Modelo dinâmico de seqüestro geológico de CO₂ em reservatórios de petróleo

Ana Teresa F. da S. Gaspar Ravagnani¹ & Saul B. Suslick²

Resumo As formações geológicas que podem ser utilizadas para armazenamento de CO₂ incluem: aquíferos salinos profundos, reservatórios de óleo e gás exauridos ou não, e as camadas de carvão. Os fluidos em subsuperfície preenchem o espaço poroso da rocha, como ocorre com a água, o óleo, o gás natural e o dióxido de carbono, entre outros. Nestas formações, o dióxido de carbono é armazenado por diferentes mecanismos de aprisionamento; o mecanismo exato depende do tipo de rocha. Os principais mecanismos são: o aprisionamento hidrodinâmico, o aprisionamento por solubilidade e o aprisionamento mineral. Dentre as formações geológicas, reservatórios de óleo são fortes candidatos a serem utilizados na redução do acúmulo de gás carbônico na atmosfera devido ao conhecimento tecnológico adquirido pela indústria de petróleo. Estes reservatórios são trapas geológicas provadas, com capacidade de reter fluidos e gases, por longo prazo. A técnica de injeção de CO₂ para recuperação avançada de óleo é prática comum na indústria de petróleo e pode ser utilizada no seqüestro de carbono. Em reservatórios submetidos a operações de recuperação avançada, o armazenamento de uma parcela do gás injetado é uma consequência direta da utilização de CO₂ quando o gás produzido com o óleo for capturado e re-injetado no reservatório. Este trabalho apresenta um modelo dinâmico global do processo de seqüestro de carbono em operações de recuperação avançada de óleo em um típico reservatório maduro visando quantificar a real contribuição do gás armazenado.

Palavras-chave: seqüestro de CO₂, reservatórios maduros de óleo, recuperação avançada de óleo (EOR), tecnologias de mitigação.

Abstract A dynamic model for geological sequestration of CO₂ in mature oil reservoirs. The geologic formations, which can be utilized for CO₂ storage include: deep saline aquifers, oil and gas reservoirs and coal bed reservoirs. The fluids in the subsurface fill the porous rock as occurs with water, oil, natural gas, carbon dioxide, among others. In these formations, carbon dioxide is stored by different trapping mechanisms; the exact mechanism depends on the type of rock. The main mechanisms are: hydrodynamic trapping, solubility trapping and mineral trapping. Among the geologic formations, oil reservoirs are strong candidates to be used in the reduction of carbon dioxide in the atmosphere due to the technological knowledge acquired by the oil industry. These reservoirs are proved geologic traps with capacity to retain fluids and gases for long term. The CO₂ injection technique for enhanced recovery is a common practice in the oil industry and it can be used in carbon sequestration. The storage of some part of the injected gas in reservoirs submitted to Enhanced Oil Recovery operations is a direct consequence of CO₂ utilization since the gas produced with the oil be captured and re-injected in the reservoir. This work presents a global dynamic model of the carbon sequestration process in enhanced oil recovery operations in a typical mature oil reservoir aiming to quantify the real contribution of the stored gas.

Keywords: CO₂ sequestration, mature oil reservoirs, Enhanced Oil Recovery (EOR), mitigation technologies.

INTRODUÇÃO Os combustíveis fósseis são utilizados como fonte de energia desde a Revolução Industrial, resultando no aumento crescente da emissão de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera. Outros gases também são emitidos para a atmosfera, tais como: metano, hidrofluorcarbonos, perfluorcarbonos, óxido nitroso e hexafluoreto de enxofre. Contudo, o dióxido de carbono é o que contribui em maior intensidade para o efeito estufa.

Na era pré-industrial, a concentração de CO₂ na atmosfera era de aproximadamente 280 ppm. Com o

passar dos anos, esta taxa está aumentando, sendo que alcançou 379 ppm em 2005. Em 2004, as atividades humanas lançaram cerca de 38 bilhões de toneladas de carbono na atmosfera principalmente devido ao uso de combustíveis fósseis e desmatamento (IPCC, 2007). Contudo, a fonte dominante na demanda global de energia primária associada aos combustíveis fósseis permanecerá provavelmente por muito tempo (David & Herzog, 2000).

Na matriz energética primária brasileira, em 2006, os combustíveis fósseis apresentaram uma par-

1- Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas (SP), Brasil. E-mail: atgaspar@dep.fem.unicamp.br

2- Depto Geologia e Recursos Naturais, IG/UNICAMP e CEPETRO/UNICAMP, Campinas (SP), Brasil. E-mail: suslick@ige.unicamp.br

ticipação de aproximadamente 53,3% (Balanço Energético Nacional, 2007). Por outro lado, no mesmo ano, 75,8% da geração de eletricidade foi proveniente de fontes hídricas. Deste modo, pode-se concluir que no Brasil, a maioria da emissão dos gases de efeito estufa é atribuída ao setor de transportes e, provavelmente, ao desmatamento das florestas.

A crescente preocupação com a emissão de gases de efeito estufa culminou em conferências e tratados internacionais, tais como, a conferência Rio-92 e o Protocolo de Kyoto. Vários projetos foram criados para estimular a produção de energia limpa, ou seja, energias geradas a partir da biomassa, do sol ou do vento (energia eólica). Outra classe de projetos visa a remoção do CO₂ da atmosfera, sendo tais projetos denominados de seqüestro de carbono. A indústria de petróleo pode participar ativamente na redução das emissões de gases de efeito estufa através do seqüestro geológico de carbono, que representa a possibilidade de continuar com a utilização de combustíveis fósseis, e ao mesmo tempo reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera.

Várias são as alternativas de seqüestro geológico de CO₂, tais como armazenamento em: (1) reservatórios de óleo e gás, nos quais o CO₂ pode ser utilizado como fluido de injeção em mecanismos avançados de recuperação (EOR), (2) camadas de carvão e (3) aquíferos salinos. Dentre tais alternativas, os reservatórios de petróleo são fortes candidatos para armazenamento do dióxido de carbono. Alguns reservatórios exauridos ainda contêm grandes quantidades de óleo, que podem ser produzidas pela injeção de CO₂, um fluido com capacidade de reativar a produção, com ganhos que reduziriam o custo de injeção, e ao mesmo tempo em que atenuaria os impactos da emissão de CO₂ para a atmosfera.

A principal motivação para o seqüestro geológico de carbono em campos maduros de petróleo é a possibilidade de aliar a necessidade de redução da emissão de CO₂ para a atmosfera com a possibilidade de aumento da produção em tais campos associado à recuperação de óleo residual, prolongando a vida útil do projeto. Adicionalmente, o seqüestro geológico do CO₂ é extremamente relevante para a sociedade, pois possibilita uma melhora na qualidade do meio ambiente, ao auxiliar na redução do efeito estufa. No Brasil, as regiões onde existem operações em campos maduros podem obter benefícios por intermédio de projetos desta natureza.

O foco deste trabalho visa apresentar uma visão geral do seqüestro geológico de CO₂, bem como apresentar a modelagem dinâmica global do processo em operações de recuperação avançada de óleo (EOR) em um reservatório maduro de óleo visando quantificar a real contribuição do gás armazenado. Para tanto, esse trabalho foi organizado em 4 partes. Na primeira parte é apresentada uma visão geral do ciclo de vida do carbono associada às diferentes opções do armazenamento geológico. Na segunda parte são descritos os processos

básicos de EOR (Recuperação Avançada de Óleo) com uma breve apresentação dos reservatórios candidatos à injeção de CO₂. A metodologia utilizada no trabalho para reduzir as emissões de dióxido de carbono na atmosfera associada ao aumento de produção de óleo em reservatório depletado utilizando simulação dinâmica é descrita na terceira parte do trabalho. A quarta parte apresenta uma aplicação em um campo maduro terrestre na bacia do Recôncavo, na qual são discutidos os resultados encontrados com ênfase no balanço de CO₂ e a quantidade de óleo produzida.

SEQÜESTRO DE CO₂ Existem três procedimentos para redução das emissões de carbono antropogênico: (1) promoção da eficiência energética, produzindo menos CO₂ por unidade de emprego de energia na indústria, no transporte e em setores residenciais; (2) descarbonização do fornecimento de energia por meio da utilização de fontes de energia renovável ou alternativa e (3) remoção ou captura de CO₂ de correntes de resíduos para subsequente armazenamento, ou seja, seqüestro de carbono. As duas primeiras alternativas oferecem menores custos, embora apresentem impactos limitados. A remoção e seqüestro é a única alternativa que permite o uso continuado de combustíveis fósseis, ainda que de alto custo, é uma forma viável de reduzir as concentrações de CO₂.

As técnicas para seqüestro de carbono devem ser rentáveis e competitivas, fornecer armazenamento estável e seguro em longo prazo e ser aceitáveis ambientalmente. A tecnologia de seqüestro de CO₂ pode ser utilizada sem a necessidade de mudanças drásticas na infra-estrutura de fornecimento de energia em diversos países. O CO₂ capturado deve ser armazenado, com a garantia de que não seja posteriormente emitido para a atmosfera. As várias opções de armazenamento devem ser examinadas minuciosamente em relação aos custos, e principalmente, segurança e potenciais efeitos ambientais. Vários são os aspectos que devem ser considerados: (1) o processo de armazenamento de CO₂ necessita ser menos prejudicial ao ambiente que a liberação contínua do gás; (2) o período de armazenamento deve ser longo, preferencialmente de centenas a milhares de anos; (3) o risco de acidentes deve ser minimizado e (4) o tipo de armazenamento não deve violar quaisquer leis ou regulamentos nacionais ou internacionais.

Os caminhos ideais de seqüestro de CO₂ são aqueles que oferecem maiores capacidades de armazenamento aliadas ao baixo custo. Estas características podem ser obtidas em operações de recuperação avançada de óleo, por exemplo. A existência de reservatórios naturais de CO₂ prova que, sob circunstâncias favoráveis, o CO₂ pode ser armazenado por centenas de anos ou mais (Holloway, 2005). Além disso, muitas acumulações de gás natural contêm determinadas quantidades de CO₂ misturadas a outros gases, confirmando que tanto estes reservatórios quanto os de óleo também podem armazenar CO₂. Deste modo, este trabalho visa o estudo do processo de seqüestro geológico de CO₂ associado a operações de recuperação avançada de óleo.

CICLO DE VIDA DO CARBONO O ciclo de vida do seqüestro de carbono consiste da etapa de captura de uma fonte de emissões antropogênicas, seguida das etapas de compressão, transporte e armazenamento em um local aceito ambientalmente (Fig. 1).

Figura 1 - Etapas do seqüestro de CO₂ a partir de fontes estacionárias.

Captura A primeira etapa no processo de seqüestro de CO₂ a partir de fontes estacionárias, ou seja, de unidades de geração de energia ou de indústrias, consiste na sua captura como um gás relativamente puro, à alta pressão, pelas seguintes razões: (1) o transporte de CO₂ concentrado é mais econômico, (2) a capacidade do reservatório é mais bem utilizada se o CO₂ for injetado puro e (3) algumas impurezas podem ser prejudiciais às operações em determinadas bacias ou podem causar efeitos ambientais adversos.

