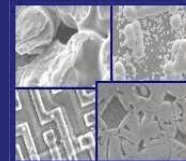




PUCRS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia
Faculdade de Física
Faculdade de Química



PGETEMA

**RESERVATÓRIOS ESTRATÉGICOS DE CO₂ PARA FUTURO USO
EM PROJETOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO E
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂
NO BRASIL**

JOÃO MIGUEL FAIM MARTINS
ENGENHARIA QUÍMICA

**DISSERTAÇÃO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

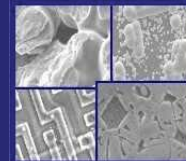
Porto Alegre
Junho, 2009



PUCRS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia
Faculdade de Física
Faculdade de Química



PGETEMA

**RESERVATÓRIOS ESTRATÉGICOS DE CO₂ PARA FUTURO USO
EM PROJETOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO E
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂
NO BRASIL**

JOÃO MIGUEL FAIM MARTINS

ENGENHARIA QUÍMICA

ORIENTADOR: PROF. DR. JOÃO MARCELO MEDINA KETZER

Dissertação realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

**Porto Alegre
Junho, 2009**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e às minhas sobrinhas.

AGRADECIMENTOS

Desejo expressar os meus mais sinceros agradecimentos ao Professor Doutor João Marcelo Medina Ketzer pela possibilidade concedida de realizar esta dissertação, bem como pelos seus ensinamentos e apoio constante que sempre me dispensou ao longo da realização deste trabalho.

Agradeço ao Giancarlo Carporale, Carolina Centeno e Claudia Machado pelo apoio na realização dos mapas em sistema de informação geográfica e ao Kauã Sommer e Eduardo Maia pelo desenvolvimento das figuras.

Agradeço à Professora Doutora Zuleika Carretta Correa da Silva e ao Doutor Roberto Heemann pela amizade e apoio nos assuntos relacionados com a geologia.

Um agradecimento especial ao Paulo Cunha por toda a amizade, pelos valiosos ensinamentos. Louvo o seu dinamismo recheado de boa disposição com que sempre me presenteou.

Ao Telmo Ferreira e Luís Filipe um obrigado por toda a amizade, paciência e pelos bons momentos passados.

Por fim, desejo exprimir a minha eterna gratidão aos meus pais, por toda a ajuda e encorajamento.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	3
AGRADECIMENTOS	4
SUMÁRIO	5
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE TABELAS.....	9
RESUMO.....	10
ABSTRACT	11
1. INTRODUÇÃO.....	12
2. OBJETIVOS	14
2.1. Objetivos Específicos.....	14
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
3.1. Tecnologias de captura, transporte, armazenamento/ aprisionamento e posterior recuperação de CO₂.....	15
3.1.1. Captura de CO ₂	15
3.1.2. Transporte de CO ₂	16
3.1.3. Armazenamento/ aprisionamento de CO ₂ em aquíferos salinos.....	17
3.1.4. Recuperação do CO ₂ armazenado em aquíferos salinos	19
3.2. Recuperação avançada de petróleo - EOR e fechamento do <i>venting</i>.....	22
3.2.1. Recuperação avançada de petróleo – EOR	22
3.2.2. Reinjeção do CO ₂ produzido ou fechamento do <i>venting</i>	23
3.3. Aplicação do CCS Dinâmico - DCCS no Brasil	24
3.3.1. Localização e quantificação das emissões estacionárias de CO ₂	24
3.3.2. Localização de <i>sites</i> para armazenamento estratégico de CO ₂ em aquíferos salinos e respectiva capacidade.....	25
3.3.3. Potencial de recuperação avançada de petróleo - EOR, no Brasil	26
4. MATERIAIS E MÉTODOS	28
4.1. Critérios de avaliação da aplicabilidade de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS no Brasil.....	28
4.1.1. Quantidade de CO ₂ emitida anualmente de fontes estacionárias por estado brasileiro.....	29

4.1.2. Quantidade de CO ₂ emitida anualmente de fontes estacionárias com correntes gasosas de elevada concentração de CO ₂ (>60% mol), por estado brasileiro.....	29
4.1.3. Quantidade de petróleo recuperável através da injeção de CO ₂ e respectiva quantidade de CO ₂ necessária, por estado brasileiro.....	30
4.1.4. Relação entre quantidade de CO ₂ necessária para EOR e CO ₂ emitido de fontes estacionárias anualmente, por estado brasileiro.....	31
4.2. Aplicabilidade de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS no Brasil.....	32
4.3. Cálculo de CO₂ recuperável de aquíferos salinos após armazenamento por um período de 20 anos e tempo necessário para acumular CO₂ em reservatórios estratégicos para suprir todos os projetos de EOR, por estado brasileiro.....	32
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	34
5.1. Desenvolvimento do conceito de Captura e Armazenamento Dinâmico de CO₂ - DCCS.....	34
5.2. Potencial de prospectividade de aplicação de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS no Brasil.....	42
5.2.1. Fontes estacionárias de CO ₂	42
5.2.2. Fontes estacionárias com correntes de elevada concentração de CO ₂	44
5.2.3. Quantidade de petróleo recuperável através da recuperação avançada de petróleo – EOR e CO ₂ necessário.....	46
5.2.4. Aplicabilidade de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO ₂ – DCCS no Brasil.....	49
5.3. CO₂ recuperável de aquíferos salinos após armazenamento por um período de 20 anos e tempo necessário para acumular CO₂ em reservatórios estratégicos para suprir todos os projetos de EOR.....	52
6. CONCLUSÕES.....	55
7. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	58
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59
ANEXOS.....	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Projeções do mercado de energia por tipo, de 1980 a 2030, modificado de Administração de Informação de Energia (2006)	12
Figura 3.1. Simulação da dissolução de CO ₂ na Formação Utsira (projeto Sleipner/ Noruega), modificado de Tore Torp (2007)	17
Figura 3.2. Mecanismos de aprisionamento de CO ₂ ao longo do tempo de injeção e após esta, modificada de IPCC (2005).....	18
Figura 3.3. Armazenamento geológico de CO ₂ em aquífero salino, modificada de Goraieb et al (2005)	19
Figura 3.4. Visualização do acúmulo de CO ₂ , na Formação Utsira, através de dados sísmicos ao longo do tempo (projeto Sleipner/ Noruega) segundo Tore Torp (2007).....	20
Figura 3.5. Simulação da distribuição de 3 milhões de toneladas de CO ₂ , após 3 anos da injeção na Formação Utsira (projeto Sleipner/ Noruega), segundo Tore Torp (2007)	20
Figura 3.6. Diagrama mostrando recuperação avançada de petróleo – EOR, pelo método miscível, modificado de <i>The BRGM series “Geoscience Issues”</i> (2005).....	23
Figura 3.7. Mapa brasileiro de fontes estacionárias de CO ₂ (Carbmap, 2009)	24
Figura 3.8. Mapa brasileiro de fontes estacionárias de CO ₂ , por setor industrial, segundo Carbmap (2009)	25
Figura 3.9. Mapa das bacias sedimentares brasileiras, segundo Ketzer et al (2007)	26
Figura 5.1. Resultados da recuperação avançada de óleo - EOR, com injeção de CO ₂ , no campo de Buracica, segundo Rocha et al (2006).....	35
Figura 5.2. Primeira fase do DCCS em terra: captação do CO ₂ de várias fontes emissoras pelas estratégias 1 e 2 e constituição do reservatório estratégico de CO ₂	37
Figura 5.3. Segunda fase do DCCS em terra: recuperação do CO ₂ do reservatório estratégico e distribuição por diferentes projetos de EOR em terra e mar	38

Figura 5.4. Primeira fase do DCCS em mar: captação do CO ₂ de uma planta de processamento de gás natural e constituição do reservatório estratégico de CO ₂	39
Figura 5.5. Primeira fase do DCCS em mar vista no perfil, por exemplo, do campo Tupi: captura do CO ₂ de uma planta de processamento de gás natural e formação do reservatório estratégico de CO ₂ , modificado de Santos (2008).....	39
Figura 5.6. Segunda fase do DCCS em mar: recuperação do CO ₂ do reservatório estratégico, distribuição por diferentes projetos de EOR e reutilização do CO ₂ entre reservatórios de petróleo	40
Figura 5.7. Segunda fase do DCCS em mar vista no perfil, por exemplo, do campo Tupi : recuperação do CO ₂ do reservatório estratégico, distribuição por diferentes projetos de EOR acima da camada de sal, modificado de Santos (2008).....	41
Figura 5.8. Segunda fase do DCCS em mar vista no perfil, por exemplo, do campo Tupi : recuperação do CO ₂ do reservatório estratégico, distribuição por diferentes projetos de EOR na camada do pré-sal, modificado de Santos (2008).....	41
Figura 5.9. Mapa de emissões de CO ₂ de fontes estacionárias por estado brasileiro	43
Figura 5.10. Mapa de emissões de CO ₂ de fontes estacionárias com correntes gasosas de elevada concentração de CO ₂ (>60% mol) por estado brasileiro.....	45
Figura 5.11. Mapa brasileiro da quantidade de petróleo recuperável por recuperação avançada de petróleo - EOR com injeção de CO ₂ e CO ₂ necessário para o efeito, por estado.....	48
Figura 5.12. Mapa dos potenciais de prospectividade de aplicação de DCCS no Brasil	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1. Reservas totais e provadas de petróleo em 2007, petróleo recuperável por EOR e CO ₂ necessário para EOR, por estado brasileiro	47
Tabela 5.2. Potenciais de prospectividade dos critérios de avaliação e da aplicabilidade do DCCS no Brasil.....	50
Tabela 5.3. Quantidade de CO ₂ disponível para 20 anos de armazenamento estratégico (ver capítulo 4.3) e tempo de acúmulo de CO ₂ necessário para garantir todo o abastecimento do EOR, para todo tipo de fontes estacionárias de CO ₂	53
Tabela 5.4. Quantidade de CO ₂ disponível para 20 anos de armazenamento estratégico (ver capítulo 4.3) e tempo de acúmulo de CO ₂ necessário para garantir todo o abastecimento do EOR, para emissões de CO ₂ de fontes estacionárias com elevada concentração de CO ₂	54
Tabela A.1. Emissões de CO ₂ de fontes estacionárias brasileiras, por estado.	62

RESUMO

MARTINS, João Miguel Faim. **Reservatórios estratégicos de CO₂ para futuro uso em projetos de recuperação avançada de petróleo e armazenamento geológico de CO₂ no Brasil**. Porto Alegre. 2009. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

A segurança energética do país e o contínuo aumento da demanda de hidrocarbonetos no mundo têm exigido uma rápida resposta por parte das indústrias petrolíferas de forma a que não haja interrupções em seu fornecimento. A utilização do CO₂ como substância capaz de aumentar a recuperação de hidrocarbonetos em campos de petróleo é uma atividade conhecida e de eficiência comprovada. Apesar da tecnologia de separação e captura de CO₂ ser ainda relativamente cara, é de fundamental importância que as companhias petrolíferas comecem a ter reservas estratégicas deste gás para que tenham capacidade de suprir aumentos de demandas de hidrocarbonetos. Desta forma será possível maximizar o tempo de vida útil dos campos de óleo, tornando-os mais sustentáveis em termos ambientais e econômicos. Assim, o presente estudo introduz o conceito inédito de captura e armazenamento geológico dinâmico de CO₂ - DCCS, que tem como objetivo principal, formar reservatórios estratégicos de CO₂, através da captura do CO₂ de fontes emissoras, transporte e respectiva injeção em reservatório, que podem ser rápida e facilmente utilizados como fonte de CO₂ para recuperação avançada de óleo - EOR em campos maduros de petróleo. O DCCS tem a função de garantir que não ocorram falhas no abastecimento de CO₂ em projetos de EOR, não comprometendo a viabilidade econômica destes. O desenvolvimento de uma metodologia de seleção de regiões com potencial para implantação de projetos de DCCS é também foco deste trabalho. A aplicabilidade do DCCS nos estados brasileiros é avaliada na dissertação, segundo esses mecanismos.

Palavras-Chaves: campos de petróleo, CO₂, armazenamento geológico, EOR.

ABSTRACT

MARTINS, João Miguel Faim. **CO₂ strategic reservoirs for future use in enhanced oil recovery and CO₂ geological storage projects in Brazil**. Porto Alegre. 2009. Post-Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

Energy security and increasing demand for fossil fuels in the world are challenging the industry for quick solutions to ensure that disruptions in hydrocarbons supply do not happen in a near future. The use of CO₂ as a substance to enhance hydrocarbons recovery in oil fields is a mature technology that nowadays becomes more and more useful. Despite the fact that CO₂ capture and separation from stationary sources is still an expensive operation, it is imperative that energy companies start to store this gas to ensure peak demands of oil and also increase the lifetime of petroleum fields, making them more economically sustainable in long term. Thus, this work introduces the novel concept of Dynamic CO₂ Capture and Storage - DCCS, a technology that aims to create strategic accumulations of CO₂ through separation of the gas from sources and injection in previously selected geological reservoirs. This way, the stored CO₂ could be easily accessed for quick application in Enhanced Oil Recovery - EOR projects. DCCS guarantees that flaws in CO₂ supply of EOR projects will not occur, without compromising their economic viability. This work also intends to develop site selection criteria for DCCS projects implementation and evaluate the DCCS applicability in Brazilian states.

Key-words: oilfields, CO₂, geological storage, EOR.

1. INTRODUÇÃO

O petróleo vem sendo usado tanto como combustível ou como matéria-prima na indústria e responde pela maior parte da energia consumida no mundo. Esta fonte de energia não é renovável e por isso as suas reservas são finitas. O crescente aumento na demanda de petróleo (figura 1.1) associada à segurança energética dos países tem levado a exploração, cada vez mais, a fronteiras de difícil acesso como, por exemplo, ao mar, em lâminas de água profundas e ultra-profundas e a ambientes inóspitos como o continente Antártico. Este esforço tem resultado no aumento das reservas, insuficientes, porém, para compensar o aumento no consumo.

