uma grande contribuição da formação do custo total no sistema de

sequestro vem do custo de capital e do custo operacional para compressão associados com equipamentos de resfriamento e desidratação. Os custos de compressão são baseados nos custos relacionados à manutenção e capital e nos custos de eletricidade (RAVAGNANI, 2007). Para se estimar os custos de compressão, o grau de compressão requerida e os custos unitários de compressão devem ser considerados. No entanto, estes dois elementos podem variar entre Projetos. A maior parte do custo é associada com o uso de eletricidade. Além disso, os custos de compressão são consideravelmente mais altos para pequenos fluxos, os valores variam de 7,4 a 12,5 dólares por tonelada (HENDRIKS *et al.*, 2004). Além dos custos de compressão, uma questão que causa preocupação é o alto custo de captura. A economia de sequestro do CO₂ é dominada pelo componente de custo de captura (o parâmetro dominante com a atual tecnologia) e tem sido um dos principais obstáculos para a introdução da tecnologia de sequestro de CO₂ (FREUND e DAVISON, 2002). O OPEX de captura depende da mão-de-obra, manutenção, compra de produtos químicos e outros. Os custos de captura dependem da quantidade do CO₂ capturado, da concentração e pressão de CO₂ na corrente da fonte de emissões e da natureza do processo de captura (absorção química ou física, adsorção química ou física, membranas, destilação criogênica e outros). O CAPEX de captura é associado com o equipamento requerido, tal como, por exemplo, as colunas de absorção (FREUND e DAVISON, 2002). Como citado anteriormente, o obstáculo englobando altos custos pode ser atenuado se o gás for recuperado de processos industriais que forneçam correntes com elevadas concentrações de CO₂. Desta forma, menos energia será requerida para purificá-la e conseqüentemente a custos mais baixos. Segundo Sasaki (2004), a concentração de CO₂ de gases de queima influencia a eficiência de separação e recuperação, ou seja, estas apresentam custos mais eficientes quando a concentração aumenta. Pouca atenção tem sido dada à recuperação de CO₂ nos processos industriais, embora grandes quantidades sejam emitidas a altas concentrações por poucas indústrias (FARLA *et al.*, 1995). De acordo com Lysen (2002), se o CO₂ é quase puro, no melhor dos casos, somente desidratação e compressão podem ser requeridas antes do CO₂ ser transportado. Na Tabela 1 podemos observar as estimativas de investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO₂.

Tabela 1: Estimativas de investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO₂.

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 *et al.*, 2004.

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

Ravagnani (2007) explica que os custos de captura nas indústrias de produção de amônia e de hidrogênio são mais competitivos, pois, devido à alta concentração do CO₂ proveniente destes segmentos, não são necessários grandes dispêndios de energia para purificar a corrente gasosa, resultando em menores custos. Conforme descrito em Farla *et al.* (1995), o fator de eficiência do sistema de captura adotado para os altos-fornos das fontes emissoras é de 90%. Assim, verifica-se que a quantidade de CO₂ capturado pode ser expressa por:

$$\text{Quantidade de CO}_2 \text{ capturado (tCO}_2\text{)} = \text{Emissão de CO}_2 \text{ nos altos-fornos (tCO}_2\text{)} \times 0,9 \quad (1)$$

Transporte do CO₂

Outra etapa dos Projetos de CCS, e também muito importante, é a do transporte do CO₂ entre as plantas de captura/separação deste gás e o ponto de injeção no reservatório estratégico. O relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas de 2007 (IPCC, 2007) indica várias tecnologias propícias. O transporte de CO₂ por dutos é, atualmente, a tecnologia mais madura no mercado. De acordo com Martins (2009), o CO₂ gasoso é normalmente comprimido a pressões superiores a 8 MPa, com o intuito de evitar regimes de fluxo de duas fases e aumentar a densidade do CO₂, tornando-o mais fácil e barato de transportar. O CO₂ também pode ser transportado em navios ou caminhões cisterna, na forma líquida, em tanques a temperaturas bem abaixo das condições ambiente. Muitas vezes, o transporte por navios pode ser mais atrativo economicamente, particularmente quando o CO₂ tem que ser transportado a grandes distâncias ou para Projetos *offshore*. O uso de caminhões também é uma possibilidade, apesar de não ser economicamente viável para Projetos de injeção de CO₂ em larga escala, quando comparado com navios e dutos (MARTINS, 2009). Martins (2009) afirma ainda que alguns fatores devem ser considerados ao se estimar os custos operacionais de transporte de CO₂ por dutos, 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. De acordo com Heddle *et al.* (2003), os custos para construção de um gasoduto são estimados em US\$ 21.000,00/in/km. Na Tabela 2 observam-se alguns valores médios para CAPEX e OPEX de transporte por dutos.