A captura de CO₂ não é uma tecnologia nova. Normalmente, o CO₂ é separado e posteriormente capturado como subproduto de processos tais como: produção de amônia sintética, produção de hidrogênio e calcinação de calcário. No entanto, as tecnologias de captura existentes, ainda não apresentam um custo-benefício aceitável quando consideradas no contexto de seqüestro de CO₂. Alguns processos industriais emitem CO₂ com alta concentração, oferecendo oportunidades em curto prazo para o seqüestro geológico. Por outro lado, unidades de geração de energia tradicionais que emitem CO₂ com baixa concentração, valores inferiores a 15%, requerem avanços na tecnologia para reduzir os custos de captura e separação.

As tecnologias atualmente identificadas como mais promissoras para separação e captura de CO₂ incluem a absorção (química e física), a adsorção (física e química), a destilação a baixas temperaturas (criogenia), a separação de gás por membranas, a oxi-combustão, a mineralização e a biomineralização.

Compressão e Transporte de CO₂ Após a separação e recuperação do gás de queima, o CO₂ é transportado para o local de injeção. Para facilidade de transporte, o CO₂ é geralmente comprimido sob condições supercríticas (fase densa com pressões acima de 1200 psi) (Nguyen & Allinson, 2002).

O meio de transporte de CO₂ mais comum são os dutos. Outros meios incluem o transporte por navios, caminhões, entre outros. O transporte por dutos é um método eficiente quando a fonte está próxima do local

de armazenamento. Neste caso, a eficiência de transporte é aumentada pela compressão do CO₂ separado e recuperado até o seu estado supercrítico. Caso a fonte de CO₂ esteja distante do local de armazenamento, O transporte por meio de tanques é mais eficiente que outros métodos. Neste caso, o CO₂ separado e recuperado deve ser liquefeito, e o custo da liquefação não pode ser negligenciado. Não há necessidade de fabricar tanques especiais para transportar o CO₂, uma vez que, a julgar pelas suas propriedades, o CO₂ liquefeito pode ser transportado em tanques normalmente utilizados para o GLP, gás liquefeito de petróleo (Sasaki, 2004).

Armazenamento de CO₂ A tabela 1 apresenta as capacidades mundiais estimadas para armazenamento de CO₂ em vários tipos de reservatórios, representados pelas florestas, oceânicos e geológicos. A quantidade de emissão de CO₂ antropogênica global pode ser considerada em torno de 7GtC por ano. A ampla faixa de estimativas da capacidade de cada reservatório indica grandes incertezas. Segundo van Der Meer (1993) é extremamente difícil prever qualquer volume de armazenamento total de CO₂ nos diversos ambientes.

Dos locais de armazenamento apresentados na tabela 1, os reservatórios de óleo e gás são mais favoráveis ao seqüestro de CO₂, uma vez que tais reservatórios são trapas provadas de longo prazo para fluidos e gases, incluindo o CO₂. Outros métodos de seqüestro tais como reflorestamento, ou injeção nos oceanos, podem ser menos permanentes, mais difíceis de verificar e de maior custo. Deve-se ainda salientar que as alternativas de EOR (Recuperação Avançada de Óleo) e ECBMR (Recuperação Avançada em Camadas de Carvão) não estão incluídas na opção de utilização citada na tabela, e sim em opções de armazenamento de Reservatórios de Óleo e Gás e de Camadas de Carvão, respectivamente.

Tabela 1 - Capacidade mundial do potencial de reservatórios para armazenamento de CO₂. Fonte: Herzog & Golomb (2004).

Local de armazenamento	Capacidade Muncial ⁽¹⁾
Oceanos	1000 a 10000(+) GtC
Aqüíferos Salinos Profundos	100 a 10000 GtC
Reservatórios de Óleo e Gás	100 a 1000 GtC
Camadas de Carvão	10 a 1000 GtC
Terrestre	10 a 100 GtC
Utilização	Atualmente < 0,1 GtC/ano

1 GtC = 1 bilhão de toneladas de carbono = 3,7 Gt CO₂

⁽¹⁾ Estimativa de ordem de grandeza
(+) acima

OPÇÕES DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO

As formações geológicas que podem ser utilizadas para armazenamento de CO₂ são aquíferos profundos, cavernas ou domos de sal, reservatórios de óleo e gás e camadas de carvão. Nestas formações, o CO₂ pode ser armazenado preenchendo o espaço poroso da rocha. Segundo Holloway (2005), nem todas as bacias sedimentares são apropriadas para o seqüestro de CO₂. De acordo com Bachu (2000), as bacias sedimentares apropriadas devem seguir alguns critérios, tais como: tectonismo e geologia, regime geotérmico, fluxo de águas de formação e existência de meios de armazenamento.

As vantagens e desvantagens das diversas opções de armazenamento geológico são apresentadas na tabela 2. A opção de reservatórios de petróleo como meio de armazenamento apresenta custo relativo muito baixo, ou pode apresentar receitas provenientes da produção do óleo adicional, sendo esta opção a mais atrativa dentre as demais.

Aquíferos Salinos As formações salinas profundas, subterrâneas e suboceânicas podem ter um elevado potencial para armazenamento de CO₂, devido à grande ocorrência mundial e por apresentarem os maiores volumes, como apresentado na tabela 1. O CO₂ deve ser injetado em reservatórios cujo topo esteja a profundidades abaixo de 800m, de modo que o CO₂ apresente-se menos denso que o fluido da formação (Herzog & Golomb, 2004). Desta forma, o CO₂ tende a subir naturalmente para o topo do reservatório, sendo necessária uma trapa para assegurar que o gás não alcance a atmosfera. As trapas geológicas sobrepostas ao aquífero salino imobilizam o CO₂ que pode ser armazenado por uma combinação de três formas de aprisionamento: hidrodinâmico, por solubilidade, ou mineral.

A principal desvantagem dos aquíferos salinos como locais de armazenamento de dióxido de carbono é que a injeção do gás não produz outra *commodity*. Injetar o CO₂ em aquíferos salinos permite armazenamento, mas não produz algo para compensar o custo. A injeção do CO₂ em um campo de óleo depletado, por exemplo, produz mais óleo e pode aumentar a vida útil

do campo.

PROJETO DE SLEIPNER O primeiro projeto em escala comercial dedicado ao armazenamento geológico de CO₂ está em operação no campo de gás Sleipner, operado pela Statoil, localizada no Mar do Norte a cerca de 250 km da costa da Noruega (Herzog & Golomb, 2004). A injeção em Sleipner teve início em 1996 e marcou o primeiro exemplo de armazenamento de CO₂ em uma formação geológica. O CO₂ tem sido deliberadamente armazenado em um reservatório de água salina, a aproximadamente 800m abaixo do fundo do Mar do Norte. Aproximadamente, um milhão de toneladas de CO₂ é armazenado em Sleipner por ano, equivalente a cerca de 3% das emissões totais anuais de CO₂ da Noruega. Espera-se que um total de 20Mt de CO₂ seja armazenado durante o tempo de vida do projeto. A Statoil está planejando um segundo projeto de armazenamento em uma formação no fundo do mar, envolvendo aproximadamente 0,7 MtCO₂ por ano provenientes do campo de gás Snøhvit no Mar de Barents, ao norte da Noruega (Herzog & Golomb, 2004).

Camadas de Carvão Uma alternativa que combina o seqüestro de CO₂ com a produção de combustíveis é a injeção em camadas de carvão, as quais possuem grandes quantidades de gás rico em metano adsorvidas em sua superfície. O carvão contém um sistema natural ortogonal de fraturas, as quais transmitem algum fluido e, embora não apresente uma significativa permeabilidade, possui micro-poros, nos quais pode armazenar gás natural (Holloway, 2005).

O CO₂ apresenta afinidade ao metano, difundindo-se através da estrutura porosa do carvão e sendo fisicamente adsorvido por ele. Como o dióxido de carbono é adsorvido preferencialmente pelo carvão, causa a liberação do metano antes aderido ao carvão, e assim, pode ser usado para melhorar a recuperação de gás neste tipo de acumulação. Uma vez adsorvido, o CO₂ é mantido *in situ* e não escapará para a superfície, a menos que a pressão seja reduzida ou a temperatura aumentada. Em alguns casos, esta prática pode ter uma boa relação custo-benefício, na medida em que uma recuperação adicional de metano pode compensar o custo

Tabela 2 - Comparação entre diferentes opções de armazenamento geológico. Fonte: Herzog et al. (1997).

Opções de Armazenamento	Capacidade Relativa	Custo Relativo	Integridade do Armazenamento	Conhecimento Tecnológico
Recuperação Avançada de Óleo (EOR)	Baixa	Muito Baixo	Boa	Alto
Camadas de Carvão	Desconhecida	Baixo	Desconhecida	Desconhecido
Reservatórios Exauridos de Óleo e Gás	Moderada	Baixo	Boa	Alto
Aquíferos Profundos	Alta	Desconhecido	Desconhecida	Desconhecido
Domos de Sal	Alta	Muito Alto	Boa	Alto

das operações de armazenamento de CO₂.

Reservatórios Exauridos de Óleo e Gás Esses reservatórios têm como vantagem a comprovada integridade de armazenamento. Contudo, apresentam como desvantagem sua capacidade limitada (Herzog *et al.*, 2000) e a presença de poços, que comprometem a integridade do selo (European Carbon Dioxide Network, 2006). O seqüestro de CO₂ pode ser combinado com a recuperação melhorada de óleo e gás. Durante os estágios iniciais do projeto, certa quantidade de óleo remanescente pode ser varrida do reservatório e eventualmente, a produção de óleo cessará e o reservatório passará a ser preenchido com CO₂ em longo prazo.

A injeção do gás carbônico nos reservatórios de óleo e gás, prática comum em muitos campos hoje, tem sido praticada há muitos anos e tem dois objetivos. (1) Companhias de petróleo têm usado CO₂ comprimido para extrair óleo adicional de reservatórios considerados depletados, os quais, ainda contêm grandes quantidades que não são recuperadas. A injeção de CO₂ pode reativar a produção de óleo e está sendo mundialmente praticada em diversos reservatórios usando o gás que ocorre naturalmente no local. (2) Para o seqüestro de CO₂, há vantagens dos parâmetros geológicos conhecidos e da disponibilidade imediata, além do potencial considerável.

A tecnologia de injetar gás carbônico no subsolo é na verdade bem estabelecida e é essencialmente a operação reversa de extração de óleo e de gás natural. O CO₂ injetado em um reservatório de óleo depletado dissolve-se no óleo remanescente, reduzindo sua viscosidade e tornando mais fácil sua extração. Simultaneamente, resta algum óleo no reservatório que retém grande quantidade do CO₂ na forma dissolvida. De acordo com Herzog & Golomb (2004), uma injeção bem sucedida em reservatórios exauridos de óleo e gás requer um reservatório com porosidade maior que 15% e amplamente isolado de reservatórios produtores e zonas de água. Historicamente, reservatórios exauridos e produtores provaram ser meios de armazenamento extremamente confiáveis para hidrocarbonetos e gases ácidos. Como exemplos de seqüestro de CO₂ nestes tipos de reservatórios destacam-se os reservatórios da Bacia Permiana das Montanhas Rochosas nos Estados Unidos e da Bacia de Alberta no Canadá.

Mecanismos de Aprisionamento Geológico do CO₂

Nas formações geológicas, o CO₂ pode ser armazenado por um número de diferentes mecanismos de aprisionamento, sendo que o mecanismo exato depende do tipo de rocha. Os principais mecanismos de seqüestro são: (1) o aprisionamento hidrodinâmico, no qual o CO₂ pode ficar armazenado como um gás ou fluido supercrítico sob as trapas de baixa permeabilidade; (2) o aprisionamento por solubilidade, no qual o CO₂ pode se dissolver na fase fluida, óleo ou água e (3) o aprisionamento mineral do CO₂ que pode reagir direta ou indiretamente com os minerais ou matéria orgânica para se tornar parte da matriz mineral sólida (Hitchon, 1996).