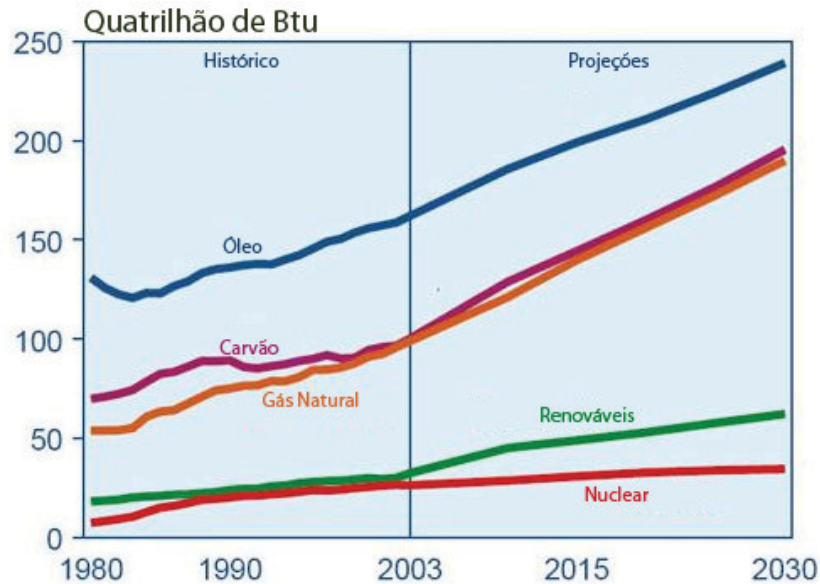


Figura 1.1. Projeções do mercado de energia por tipo, de 1980 a 2030, modificado de Administração de Informação de Energia (2006)

É de conhecimento geral que o petróleo obtido de novas descobertas tenderá a ficar cada vez mais escasso e de difícil acesso, assim o petróleo já descoberto será cada vez mais valorizado. O volume e localização deste petróleo são conhecidos, não existindo o risco exploratório, que encarece o produto assim obtido.

A injeção de CO₂ em campos maduros de petróleo permite recuperar até 40% do óleo residual deixado no reservatório após a produção inicial e recuperação convencional com injeção de água (Blunt et al, 1993). Este método é conhecido por recuperação avançada ou terciária de petróleo - EOR (do inglês, *Enhanced Oil Recovery*).

O EOR eleva a vida útil de projetos de produção de óleo, dependendo das propriedades do óleo, características dos reservatórios e métodos utilizados. Estes parâmetros fazem variar a quantidade de CO₂ necessária por barril de óleo recuperável, fato inerente à economicidade de um projeto de EOR. Atualmente a elevada demanda por CO₂ nos Estados Unidos e no Canadá impulsionou elevados investimentos em plantas de processamento de gás para capturar CO₂ e em dutos para o respectivo transporte, com o intuito de suprir o crescente número de projetos de EOR nos referidos países (Climate Change Business Journal, 2008).

No Brasil, a Petrobras tem investido neste tipo de projeto desde 1987 na Bacia do Recôncavo (Bahia). Tendo havido problemas relacionados ao fornecimento contínuo de CO₂.

Este trabalho visa desenvolver o conceito inédito de captura e armazenamento geológico dinâmico de CO₂ - DCCS (sigla adaptada do termo inglês já consagrado *CO₂ Capture and Storage* – CCS e o conceito Dinâmico - *Dynamic*), que tem como intuito a formação de reservatórios estratégicos de CO₂ ou temporários, segundo Ketzer et al (2006), para posterior utilização em projetos de EOR. Da mesma forma pretende-se demonstrar o potencial de redução de emissões de CO₂ para a atmosfera, pois o CO₂ armazenado deverá permanecer nos reservatórios, após a rota de injeção. O DCCS poderá ter um papel importante nas políticas de produção de óleo e gás das companhias petrolíferas, preparando-as para um futuro em que projetos de recuperação avançada de óleo - EOR serão grande parte do percentual de tecnologias capazes de suprir as demandas de óleo.

Neste trabalho pretende-se desenvolver também critérios de seleção dos locais para implantação de projetos de DCCS e avaliar a aplicabilidade do DCCS no Brasil. A avaliação da aplicabilidade do DCCS é feita por estado pois os dados disponíveis das reservas de petróleo brasileiro estavam assim definidos geograficamente.

2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é apresentar o conceito inédito de captura e armazenamento geológico dinâmico de CO₂ - DCCS e identificar os estados Brasileiros com maior potencial para a aplicação de projetos deste gênero. Para isso, é feita a associação dos reservatórios de petróleo e fontes estacionárias de CO₂ no Brasil, em uma perspectiva qualitativa nacional.

Além disso, este trabalho tem por objetivo promover o desenvolvimento de uma metodologia de seleção de regiões para projetos de DCCS.

2.1. Objetivos Específicos

Desenvolver um mapa brasileiro de prospectividade por estado/ unidade de federação brasileira com relação à massa de CO₂ emitida anualmente por fontes estacionárias de CO₂.

Desenvolver um mapa brasileiro de prospectividade por estado/ unidade de federação brasileira com relação à massa de CO₂ emitida anualmente por fontes estacionárias com emissões de correntes gasosas com elevada concentração de CO₂ (>60%).

Desenvolver um mapa brasileiro com os potenciais de prospectividade dos estados/ unidades de federação brasileiros de produção de petróleo por EOR através das respectivas estimativas da taxa de recuperação terciária – EOR, além do CO₂ necessário para esta recuperação.

Desenvolver um mapa brasileiro com os potenciais de prospectividade de aplicação de projetos de DCCS à escala nacional.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para o desenvolvimento da atividade de captura e armazenamento geológico dinâmico de CO₂ – DCCS dividiu-se a revisão bibliográfica em 3 partes. O desenvolvimento do conceito, que tem como base 2 partes: i) as tecnologias de captura, transporte, armazenamento/ aprisionamento e posterior recuperação de CO₂ e ii) a recuperação avançada de petróleo - EOR e fechamento do *venting* (recirculação do CO₂ injetado). O estudo da aplicabilidade do DCCS no Brasil constitui a última parte.

3.1. Tecnologias de captura, transporte, armazenamento/ aprisionamento e posterior recuperação de CO₂

3.1.1. Captura de CO₂

Em relação à captura do CO₂ de fontes estacionárias, como por exemplo cimenteiras, termelétricas, siderúrgicas, é necessário que existam plantas de separação do CO₂ acopladas. Segundo a publicação da Agência Internacional de Energia (2007a) os processos de captura subdividem-se em póscombustão/ processos industriais, précombustão e oxcombustão. Para Feron e Hendriks (2005), na póscombustão, para os gases de combustão, e nos processos industriais, para a redução das quantidades de CO₂ da corrente de gás natural extraída de um campo, é possível utilizar, entre outras, solventes que absorvem o CO₂ e que podem ser posteriormente recuperados, como por exemplo a monoetanolamina (MEA). Na pré-combustão o CO₂ é separado antes do processo de produção energética. O combustível passa por uma série de reações de gaseificação e reforma onde o CO₂ vai sendo produzido juntamente com gás de síntese, composto por CO, H₂ e CH₄, e capturado. Existe a oxcombustão, que consiste na queima de combustível com

oxigênio em vez de ar, possibilitando que a reação de combustão seja completa e que o gás de exaustão seja constituído essencialmente por CO₂.

Segundo Baciocchi (2008) e Mustafa et al (2003) existem fontes estacionárias com correntes gasosas com concentrações de CO₂ elevada. O processamento (>99% mol) e reforma (60 – 70% mol) de gás natural, as produções de açúcar e etanol (>99% mol), cal (>99% mol), etileno (60% mol) e amônia (>99% mol) são exemplos em que correntes gasosas podem ter concentrações > 60% mol de CO₂. Estas emissões, de forma geral, podem ser transportadas e injetadas eventualmente em campos de petróleo maduros para recuperação avançada de petróleo, não precisando assim de plantas de separação e captura, tornando o empreendimento mais viável economicamente.

3.1.2. Transporte de CO₂

Uma etapa 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 e deste até os campos de óleo. O relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas – IPCC (2007) indica várias tecnologias.

O transporte de CO₂ por dutos é atualmente a tecnologia mais madura no mercado. 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 navio pode ser mais atrativo economicamente, particularmente quando o CO₂ tem que ser transportado a grandes distâncias ou para projetos localizados no mar.

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.

Os custos associados ao transporte de CO₂ estão diretamente associados à distância necessária percorrer e à quantidade a ser transportada. No caso do dutos, os custos dependem se estes são instalados *onshore* (em terra) ou *offshore* (no mar), se a área é congestionada e se existem montanhas, grandes rios ou regiões

geladas. Todos estes fatores podem dobrar o custo por unidade de comprimento, aumentando mais ainda em regiões densamente populadas.

3.1.3. Armazenamento/ aprisionamento de CO₂ em aquíferos salinos

Na publicação da Agência Internacional de Energia (2007b) explica-se o comportamento deste gás em reservatórios siliciclásticos e carbonáticos, mais propriamente em aquíferos salinos profundos, que podem, naturalmente, servir como base de estudo na formação dos reservatórios estratégicos de CO₂. Este gás é aprisionado em reservatórios de bacias sedimentares, principalmente, por forma física. Segundo Ketzer (2006) o aprisionamento físico ou estrutural consiste em armazenar o CO₂ em uma fase separada (imiscível) no estado supercrítico, gasoso e/ou líquido, dependendo das condições de temperatura e pressão, as quais são diretamente relacionadas com a profundidade, gradiente térmico, temperatura de superfície e densidade da água subterrânea. O CO₂ é retido pela existência de um selo de baixa permeabilidade.

Existem outros tipos de aprisionamento como é o caso da mineralização e dissolução, chamado também de aprisionamento químico. Bachu (2000) considera a mineralização um processo muito lento (>100 anos) em condições geológicas normais. A dissolução do CO₂ em água acontece também por longos períodos de tempo (>100 anos), como é mostrado na figura 3.1. Nesta, Tore Torp (2007) mostra que são necessários aproximadamente 400 anos para que haja dissolução significativa do CO₂ na Formação Utsira, no Mar do Norte, onde se injeta atualmente cerca de 1 milhão de toneladas de CO₂ por ano desde 1996.

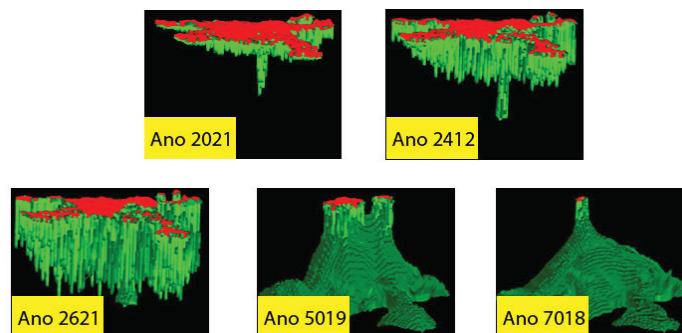


Figura 3.1. Simulação da dissolução de CO₂ na Formação Utsira (projeto Sleipner/ Noruega), modificado de Tore Torp (2007)

A figura 3.2 mostra que o aprisionamento do CO₂, para um período de tempo até 10 a 20 após a injeção deste em aquíferos salinos, é principalmente físico (estrutural, estratigráfico, residual ou hidrodinâmico) e que a dissolução e mineralização não são significativas neste mesmo período.

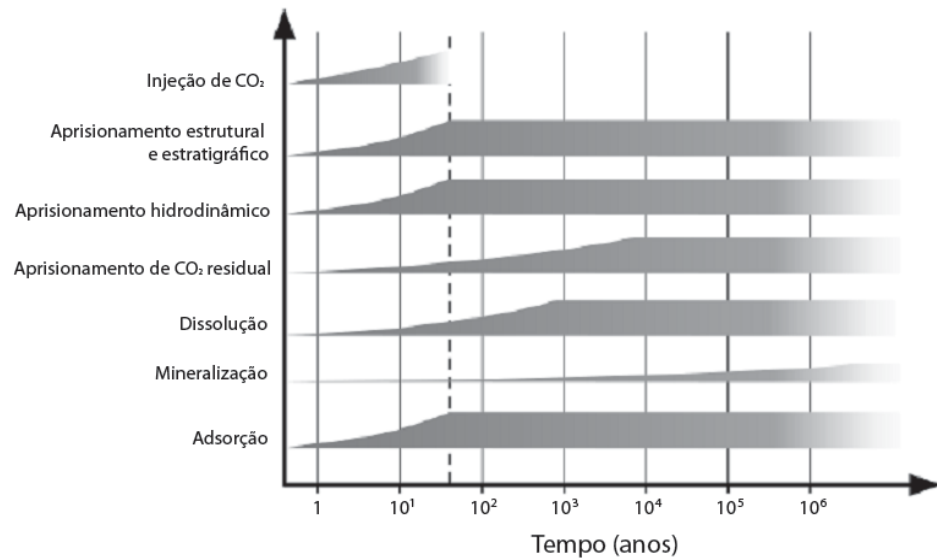


Figura 3.2. Mecanismos de aprisionamento de CO₂ ao longo do tempo de injeção e após esta, modificada de IPCC (2005)

Segundo Goraieb et al (2005) a capacidade de um reservatório é determinada pela profundidade, geometria e pelo fechamento da estrutura anticlinal, ou seja, pela distância vertical entre o topo e a base da estrutura dômica. A figura 3.3 apresenta um desenho esquemático do armazenamento geológico de CO₂ em aquífero salino.

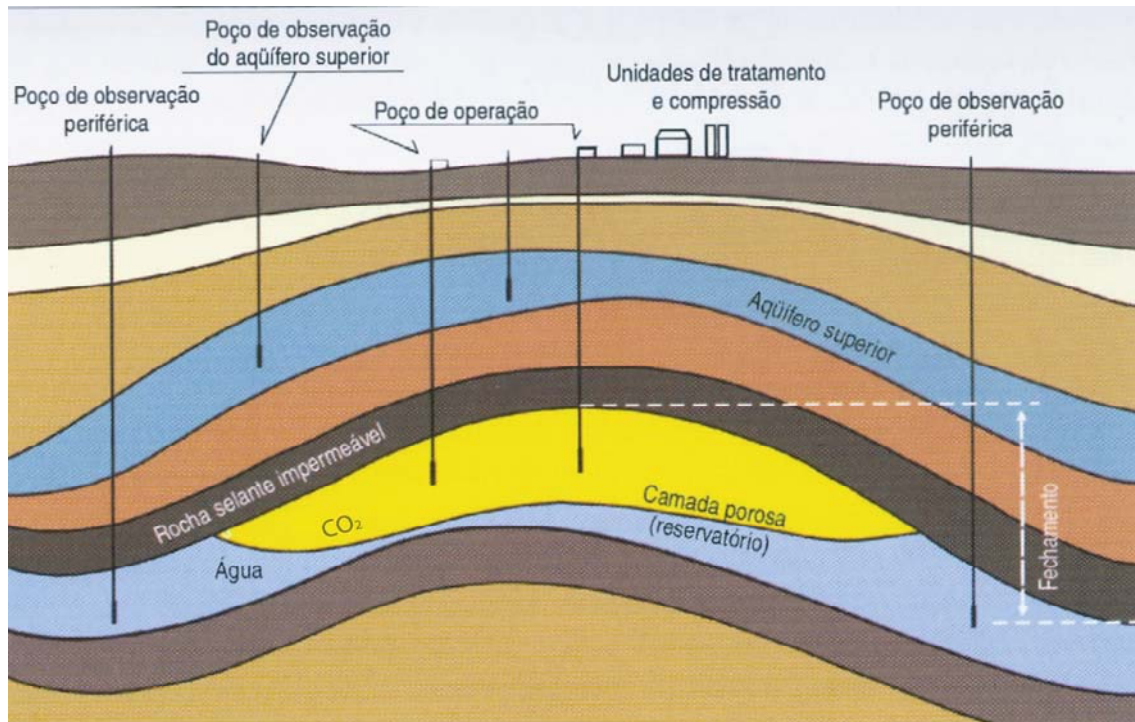


Figura 3.3. Armazenamento geológico de CO₂ em aquífero salino, modificada de Goraieb et al (2005)

3.1.4. Recuperação do CO₂ armazenado em aquíferos salinos

Para entender o comportamento do CO₂ injetado em aquíferos salinos, existem técnicas conhecidas que possibilitam monitorá-lo e assim saber a sua localização e concentração/ quantidade ao longo do tempo. Tore Torp (2007) apresenta, nas figuras 3.4 e 3.5, exemplos deste tipo de dados, associados aos 10 anos de injeção de CO₂ em um aquífero salino profundo, na Formação Utsira, na Noruega, pelo projeto Sleipner. A figura 3.4 mostra a imagem de uma seção sísmica onde é possível ver o acúmulo de CO₂ na Formação Utsira ao longo do tempo e assim identificar o melhor local para fazer a possível extração do CO₂. Neste local tem sido injetado 1 milhão de toneladas de CO₂ anualmente desde 1996. A figura 3.5 demonstra que ferramentas de simulação permitem identificar o posicionamento do CO₂ na Formação Utsira.