Tabela 2: CAPEX e OPEX de transporte de CO₂ por dutos.

Duto	Custos	Observações	Referências Bibliográficas
CAPEX	US\$ 21.000,00/in/km	US\$ 21.000,00 por polegada de	HEDDLE <i>et al.</i> , 2003

		diâmetro por km de comprimento	
OPEX	US\$ 3.100,00/km/ano	Independente do diâmetro do duto	HEDDLE <i>et al.</i> , 2003
OPEX	US\$ 1,00 a US\$ 8,00/tCO ₂ a cada 250 km	Dependente do tamanho e capacidade do duto	IPCC, 2005

Fonte: Adaptado de HEDDLE *et al.*, 2003.

Por meio da Figura 1, observa-se os custos de transporte do CO₂ (US\$/tCO₂/100 km) em função do fluxo (kg/s), para velocidades de 1 e 3 m/s. De acordo com Hendriks *et al.* (2004), estes custos dependem dos critérios econômicos aplicados e da velocidade do dióxido de carbono obtidos nos gasodutos, o que depende das condições do terreno e das condições destes dutos.

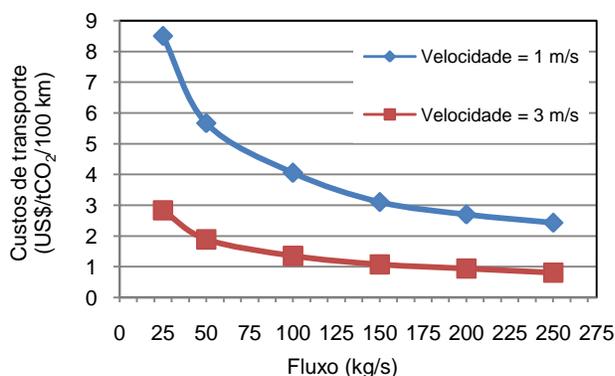


Figura 1: Custos de transporte do CO₂ em função do fluxo para velocidades de 1 e 3 m/s (Adaptado de HENDRIKS *et al.*, 2004)*.

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

Conforme Hendriks *et al.* (2004), outros fatores que podem influenciar os custos de transporte de uma região para outra ou de projeto para projeto são, entre outros:

- Diferenças de custos trabalhistas;
- Licenças necessárias;
- Superfícies necessárias ou construção de subsuperfície;
- Requisitos de segurança (número de válvulas, qualidade do material);
- Circunstâncias climatológicas;
- Diferenças de logística para fornecimento de materiais de construção.

De acordo com ZEP (2011), os custos com o transporte de CO₂ apresentam o seguinte comportamento (Tabela 3):

Tabela 3: 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	2,025
2,5		12,825	
20		4,725	

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

Já em relação ao transporte por navios, o custo é menos dependente da distância. Para um grande volume de CO₂ (20 Mtpa), os custos são, aproximadamente, US\$ 14,85/tCO₂/180 km; US\$ 16,20/tCO₂/500 km e US\$ 21,60/tCO₂ para distâncias muito longas (1.500 km). Para um volume menor de CO₂ (2,5 Mtpa), os custos para 500 quilômetros estão aproximados de US\$ 20,25/tCO₂ (Adaptado de ZEP, 2011).