RESERVATÓRIOS MADUROS DE ÓLEO

Processo EOR (Recuperação Avançada de Óleo) A Recuperação Avançada de Óleo ou *Enhanced Oil Recovery* (EOR) refere-se à recuperação adicional de óleo aquele produzido naturalmente, ou seja, o óleo é recuperado por mecanismos de recuperação terciária. Tal recuperação se dá por meio de fluidos de injeção ou por outros métodos. Há vários processos de EOR, tais como: químicos, térmicos ou aqueles baseados na injeção de gás. Este trabalho visa o processo de EOR por métodos miscíveis de injeção de gás, mais precisamente de CO₂.

Os campos de óleo à medida que se aproximam de um estágio de maturidade necessitam da recuperação avançada para aumentar a recuperação de óleo dos reservatórios, aumentando a vida útil do campo. Os métodos de EOR devem ser eficientes e econômicos, pois de outra forma, não compensaria a extração do óleo. De acordo com Bradley (2001), pode ser mais lucrativo recuperar um barril de óleo utilizando a injeção de CO₂ do que explorar e perfurar um novo poço.

A utilização de CO₂ em métodos de EOR pode ajudar a reduzir as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera se o mesmo for capturado de fontes antropogênicas. Experiências técnicas com injeção de CO₂ em reservatórios de óleo já existem. Dessa forma, o armazenamento de CO₂ em reservatórios submetidos a operações de EOR é uma consequência direta da utilização de CO₂.

O CO₂ é usado na sua forma supercrítica para extrair o máximo possível de óleo dos reservatórios maduros através do processo de EOR. O processo ocorre da seguinte forma: o CO₂ desloca o óleo residual *in situ* após a produção primária e a recuperação secundária. A operação de EOR tem o potencial de recuperar adicionalmente de 6 a 15% do óleo original *in situ*, aumentando de 10 a 30% a produção total de um reservatório de óleo (Hustad & Austell, 2004). Além disso, o CO₂ é um excelente solvente em operações de EOR e é mais eficaz que outros gases para recuperar parte dos 70% do óleo original *in situ* que a recuperação secundária pode ter deixado para trás (Waldie, 2003).

A figura 2 apresenta de maneira simplificada o seqüestro e a recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO₂. O dióxido de carbono é introduzido em um campo de óleo através de um número de poços injetores perfurados nas proximidades de um poço produtor. Apesar da injeção de CO₂ ser frequentemente associada a processos miscíveis, o CO₂ puro não é miscível ao óleo às temperaturas e pressões típicas do reservatório (Orr & Taber, 1984).

Mecanismos da EOR Os principais mecanismos associados a EOR por injeção de CO₂ incluem: o controle da viscosidade para otimizar a mobilidade, a solubilização do CO₂, a redução da densidade do óleo, a vaporização de componentes intermediários do óleo, a redução da tensão interfacial CO₂-óleo, a redução da tensão interfacial água-óleo, o emprego de técnicas para a melhoria da permeabilidade dos reservatórios e

Figura 2 - Representação esquemática da recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO₂. Fonte: Adaptado de IPCC (2005).

o controle da pressão nas proximidades dos poços produtores (Rocha *et al.*, 2002).

Quando dois fluidos formam uma única fase ao serem misturados, independentemente da proporção, são considerados miscíveis, não existindo tensão interfacial entre eles. Se esta é eliminada completamente, a saturação residual de óleo pode ser reduzida ao menor valor possível, proporcionando uma eficiência de deslocamento de 100% nas porções do reservatório contatadas pelo fluido deslocante.

Injetado a uma pressão igual ou superior a pressão mínima de miscibilidade (PMM), O CO₂ e o óleo se misturam e formam um líquido que escoar facilmente para o poço produtor. A extração também pode ser melhorada se o CO₂ for introduzido a uma pressão inferior à pressão mínima de miscibilidade, expandindo o óleo e reduzindo sua viscosidade (Klara & Byrer, 2003). Segundo Rivas *et al.* (1994 apud Bachu, 2001), um dos critérios para selecionar um reservatório de óleo com potencial de EOR é que a pressão do reservatório no início de um processo de injeção de CO₂ deve ser pelo menos 200 psi maior que a pressão mínima de miscibilidade para promover a miscibilidade entre o CO₂ e o reservatório de óleo. Orr e Taber (1994) enfatizam que o CO₂ não é miscível com o óleo do reservatório na pressão mínima de miscibilidade, mas que a extração pode gerar misturas de CO₂-hidrocarboneto que são miscíveis.

De acordo com Wang (1998), a pressão mínima de miscibilidade é um parâmetro importante no projeto de uma injeção miscível de gás. O raciocínio associado à determinação da pressão mínima de miscibilidade para um projeto particular de injeção miscível de gás é que há uma troca entre obter uma alta recuperação de óleo e uma redução de custos de produção. Se a pressão de injeção for muito baixa, o deslocamento seguirá imiscível em duas fases e assim, a eficiência local de deslocamento estará abaixo do nível desejado. Se a

pressão for muito alta, embora o deslocamento se torne miscível por múltiplos contatos e a recuperação de óleo atinja o nível desejado, o custo para pressurizar o gás injetado será maior que o necessário. Deste modo, a pressão ótima que deve ser encontrada é a pressão mínima de miscibilidade (PMM).

Para Metcalf (1982) e Holtz *et al.* (2001), a PMM geralmente está acima de 1450 a 2175 psi, dependendo da composição e densidade do óleo, da temperatura e pressão do reservatório e da pureza do CO₂ injetado. Além disso, nas operações de EOR, as impurezas (tais como, metano e nitrogênio) afetam a PMM e a recuperação de óleo, pois alteraram a solubilidade do CO₂ no óleo e a capacidade do CO₂ de vaporizar os componentes do óleo.

Algumas correlações têm sido utilizadas para a estimativa da PMM. Um exemplo é a correlação de Cronquist (1978, apud Ahmed, 1997), a qual é baseada na temperatura do reservatório, na massa molecular dos pentanos e nas frações mais pesadas do óleo do reservatório, e nas frações molares do metano e do nitrogênio.

Se a pressão for alta suficientemente nestas formações, o CO₂ e o óleo tornam-se completamente miscíveis, levando a uma recuperação de óleo altamente eficiente. A baixas pressões, o CO₂ desloca óleo sem se misturar, formando uma única fase, sendo este processo conhecido como deslocamento imiscível. Este processo também melhora a recuperação, reduzindo a viscosidade do óleo e por expansão, quando alguma fração de CO₂ se dissolve no óleo. Enquanto alguma parte do dióxido de carbono volta com o óleo, a maior parte permanece armazenada no reservatório como um resultado de aprisionamento por vários mecanismos, tais como saturação irreduzível, dissolução no óleo que não é produzido e no espaço poroso que não está conectado ao caminho do fluxo para os poços produtores (EPRI, 1999 e Bachu, 2001). Operações podem ser modificadas de modo que mais CO₂ permaneça armazenado subterraneamente, após o projeto de recuperação melhorada estar completo.

Uma vantagem de utilizar CO₂ em EOR é que a pressão necessária para obter a miscibilidade dinâmica com este gás é menor que a pressão necessária para a miscibilidade dinâmica com outros gases, tais como o gás natural, o gás de queima ou o nitrogênio (Stalkup, 1984). Tipicamente, as composições do gás injetado são da ordem de 97 a 99% de pureza, o restante pode ser, por exemplo, constituído de NO₂ e SO₂. Além da pureza, outros fatores importantes para o fornecimento de CO₂ devem ser considerados tais como: a disponibilidade, a viabilidade e as características de fornecimento, os mecanismos de transporte e os custos esperados de produção.

Reservatórios Candidatos a EOR com CO₂ Um bom reservatório candidato à injeção de CO₂ deve atender a alguns critérios. De acordo com estudos do Bureau of Economic Geology, reservatórios candidatos para EOR com CO₂ são aqueles que estão em um estágio avançado de injeção de água. Neste estágio de produção,

a maioria do óleo móvel já foi produzida e o volume significativo de óleo remanescente é o óleo residual que não pode ser produzido sem EOR (Holtz *et al.*, 2001). Projetos de injeção de CO₂ têm sido voltados a reservatórios de óleo com as seguintes características: densidades maiores que 27°API (Bachu, 2001 e Stalkup, 1984), profundidades entre 762 m e 2990 m (Stalkup, 1984 e Carcoana, 1982), permeabilidade maior que 1mD (Bachu, 2001), viscosidade menor que 12cP (Klins, 1984 e OTA, 1978). É importante ressaltar que estes valores projetados se tornam desatualizados com a adição de novas tecnologias e com a mudança econômica, ou seja, os métodos para selecionar novos candidatos amadurecem ao longo do tempo, e novos critérios atualizados são desenvolvidos (Klins, 1984 e Mathiassen, 2003). De acordo com a OTA (1978), os critérios para seleção representam os limites tecnológicos do presente e do futuro. A tabela 3 apresenta as principais características relevantes de reservatórios para a classificação e seleção para injeção de CO₂.

Como se pode observar na tabela 3, a recuperação incremental de óleo é amplamente determinada pelas propriedades do reservatório, as quais devem ser cuidadosamente avaliadas para determinar se existe potencial para uma injeção miscível. De acordo com Bachu (2001), a injeção de CO₂ imiscível, que é muito menos comum, tem

sido aplicada a reservatórios de óleos médios e pesados (10 a 25 ° API) e viscosidades de 100 a 1000 cP. Desta forma, alguns reservatórios de óleo são mais apropriados, portanto mais econômicos, que outros para a injeção de CO₂ e estes reservatórios devem ser utilizados primeiro para o armazenamento de CO₂. Certamente, a escolha final dos reservatórios para armazenamento depende também das condições extrínsecas tais como: distância da fonte, instalações, fonte e custo de CO₂, além de outras considerações econômicas.

EXPERIÊNCIA COM CO₂ EM OPERAÇÕES DE EOR A injeção de CO₂ em formações geológicas - reservatórios ativos ou maduros de óleo para recuperação melhorada de óleo é uma tecnologia comprovada comercialmente. O CO₂ tem sido usado nas operações de EOR na indústria de petróleo há mais de 40 anos. Entretanto, apenas recentemente mostrou seu potencial como método de seqüestro de carbono (Klara & Byrer, 2003).

A proposta de separar e capturar o CO₂ do gás de combustão de usinas de energia não teve início com a preocupação ambiental resultante do efeito estufa. E sim, passou a receber atenção como uma possível fonte econômica de CO₂, especialmente para uso em operações de recuperação avançada de óleo. A recuperação avançada de óleo pode combinar, em algumas situações, objetivos econômicos e ambientais. Considerando-se somente a perspectiva do retorno econômico, a EOR tende a ser uma opção atrativa de armazenamento geológico de CO₂.

Porém, de acordo com Stevens & Gale (2000), existem algumas dificuldades para implementação da operação recuperação avançada de óleo com CO₂, como um meio de seqüestro, tais como: (1) a compreensão detalhada dos processos do reservatório, como por exemplo, a avaliação dos efeitos do CO₂ no reservatório em longo prazo; (2) os elevados custos de captura, processamento e transporte de CO₂ antropogênico, particularmente de instalações de geração de energia; (3) o desenvolvimento de tecnologias de monitoração e verificação; (4) esclarecimento de protocolos das transações de emissões e (5) ausência de legislação e fiscalização das atividades de armazenamento de gás carbônico.