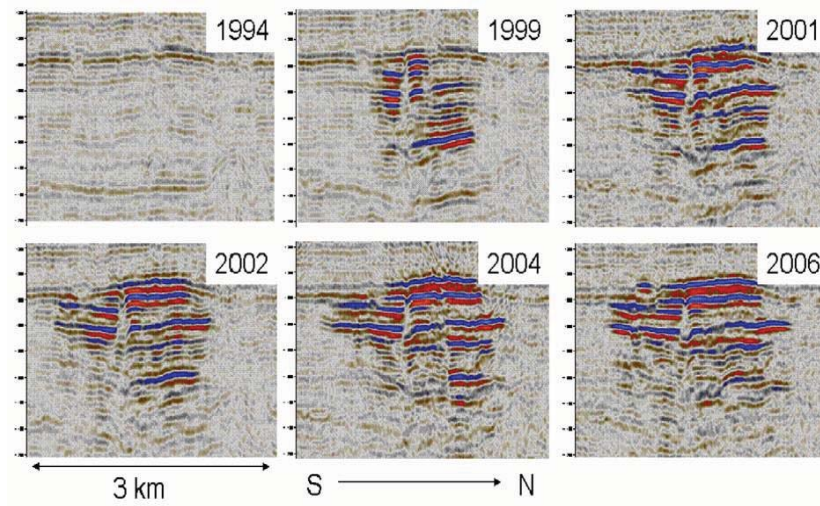


Figura 3.4. Visualização do acúmulo de CO₂, na Formação Utsira, através de dados sísmicos ao longo do tempo (projeto Sleipner/ Noruega) segundo Tore Torp (2007)

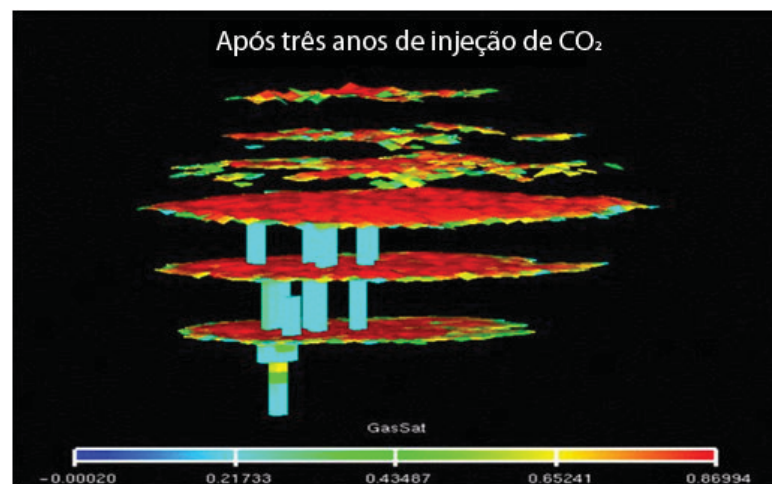


Figura 3.5. Simulação da distribuição de 3 milhões de toneladas de CO₂, após 3 anos da injeção na Formação Utsira (projeto Sleipner/ Noruega), segundo Tore Torp (2007)

Para entender e analisar o processo de recuperação do CO₂ depois de injetado em um aquífero salino é fundamental fazer a analogia com a estocagem subterrânea de gás natural – ESGN, tecnologia que já está muito desenvolvida e disseminada por todo o mundo. Goraieb et al (2005) demonstram que o armazenamento subterrâneo de gás natural pode ser feito em 4 tipos de reservatório:

- Campos ou reservatórios naturais de óleo e gás já exauridos;

- Aquíferos em estruturas anticlinais, constituídas por rochas de porosidade elevada, capeadas por camadas pouco permeáveis;
- Cavernas artificiais contruídas por meio de lixiviação de espessas camadas de rochas salinas; e
- Cavidades de minas subterrâneas abandonadas.

A ESGN já é utilizada desde 1946 e que na década de 1990 existiam aproximadamente 82 projetos deste gênero em aquíferos salinos.

Assim como o DCCS, o ESGN consiste em injetar grandes quantidades de gás, a pressões elevadas, em estruturas geológicas, existentes em ambientes naturais constituídos por rochas sedimentares, por um período de tempo até 30 anos e posterior recuperação. Goraieb et al (2005) mostram que o volume total de gás contido num armazenamento deste tipo é constituído de duas partes distintas: i) gás de base e ii) gás útil e cada um deles ocupa aproximadamente 50% do volume total do reservatório.

Em ESGN o gás de base serve para manter a pressão do reservatório suficientemente alta durante as operações de retirada do gás útil. O gás de base possui uma porção que pode ser recuperada e outra não. Aproximadamente 10% do volume total do reservatório corresponde à porção do gás de base que não pode ser fisicamente recuperada com o nível de pressão de superfície (pressão de abandono). Sua recuperação envolveria caros e inviáveis equipamentos. Em aquíferos salinos corresponde à parte do gás disperso em quantidades tão pequenas que permanecem totalmente imóveis. Esta analogia com ESGN permite determinar os valores finais de recuperação de CO₂ de aquíferos salinos algum tempo (<100anos) depois de injetado (apresentado posteriormente na seção 4. Métodos).

A maioria dos armazenamentos de CO₂ em aquíferos existentes no mundo utiliza reservatórios entre 500 e 2500 metros de profundidade, com pressões variando de 40 a 300 bars, porosidades iguais ou maiores que 10% e permeabilidades acima de 20 mDarcy, preferencialmente a partir de 100 mDarcy.

A taxa de retirada máxima de CO₂ pode ser também estimada por analogia à taxa de produção de gás natural, como por exemplo, no campo de gás de *North Rankin*, que segundo Bradshaw (2008), equivale a $5,66 \times 10^6$ m³ por dia por poço.

Existem, também, há algumas décadas, explorações de campos naturais de CO₂ onde se destaca a estrutura de McElmo no Colorado, e que Stevens (2005) e

Pearce et al (1996) comprovam que o CO₂ é produzido através de tecnologia dominada e com grande viabilidade econômica. Anualmente 14,6 milhões de toneladas de CO₂ são produzidas a partir de 59 poços nesta estrutura desde 1984.

3.2. **Recuperação avançada de petróleo - EOR e fechamento do venting**

3.2.1. **Recuperação avançada de petróleo – EOR**

Gozalpour et al (2005) e Holtz et al (2001) mostram que a injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo é uma tecnologia capaz de aumentar a recuperação de óleo e comprova-o utilizando diversos métodos, reservatórios e óleos, com características/ propriedades diferentes.

O EOR pode ser feito pelo método miscível (figura 3.6.) ou através do método imiscível. Para que haja miscibilidade entre o óleo e o CO₂, e ocorra a redução da viscosidade do óleo, é necessário que as duas condicionantes, pressão mínima de miscibilidade e composição mínima de miscibilidade, sejam efetivas, sendo que ambas variam de forma dependente. Segundo Blunt et al (1993) é possível recuperar, pelo método miscível, até 40% do óleo residual deixado no reservatório após a produção inicial e recuperação convencional com injeção de água (i.e., após recuperação primária e secundária). Para Bachu (2000) este método é mais eficiente em óleos do tipo *light crude*, com densidade superiores a 25 °API (do inglês, *American Petroleum Institute*), em profundidades entre 760 e 3600 m segundo Jessen et al (2005).

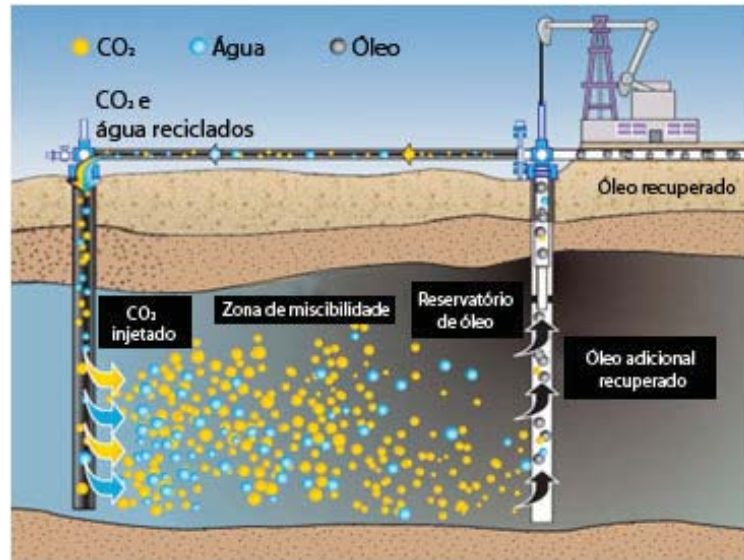


Figura 3.6. Diagrama mostrando recuperação avançada de petróleo – EOR, pelo método miscível, modificado de *The BRGM series “Geoscience Issues”* (2005)

Quando não se consegue atingir a pressão e composição mínimas de miscibilidade, o método é imiscível e o CO₂ apenas desloca o óleo dos poros das rochas, do poço injetor para o poço produtor. Nelms et al (2004) mostram que este método tem potencial de recuperação de petróleo 50% inferior ao método miscível, isso equivale a aproximadamente 20% do óleo residual.

Em relação à quantidade original de petróleo no reservatório - OOIP (do inglês, *Original Oil In Place*) os valores de recuperação de petróleo com injeção de CO₂ variam entre 8% e 16%, segundo Nobakht et al (2008).

Anada et al (1982) mostra que, em média, são necessárias 2,58 toneladas de CO₂ puro para a recuperação de 1 m³ de óleo. Desta forma serão necessárias grandes quantidades de CO₂ para a recuperação dos campos maduros e em fase de amadurecimento no mundo.

3.2.2. Reinjeção do CO₂ produzido ou fechamento do venting

Wilson (2004) mostra-nos que num projeto de EOR a maioria do CO₂ injetado fica armazenado com segurança no meio geológico, mas uma parte deste é produzido juntamente com o óleo recuperado. Para que o CO₂ não seja ventado para a atmosfera este deve ser separado do óleo produzido e reinjetado no

reservatório em produção, permitindo que o armazenamento do CO₂ seja assim permanente.

3.3. Aplicação do CCS Dinâmico - DCCS no Brasil

3.3.1. Localização e quantificação das emissões estacionárias de CO₂

Uma das partes importantes deste trabalho é identificar e quantificar as fontes emissoras de CO₂ no Brasil por estado/ unidade de federação. O Carbmap (2009) contabiliza 1407 fontes estacionárias de CO₂ *onshore*, com massa equivalente de 305 milhões de toneladas de CO₂ por ano. As figuras 3.7 e 3.8 apresentam, respectivamente, o mapa do Brasil com a massa de CO₂ emitida por fonte estacionária e a localização das emissões de CO₂ por setor industrial.

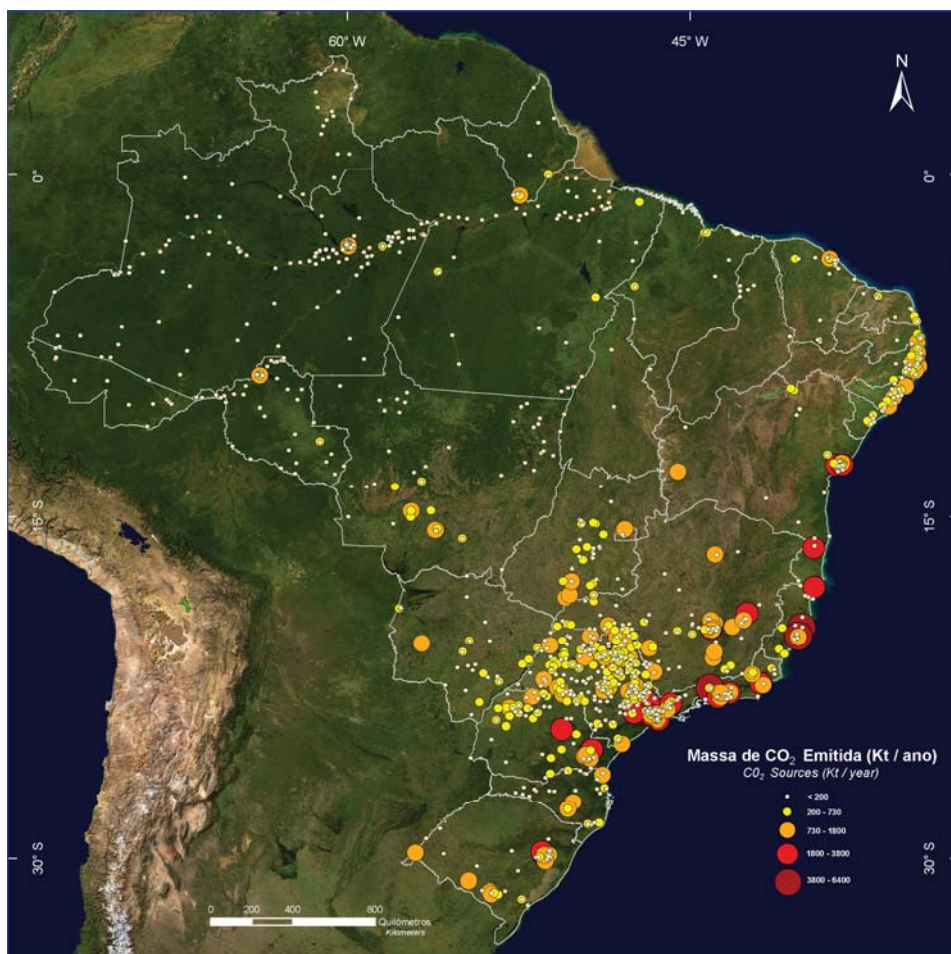


Figura 3.7. Mapa brasileiro de fontes estacionárias de CO₂ (Carbmap, 2009)