Armazenamento do CO₂

Segundo Nguyen e Allinson (2002) e Hendriks *et al.* (2004), os componentes de custo de injeção de CO₂ nos locais de armazenamento incluem, principalmente, CAPEX para perfuração de poços e os custos relacionados à operação e manutenção do sistema. A composição do custo total de armazenamento depende de local, custos de injeção, profundidade do reservatório, temperatura média, raio do reservatório, monitoramento, vazão e o valor dos produtos derivados que podem ser comercializados (por exemplo, as receitas oriundas do EOR). Devido à quantidade de parâmetros citados acima, o custo do armazenamento do CO₂ não pode ser estimado com precisão, uma vez que grandes variações podem ocorrer em tais parâmetros. Estudos apontam que na maior parte dos casos de armazenamento em reservatórios geológicos, os custos variam de US\$ 5,00 a mais de US\$ 20,00 por tonelada de CO₂ armazenado (NGUYEN e ALLINSON, 2002). Geralmente, o armazenamento em bacias terrestres apresenta menor custo que o armazenamento em bacias marítimas. Custos com esta opção devem incluir plataformas e outras instalações além de maiores custos operacionais. Os custos da perfuração *offshore* são maiores quando comparados aos custos *onshore* e, certamente, os custos variam consideravelmente entre tais Projetos. Aproximadamente, considerando somente a dependência da profundidade dos poços, os custos com a perfuração de poços de 1 km são US\$ 1,35 milhão e para poços de 3 km, US\$ 3,17 milhões (HENDRIKS *et al.*, 2004). Por meio da Figura 2, observa-se, de maneira aproximada, os custos do armazenamento geológico de CO₂ (US\$/tCO₂) em função da profundidade (metros), conforme os registros de Hendriks *et al.* (2004). Vale ressaltar que as curvas referentes aos campos *onshore* de gás natural e óleo se sobrepõem, assim como as curvas referentes aos campos *offshore* de gás natural e óleo.

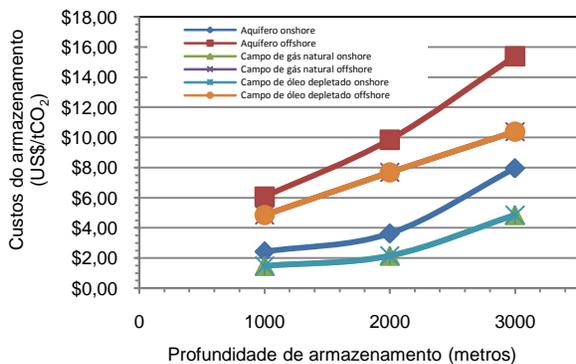


Figura 2: Custos do armazenamento geológico de CO₂ (US\$/tCO₂) em função da profundidade (metros)*.

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

Já 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\$ 2,7 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\$ 2,7 a US\$ 18,9/tCO₂. Em alguns casos, existem oportunidades de armazenamento a baixos custos ou até mesmo com rentabilidade financeira, por meio dos Créditos de Carbono (caso o CO₂ seja injetado em aquíferos salinos), ou por meio do aumento da produção de óleo e/ou gás pela injeção de CO₂ nos reservatórios geológicos (técnicas de EOR e/ou ECBMR); tais casos incluem a aplicação de CO₂ em recuperação avançada de óleo e recuperação avançada em leitos de carvão. A técnica de EOR pode ser atrativa do ponto de vista econômico, pois este método pode reduzir os custos de sequestro de CO₂ significativamente. No entanto, a opção de ECBMR tem maior custo, pois requer um grande número de poços (HENDRIKS *et al.*, 2004). Além disso, armazenamento de CO₂ em leitos de carvão ainda está em fase inicial de desenvolvimento. De acordo com Smith *et al.* (2002), além das vantagens devidas às receitas de EOR, o custo de construção e operação dos poços injetores de CO₂ contribuem somente com uma pequena parte do custo total do sistema. Além disso, geralmente, os custos com armazenamento são pequenas frações do custo de captura de CO₂ e, conseqüentemente, não tem sido foco de muita atenção. Os custos estimados para sequestro geológico de CO₂ dependem das considerações específicas do local tais como: quantidade necessária de poços de injeção, instalações de superfície, necessidade de monitoramento e gerenciamento de reservatórios, dentre outros. À medida que a tecnologia se torna madura, as incertezas nos custos são reduzidas. Especificamente, os custos de investimento em EOR englobam custos de compressores, equipamentos de separação, perfuração de poços, conversão de poços e completações. Em alguns Projetos não são necessários

novos poços. Já os custos operacionais incluem os custos de compra de CO₂, custos operacionais do campo, custos com combustível, etc.