Um projeto de EOR em grande escala está sendo desenvolvido por um produtor independente de óleo e gás no campo de Weyburn em Saskatchewan para estudar os mecanismos, a capacidade de armazenamento do reservatório e a economia de seqüestro de CO₂ em campos de óleo (Waldie, 2003). Neste projeto, a fonte de CO₂ é uma planta de gaseificação de carvão, sendo o CO₂ transportado por um gasoduto de 325 km. A primeira fase começou em setembro de 2000 com a injeção de 5.000 toneladas por dia de CO₂ (95% de pureza). Esta tecnologia já aumentou as taxas de recuperação e são esperados resultados na produção de 120 milhões de barris adicionais, aumentando, assim, a vida do campo em 25 anos, além de reduzir as emissões líquidas de

Tabela 3 - Critérios para seleção de reservatórios de óleo com potencial para aplicação de CO₂.

Características do Reservatório	Variação	Referência Bibliográfica
Densidade (°API)	> 40	Carcoana (1982)
	>30	Klins (1984)
	> 27	Bachu (2001) e Stalkup (1984)
Saturação do Óleo (%)	>25	Bachu (2001)
	> 30	Carcoana (1982)
Temperatura (°C)	< 90	Carcoana (1982)
Porosidade (%)	>15	Bachu (2001)
Permeabilidade (mD)	>1	Bachu (2001)
	Fator não crítico	Klins (1984)
Espessura (m)	Fator não crítico	Klins (1984)
Pressão do Reservatório (psi)	>1.102	Bachu (2001)
	>1.500	Klins (1984)
Profundidade (m)	< 2.990	Carcoana (1982)
	>914	Klins (1984)
	> 762	Stalkup (1984)
Viscosidade (cP)	<12	Klins (1984) e OTA (1978)

CO₂ em aproximadamente 14 milhões de toneladas nos próximos 15 anos.

Os líderes mundiais em tecnologia de recuperação melhorada de óleo são os Estados Unidos, que utilizam aproximadamente 32 milhões de toneladas de CO₂/ano para este propósito (U.S.DOE, 2004). Da perspectiva do programa de seqüestro, a EOR representa uma oportunidade para seqüestrar carbono a baixo custo, devido às receitas de óleo/gás recuperado. Estudos realizados pelo Bureau of Economic Geology, classificaram 1.700 reservatórios localizados na região do Texas, como possíveis candidatos para EOR associado ao seqüestro de CO₂, oriundos de termelétricas. Os reservatórios candidatos representam 80 bilhões de barris de óleo original, dos quais 31 bilhões são de óleo residual (Holtz *et al.*, 2001).

De acordo com o USDOE (2004), em uma aplicação de EOR, a integridade do CO₂ que permanece no reservatório é bem entendida e a retenção é muito alta, além de ser uma opção segura, contanto que a pressão original do reservatório não seja excedida, pois caso contrário pode haver o risco de fraturamento e consequentemente, vazamentos de CO₂ para a atmosfera. A oportunidade da aplicação EOR é atualmente limitada economicamente pelas fontes de emissões de CO₂ que estão próximas a um reservatório de óleo ou gás natural.

Operações de EOR bem sucedidas são processos rotineiros nos Estados Unidos e podem servir como exemplo. Atualmente, cerca de 70 dos 84 projetos de aplicações mundiais de CO₂ em EOR estão nos EUA, embora a grande maioria deles não seja realizada especificamente para reduzir os gases de efeito estufa. A quantidade de óleo recuperado por estes projetos está em torno de 234.000 bbl/dia (Moritis, 2006). Aproximadamente 7 milhões de toneladas de CO₂ antropogênico são utilizadas anualmente nos campos de óleo americanos para projetos de EOR (Litynski *et al.*, 2006). De acordo com as estimativas do EPRI (1999), 3 milhões de toneladas de CO₂ são seqüestradas (armazenadas permanentemente) por ano em campos de óleo exauridos no oeste dos Estados Unidos, embora, dados de volumes específicos e vazões de CO₂ injetado em campos de óleo exauridos geralmente não sejam de domínio público.

O CO₂ combinado com EOR pode ser utilizado para recuperar óleo que não seria produzido. Por isso, as receitas da venda do óleo adicional podem ajudar em alguns casos a compensar os custos de armazenamento de CO₂ resultando em uma opção economicamente atrativa (Herzog & Golomb, 2004). O seqüestro de CO₂-EOR é a tecnologia mais viável para redução de custo em curto prazo, devido aos altos preços de óleo (Hustad & Bjornnes, 2000). Os preços mais altos do óleo aumentam a receita e a lucratividade, levando a maiores investimentos nas instalações de EOR e eventualmente, a níveis mais altos de produção. A possibilidade de redução de custos em outras opções de seqüestro de CO₂, tais como aquíferos e campos exauridos (sem produção de hidrocarbonetos), provavelmente será menor que em

EOR (Hendriks *et al.*, 2004). Além disso, de acordo com Heddle *et al.* (2003), CO₂-EOR é também considerada uma opção muito atrativa, uma vez que muitos campos de óleo já foram submetidos à recuperação primária e secundária, permitindo a re-utilização de instalações, sendo que a infra-estrutura já está presente no campo (poços, tubulações), requisitando somente alguma adaptação para propósitos de armazenamento de CO₂.

Na maioria dos projetos, uma grande quantidade de CO₂ injetado no reservatório é armazenada apenas temporariamente. Isto se deve ao descomissionamento de um projeto de EOR que geralmente envolve uma grande queda da pressão do reservatório para maximizar a recuperação de óleo. Esta queda resulta na liberação do CO₂, com uma pequena quantidade de CO₂ injetado, porém significativa, permanecendo dissolvida no óleo imóvel.

Atualmente no Brasil, a Petrobras tem um projeto de recuperação avançada de petróleo na Bacia do Recôncavo com a intenção de mudar o foco para o seqüestro de carbono (Shecaira, 2004).

MÉTODO A metodologia proposta neste trabalho alia a necessidade de reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera com a possibilidade de aumento da produção de óleo em um reservatório depletado através da injeção do gás. Este fato é relevante para a sociedade, pois permite uma melhora na qualidade do meio ambiente ao auxiliar na redução da intensidade do efeito estufa. Outro fator relevante está associado à possibilidade da recuperação de óleo adicional, aumentando a vida útil do projeto. Nesse sentido, é importante quantificar as variáveis de engenharia, requisitos de energia e emissões de CO₂ envolvidos em todo o processo desde a captura até o armazenamento do gás, para a avaliação técnica do método. Um fluxograma da metodologia é apresentado na figura 3.

Uma das etapas deste trabalho consistiu na elaboração do modelo de simulação dinâmica do processo de seqüestro de CO₂ com EOR através da utilização do *software* Stella®. Os dados relacionados ao processo de EOR/seqüestro de CO₂ foram adquiridos da literatura e através de contatos e visitas de campo onde a injeção de dióxido de carbono é efetuada em reservatórios de óleo.

APLICAÇÃO O caso estudado foi baseado em um campo maduro terrestre de óleo, localizado na Bacia do Recôncavo no nordeste do Brasil. O óleo descoberto nesta pequena bacia, no final dos anos trinta, apresenta elevado grau API. Assumiu-se que o aumento da produção de óleo foi decorrente da aplicação de métodos de EOR. Portanto, todo o óleo produzido foi resultado da injeção de CO₂. As principais características técnicas do campo são mostradas na tabela 4.

O CO₂ é proveniente de uma indústria de fertilizantes, garantindo o fornecimento do gás durante toda a vida útil do projeto. Neste caso, o CO₂ é um subproduto da produção de amônia que normalmente seria emitido para a atmosfera. Depois

Figura 3 - Fluxograma da metodologia para reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera associada ao aumento de produção de óleo em um reservatório depletado.

de capturado, CO₂ é comprimido ao estado supercrítico, transportado através de um duto de 75 km e utilizado no projeto de EOR no campo maduro terrestre com uma área de 12 km². O CO₂ é injetado em um reservatório com uma profundidade de aproximadamente 1800 m. A figura 4 apresenta as etapas de seqüestro de CO₂ no campo de óleo maduro na Bacia do Recôncavo.

De acordo com Lysen (2002), nenhum perfil de produção genérico pode ser estabelecido. Em Holloway (1996 apud Lysen, 2002), uma distinção é feita entre EOR em um único grande campo de óleo e um grupo de campos menores. No primeiro caso, CO₂ é injetado por 25 anos e óleo é produzido a uma taxa constante após 12 anos, enquanto

Tabela 4 - Características técnicas do reservatório em estudo.

Volume de Óleo Original	38 MMbbl
Densidade	35 °API
Área do campo	12,00 km ²
Vazão de CO ₂ injetado	200 t/d
Razão de armazenamento	50 (%)
Produção de óleo	182.500 (bbl/ano)
Consumo de CO ₂	0,40 (t CO ₂ /bbl de óleo produzido)

Figura 4 - Seqüestro de CO₂ no campo maduro de óleo na Bacia do Recôncavo.

que no último caso, óleo é produzido, a uma taxa constante, desde o momento que o CO₂ é injetado. Neste projeto, para simplificar, assumiu-se um perfil de produção com recuperação avançada de óleo constante durante a vida do projeto. A resposta da EOR é 2,51 bbl/tCO₂, ou seja, 2,51 barris de óleo adicionais são produzidos para cada tonelada de CO₂ injetada, como pode ser visto no trabalho Rocha *et al.* (2002) onde afirma que os reservatórios baianos consomem aproximadamente 2,58 toneladas de CO₂ por m³ adicional de óleo. Além disso, também se assumiu que metade da quantidade de CO₂ injetada permanece armazenada no reservatório. Estima-se que 3,65 milhões de barris de óleo serão recuperados durante a vida útil do projeto, contribuindo com o armazenamento de cerca de 0,73 milhões de toneladas de CO₂ (Gaspar *et al.*, 2005).

Simulação Dinâmica: Ciclo de Vida do Processo de Seqüestro de CO₂-EOR O software STELLA® é um programa computacional designado para criar modelos matemáticos e gráficos por meio da utilização de símbolos, conectores que ligam estes símbolos, expressões matemáticas que explicam estas relações etc. A ferramenta de modelagem é uma implementação da linguagem de sistemas dinâmicos. Esta linguagem utiliza diagramas de fluxo, ciclos de realimentação e equações diferenciais que descrevem sistemas contínuos. Ainda, STELLA® é descrito como uma ferramenta para desenvolvimento de sistemas de equações diferenciais desenvolvido pela ISSE Systems™ e para análise e solução de sistemas em que o processo a ser modelado pode ser retratado como um processo ao invés de equações, ou seja, o processo pode ser representado tanto como figura como por equações.