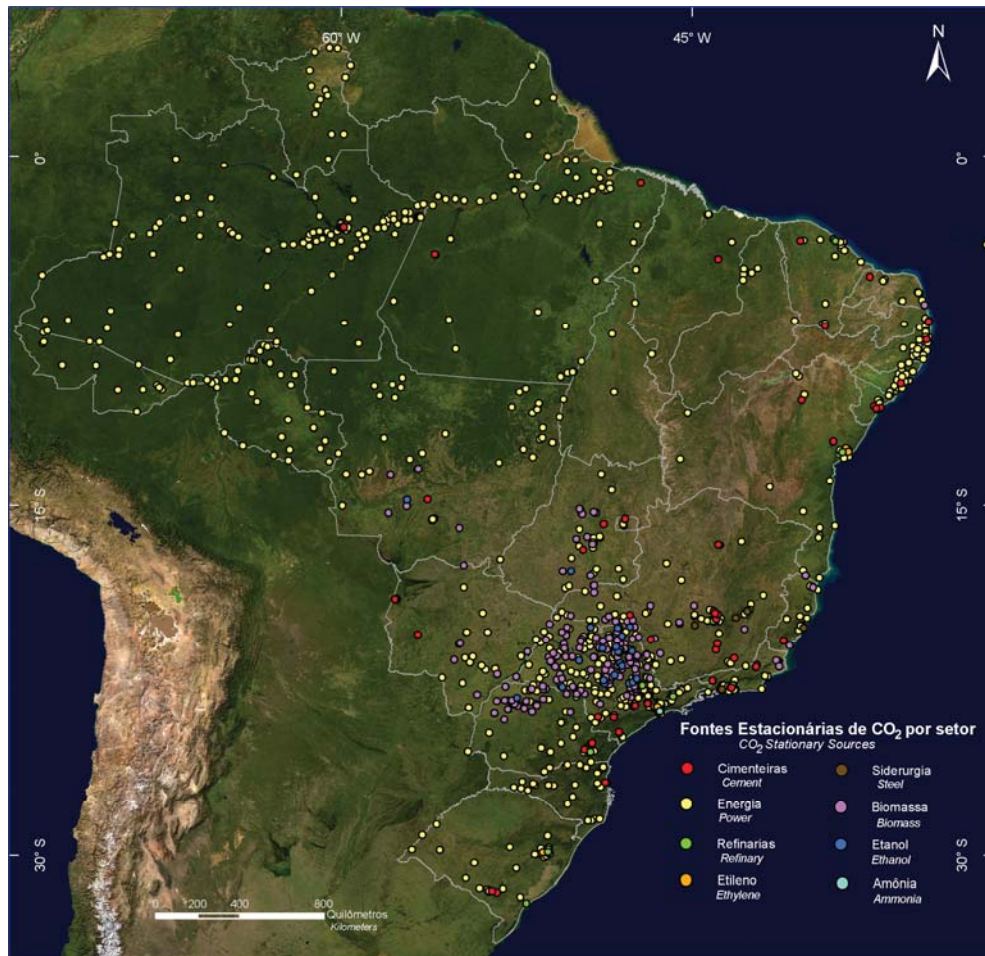


Figura 3.8. Mapa brasileiro de fontes estacionárias de CO₂, por setor industrial, segundo Carbmap (2009)

Em relação às emissões de CO₂ *offshore* não existem dados disponíveis, porém, pode-se concluir, pela informação de Petrobras (2008a), que a produção do campo gigante de Tupi, na bacia de Santos, emitirá significativas quantidades de CO₂ (>3% v/v), o que acontecerá em outros campos de produção no pré-sal e possivelmente acontece já em alguns acima da camada de sal.

3.3.2. Localização de *sites* para armazenamento estratégico de CO₂ em aquíferos salinos e respectiva capacidade

Ketzer et al (2007) mostram que a capacidade teórica de armazenamento de CO₂ em aquíferos no Brasil é praticamente ilimitada e que a capacidade efetiva é aproximadamente 2 trilhões de toneladas (*onshore* e *offshore*). A ocorrência de

bacias sedimentares por todo o Brasil é evidenciada pela figura 3.9, mostrando assim que o armazenamento estratégico de CO₂ pode ser feito em diversos locais.



Figura 3.9. Mapa das bacias sedimentares brasileiras, segundo Ketzer et al (2007)

3.3.3. Potencial de recuperação avançada de petróleo - EOR, no Brasil

ANP (2008) apresenta as reservas totais e provadas de petróleo para os diferentes estados/ unidades de federação. Através da diferença entre as duas é possível obter as quantidades de petróleo que não são possíveis extrair pelos métodos convencionais e com elevada certeza, podendo haver grande potencial para a utilização da injeção de CO₂ para a recuperação deste petróleo. Entenda-se reserva total de petróleo como a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis, sendo as duas últimas reservas de petróleo que a análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação.

Reserva provada de petróleo é a quantidade de petróleo que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar

comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere: as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolíferas e tributárias brasileiras, segundo ANP (2008).

A diferença entre as reservas totais e provadas associada às densidades API das diferentes correntes de petróleo brasileiro e aos potenciais de recuperação avançada de petróleo – EOR, pelo método miscível (40%, segundo Blunt et al, 1993) e pelo imiscível (20%, segundo Nelms et al, 2004), permite estimar as quantidades de petróleo recuperável por injeção de CO₂.

Através da alíquota de recuperação de petróleo com injeção de CO₂ mostrada por Nobakht et al (2008), 12% do OOIP, e a quantidade original de petróleo dos campos do pré-sal, da Bacia de Santos, Tupi e Guará, dados por Petrobras (2008b), é também possível estimar uma quantidade de petróleo recuperável a partir da injeção de CO₂ nos respectivos reservatórios.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento do conceito de DCCS foram estudadas e analisadas bibliografias sobre as diferentes tecnologias e tópicos descritos nos capítulos anteriores deste trabalho com o intuito de melhor utilizar o conhecimento já existente nesta nova atividade.

4.1. Critérios de avaliação da aplicabilidade de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS no Brasil

Considerando a capacidade efetiva de armazenamento geológico de CO₂ do Brasil, de aproximadamente 2 trilhões de toneladas (Ketzer et al, 2007), distribuída pelas bacias sedimentares por todo o país, confirma-se o alto potencial de ocorrência de reservatórios, para constituição de reservas estratégicas de CO₂.

De forma distinta, para todos os estados/ unidades de federação brasileiros foram escolhidos e desenvolvidos 4 critérios: i) Quantidade de CO₂ emitida anualmente, ii) Quantidade de CO₂ emitida de correntes gasosas com elevada concentração do gás (>60% mol), iii) Quantidade de petróleo recuperável através da injeção de CO₂ e respectiva quantidade de CO₂ necessária e iv) Quantidade de CO₂ necessária para projetos de EOR em relação ao CO₂ emitido anualmente por estado. A justificativa para a escolha destes critérios será detalhada a seguir, quando da apresentação dos mesmos.

Para os 3 primeiros critérios de avaliação assim como para a avaliação final de aplicação do DCCS no Brasil foram desenvolvidos mapas, com o apoio de um sistema de informação geográfica (SIG), para a melhor visualização do potencial de prospectividade dos estados/ unidades de federação e melhor compreensão do panorama nacional.

4.1.1. Quantidade de CO₂ emitida anualmente de fontes estacionárias por estado brasileiro

A identificação das fontes estacionárias de CO₂ é a primeira etapa a ser desenvolvida em projetos de DCCS, por isso a quantidade de CO₂ emitida é uma informação estratégica na avaliação da aplicabilidade destes.

Utilizando a base de dados do Carbmap (2009) num sistema de informação geográfica - SIG quantificou-se o CO₂ emitido por estado brasileiro.

Subdividiram-se as emissões de CO₂ dos estados brasileiros por 3 populações, associando-se 3 potenciais de prospectividade diferentes:

- 0 para estados com emissões até 5000 kt por ano;
- 1 para estados com emissões entre 5001 e 32000 kt por ano;
- 2 para estados com emissões superiores a 32001 kt por ano.

Desenvolveu-se um mapa do Brasil com as informações acima descritas.

4.1.2. Quantidade de CO₂ emitida anualmente de fontes estacionárias com correntes gasosas de elevada concentração de CO₂ (>60% mol), por estado brasileiro

As fontes estacionárias com emissões de correntes gasosas com elevadas concentrações de CO₂ (>60%mol) necessitam de muito menos tratamentos que correntes gasosas com baixa concentração deste gás, reduzindo os custos do empreendimento, e podendo em muitos casos, o CO₂ ser transportado e injetado diretamente em reservatórios geológicos.

Este critério entrou assim no sistema de avaliação pois pode aumentar o potencial de aplicação do DCCS em um estado.

A partir das emissões estacionárias de CO₂ por setores industriais adquiridas da base de dados do Carbmap (2009), quantificou-se o CO₂ emitido por estado brasileiro.

Os setores industriais existentes no Carbmap (2009) que se enquadram neste tópico foram os da indústria de amônia, etanol e etileno.

Subdividiram-se as emissões de CO₂, de fontes estacionárias com emissões de correntes gasosas com elevadas concentrações de CO₂ (>60%mol), dos estados

brasileiros por 3 populações, associando-se 3 potenciais de prospectividade diferentes:

- 0 para estados que não possuem emissões deste gênero;
- 1 para estados com emissões até 2000 kt por ano;
- 2 para estados com emissões superiores a 2000 kt por ano.

Desenvolveu-se um mapa do Brasil com as informações acima descritas.

4.1.3. **Quantidade de petróleo recuperável através da injeção de CO₂ e respectiva quantidade de CO₂ necessária, por estado brasileiro**

Através dos valores, fornecidos por ANP (2008), das reservas totais e provadas do ano de 2007 de todos os estados brasileiros produtores de petróleo, calculou-se o óleo residual através da diferença entre as duas:

$$\text{Óleo residual} = \text{Reserva total} - \text{Reserva provada} \quad (\text{Eq. 4.1})$$

Para poder calcular o óleo recuperável, de um campo de petróleo maduro, com a injeção de CO₂ - EOR, identificou-se primeiramente o grau API das correntes de petróleo existentes. Segundo Blunt et al (1993) e Bachu (2000), para correntes de petróleo com grau API igual ou superior a 25 é possível recuperar 40% do óleo residual de um reservatório e para correntes de petróleo com grau API inferior a 25 cerca de 20%, segundo Nelms et al (2004).

$$(\geq 25 \text{ }^{\circ}\text{API}) \text{ Óleo recuperável por EOR} = \text{Óleo residual} \times 0,40 \quad (\text{Eq. 4.2})$$

$$(< 25 \text{ }^{\circ}\text{API}) \text{ Óleo recuperável por EOR} = \text{Óleo residual} \times 0,20 \quad (\text{Eq. 4.3})$$

O cálculo da quantidade de CO₂ necessária para recuperar o óleo por EOR foi feita baseada no valor de 2,58 toneladas de CO₂ para recuperação de 1m³ de óleo, segundo Anada et al (1982). Utilizou-se para a conversão de barris de petróleo para metros cúbicos o valor de 0,158987, segundo ANP (2008).

$$\text{Quantidade de CO}_2 \text{ necessária para EOR} = \text{Óleo recuperável por EOR} \times 2,58 \quad (\text{Eq. 4.4})$$

Subdividiram-se as quantidades de petróleo recuperável por EOR e o CO₂ necessário para o efeito, dos estados brasileiros, por 3 populações, associando-se 3 potenciais de prospectividade diferentes:

- 0 para estados que não possuem reservas de petróleo;
- 1 para estados com recuperação até 60 milhões de barris de petróleo e até 24 milhões de toneladas de CO₂ necessário para o efeito;
- 2 para estados com recuperação acima 60 milhões de barris de petróleo e acima 24 milhões de toneladas de CO₂ necessário para o efeito;

Desenvolveu-se um mapa do Brasil com as informações acima descritas.

4.1.4. Relação entre quantidade de CO₂ necessária para EOR e CO₂ emitido de fontes estacionárias anualmente, por estado brasileiro

A relação entre os dois parâmetros: i) quantidade de CO₂ necessária para EOR por estado brasileiro e ii) CO₂ emitido anualmente de fontes estacionárias, por estado brasileiro, foi considerada ser o critério mais importante. Este permite avaliar efetivamente o funcionamento do DCCS e definir a necessidade do armazenamento estratégico de CO₂. Através da comparação entre os dois parâmetros, estipulou-se que os estados em que o primeiro (i) for superior ao segundo (ii) é atribuído um potencial de prospectividade “2”, caso contrário “0”.

Mesmo sabendo que o CO₂ em projetos de EOR é necessário ao longo do tempo e que não é possível capturar todo o CO₂ das fontes estacionárias de um estado em um ano, esta é a melhor forma encontrada para analisar a necessidade de implementação do DCCS e que permite entender também quais os estados em que a captura e injeção direta do CO₂ em campos maduros de petróleo é realmente a mais promissora.

4.2. Aplicabilidade de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS no Brasil

A aplicabilidade de projetos de DCCS por estado baseou-se no somatório dos potenciais de prospectividade dos critérios de avaliação anteriormente descritos, diferenciando-se em 4 potenciais de prospectividade diferentes:

- estados que não apresentam características para aplicação do DCCS (somatório dos potenciais de prospectividade dos critérios de avaliação foi 0);
- estados que apresentam poucas características para aplicação do DCCS, com restrições (somatório dos potenciais de prospectividade dos critérios de avaliação foi 1 ou 2);
- estados que apresentam algumas características para aplicação do DCCS (somatório dos potenciais de prospectividade dos critérios de avaliação foi 3);
- estados que apresentam características ideais para aplicação do DCCS, destacando-se em relação aos outros (somatório dos potenciais de prospectividade dos critérios de avaliação foi > 4).

Desenvolveu-se um mapa do Brasil com as informações acima descritas.

4.3. Cálculo de CO₂ recuperável de aquíferos salinos após armazenamento por um período de 20 anos e tempo necessário para acumular CO₂ em reservatórios estratégicos para suprir todos os projetos de EOR, por estado brasileiro

Calculou-se também a quantidade de CO₂ disponível em um reservatório geológico estratégico, em um cenário de acúmulo de todo o CO₂ emitido por estado e do CO₂ emitido por correntes gasosas com elevada concentração de CO₂, durante 20 anos. A duração deste cenário baseou-se na analogia do tempo de operação de projetos de armazenamento temporário de gás natural, segundo Goraieb et al (2005).