Medição, Monitoramento e Verificação – MMV

Durante e após a execução de projetos desta natureza, a dificuldade está, por exemplo, em saber como os reservatórios e os fluidos presentes irão se comportar com o armazenamento, qual será o destino do CO₂ após a sua injeção e qual será o risco geológico de vazamento através de falhas, fraturas e poços abandonados (KETZER, 2005). Um planejamento estratégico e cuidadoso, baseado em modelagem, simulação e análise do modelo envolvido, é necessário durante e após a aplicação da injeção de CO₂ nos reservatórios geológicos supracitados. Isso porque a modelagem numérica é, provavelmente, a única ferramenta disponível para avaliar e prever o destino do CO₂ injetado em reservatórios geológicos profundos. Portanto, *softwares* e técnicas computacionais são utilizados nesta fase de medição, monitoramento e verificação. De acordo com pesquisas publicadas por Benson *et al.* (2005) e Dahowski (2009), as estimativas dos custos com MMV em Projetos de CCS se aproximam de US\$ 0,08/tCO₂.

Modelo Matemático

A injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo promove um 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 calculada por meio da Equação 2 (HENDRIKS *et al.*, 2004):

$$EOR = \left(\frac{\%EXTRA}{100} \right) \times VOOIP \times C \quad (2)$$

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 *et al.* (2004) aborda 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 IEA GHG (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 3:

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = EOR \times \beta \quad (3)$$

Em que:

β é o preço do barril de petróleo em dólares.

Levando em consideração a cotação do barril de petróleo (Brent) em 22/07/2014, teríamos, por exemplo: $Renda\ Bruta\ (US\$) = EOR \times US\$ 106,27$.

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 (1999) descreve, segundo Hendriks *et al.* (2004), a seguinte operação:

$$M_1CO_2 = EOR \times R_{CO_2} \quad (4)$$

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.

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 5:

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = M_1CO_2 \times \gamma \quad (5)$$

Em que:

γ é o preço do Crédito de Carbono em dólares.

Considerando que 01 Crédito de Carbono equivale cerca de 4,5 euros/tCO₂ ou 6,08 dólares/tCO₂ (utilizando a taxa de câmbio de 16/07/2014, em que 1,00 EUR = 1,35 US\$), teríamos, por exemplo: $Renda\ Bruta\ (US\$) = M_1CO_2 \times US\$ 6,08$.

Sabe-se que após a aplicação do CO₂ como método de EOR, os reservatórios de petróleo considerados “esgotados” são utilizados como “armazém” de CO₂ 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 CO₂ é armazenado geologicamente em aquíferos salinos, o que será discutido posteriormente. O cálculo da massa de CO₂ 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 explica Hendriks *et al.* (2004). A equação para este cálculo pode ser representada por:

$$M_2CO_2 = \acute{O}leo_{prod} \times Vol_{Barril} \times \rho_{CO_2} \times S/100 \quad (6)$$

Em que:

M_2CO_2 é a massa total de CO₂ estocado (kg);

$\acute{O}leo_{prod}$ é o total de óleo produzido no passado (barril de óleo);

Vol_{Barril} é o volume de um barril de óleo (0,159 m³);

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO₂ em condições de reservatório (750 kg/m³);

S é o “fator espaço”, porcentagem do espaço original que pode ser usado para o armazenamento de CO₂; este fator, normalmente, assume valores de 40, 60 e/ou 80%.

Para este caso, fazendo as considerações supracitadas, teríamos que: $Renda\ Bruta\ (US\$) = \frac{M_2CO_2}{1000} \times US\$ 6,08$.

Já para reservatórios de gás, segundo o autor supracitado, o cálculo da massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser estocado é realizado da seguinte maneira:

$$M_3CO_2 = 0,75 \times Vg_{tot} \times R_{CO_2/CH_4} \times \rho_{CO_2} \quad (7)$$

Em que:

M_3CO_2 é a massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser estocado (Mg);

0,75 é uma medida conservativa, tal medida representa que 75% da área pode ser preenchida por CO₂;

Vg_{tot} é o volume total de gás (m³);

R_{CO_2/CH_4} é a razão molar, em condições de reservatório, entre CO₂ e CH₄;

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO₂ nas condições de superfície (1,98.10⁻³ Mg/m³).

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

$$R_{CO_2/CH_4} = 2 \times 10^{-7} \times h^2 - 0,0015 \times h + 4,1707 \quad (8)$$

A estimativa da renda bruta seria: $Renda\ Bruta\ (US\$) = \frac{M_3CO_2}{10^6} \times US\$ 6,08$.