A primeira etapa do modelo é a construção do

diagrama. Há muitas ferramentas que podem ser selecionadas ao se construir o modelo. Inicia-se no modo de mapeamento localizado no “Modo Mapa”, no qual os ícones são utilizados para se mostrar as relações internas. Clicando no botão “globo”, na parte superior esquerda, o usuário será direcionado para o modo matemático “Modo Modelo”, consequentemente o símbolo “globo” se tornará “x²”. É este modo que permite as partes do mapa interagirem de acordo com as equações fornecidas. Paralelamente à construção do diagrama, o *software* aplica as equações, ou seja, à medida em que o mapa com estoques/fluxos é criado, o *software* automaticamente cria uma lista com estrutura de equação diferencial, apresentada no “Modo Equações”. Neste modo, as variáveis definidas podem ser modificadas, além de ser permitida a importação de novas equações. Métodos de integração numérica são utilizados para resolver os balanços de massa ou volume em cada estoque. Neste trabalho, a integração numérica é realizada por meio do método de Euler. E finalmente, o outro modo do programa conhecido como “Modo Interface” contém uma série de ícones que permitem o modelador e/ou usuário interagir com o modelo de várias maneiras significativas. Pode-se concluir que o algoritmo é dividido em vários níveis para facilitar o gerenciamento do modelo de forma simples.

Enfim, desenvolveu-se uma ferramenta dinâmica quantitativa para estimar a redução de gases de efeito estufa (GEE) bem como as emissões de CO₂ oriundas

da utilização de energia, durante todo o processo de seqüestro de CO₂, em uma operação de EOR. Deve-se ressaltar que não se pretende substituir os simuladores clássicos de EOR, mas sim avaliar a extensão e a aplicação da ferramenta com poucas informações disponíveis.

A figura 5 apresenta o diagrama construído para a obtenção do modelo do processo de seqüestro de CO₂/EOR. Este modelo pode ser aplicado a qualquer reservatório de óleo. Cada componente que deve ser utilizado para estimar o armazenamento líquido de CO₂ é descrito em detalhes no nível de mapeamento do diagrama conceitual ilustrado.

O estoque “balanço de CO₂”, apresentado na figura 5, representa a quantidade de CO₂ na atmosfera proveniente da atividade de seqüestro de CO₂/EOR. A figura apresenta um sistema formado por blocos de construção. O bloco básico de construção de sistemas dinâmicos é o estoque, representado por um retângulo, e é utilizado para representar a condição ou estado do sistema em qualquer ponto no tempo, ou seja, uma quantidade de uma entidade (massa ou energia). O segundo bloco de construção é o fluxo, representado por um cano, que é utilizado para representar atividades que mudam a grandeza de um estoque em um sistema, isto é, representa uma variação (fluxo entrando ou saindo de um estoque). Além disso, os fluxos possuem reguladores (ou válvulas) que controlam as taxas de transferência de massa e energia. Adicionalmente, quando

Figura 5 - Diagrama de construção do modelo de seqüestro de CO₂/EOR.

um fluxo não é conservado, uma nuvem é automaticamente anexada a ele. As nuvens indicam as entradas e saídas pelas fronteiras do sistema, representando uma quantidade imensurável ou infinita. O terceiro bloco é conhecido como conector, representado pelas setas vermelhas, utilizado para transmitir informações e dados de entrada, os quais são usados para regular os fluxos, ou seja, indica uma relação (conexão) entre o estoque e o fluxo. O último bloco de construção é o conversor, representado pelo círculo, o qual contém equações que geram um valor de saída para cada período de tempo e freqüentemente captam informação e a transformam para ser utilizada em outra variável no modelo. Os conversores representam os detalhes que devem ser empregados para a obtenção de um modelo que gere resultados realísticos.

Requisitos de energia para seqüestro/recuperação avançada de óleo com a injeção de CO₂ Geralmente, uma pequena quantidade de CO₂ é emitida direta ou indiretamente para atmosfera durante o processo total de seqüestro de CO₂ devido ao uso intensivo de energia nas etapas de captura, compressão, transporte e armazenamento de CO₂ combinado com a recuperação avançada de óleo. CO₂ é gerado adicionalmente nestas etapas resultando em emissões. As emissões diretas podem resultar de pequenos vazamentos, bem como do uso de geração de eletricidade no local, enquanto que emissões indiretas resultam do uso de geração externa de eletricidade.

Para quantificar estas emissões secundárias, cada etapa onde energia foi utilizada deve ser considerada. Em primeiro lugar, neste estudo, a corrente gasosa proveniente da indústria de produção de amônia contém CO₂ quase puro apresentando alta concentração (aproximadamente 98%). Em vista disto, quantidades insignificantes de CO₂ são emitidas no processo de captura, pois não são necessárias quantidades substanciais de energia para purificar a corrente na etapa de tratamento e captura. No entanto, algumas emissões podem ocorrer quando o CO₂ é comprimido, para ser transportado e utilizado nas operações de recuperação avançada de óleo. Quantidades substanciais de energia são necessárias para comprimir CO₂ ao estado supercrítico para ser transportado pelo duto ao local de armazenamento. Além disso, os métodos de EOR são altamente intensivos em energia.

De acordo com o EPRI (1999), algum vazamento de CO₂ é inevitável em alguns estágios da vida de um projeto de EOR. Por exemplo, durante a operação, CO₂ é emitido devido à utilização de equipamentos locais, além da utilização de energia do exterior das fronteiras do campo. Em compensação, neste estudo, para EOR utiliza-se o CO₂ que seria emitido para a atmosfera.

O *software* Stella® foi utilizado para analisar a dinâmica de todo o processo de seqüestro de CO₂ em recuperação avançada de óleo, considerando cada etapa do processo com seus respectivos requisitos de energia e emissões do GEE. O *software* auxiliou a quantificar as relações e gerou resultados significativos da dinâmica

ca do processo. A seguir, são apresentadas as equações para o cálculo da energia requerida por kg de CO₂ e emissões durante cada etapa do processo para serem incluídas como parâmetros do modelo no *software* STELLA®.

Energia necessária para compressão do CO₂ Considera-se aqui, a energia requerida para comprimir o gás ao estado supercrítico para ser transportado até o campo. Devido a grande variação de pressão, considera-se que o CO₂ foi comprimido em 3 estágios em uma operação de estado estacionário, adiabático e reversível, isto é, isentropicamente, de 40 psi e 50 °C para 1.300 psi.

A fim de realizar-se o mínimo trabalho possível no compressor, todos os estágios devem ter o mesmo grau de compressão. Calcula-se a razão de compressão de acordo com a equação (1).

$$\frac{P_i}{P_{i-1}} = \left[\left(\frac{P_n}{P_0} \right)^{\frac{1}{n}} \right] \quad (1)$$

onde: n: número de estágios, P₀: pressão de sucção, P_n: pressão de descarga.

Na compressão por multi-estágios, a pressão de descarga de cada estágio é a pressão de sucção do próximo estágio.

Realizando-se um balanço de massa no sistema CO₂ no compressor, e partindo da 1ª e 2ª leis da termodinâmica, admitindo-se as condições citadas acima e negligenciando os termos de variação das energias cinética e potencial, chega-se às seguintes formas simplificadas:

Balanço de Massa (equações 2, 3):

$$\dot{M}_{in} + \dot{M}_{out} = 0 \quad (2)$$

$$\dot{M}_{in} = -\dot{M}_{out} = -\dot{M} \quad (3)$$

onde: $\dot{M}$: Taxa de fluxo de massa, $\dot{M}_{in}$: Taxa de fluxo de massa entrando no sistema, $\dot{M}_{out}$: Taxa de fluxo de massa saindo do sistema

Balanço de Energia (equações 4, 5):

$$\dot{M}_{in} \hat{H}_{in} + \dot{M}_{out} \hat{H}_{out} + \dot{W} = 0 \quad (4)$$

$$\dot{W} = \dot{M}(\hat{H}_{out} - \hat{H}_{in}) \quad (5)$$

onde: $\hat{H}_{in}$: Entalpia específica entrando no sistema, $\hat{H}_{out}$: Entalpia específica saindo do sistema, $\dot{W}$: Trabalho

Balanco de Entropia (equações 6, 7):

$$\dot{M}_{in} \hat{S}_{in} + \dot{M}_{out} \hat{S}_{out} = 0 \quad (6)$$

$$\hat{S}_{out} = \hat{S}_{in} \quad (7)$$

onde: $\hat{S}_{in}$: Entropia específica entrando no sistema, $\hat{S}_{out}$: Entropia específica saindo do sistema

Em vista disso, para avaliar o trabalho de compressão, consulta-se o diagrama de pressão-entalpia do CO₂ para se obter a variação de entalpia específica do gás desde a sucção até as condições de descarga.

A maior parte da água é removida nos primeiros estágios de compressão. Além disso, entre cada estágio, é utilizado um trocador de calor para resfriar o CO₂ para a temperatura inicial, para que a operação esteja o mais próximo possível de um processo isotérmico, ou seja, a temperatura de entrada é a mesma para cada estágio. O requisito de trabalho em uma compressão isotérmica é menor do que para uma compressão adiabática, por isso o resfriamento é útil em compressores. Considera-se que não há queda de pressão durante a etapa de resfriamento. Após o resfriamento, a temperatura da corrente de CO₂ é 50°C.

Assumindo que o compressor tem uma eficiência de 85%, pode-se calcular a energia necessária para comprimir o CO₂ até 1.300 psi.

Energia necessária para a desidratação e resfriamento do CO₂ Assume-se o valor de 8 kJ/kg para o calor consumido na etapa de secagem e 8 kJ/kg-CO₂ de eletricidade para a etapa de resfriamento do CO₂ baseado nos dados de Farla *et al.* (1995).

Energia necessária para o transporte do CO₂ até o campo A velocidade do CO₂ em um tubo é calculada pela equação (8):

$$v = \frac{Q}{A \times r} \quad (8)$$

onde: v: velocidade, Q: vazão mássica, ρ: densidade (massa específica) do fluido.

Considerando-se que a vazão mássica do CO₂ é de 200 t/d, em um duto de 6 in de diâmetro, e a densidade do CO₂ na pressão de 1.300 psi e temperatura de 50° C é aproximadamente 18,12 lb/ft³, calcula-se a velocidade do fluido no duto pela equação (8).

O comportamento de fluidos é caracterizado pelo número de Reynolds (adimensional), calculado pela seguinte equação (9):

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu} \quad (9)$$

onde: Re: número de Reynolds, ρ: densidade do CO₂, v: velocidade, d: diâmetro do tubo, μ: viscosidade do CO₂.

Se $Re < 2,1 \cdot 10^3$, o escoamento é laminar e se $Re > 2,1 \cdot 10^3$, o escoamento é turbulento.

De posse do número de Reynolds, se o fluxo é turbulento, faz-se necessário o uso do fator de rugosidade do tubo. Para o duto de aço-carbono este fator é de $\varepsilon = 0,00015$ ft e assim, encontra-se o fator de atrito de Fanning, por meio do Diagrama de Moody.

O próximo passo é o cálculo da queda de pressão por meio da equação (10):

$$\Delta P = 2 * f * \rho * v^2 * \frac{L}{d} \quad (10)$$

onde: ΔP: queda de pressão, f: fator de atrito Fanning, ρ: densidade do CO₂, v: velocidade do fluido no tubo, L: comprimento do tubo, d: diâmetro interno do tubo

Assim, a energia requerida pela bomba é dada pela equação de Bernoulli, apresentada a seguir (equação 11):

$$W = \frac{\Delta P}{\eta} \quad (11)$$

Uma vez que as bombas não são 100% eficientes, parte da energia entregue pelo motor à bomba é dissipada ou “perdida” devido ao atrito. Considerando-se aqui, que a eficiência da bomba é de 60%.