O armazenamento estratégico de CO₂ é para ser feito durante em período de menos de 100 anos, por isso considerou-se que o aprisionamento é apenas físico. Todos os outros tipos de aprisionamento não são considerados como perdas

significativas do CO₂, pois estes só acontecem para períodos muito longos de tempo (>100 anos), segundo IPCC (2005).

Partindo deste pressuposto e fazendo a analogia com o armazenamento temporário de gás natural, segundo Goraieb et al (2005), a taxa de recuperação do CO₂ em aquíferos salinos é de cerca de 90% do injetado, sendo a densidade do CO₂ igual a 1,98 kg/ m³.

$$\text{Quant. CO}_2 \text{ disponível (20 anos acúmulo)} = 20 \times \text{CO}_2 \text{ emitido} \times 0,9 \quad (\text{Eq. 4.5})$$

O tempo necessário para acumular, em reservatórios estratégicos, a quantidade de CO₂ necessária para suprir todos os projetos de EOR, em estados com reservas de petróleo foi calculado da seguinte forma:

$$\text{Tempo de acúmulo de CO}_2 \text{ para suprir EOR} = \frac{\text{CO}_2 \text{ necessário para EOR}}{\text{CO}_2 \text{ emitido por ano} \times 0,9} \quad (\text{Eq. 4.6})$$

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Desenvolvimento do conceito de Captura e Armazenamento Dinâmico de CO₂ - DCCS

O conceito de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS (sigla adaptada do termo inglês já consagrado *CO₂ Capture and Storage* – CCS e o conceito Dinâmico - *Dynamic*) consiste na captura/ separação, transporte e armazenamento geológico de CO₂ em aquíferos salinos durante um determinado período de tempo, com o intuito de formar reservatórios estratégicos deste gás para sua posterior produção e reinjeção em campos maduros de petróleo, permitindo o aumento da recuperação de petróleo.

Ao contrário do que acontece nos Estados Unidos, o Brasil não possui reservas naturais de CO₂ como garantia de abastecimento contínuo de projetos de recuperação avançada de petróleo - EOR. Como exemplo de EOR no Brasil, na Bacia do Recôncavo (Bahia), no campo onshore de Buracica, em Janeiro de 2000 ocorreram problemas no fornecimento de CO₂ o que refletiu na redução da produção de petróleo desse campo (figura 5.1).

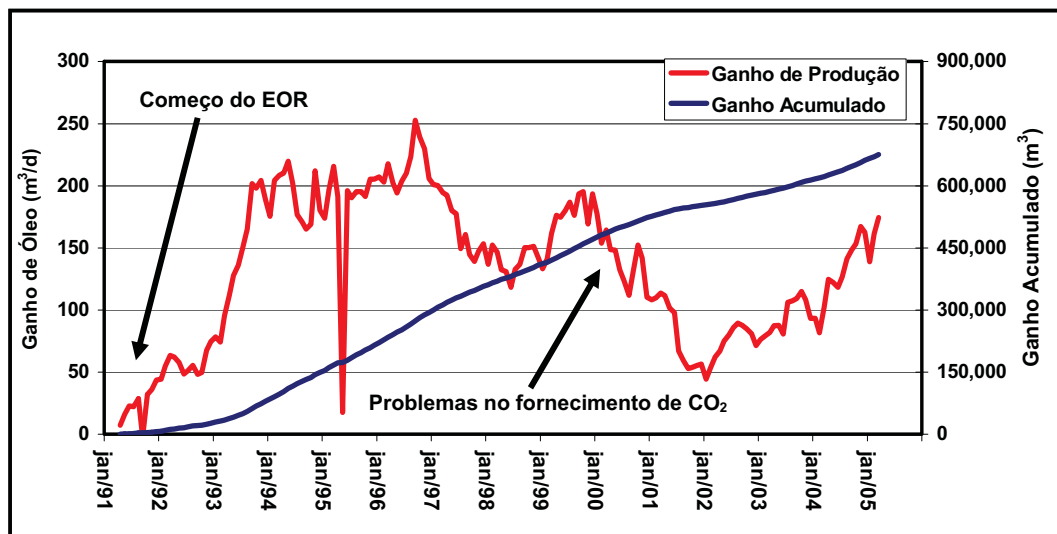


Figura 5.1. Resultados da recuperação avançada de óleo - EOR, com injeção de CO₂, no campo de Buracica, segundo Rocha et al (2006)

O conceito de DCCS surge especificamente com o objetivo de assegurar que não ocorram estas falhas no fornecimento de CO₂ em projetos de EOR já existentes e que novos projetos não fiquem dependentes do tempo de construção de plantas de captura de CO₂ nem da quantidade de CO₂ produzidas pelas fontes emissoras mais próximas, possibilitando que projetos de injeção de CO₂ em campos de petróleo sejam mais fácil e rapidamente implantados, sem prejudicar a rentabilidade e sustentabilidade do campo em produção.

O DCCS prevê duas estratégias diferentes em relação à captação de CO₂ de fontes estacionárias:

- Estratégia 1 – Fontes emissoras com correntes gasosas com elevada concentração de CO₂ (>60% mol), como são os casos das indústrias produtoras de etanol, cal, amônia, etileno e processamento de gás natural;
- Estratégia 2 – Fontes emissoras com correntes gasosas de baixas concentração de CO₂, como são os casos das indústrias de produção de cimento, termelétricas, siderúrgicas, entre outras.

A estratégia 1 poderá ser aplicada primeiramente pois o CO₂ precisa de muito menos tratamentos para ser injetado em aquíferos salinos e torna o DCCS mais viável economicamente.

A estratégia 2 deve ser implementada em regiões em que as quantidades de CO₂ necessárias para EOR no futuro não sejam supridas pelas quantidades acumuladas nos reservatórios estratégicos pela estratégia 1 ou regiões que não possam implementar a estratégia 1.

O DCCS proporciona quatro importantes benefícios diretos e uma série de outros indiretos. Entre os diretos destacam-se:

- 1) Aumento das reservas e da produção de petróleo;
- 2) Redução, a baixos custos, das emissões de gases para a atmosfera;
- 3) Incentivo ao desenvolvimento nacional, pela inovação tecnológica (DCCS) e comercialização de novos recursos (CO₂); e
- 4) Incentivo ao desenvolvimento regional, pela retomada de investimentos da indústria petrolífera, em áreas de declínio de produção.

As figuras apresentadas em seguida explicam o processo de captura e armazenamento geológico dinâmico de CO₂ - DCCS e são apenas ilustrativas.

A figura 5.2 mostra a primeira fase do DCCS em terra que consiste na captura do CO₂ de várias fontes emissoras pelas estratégias 1 e 2 e o respectivo armazenamento em aquífero salino durante um período de tempo, para acúmulo e constituir assim um reservatório estratégico de CO₂.

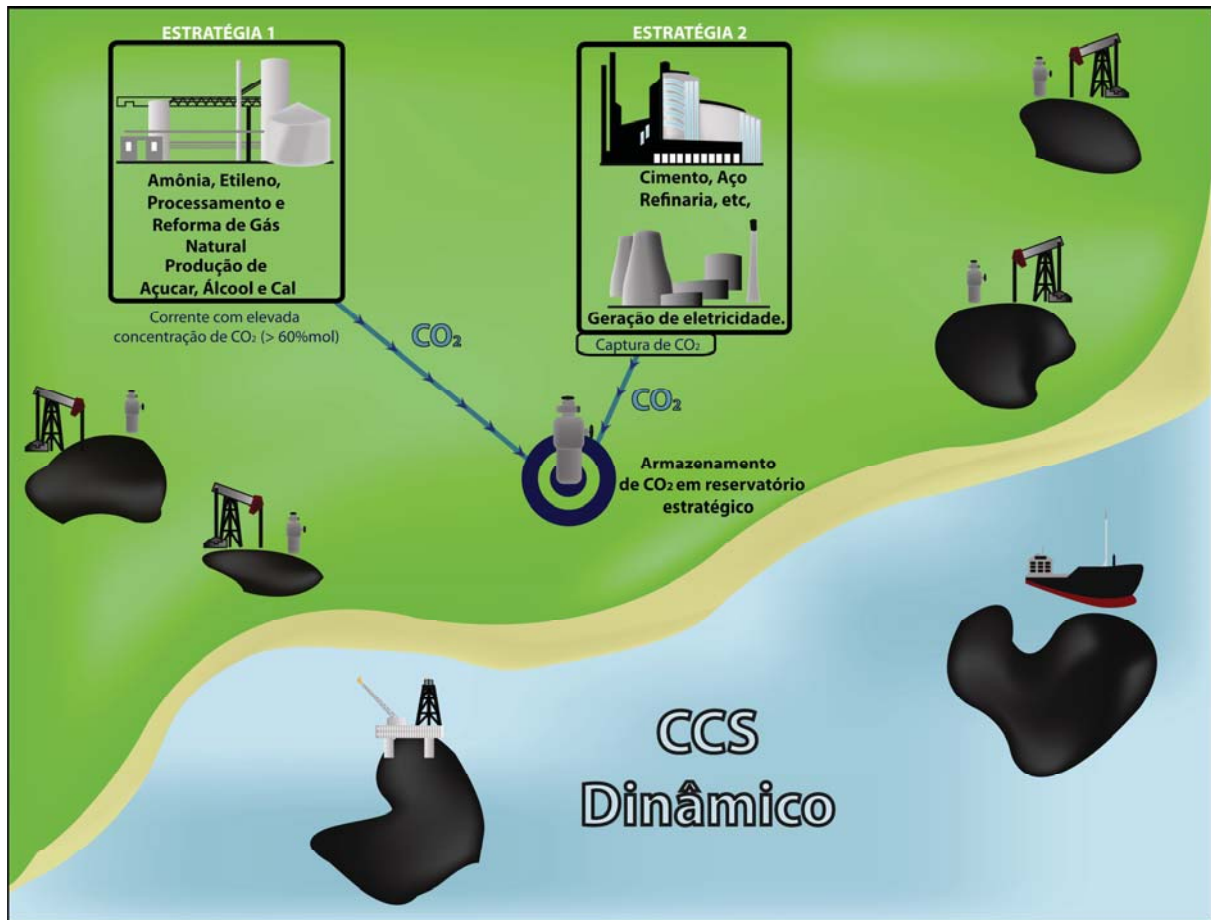


Figura 5.2. Primeira fase do DCCS em terra: captação do CO₂ de várias fontes emissoras pelas estratégias 1 e 2 e constituição do reservatório estratégico de CO₂

A recuperação do CO₂ do reservatório estratégico e distribuição por diferentes projetos de recuperação avançada de petróleo - EOR em terra e mar é mostrada pela figura 5.3. Esta mostra também a reutilização do CO₂ entre reservatórios de petróleo, após a execução de projetos de EOR em sucessivos reservatórios adjacentes.

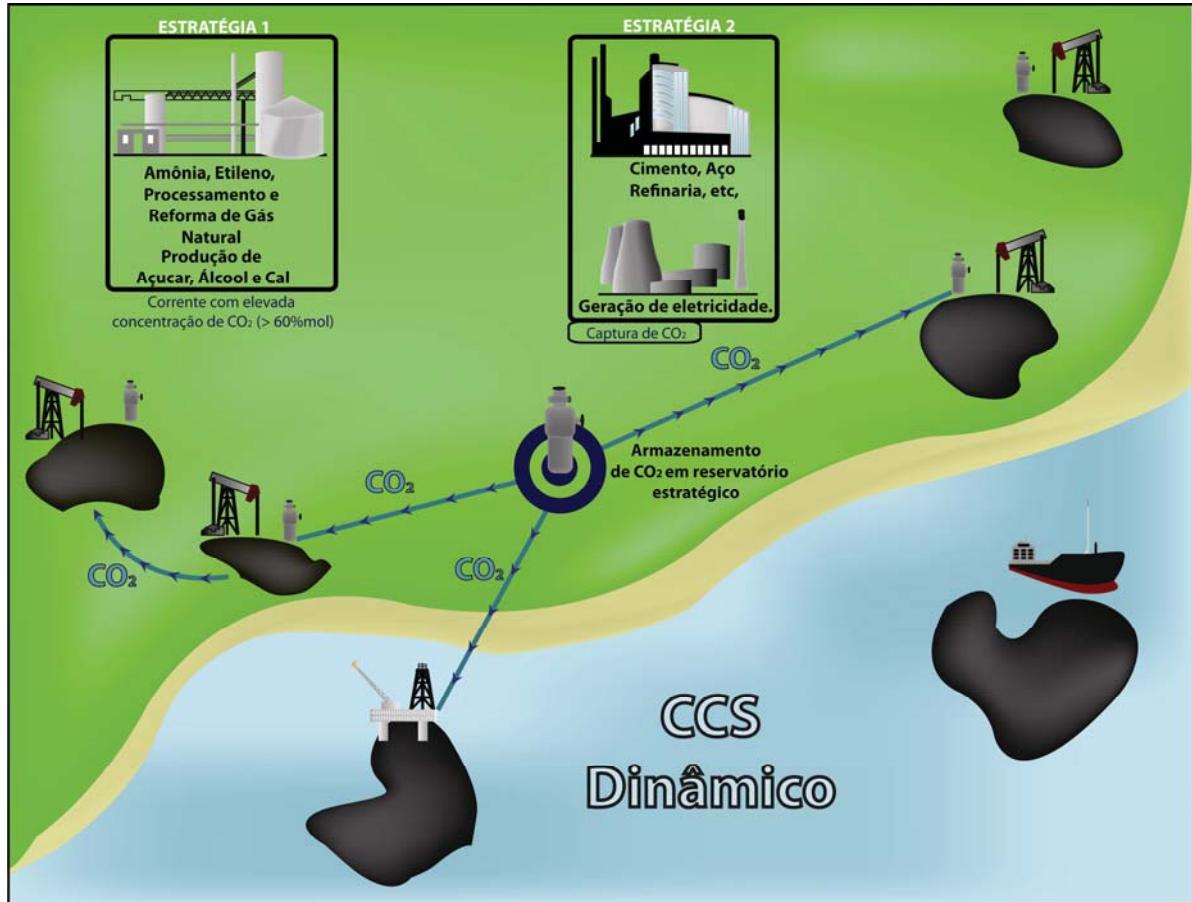


Figura 5.3. Segunda fase do DCCS em terra: recuperação do CO₂ do reservatório estratégico e distribuição por diferentes projetos de EOR em terra e mar

A figura 5.4 mostra a primeira fase do DCCS em mar que consiste na captação do CO₂ de uma planta de processamento de gás natural e o respectivo armazenamento em aquífero salino durante um período de tempo, para acúmulo e constituir assim um reservatório estratégico de CO₂. Esta fase é apresentada em perfil na figura 5.5, como por exemplo, na futura exploração do campo de Tupi na Bacia de Santos.