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 CO₂ que pode ser potencialmente sequestrado. Pela Equação 9 (HENDRIKS, et al., 2004) calcula-se o volume de CO₂ que pode ser capturado, 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 CO₂:

$$M_{CO_2} = A \times h \times 0,01 \times 0,02 \times \left(\frac{\varphi}{100}\right) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-12} \quad (9)$$

Em que:

M_{CO_2} é a massa de CO₂ que pode potencialmente ser sequestrado (Pg);

A é a área superficial da bacia sedimentar (m²);

h é a espessura do aquífero (m);

φ é a porosidade da rocha (%);

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO₂ nas condições de superfície (1,98.10⁻³ Mg/m³).

Para o caso dos aquíferos salinos, considerando as condições anteriores, teríamos, por exemplo:

$$Renda Bruta (US\$) = \frac{M_{CO_2}}{10^6} \times US\$ 6,08.$$

Considerações Finais

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 carbono. 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 agridam 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 (CCS, por exemplo) trazem benefícios sócio-político 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

Agradecemos a FAPES pelo apoio financeiro concedido.

Referências Bibliográficas

- MOAZZEM, S.; RASUL, M. G.; KHAN, M.M.K.** *A Review on Technologies for Reducing CO₂ Emission from Coal Fired Power Plants, Thermal Power Plants.* Dr. Mohammad Rasul (Ed.), p. 227-255, ISBN: 978-953-307-952-3, In Tech. Available from: <http://www.intechopen.com/books/thermal-power-plants/a-review-on-technologies-forreducing-co2-emission-from-coal-fired-power-plants>. 2012. Acesso em: 19 de setembro de 2014.
- D'ALESSANDRO, D.; SMIT, B.; LONG, J. R.** *Carbon Dioxide Capture: Prospects for New Materials.* Angew and te Chemie International Edition 2010, 49, p. 6058-6082. School of Chemistry, The University of Sydney. Sydney, New South Wales (Australia), 2010.
- 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.
- DIAS, F. S.** *Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) como Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aplicado à Bacia de Campos.* Projeto de Graduação. Felipe Sant'Anna Dias. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/Escola Politécnica. Rio de Janeiro, 2013.
- GLOBAL CCS INSTITUTE** 2014. *The Global Status of CCS: 2014.* ISSN 1619840819. ISBN 978-0-9871863-5-5, p. 1-192. Melbourne, Australia. 2014.
- COSTA, I. V. L.** *Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil.* Isabella Vaz Leal da Costa. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, 2009.
- CÂMARA, G. A. B.** *Fatores condicionantes para o uso em larga escala das tecnologias de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono no Brasil e sua aplicação no Estado da Bahia.* George Augusto Batista Câmara. Tese de Doutorado. Universidade Federal da Bahia – UFBA/Escola Politécnica. Salvador, 2012.
- RAVAGNANI, A. T. F. S. G.** *Modelagem Técnico-Econômico de Sequestro de CO₂ Considerando Injeção em Campos Maduros.* Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar Ravagnani. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Campinas, 2007.
- LYSEN, E. H.** *PEACS - Opportunities for early application of CO₂ sequestration technology.* IEA GHG R & D Programme, 2002.
- NGUYEN, N.; ALLINSON, W. G.** *The economics of CO₂ Capture and Geological Storage.* Paper 77810, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Melbourne, Austrália, 2002.
- KETZER, J. M. M.; CARPENTIER, B.; LE GALLO, Y.; LE THIEZ, P.** *Geological Sequestration of CO₂ in Mature Hydrocarbon Fields.* Basin and Reservoir Numerical Modelling of the Forties Field, North Sea. Institut Français du Pétrole. Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP, Vol. 60, N^o. 2, p. 259-273, 2005.
- IPCC, 2007.** Intergovernmental Panel on Climate Change. *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Contribution of Working Group III to the Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., Meyer, L.). Cambridge University Press, Cambridge, UK, 442 pp. 2007.
- HEDDLE, G.; HERZOG, H.; KLETT, M.** *The Economics of CO₂ Storage.* MIT LFEE 2003-003 RP, Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, 2003.
- HENDRIKS, C.; GRAUS, W.; van BERGEN, F.** *Global Carbon Dioxide Storage Potential And Costs.* ECOFYS, Report n^o EEP – 02001, 2004.
- FREUND, P.; DAVISON, J.** *General Overview Of Costs, Proceedings Of The Ipcw Workshop On Carbon Dioxide Capture And Storage.* Article. Regina, Canadá, 2002.