Energia requerida para o processo de recuperação avançada de óleo De acordo com dados do EPRI (1999), uma operação de EOR com injeção de gás consome muito mais potência elétrica para se produzir um barril de óleo do que com operações térmicas. Os métodos térmicos utilizam aproximadamente 0,75 hp por barril de óleo por dia, enquanto que métodos de EOR com CO₂ consomem aproximadamente 5 hp por barril de óleo por dia. Este alto valor deve-se principalmente

à extração de fluidos dos poços, separação do produto dos gases produzidos e de irrupção “*breakthrough*”, compressão do gás para injeção e re-injeção, extração do produto para o mercado e tratamento e re-injeção da água produzida.

Neste caso particular, a fonte externa de energia para cada operação é baseada no gás natural. Vapor também é utilizado para a secagem do CO_2 na etapa de compressão. Os fatores de emissão da geração de energia foram baseados em dados publicados. Os fatores de emissão dependem da composição do tipo de combustível consumido. Por exemplo, a queima de carvão libera mais CO_2 que a queima do gás natural.

Emissões diretas e indiretas de CO_2 Neste trabalho, assume-se um fator de emissão de dióxido de carbono de 51 kg- CO_2 /GJ, baseado no insumo de combustível (gás natural) na produção de eletricidade na região do projeto. O fator de emissão do CO_2 de 62 kg- CO_2 /GJ é assumido para o vapor.

Os fatores de emissão e requisitos de energia de cada etapa do projeto foram utilizados como dados de entrada para analisar o armazenamento líquido de CO_2 no reservatório ativo de óleo. A figura 6 apresenta o painel de controle no nível de interface, permitindo que o usuário interaja com o modelo construído. Neste nível, diversas variáveis podem ser manipuladas, para a realização de análises de sensibilidade que serão apresentadas posteriormente.

Este nível fornece meios de avaliar como mudanças em diversos parâmetros do modelo afetarão as variáveis, tais como produção de óleo ou balanço de

CO_2 , por exemplo.

A análise do modelo quantitativo realizado através do *software* STELLA® indica que a opção de Seqüestro de CO_2 - EOR pode levar a uma redução significativa nas emissões de CO_2 , uma vez que se utiliza o gás de efeito estufa que seria emitido para a atmosfera.

Realizou-se uma análise de sensibilidade no modelo. Alguns dados de entrada de maior interesse foram variados e assim os impactos devido às mudanças nos sistemas foram testados. O programa STELLA® permite que os dados de entrada sejam facilmente ajustados pelo usuário para testar o modelo e realizar análises de sensibilidade.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Resultados do Processo de Seqüestro de CO_2 em Reservatórios de Óleo A seguir, são apresentados os resultados dos cálculos da energia requerida por kg de CO_2 durante todo o processo, incluídas como parâmetros do modelo no *software* STELLA®.

Energia Requerida para cada etapa do processo de Seqüestro de CO_2 /EOR

ENERGIA PARA COMPRESSÃO DO CO_2 A partir da equação (1), tem-se que, a razão de compressão para cada estágio é de 3,19.

Com a razão de compressão pode-se determinar a pressão de sucção de cada estágio. Aplicando as Equações 3, 5 e 7 e consultando-se o diagrama de pressão-entalpia do CO_2 encontra-se a variação de entalpia específica do gás desde a sucção até as condições de descarga e assim, as seguintes propriedades são obti-

Figura 6 - Nível da interface: interação com o modelo de seqüestro de CO_2 -EOR.

das:

$$\hat{H}_{in} (T=50^{\circ}\text{C}, P=40 \text{ psi}) = 829 \text{ kJ/kg}$$

$$\hat{S}_{in} (T=50^{\circ}\text{C}, P=40 \text{ psi}) = 4,72 \text{ kJ/ (kg}^{\circ}\text{K)}$$

$$\hat{H}_{out} (S = 4,72 \text{ kJ/kg}, P = 127,6 \text{ psi}) = 909$$

kJ/kg.

Desta forma, o trabalho consumido no primeiro estágio por kg de CO₂ escoando pelo compressor é de 80 kJ/kg.

Após o resfriamento, para o segundo estágio tem-se:

$$\hat{H}_{in} ((T=50^{\circ}\text{C}, P = 127,6 \text{ psi}) = 824 \text{ kJ/kg}$$

$$\hat{S}_{in} (T=50^{\circ}\text{C}, P = 127,6 \text{ psi}) = 4,5 \text{ kJ/ (kg}^{\circ}\text{K)}$$

$$\hat{H}_{out} (S = 4,5 \text{ kJ/ (kg}^{\circ}\text{K}), P = 407 \text{ psi}) = 902 \text{ kJ/}$$

kg.

Assim o trabalho do segundo estágio por kg de CO₂ escoando pelo compressor é de 78 kJ/kg.

Da mesma forma, dados para calcular o trabalho do terceiro estágio do compressor são:

$$\hat{H}_{in} (T = 50^{\circ}\text{C}, P = 407 \text{ psi}) = 807 \text{ kJ/kg}$$

$$\hat{S}_{in} (T = 50^{\circ}\text{C}, P = 407 \text{ psi}) = 4,24 \text{ kJ/ (kg}^{\circ}\text{K)}$$

$$\hat{H}_{out} (S = 4,24 \text{ kJ/ (kg}^{\circ}\text{K}), P = 1.300) = 879$$

kJ/kg.

Conseqüentemente, o trabalho do terceiro estágio por kg de CO₂ escoando pelo compressor é de 72 kJ/kg.

Finalmente, o trabalho total dos 3 estágios é de 230 kJ/kg. Com uma eficiência de 85%, a energia necessária para comprimir o CO₂ até 1.300 psi é de 270,59 kJ/kg.

O valor calculado encontra-se na faixa encontrada na literatura, como pode ser visualizado em Farla *et al.* (1995), Hendriks *et al.* (2004), entre outros. Dos cálculos feitos acima, nota-se que quanto maior a pressão do CO₂ na fonte de emissão, ou seja, a pressão de entrada no compressor, menos energia será requerida neste processo. Obviamente, quanto menor a pressão de descarga do CO₂ no compressor (pressão de injeção de CO₂ no reservatório), menor a energia necessária na etapa de compressão.

ENERGIA NECESSÁRIA PARA A DESIDRATAÇÃO E RESFRIAMENTO DO CO₂ O calor consumido na etapa de secagem é de 8 kJ/kg, enquanto que a eletricidade para a etapa de resfriamento do CO₂ é de 8 kJ/

kg-CO₂.

ENERGIA NECESSÁRIA PARA O TRANSPORTE DO CO₂ ATÉ O CAMPO A velocidade do CO₂ no duto, calculada pela equação (8) é de 1,43 ft/s. Para as condições de temperatura e pressão durante o transporte de CO₂, a viscosidade é de 0,026 cP. Gráficos de densidade e viscosidade em função da temperatura e pressão foram consultados. A partir destes dados, o número de Reynolds calculado por meio da equação (9) é de 1,74*10⁶, ou seja, fluxo turbulento.

Assim, com o número de Reynolds e o fator de rugosidade do duto, utiliza-se o Diagrama de Moody para encontrar o fator de atrito de Fanning necessário para o cálculo da queda de pressão. O fator de Fanning é de 0,004.

Logo, o valor da queda de pressão encontrada por meio da equação (10) é de 31,48 psi. Conseqüentemente, aplicando-se os valores apresentados acima na equação (11), tem-se que a energia requerida pela bomba é de 0,75 kJ/kg. Como a eficiência da bomba é de 60% tem-se: W= 1,25 kJ/kg.

Percebe-se a partir da equação (10), que se o tubo tivesse um diâmetro maior, resultaria em uma queda de pressão menor e, portanto pela equação (6), menos energia requerida.

Devido à queda de pressão, energia adicional é requerida para elevar a pressão do CO₂ a 1.300 psi. Assume-se que esta compressão é realizada no local de injeção.

Vale ainda ressaltar que em cada etapa dos cálculos fez-se uso de diagramas para se encontrar os valores de algumas variáveis, implicando assim em resultados aproximados.

ENERGIA REQUERIDA PARA O PROCESSO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO Baseando-se nos dados do EPRI (1999) apresentados na metodologia, tem-se que a operação de EOR consome 805 kJ/kg. Deduzindo-se os valores para a compressão, secagem, resfriamento e transporte, calculados nos itens anteriores, tem-se que a energia requerida na operação EOR é de 517,16 kJ/kg.

Análise do Ciclo de Vida do CO₂ Desenvolveu-se um método para analisar o ciclo de vida do CO₂ em operações de seqüestro e EOR, por meio da dinâmica de sistemas, para compreender como os elementos em um sistema interagem entre si. Cada etapa do processo também foi investigada em relação ao uso de energia com conseqüentes emissões indiretas do gás, como também as possíveis emissões oriundas de vazamentos.

Simulações mostraram que, embora o processo de EOR seja altamente intensivo na utilização de energia, o volume das emissões é muito menor que a contribuição de armazenamento de CO₂ nos reservatórios. Por outro lado, ao se considerar a combustão completa de todo o óleo produzido pelo reservatório, seja na forma de gasolina ou óleo combustível, por exemplo, observa-se que há uma compensação pelo armazena-

mento do gás no reservatório.

A análise do ciclo de vida de todo o processo engloba todas as etapas: captura e compressão do CO₂ na fonte antropogênica, transporte, injeção no reservatório e o seu uso final.

O método apresentado pode ser aplicado a sistemas mais complexos. A principal vantagem é a facilidade de manipular as variáveis, modificar e desenvolver o sistema, pois o *software* permite a entrada de dados e equações. Esta análise do ciclo de vida quantifica os dados de entrada e saída durante todo o processo. Obviamente, conforme ressaltado anteriormente, o método aqui proposto não substitui a simulação numérica de reservatórios utilizada na Engenharia de Petróleo.

A figura 7 apresenta o modelo-base de referência do sistema dinâmico do ciclo de vida para a operação Seqüestro/ EOR.

Com o objetivo de facilitar a compreensão do modelo de seqüestro de CO₂ – EOR apresentado na figura 7, o modelo será dividido em setores. Cada setor será detalhado a seguir.

O setor fornecimento de CO₂, visualizado na figura 8, apresenta os componentes na forma de estoques, fluxos e conversores relacionados à captura de CO₂ da fonte antropogênica, neste caso uma indústria de produção de amônia, o fluxo de CO₂ injetado no reservatório, o estoque de CO₂ no reservatório, o reciclo e o escape de CO₂.

A condição inicial para cada estoque do setor

apresentado na figura 8 encontra-se na tabela 5.

Os parâmetros variáveis relacionados ao Setor Fornecimento de CO₂ são: fator armazenamento de CO₂ no reservatório e taxa de reciclo. Tais valores encontram-se na tabela 6.

Ao se especificar as equações de um modelo do processo, é necessário fornecer os valores iniciais de cada estoque e as equações para cada fluxo. Por exemplo, a equação (12) do estoque CO₂ no reservatório é calculada da seguinte forma:

$$\text{CO}_2\text{ no Reservatório}(t) = \text{CO}_2\text{ no Reservatório}(t-dt) + (\text{injeção de CO}_2 - \text{CO}_2\text{ produzido com o óleo}) * dt$$

$$\text{INIT CO}_2\text{ no Reservatório} = 0$$

INFLOWS:

$$\text{injeção de CO}_2 = 200$$

OUTFLOWS:

$$\text{CO}_2\text{ produzido com o óleo} = \text{IF}(\text{TIME} > 30)$$

$$\text{THEN}(\text{injeção de CO}_2 * (1 - \text{fator armazenamento})) \text{ ELSE } (0) \quad (12)$$

A figura 9 apresenta o setor de produção de óleo, cujos componentes têm seus valores indicados na tabela 7.