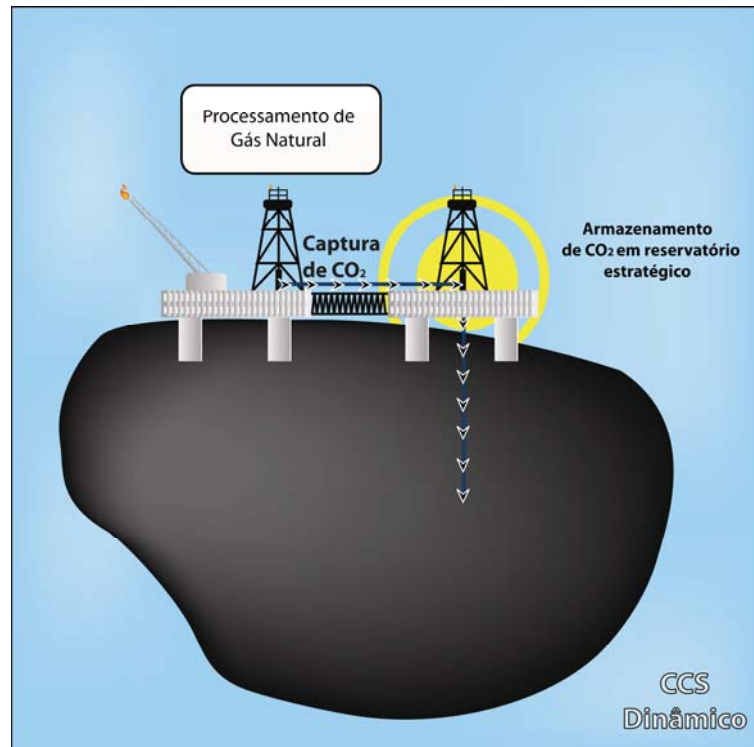


Figura 5.4. Primeira fase do DCCS em mar: captação do CO₂ de uma planta de processamento de gás natural e constituição do reservatório estratégico de CO₂

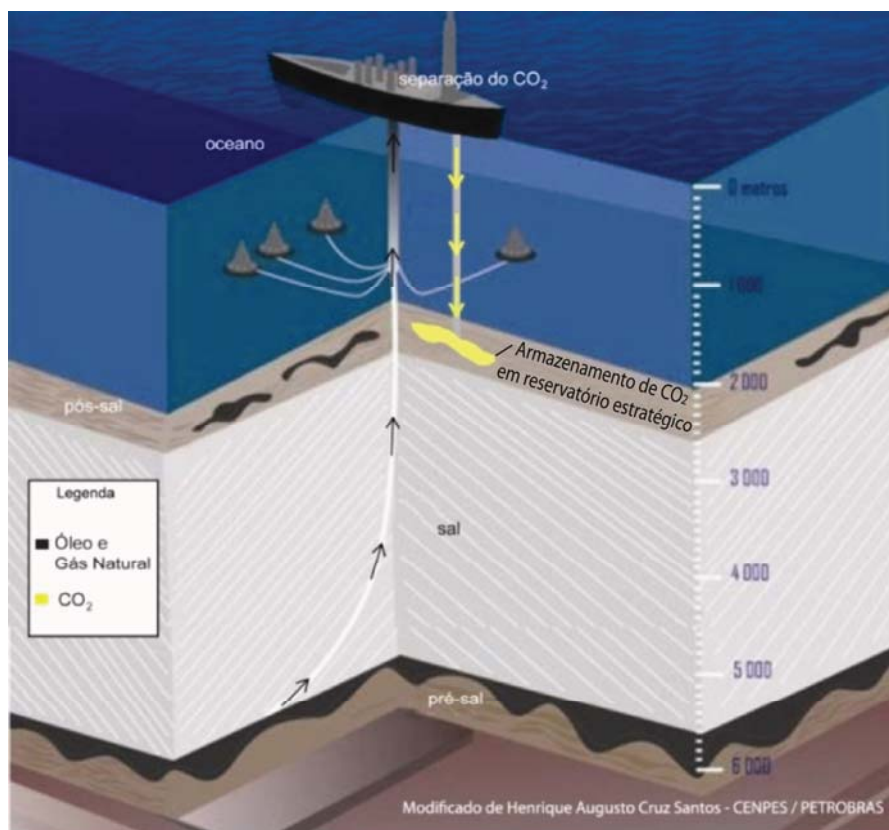


Figura 5.5. Primeira fase do DCCS em mar vista no perfil, por exemplo, do campo Tupi: captura do CO₂ de uma planta de processamento de gás natural e formação do reservatório estratégico de CO₂, modificado de Santos (2008)

As etapas de recuperação do CO₂ do reservatório estratégico, distribuição por diferentes projetos de recuperação avançada de petróleo – EOR e reutilização do CO₂ entre reservatórios de petróleo em mar são mostradas pela figura 5.6. A figura 5.7 e 5.8 apresentam o mesmo processo mas em perfil, como por exemplo, na futura exploração do campo de Tupi na Bacia de Santos, sendo que na primeira o EOR é feito acima da camada de sal e na segunda o EOR acontece no pré-sal.

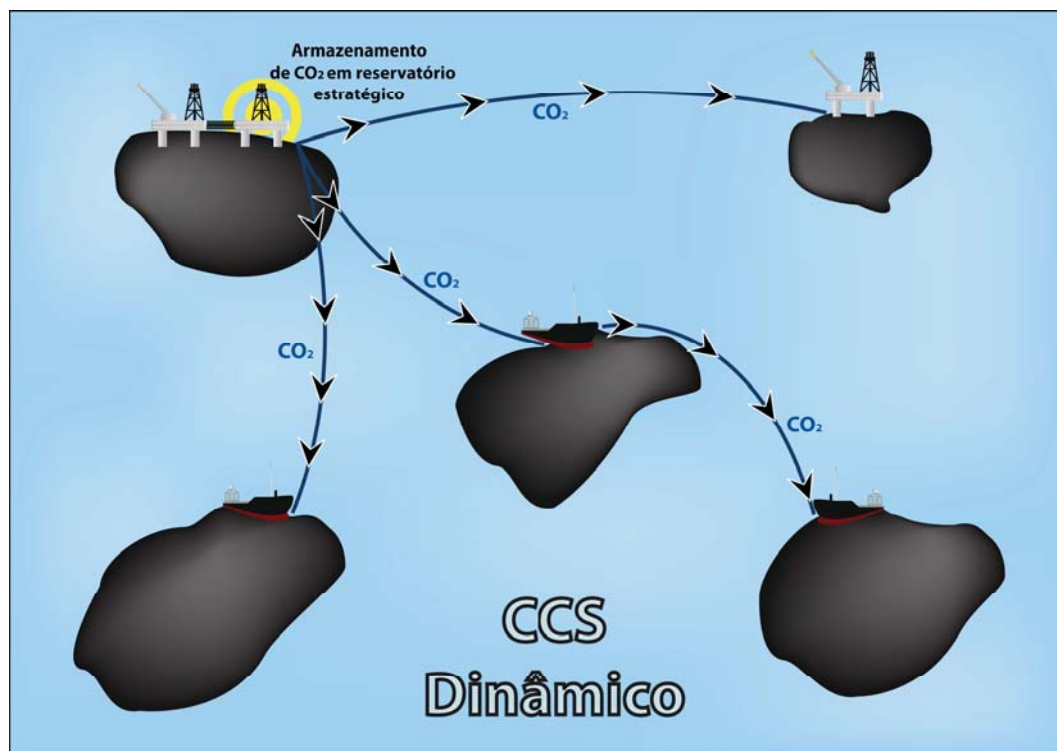


Figura 5.6. Segunda fase do DCCS em mar: recuperação do CO₂ do reservatório estratégico, distribuição por diferentes projetos de EOR e reutilização do CO₂ entre reservatórios de petróleo

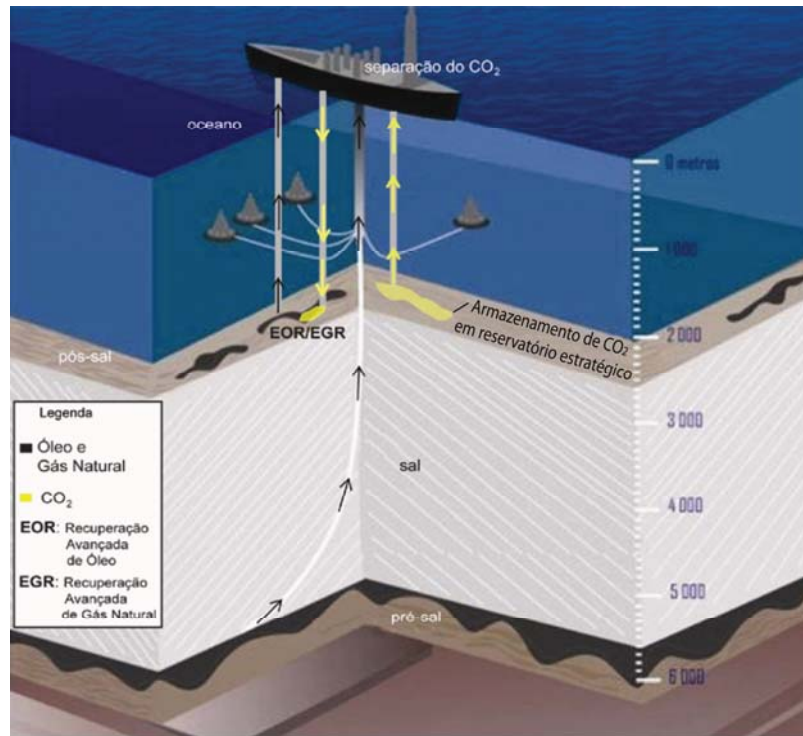


Figura 5.7. Segunda fase do DCCS em mar vista no perfil, por exemplo, do campo Tupi : recuperação do CO₂ do reservatório estratégico, distribuição por diferentes projetos de EOR acima da camada de sal, modificado de Santos (2008)

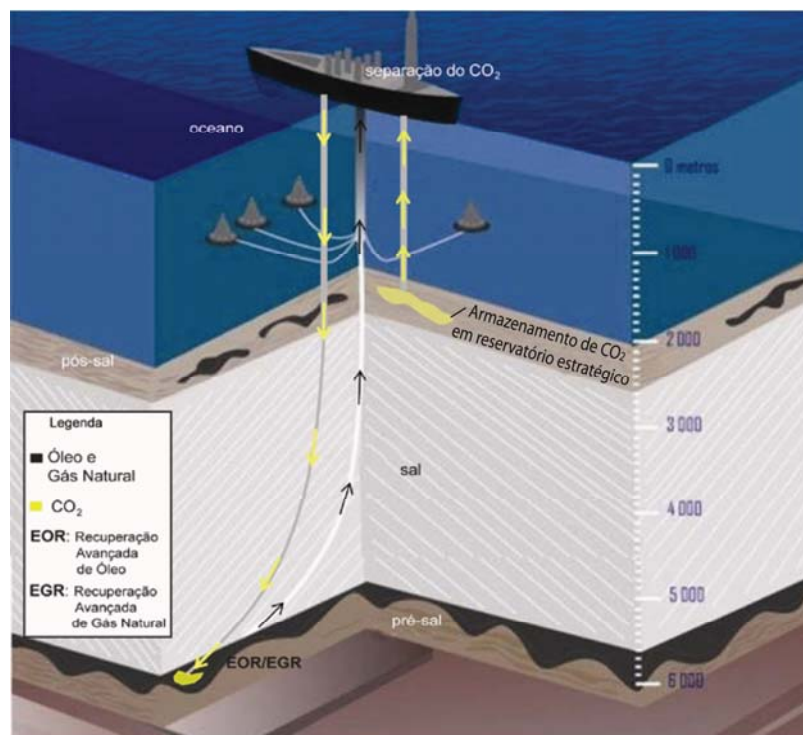


Figura 5.8. Segunda fase do DCCS em mar vista no perfil, por exemplo, do campo Tupi : recuperação do CO₂ do reservatório estratégico, distribuição por diferentes projetos de EOR na camada do pré-sal, modificado de Santos (2008)

Esta atividade contribui para o aumento do número de locais de suprimento de CO₂, assim, uma fonte estacionária de CO₂ com ou sem planta de captura não terá necessariamente que produzir as quantidades equivalentes de CO₂ no momento da injeção num projeto de EOR, esta poderá ter qualquer dimensão desde que o acúmulo desse CO₂ nos reservatórios estratégicos, no momento de aplicar o projeto de recuperação avançada de petróleo, seja suficiente, reduzindo assim, a inviabilidade de um projeto de EOR por falta de CO₂

O DCCS é uma garantia para a segurança na produção de petróleo de uma companhia pois as reservas são finitas e devem ser exauridas utilizando toda a tecnologia existente. Desta forma a vida útil dos campos de petróleo será aumentada, garantindo assim a máxima produção de hidrocarbonetos.

Esta tecnologia permite, também, que a empresa empreendedora reduza as suas emissões de CO₂, pelo armazenamento geológico permanente do CO₂, podendo esta ser beneficiada economicamente por isso, além de demonstrar uma política ambiental proativa, podendo atrair novos clientes que procurem a redução de emissões de CO₂ do ciclo de vida destes hidrocarbonetos.

5.2. Potencial de prospectividade de aplicação de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS no Brasil

Partindo do fato que o Brasil tem um enorme potencial de armazenamento de CO₂ em aquíferos (aproximadamente 2 trilhões de toneladas) e que este é distribuído por quase todo o país, a avaliação da aplicabilidade do DCCS foi feita a partir dos potenciais de prospectividade de 4 critérios: i) Quantidade de CO₂ emitida anualmente, ii) Quantidade de CO₂ emitida de correntes gasosas com elevada concentração do gás (>60% mol), iii) Quantidade de petróleo recuperável através da injeção de CO₂ e respectiva quantidade de CO₂ necessária e iv) Quantidade de CO₂ necessária para projetos de EOR em relação ao CO₂ emitido anualmente por estado.

5.2.1. Fontes estacionárias de CO₂

Nos resultados mostrados na figura 5.9, destaca-se São Paulo como principal fonte de CO₂, com emissões de 101025 kt/ano (tabela A.1., em anexo) e assim com

potencial de prospectividade 2. Estados com produção de petróleo como Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia e Sergipe emitem entre 5001 e 31000 kt/ ano de CO₂ e receberam o potencial de prospectividade 1. Distingue-se também que nos estados do norte do Brasil as emissões de CO₂ são menores, com valores abaixo de 5000 kt/ano.

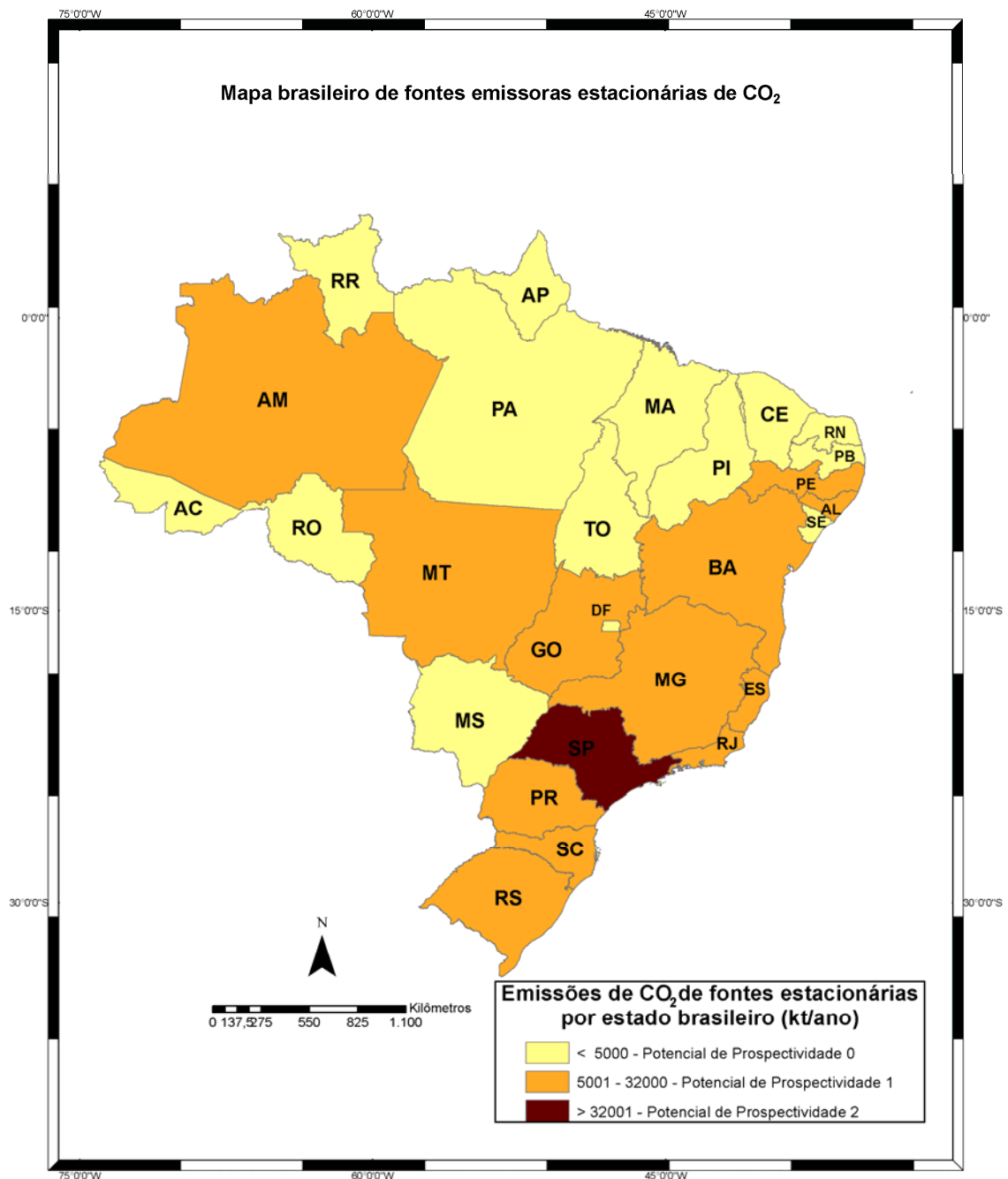


Figura 5.9. Mapa de emissões de CO₂ de fontes estacionárias por estado brasileiro

5.2.2. Fontes estacionárias com correntes de elevada concentração de CO₂

Conforme a figura 5.10, neste critério de avaliação São Paulo recebe 2 de potencial de prospectividade pela emissão de 3844 kt/ ano de CO₂ (tabela A.1., em anexo) principalmente da indústria produtora de etanol. Dentre os estados com potencial de prospectividade 1, destacam-se o Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul que emitem na ordem dos 2000 kt/ ano de CO₂ (tabela A.1., em anexo), todos os outros emitem entre 100 e 270 kt/ ano, considerando que na Bahia a indústria de produção de amônia não foi contabilizada por falta de dados. Todos os estados em branco não possuem indústrias com emissões de correntes gasosas de elevada concentração de CO₂ (>60% mol).

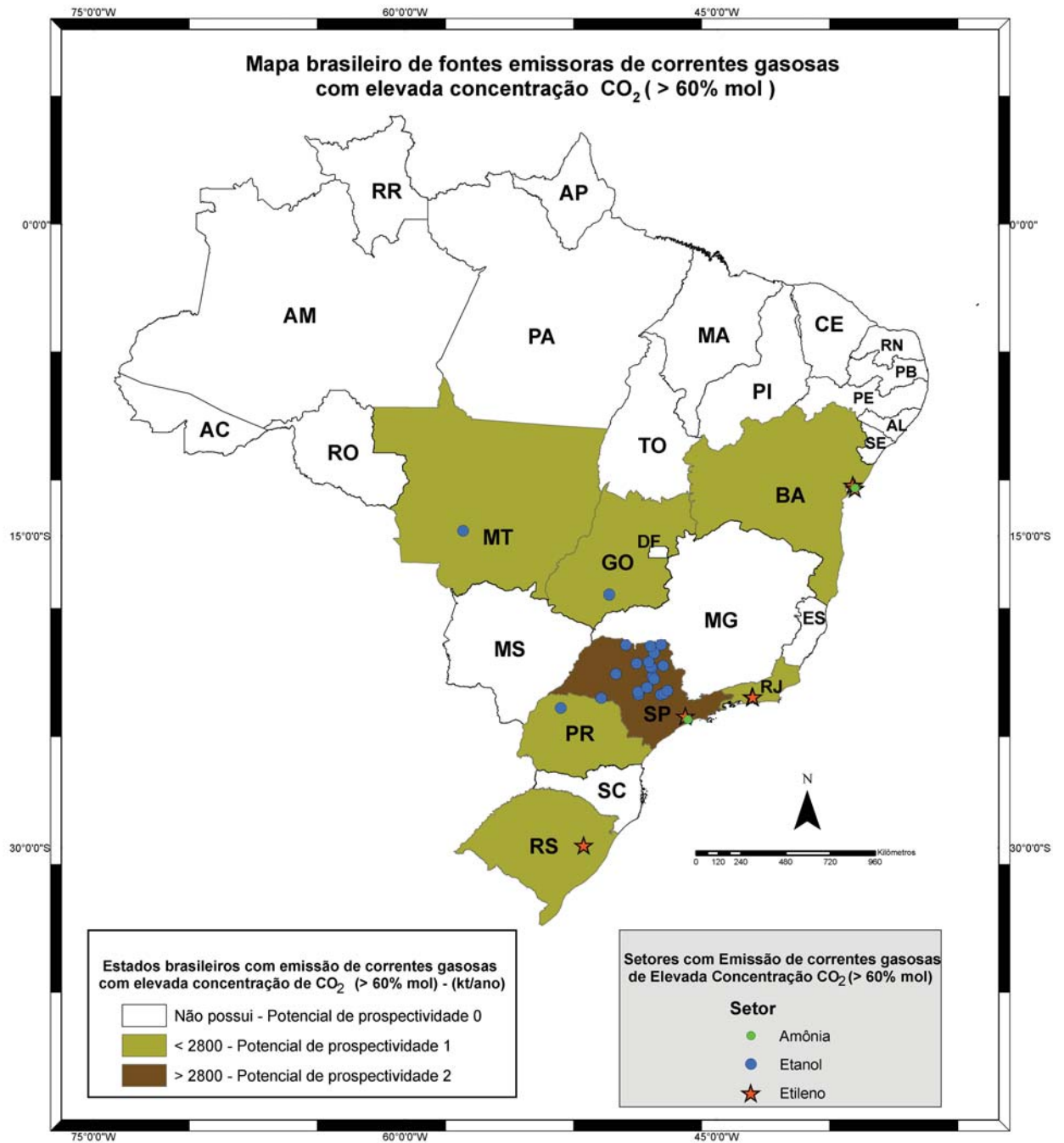


Figura 5.10. Mapa de emissões de CO_2 de fontes estacionárias com correntes gasosas de elevada concentração de CO_2 (>60% mol) por estado brasileiro

5.2.3. Quantidade de petróleo recuperável através da recuperação avançada de petróleo – EOR e CO₂ necessário

Nesta avaliação o Rio de Janeiro comprovou ser o estado que tem maior potencial de recuperação de petróleo por EOR com injeção de CO₂, aproximadamente 1146 milhões de barris, necessitando de aproximadamente 470 milhões de toneladas de CO₂, seguido do Espírito Santo e Bahia com cerca de 230 e 135 milhões de barris, respectivamente. A tabela 5.1. mostra as quantidades de petróleo recuperável por EOR e o CO₂ necessário para o efeito calculados para os estados brasileiro que possuem reservas de petróleo *onshore* e *offshore*.

Tabela 5.1. Reservas totais e provadas de petróleo em 2007, petróleo recuperável por EOR e CO₂ necessário para EOR, por estado brasileiro

Unidades de Federação	Reservas totais de petróleo em 2007 (milhões de barris)	Reservas provadas de petróleo em 2007 (milhões de barris)	Densidade °API	Recuperação de petróleo por EOR (milhões de barris)	CO ₂ necessário para EOR (milhões de toneladas)
Amazonas					
Terra	156,4	102,7	48,5	21,48	8,811
Ceará Terra	27,5	8,4	12,7	3,82	1,567
Ceará Mar	74,4	57,5	29,5	6,76	2,773
Rio Grande do Norte Terra	357,4	264,6	>25	37,12	15,226
Rio Grande do Norte Mar	169,6	98,1		28,60	11,731
Alagoas Terra	19,7	8,7	42,2	4,40	1,805
Alagoas Mar	0,9	0,7		0,04	0,016
Sergipe Terra	338,9	231,8	<25	21,42	8,786
Sergipe Mar	133,4	34,6	>25	39,52	16,211
Bahia Terra	473,1	216,1	>25	102,80	42,167
Bahia Mar	120,3	37,8		33,00	13,536
Espírito Santo Terra	85,1	54,1	*Várias	6,20	2,543
Espírito Santo Mar	2390,2	1277,1		222,62	91,316
Rio de Janeiro Mar	15909,9	10177,9	*Várias	1146,40	470,238
São Paulo Mar	37,7	27,6	57,7	4,04	1,657
Paraná Mar	54,3	2,3	39,5	20,80	8,532
Santa Catarina Mar	31,8	4,8	*Falta de dados	5,40	2,215
Subtotal Terra	1458	886,5		197,24	80,905
Subtotal Mar	18922,5	11737,5		1507,18	618,225
Total	20380,5	12623,9		1704,42	699,130

* Por falta de dados da(s) corrente(s) de petróleo que permitisse(m) uma avaliação precisa e cuidadosa das reservas de petróleo, assumiu-se uma perspectiva conservadora de densidade < 25 °API

Na figura 5.11 é possível visualizar as unidades de federação que têm maior potencial de recuperação de petróleo por EOR, a quantidade de CO₂ necessária para o efeito e as respectivas distribuições dos potenciais de prospectividade no Brasil.

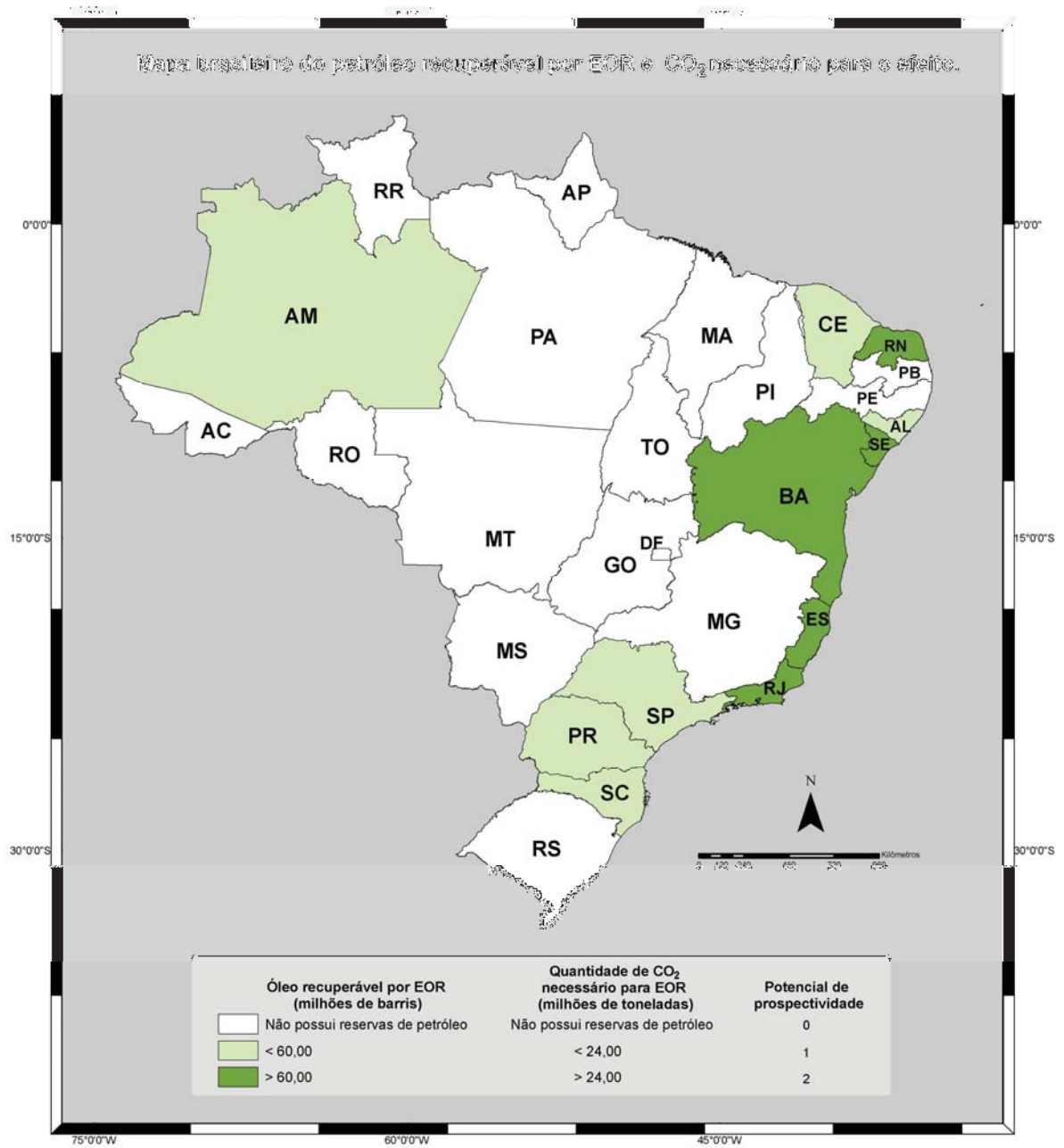


Figura 5.11. Mapa brasileiro da quantidade de petróleo recuperável por recuperação avançada de petróleo - EOR com injeção de CO₂ e CO₂ necessário para o efeito, por estado.