O setor de energia consumida no processo está

Figura 7 - Modelo de seqüestro de CO₂ com EOR.

Figura 8 - Setor fornecimento de CO₂ para o reservatório.

Tabela 5 - Estoques de CO₂ do setor fornecimento de CO₂ para o reservatório no modelo de referência.

Parâmetro	Quantidade Inicial (MMtCO ₂)
Fonte Antropogênica	1,640
CO ₂ no Reservatório	0
CO ₂ Produzido com óleo	0
Escape Total de CO ₂	0

Tabela 6 - Parâmetros do modelo do setor fornecimento de CO₂ para o reservatório.

Parâmetro	Valor
Fator de armazenamento	0,5
Taxa de Reciclo	0,99

Figura 9 - Setor de produção de óleo.

apresentado na figura 10, englobando todos os elementos envolvidos.

Os dados de entrada necessários para o setor

Tabela 7 - Dados de entrada do setor de produção de óleo.

Componente	Valor	Unidade
Volume de Óleo Original <i>in situ</i>	37	MMbbl
Consumo de CO ₂ por bbl	0,4	tCO ₂ /bbl
Vazão de CO ₂ injetado no reservatório	200	tCO ₂ /dia

Figura 10 - Setor energia consumida no processo de seqüestro/EOR.

energia estão apresentados na tabela 8.

O cálculo das emissões de CO₂ deve ser baseado no tipo e quantidade de combustível utilizado. A figura 11 apresenta o setor emissões, indicando os elementos envolvidos e seus respectivos conteúdos energéticos. A tabela 9 apresenta o conteúdo energético de cada tipo de combustível.

Tabela 8 - Requisitos de energia do processo de seqüestro/EOR.

Parâmetros	Valor (MJ/tCO ₂)
Fator Compressão	270,54
Fator Resfriamento	8,00
Fator Secagem	8,00
Fator Transporte	1,25
Fator Reservatório	517,16

Figura 11 - Emissões de CO₂ devidas ao processo.

Tabela 9 - Parâmetros do setor emissões do processo de seqüestro/EOR.

Parâmetro	Valor (tCO ₂ /TJ)
Intensidade do CO ₂ no gás natural	51
Intensidade do CO ₂ na água	0
Intensidade do CO ₂ no óleo combustível	73
Intensidade do CO ₂ no carvão	95
Intensidade do CO ₂ no vapor	62

O componente de fluxo de emissões de CO₂ no processo de EOR, apresentado na figura 11, consiste na multiplicação da energia consumida em cada etapa e da emissão específica do combustível utilizado, ou seja, conteúdo de CO₂ no combustível apresentado na tabela 9.

A figura 12, apresentada a seguir, mostra o setor vazamento de CO₂, incluindo o componente de fluxo de CO₂ que pode vazar durante a operação de reciclo.

A figura 13 apresenta o setor de armazenamento de CO₂ no reservatório.

O setor apresentado na figura 14 contabiliza as emissões devidas ao uso final de derivados de petróleo, seja na forma de gasolina, diesel, óleo combustível etc.

Figura 12 - Setor de vazamento de CO₂. Figura 13 - Setor de armazenamento de CO₂ no reservatório. Figura 14 - Setor de emissões de CO₂ devidas ao uso de derivados do petróleo.

De acordo com o IPCC (2006), conteúdo de CO₂ para o óleo cru é de aproximadamente 73,3 t/TJ de óleo. Além disso, segundo o Balanço Energético Na-

cional (2007), o conteúdo energético de um barril de óleo é de 5,94 GJ. Assim, assumindo que os produtos refinados têm o mesmo conteúdo energético que o óleo cru, tem-se que o componente fator de emissão de CO₂ por barril de óleo do setor apresentado na figura 14 é de aproximadamente 0,436 t.

Na figura 15, pode ser visualizado o estoque balanço de CO₂, que indica a magnitude de CO₂ na atmosfera durante o processo de seqüestro de CO₂-EOR. Tal quantidade é resultado do balanço de fluxos de entrada e de saída de CO₂, como pode ser visto na equação 13, abaixo. Considerou-se que a variável balanço de CO₂ era aproximadamente nula no instante t = 0.

Figura 15 - Estoque balanço de CO₂ e seus respectivos fluxos.

$$\text{Balanço de CO}_2 (t) = \text{Balanço de CO}_2 (t-dt) + (\text{CO}_2 \text{ emitido devido ao uso dos derivados do óleo} + \text{emissão CO}_2 \text{ no processo de EOR} + \text{CO}_2 \text{ vazado} - \text{CO}_2 \text{ armazenado no Reservatório}) * dt \quad (13)$$

Após as simulações com os dados-base, verifica-se que, ao longo de 20 anos de vida útil do projeto, serão produzidos 3,65 milhões de bbl. Além disso, o projeto de EOR contribui para reduzir as emissões de gases de efeito estufa oriundas de diversas fontes industriais. Considerando o reaproveitamento do gás que seria originalmente emitido para a atmosfera (1,46 MMtCO₂) e na sua injeção no reservatório, além das emissões geradas pelo processo de EOR e as emissões oriundas do uso dos produtos derivados do petróleo, haverá uma contribuição de reduzir 37%.

A figura 16 mostra que a concentração de CO₂ na atmosfera, representada pela variável balanço de CO₂, aumenta linearmente ao longo do tempo. Ao final de 20 anos haverá 0,925 MMtCO₂ na atmosfera.

Figura 16 - Variável balanço de CO₂ ao longo do tempo (modelo base).

O crescimento linear, apresentado na figura 16, foi assumido em decorrência dos dados iniciais e das relações consideradas no modelo. O modelo utilizado comporta outros modelos de concentração de CO₂ que poderão ser implementados à medida que novas relações sejam desenvolvidas.

A figura 17 mostra o comportamento dos componentes CO₂ no reservatório e produção acumulada de óleo ao longo do tempo.

Observa-se na figura 17 que ao longo de 20 anos, 3,65 MMbbl de óleo serão produzidos enquanto que 0,73 milhões de toneladas de CO₂ ficarão armazenadas no reservatório.

O armazenamento líquido de CO₂ no reservatório por tonelada de óleo recuperado também foi analisado utilizando-se o *software* Stella® (o armazenamento de CO₂ levando-se em conta os requisitos de energia e as emissões de CO₂ do processo total).

Assumiu-se que 0,40 tCO₂ são necessárias para a injeção para se produzir 1,00 bbl de óleo. A quantidade injetada depende das características do reservatório. Desta quantidade necessária, 0,20 t permanecem no re-

Figura 17 - Quantidade de CO₂ armazenado e produção acumulada de óleo ao longo da vida útil do projeto.

servatório, enquanto que o restante do CO_2 é produzido com o óleo. No entanto, a quantidade líquida de CO_2 armazenado por barril de óleo produzido é aproximadamente 0,18 t, já que CO_2 é emitido devido à utilização de energia (uma quantidade de aproximadamente 0,02 tCO_2 emitido por bbl de óleo produzido). Este resultado está de acordo com a literatura, como se pode observar na tabela 10. Conforme Wilson *et al.* (2000 *apud* Hendriks *et al.*, 2004) indicaram, uma quantidade de aproximadamente 0,15 tCO_2 é armazenada para cada barril de óleo, enquanto Espie (2000, *apud* Hendriks *et al.*, 2004) relatou um valor de 3,3 barris de óleo para cada tCO_2 armazenada na área do Mar do Norte, ou 0,3 t de CO_2 por barril de óleo. De acordo com Stalkup (1984), a razão líquida em quatro experimentos de campo variou entre 0,18 e 0,78 tCO_2 por barril de óleo, razões brutas são duas vezes maiores.

A figura 18 apresenta o comportamento da energia consumida durante a operação seqüestro de CO_2 -EOR.

Pode-se observar na figura 18 que a operação é muito intensiva em utilização de energia aproximadamente 1,164 PJ e 11,6 TJ de eletricidade e calor serão consumidos ao longo da vida útil do projeto.

Foram realizadas análises de sensibilidade no modelo. Alguns dados de entrada de maior interesse fo-

Tabela 10 - Eficiência de armazenamento de CO_2 em operações de EOR.

Eficiência de Armazenamento (tCO_2/bbl)	Referência Bibliográfica
0,18	Resultado desta pesquisa
0,15	Wilson <i>et al.</i> 2000 (<i>apud</i> Hendriks <i>et al.</i> , 2004)
0,30	Espie 2000 (<i>apud</i> Hendriks <i>et al.</i> , 2004)
0,18 a 0,78	Stalkup (1984)

Figura 18 - Energia consumida no projeto.

ram variados e assim os impactos devidos às mudanças nos sistemas foram testados. A figura 19 apresenta uma análise de sensibilidade para o componente balanço de CO_2 quando se varia o fator de armazenamento.

Figura 19 - Análise de sensibilidade para a variável balanço de CO_2 em função da taxa de armazenamento.

Como esperado, quanto maior o fator de armazenamento, menor é o valor do componente balanço de CO_2 , ou seja, quanto mais CO_2 fica armazenado no reservatório, menor a quantidade de CO_2 na atmosfera. Considerando fatores de armazenamento de 0,495 e 0,99, obtém-se uma redução de 36% e 86% na quantidade de CO_2 na atmosfera e um aumento de 14% para um fator de armazenamento igual a 0.

Interagindo com o painel de controle, utilizou-se o dispositivo *switch* (interruptor) e substituiu-se o gás natural pelo óleo combustível como fonte de energia a fim de analisar o impacto no elemento balanço de CO_2 . Para a mesma análise de sensibilidade da figura 19, obtém-se a figura 20 ao se trocar a fonte de energia.

Figura 20 - Análise de sensibilidade para a variável balanço de CO_2 em função da taxa de armazenamento considerando o óleo combustível como fonte de energia.

Desta forma, obtém-se uma redução de 30% e 80% na concentração de CO₂ na atmosfera, para um fator de armazenamento igual a 0,495 e 0,99, respectivamente, enquanto que para um fator de armazenamento igual a 0,00, há um aumento de 19% na concentração do gás de efeito estufa na atmosfera.

Na figura 21, pode ser observado que na medida em que a taxa de reciclo aumenta, a variável balanço de CO₂ diminui, ou seja, quanto maior a quantidade de CO₂ reciclada, menor a quantidade emitida para a atmosfera.

Da figura 21, percebe-se que para uma razão de reciclo de 10,0%, a magnitude de CO₂ na atmosfera corresponde a $1,57 \times 10^6$ tCO₂, enquanto que para uma razão de reciclo de 54,5% e 99,0% a magnitude é de $1,24 \times 10^6$ e $9,25 \times 10^5$ tCO₂ respectivamente.

Pode-se observar através da simulação do modelo que a variável balanço de CO₂, apresenta 925.397 tCO₂ ao final de 20 anos, representando uma redução de aproximadamente 37%, ou seja, contabilizando todas as emissões inerentes ao processo, assim como o montante efetivo armazenado no reservatório, e considerando que aproximadamente 1,46 MM tCO₂ seriam emitidas para a atmosfera se não fossem aproveitadas neste projeto. As figuras 22 e 23 resumem os resultados do modelo global.

Figura 21 - Análise de sensibilidade da variável balanço de CO₂ em função da taxa de reciclo.

Figura 22 - Gráfico comparativo das variáveis do sistema seqüestro de CO₂-EOR.

Figura 23 - Comportamento dinâmico das variáveis envolvidas no processo seqüestro de CO₂ - EOR. Legenda: 1) Produção acumulada de óleo em bbl, 2) CO₂ no Reservatório, 3) Balanço de CO₂, 4) Eletricidade consumida na EOR, 5) Calor consumido na EOR.

CONCLUSÕES A análise do ciclo de vida do CO₂ em todo o processo de seqüestro de CO₂/EOR é de fundamental importância, para quantificar os requisitos de energia, as emissões diretas e indiretas, bem como o armazenamento do gás no reservatório. Esses resulta-

dos apontam que o seqüestro de CO₂ é uma ferramenta importante para se reduzir as emissões desse gás estufa na atmosfera. Observou-se que algumas variáveis são importantes para minimizar o uso de energia tanto na etapa de compressão quanto na etapa de transporte de

CO₂, resultando assim em menores emissões.

Deve-se considerar que nem todo o CO₂ injetado permanece armazenado no reservatório. Uma parte desta quantidade é produzida com o óleo, separada e re-injetada e o restante permanece armazenada no reservatório. Desta quantidade, deve-se levar em conta a energia utilizada para realizar todo o processo, desde a etapa captura na fonte de emissões, passando pelo armazenamento, até o uso do produto final. Neste trabalho, um modelo dinâmico foi desenvolvido para simular o comportamento do sistema seqüestro de CO₂ – EOR ao longo do tempo. Este modelo leva em conta os requisitos de energia para todo o processo de seqüestro de CO₂ com as conseqüentes emissões.

O modelo desenvolvido neste trabalho mostra que apesar do processo de EOR ser altamente intensivo no uso de energia, o volume de emissões é muito menor que a contribuição da mitigação do gás de efeito estufa. Assim, atesta-se a vantagem da operação EOR como meio de seqüestro, uma vez que esta permite o uso continuado dos combustíveis fósseis de forma sustentável. Como esperado, as análises de sensibilidade indicam que a quantidade de CO₂ na atmosfera diminui

com o aumento do fator de armazenamento. A partir daí, nota-se a importância de estudos de estratégias de otimização para maximização da quantidade de CO₂ armazenada com igual, ou até mesmo, maior produção de óleo.

Outra análise realizada consistiu na troca da variável correspondente ao combustível utilizado para geração de energia para o processo. Substituindo-se o gás natural no caso base, pelo óleo combustível, obtém-se uma contribuição para redução de CO₂ inferior àquela obtida pelo uso do gás natural. Analisou-se também o impacto da taxa de reciclo na quantidade de CO₂ na atmosfera. Por exemplo, se não houvesse reciclo, todo o CO₂ produzido junto com o óleo seria separado e liberado para atmosfera.

Agradecimentos Os autores agradecem o suporte da CAPES, CNPq, Petrobras e aos grupos de pesquisas LAGE (IG/CEPETRO/UNICAMP) e UNISIM (DEP/FEM/CEPETRO) para o desenvolvimento dessa pesquisa, a Juliana F. Bueno no ajuste das figuras e aos revisores Francisco Fontes Lima Neto e Christhiaan van Greco pelas sugestões no manuscrito original.

Referências

- Ahmed T. 1997. A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure. In: Society of Petroleum Engineers Inc., Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, 5, Rio de Janeiro, Brasil, SPE 39034, CD-ROM.
- Bachu S. 2000. Sequestration of CO₂ in Geological Media: Criteria and Approach for Site Selection in Response to Climate Change. *Energy Covers. Mgmt.*, 4:953.
- Bachu S. 2001. Screening and Ranking of Hydrocarbon Reservoirs for CO₂ Storage in the Alberta Basin, Canada. In: US Department of Energy – National Energy Technology Laboratory, National Conference on Carbon Sequestration, 5, Washington D. C., CD-ROM.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. 2007. *Balanço Energético Nacional 2007: Ano Base 2006*. Disponível em: http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=14493. Acessado em 23/04/2008.
- Bradley R.T. 2001. Carbon Dioxide Injection System Brings New Life to Old Fields. *The American Oil & Gas Reporter*, 44(3).
- Carcoana A.N. 1982. Enhanced Oil Recovery in Rumania. In: Joint SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, 3, SPE of AIME, Dallas, Texas, p. 367-379.
- David J. & Herzog H. 2000. The Cost of Carbon Capture. In: IEA Greenhouse Gas R&D Programme, International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5, Cairns, Queensland Austrália, CDRom.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). 1999. *Enhanced Oil Recovery Scoping Study*. Palo Alto, CA – USA: TR – 11386, 148 p.
- EUROPEAN CARBON DIOXIDE NETWORK. 2006. *Capturing and Storing Carbon Dioxide: Technical Lessons Learned*. Disponível em: <http://igitur-archive.library.uu.nl/chem/2006-1201-213636/Damen%20Technical%20Lessons.pdf>. Acessado em 20/01/2007.
- Farla J.C.M., Hendriks C.A., Blok K. 1995. Carbon Dioxide Recovery from Industrial Processes. *Energy Covers. Mgmt.*, 36(6-9):827.
- Gaspar A.T.F.S, Suslick S.B., Ferreira D.F., Lima G.A.C. 2005. Economic Evaluation of Oil Production Project with EOR: CO₂ Sequestration in Depleted Oil Field. In: Society of Petroleum Engineers Inc., SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 13p, SPE 94922, CD-Rom.
- Hendriks C., Graus W., van Bergen F. 2004. *Global carbon dioxide storage potential and costs*. ECOFYS em cooperação com TNO, report nº EEP – 02001, The Netherlands, 71p.
- Herzog H. & Golomb D. 2004. *Carbon Capture and Storage from Fossil Fuel Use*. Encyclopedia of Energy, Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, 19p.
- Herzog H., Eliasson B., Kaarstad O. 2000. Capturing Greenhouse Gases. *Scientific American*, 282(2):72-79.
- Herzog H., Drake E. M., Adams E.E. 1997. *CO₂ Capture, Reuse and Storage Technologies for Mitigating Global Climate Change - A White Paper*. Final Report. DOE Order Nº DE-AF22-96PC01257. Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, 66p.
- Hitchon B. 1996. *Aquifer Disposal of Carbon Dioxide: Hydrodynamic and Mineral Trapping – Proof of Concept*. Geoscience Publishing Ltd., Sherwood Park, Alberta, Canada, 165p.
- Holloway S. 2005. Underground Sequestration of Carbon Dioxide - a Viable Greenhouse Gas Mitigation Option.

- Energy*, **30**(11-12):2318-2333.
- Holtz M.H., Nance P.K., Finley R.J. 2001. Reduction of Greenhouse Gas Emissions through CO₂ EOR in Texas. *Environmental Geosciences*, **8**(3):187-199.
- Hustad C.W. & Austell J. M. 2004. Mechanisms and incentives to promote the use and storage of CO₂ in the North Sea. In: Roggenkamp M.M. & Hammer U. (eds.) *European Energy Law Report I*, Intersentia, p. 355-380.
- Hustad C.W. & Bjornnes G. 2000. The Norwegian CO₂-Infrastructure Initiative: The Economics and Socio-Economics of using CO₂ for Enhanced Oil Recovery in the North-Sea Basin. In: International Conferences on Global Carbon Management and Sequestration Technologies and Life Cycle analysis, 3, Washington D.C., *Dixy Lee Ray Memorial Symposium*, 10 p.
- IPCC. 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. In: Metz B., Davidson O., Coninck H.C., Loos M., e Meyer L.A. (eds.) *Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, 442p.
- IPCC. 2006. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. In: Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., Tanabe K. (eds.) *Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Published*. IGES, Japan, Vol. 2 (Energy), Relatório, 301p.
- IPCC. 2007. Climate Change 2007: Mitigation. In: Metz B., Davidson O.R., Bosch P.R., Dave R., Meyer L.A. (eds.) *Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, Cambridge University Press, 851p.
- Klara S. & Byrer C. 2003. *Carbon Sequestration through Enhanced Oil Recovery, Program Facts*, U. S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/program/Prog053.pdf>. Acesso em 13/02/2004.
- Klins M.A. 1984. *Carbon Dioxide Flooding*. Basic Mechanisms and Project Design, Boston, M.A – USA, International Human Resources Development Corporation, ISBN 0-934634-44-0, 267p.
- Litynski J.T., Klara, S.M., McIlvried H.G., Srivastava R.D. 2006. The United States Department of Energy's Regional Carbon Sequestration Partnerships Program: A Collaborative Approach to Carbon Management. *Environment International*, **32**:128-144.
- Lysen E.H. 2002. *Peacs - Opportunities for early application of CO₂ sequestration technology*. Final Report, IEA Greenhouse Gas R. & D. Programme, UCE: Utrecht Centre for Energy Research, 100p.
- Mathiassen O. M. 2003. *CO₂ as injection gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the potential on the Norwegian Continental Shelf*. Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim/Stavanger, p.98.
- Metcalf R.S. 1982. Effects of impurities on minimum miscibility pressures and minimum enrichment levels for CO₂ and rich gas displacements. *SPE Journal*, **22**(2):219-225.
- Moritis G. 2006. CO₂ Injection Gains Momentum. *Oil and Gas Journal*, **104**(15):37-41.
- Nguyen N. & Allinson W.G. 2002. The economics of CO₂ capture and geological storage. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers Inc., Melbourne, Australia, SPE 77810, CD-ROM.
- Orr F.M. & Taber J.J. 1994. Use of Carbon Dioxide. Enhanced Oil Recovery. *Science, New Series*, **224**(4649):563-569.
- OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT (OTA). 1978. *Enhanced Oil Recovery Potential in the United States*. Congress of the United States, 6 de Janeiro, NTIS order #PB-276594, Washington, DC., 234p.
- Rocha P.S., Souza, A.O.A.B., Câmara R.J.B. 2002. O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província brasileira. *Bahia Análise & Dados*, **11**(4):32- 44.
- Sasaki K. 2004. *Carbon Sequestration Technology – Current Status and Future Outlook, Fourth Meeting for Research and Report*. Institute of Energy Economics, Japan, IEEJ Publication, 18p.
- Shecaira F. 2004. Injeção de CO₂ Rejuvenesce Campos da Bacia do Recôncavo. *Conexão PRAVAP*, **13**:1-3.
- Stalkup F.I. 1984. *Miscible Displacement*. Monograph Series, New York, Society of Petroleum Engineers of AIME, Vol. 8, 204p. ISBN 0-89520-319-7.
- Stevens S.H. & Gale J. 2000. Geologic CO₂ Sequestration may benefit upstream industry. *Oil & Gas Journal*, 15 de Maio. **98**(20):40-43.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (USDOE). 2004. *Geological Sequestration Research*. Disponível em <http://fossil.energy.gov/sequestration/geologic/index.html>. Acessado em 02/12/2004.
- van DER MEER L.G.H. 1993. The Conditions Limiting CO₂ Storage in Aquifers. *Energy Convers. Mgmt.*, **34**(9-11):959.
- Waldie K. 2003. *Carbon Sequestration: Defining the Future of Geological CO₂ Sequestration*. Combustion-news. Canada's Clean Combustion Network. Combustion-Net, March, 6p.
- Wang Y. 1998. *Analytical Calculation of Minimum Miscibility Pressure*. PhD Dissertation, Stanford University, Stanford, CA., USA, 203p.

Manuscrito BR 10

Submetido em 21 de dezembro de 2007

Aceito em 04 de abril de 2008