5.2.4. Aplicabilidade de projetos de Captura e Armazenamento Geológico Dinâmico de CO₂ – DCCS no Brasil

Analisando os critérios de avaliação para a prospectividade do DCCS nos estados brasileiros (tabela 5.2), destacam-se os estados do Rio de Janeiro e Bahia. Os referidos estados emitem CO₂, mas têm também um potencial para EOR muito elevado e por isso necessitam de grandes quantidades de CO₂, especialmente no Rio de Janeiro.

São Paulo é um dos estados brasileiros com maior potencial de aplicabilidade do DCCS, pois, apesar de não ter reservas significativas de petróleo (desconsiderando as novas descobertas dos reservatórios do intervalo “pré-sal” da Bacia de Santos) tem o maior potencial de prospectividade nas emissões de CO₂ e nas emissões de correntes gasosas com elevada concentração de CO₂. Isto confere ao estado boas características para o armazenamento estratégico de CO₂, permitindo que este possa ser “exportador” de CO₂ para outros estados.

Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Sergipe afirmam-se pelas consideráveis quantidades de petróleo recuperável por EOR e as reduzidas emissões de CO₂. Nestes a formação de reservatórios estratégicos de CO₂ é fundamental para uso em futuros projetos de EOR assim como, também se podem tornar estados “importadores” de CO₂.

Acre, Amapá, Rondônia, Roraima, Distrito Federal, Tocantins, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Pará, Paraíba e Piauí não apresentam características de aplicabilidade de DCCS.

Tabela 5.2. Potenciais de prospectividade dos critérios de avaliação e da aplicabilidade do DCCS no Brasil

Unidades de Federação	Emissões de CO ₂ (potencial de prospect.)	Emissões CO ₂ de correntes gasosas com elevada concentração de CO ₂ , >60%mol (potencial de prospectividade)	Recuperação de petróleo por EOR e CO ₂ necessário para o efeito (potencial de prospectividade)	Relação entre quantidade de CO ₂ necessária para projetos de EOR e CO ₂ emitido de fontes estacionárias anualmente (potencial de prospectividade)	Aplicação do DCCS no Brasil (sumatório potencial de prospect.)
Acre	0	0	0	0	0 (A)
Alagoas	1	0	1	0	2 (B)
Amazonas	1	0	1	2	4 (D)
Amapá	0	0	0	0	0 (A)
Bahia*	1	1	2	2	6 (D)
Ceará	0	0	1	2	3 (C)
Distrito Federal	0	0	0	0	0 (A)
Espírito Santo	1	0	2	2	5 (D)
Goiás	1	1	0	0	2 (B)
Maranhão	0	0	0	0	0 (A)
Minas Gerais	1	0	0	0	1 (B)
Mato Grosso do Sul	0	0	0	0	0 (A)
Mato Grosso	1	1	0	0	2 (B)
Pará	0	0	0	0	0 (A)
Paraíba	0	0	0	0	0 (A)
Pernambuco	1	0	0	0	1 (B)
Piauí	0	0	0	0	0 (A)
Paraná	1	1	1	0	3 (C)
Rio de Janeiro	1	1	2	2	6 (D)
Rio Grande do Norte	0	0	2	2	4 (D)
Rio Grande do Sul	1	1	0	0	2 (B)
Rondônia	0	0	0	0	0 (A)
Roraima	0	0	0	0	0 (A)
Santa Catarina	1	0	1	0	2 (B)
Sergipe	0	0	2	2	4 (D)
São Paulo	2	2	1	0	5 (D)
Tocantins	0	0	0	0	0 (A)

* Não inclui a massa de CO₂ da planta de amônia que está inserida no mapa de estados brasileiros com emissão de CO₂ de elevada concentração

A - Estados que não apresentam características para aplicação do DCCS

B - Estados que apresentam poucas características para aplicação do DCCS, com restrições

C - Estados que apresentam algumas características para aplicação do DCCS

D - Estados que apresentam características ideais para aplicação do DCCS, destacando-se em relação aos outros

Na figura 5.12 é possível visualizar a distribuição dos potenciais de prospectividade de aplicação do DCCS no Brasil conforme descrito anteriormente, seguindo o método em 4.2 e de acordo com a tabela 5.2.

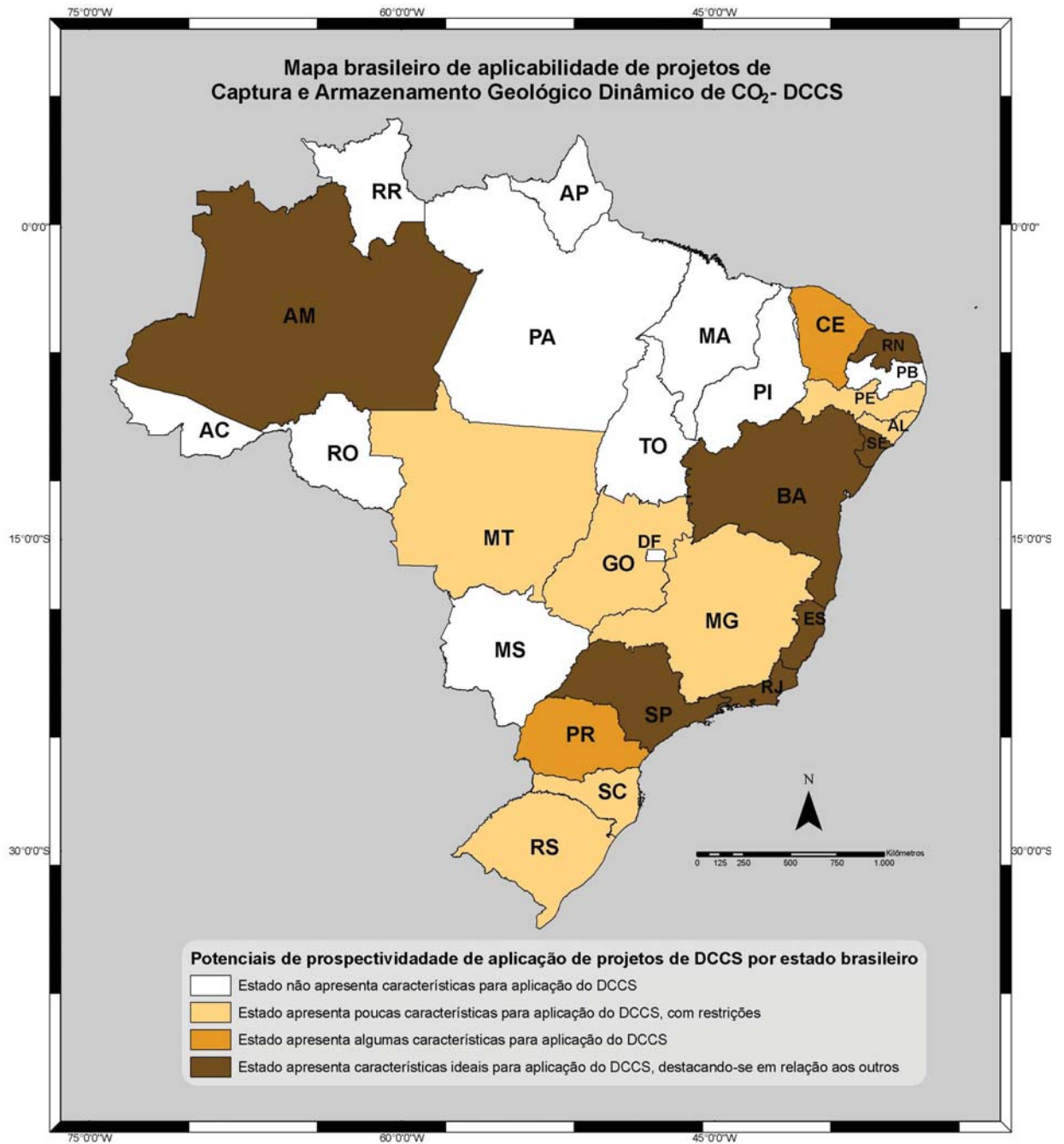


Figura 5.12. Mapa dos potenciais de prospectividade de aplicação de DCCS no Brasil

5.3. CO₂ recuperável de aquíferos salinos após armazenamento por um período de 20 anos e tempo necessário para acumular CO₂ em reservatórios estratégicos para suprir todos os projetos de EOR

Assumindo que todas as emissões de CO₂ de fontes estacionárias de cada estado são capturadas, é possível verificar, na tabela 5.3, que mesmo assim no Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Sergipe são necessários acumular entre 15 e 20 anos de CO₂ em reservatórios estratégicos para garantir o fornecimento de CO₂ de todo o EOR, confirmando que estes estados têm grande necessidade do DCCS.

Pelo contrário, São Paulo, Santa Catarina e Paraná necessitam de pouco CO₂ quando comparado com as emissões das fontes estacionárias. Estes demonstram potencial elevado para constituição de reservatórios estratégicos com intuito de garantir CO₂ para outros estados.

Tabela 5.3. Quantidade de CO₂ disponível para 20 anos de armazenamento estratégico (ver capítulo 4.3) e tempo de acúmulo de CO₂ necessário para garantir todo o abastecimento do EOR, para todo tipo de fontes estacionárias de CO₂

Unidades de Federação	CO ₂ disponível para 20 anos de armazenamento estratégico em aquífero salino (kt)	Tempo de acúmulo de CO ₂ , em reservatórios estratégicos, para garantir todo o abastecimento do EOR, assumindo que todas as emissões são armazenadas (anos)
Acre	6514,97	-
Alagoas	110428,67	0,3
Amazonas	117939,28	1,5
Amapá	6213,88	-
Bahia*	341388,65	3,3
Ceará	71065,80	1,2
Distrito Federal	43574,63	-
Espírito Santo	264149,66	7,1
Goiás	157878,64	-
Maranhão	26570,40	-
Minas Gerais	561014,95	-
Mato Grosso do Sul	55076,54	-
Mato Grosso	137470,46	-
Pará	73909,67	-
Paraíba	36638,57	-
Pernambuco	176164,96	-
Piauí	8246,48	-
Paraná	457584,71	0,4
Rio de Janeiro	501016,12	18,8
Rio Grande do Norte	34050,00	15,8
Rio Grande do Sul	288490,24	-
Rondônia	48685,89	-
Roraima	3540,81	-
Santa Catarina	124944,89	0,4
Sergipe	26228,98	19,1
São Paulo	1818465,45	0,02
Tocantins	30,09	-

* Não inclui a massa de CO₂ da planta de amônia que está inserida no mapa de estados brasileiros com emissão de correntes gasosas de elevada concentração de CO₂

Assumindo que todas as emissões de CO₂ de fontes estacionárias com correntes gasosas de elevada concentração do gás, de cada estado, são capturadas, verifica-se, na tabela 5.4, que mesmo assim no Rio de Janeiro, Bahia e Paraná precisam acumular de 80 a 240 anos de CO₂ em reservatórios estratégicos para garantir o fornecimento de CO₂ de todo o EOR. Isto significa que, para implementar o DCCS nestes, através da estratégia 1, descrita em 5.1, é necessário utilizar CO₂ proveniente de outros estados como São Paulo, Rio Grande do Sul, Mato Grosso ou Goiás que não possuem reservas de petróleo ou são muito reduzidas.

Tabela 5.4. Quantidade de CO₂ disponível para 20 anos de armazenamento estratégico (ver capítulo 4.3) e tempo de acúmulo de CO₂ necessário para garantir todo o abastecimento do EOR, para emissões de CO₂ de fontes estacionárias com elevada concentração de CO₂

Unidades de Federação	CO ₂ disponível para 20 anos de armazenamento estratégico em aquífero salino (kt)	Tempo de acúmulo de CO ₂ , em reservatórios estratégicos, para garantir todo o abastecimento do EOR, assumindo que todas as emissões são armazenadas (anos)
Acre	-	-
Alagoas	-	-
Amazonas	-	-
Amapá	-	-
Bahia*	3530,96	315,51
Ceará	-	-
Distrito Federal	-	-
Espírito Santo	-	-
Goiás	2317,31	-
Maranhão	-	-
Minas Gerais	-	-
Mato Grosso do Sul	-	-
Mato Grosso	4670,17	-
Pará	-	-
Paraíba	-	-
Pernambuco	-	-
Piauí	-	-
Paraná	1986,58	85,90
Rio de Janeiro	39328,31	239,13
Rio Grande do Norte	-	-
Rio Grande do Sul	48138,62	-
Rondônia	-	-
Roraima	-	-
Santa Catarina	-	-
Sergipe	-	-
São Paulo	69208,30	0,48
Tocantins	-	-

* Não inclui a massa de CO₂ da planta de amônia que está inserida no mapa de estados brasileiros com emissão de correntes gasosas de elevada concentração de CO₂

6. CONCLUSÕES

Estes resultados permitem concluir que o Brasil tem grande potencial de aplicação de DCCS, notadamente em 7 estados, os quais apontam ter características ideais para este tipo de projeto.

Mesmo assumindo que todas as emissões de CO₂ de fontes estacionárias de cada estado são capturadas, no Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Sergipe são necessários acumular entre 15 e 20 anos de CO₂ em reservatórios estratégicos para garantir o fornecimento de CO₂ de todo o EOR, isso confirma a grande importância e o elevado potencial da aplicação do DCCS nestes estados.

Conclui-se que estados como São Paulo têm um enorme potencial para aplicação do DCCS, que apesar de não possuírem reservas significativas de petróleo, emitem grandes quantidades de CO₂. Estes têm um papel muito importante de “exportador” de CO₂ para estados de fronteira.

Acre, Amapá, Rondônia, Roraima, Distrito Federal, Tocantins, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Pará, Paraíba e Piauí são estados que não apresentam características para aplicabilidade de DCCS e o potencial de prospectividade é nulo em todos os critérios de avaliação.

A importância do DCCS no Brasil reflete-se fundamentalmente pela quantidade recuperável de petróleo por EOR, que é aproximadamente 1700 milhões de barris de petróleo (13% das reservas provadas do país em 2007), pelas 700 milhões de toneladas de CO₂ necessárias para o efeito, associado às reduzidas emissões de CO₂ de fontes estacionárias em estados com grande potencial para implantação de projetos de EOR.

Além disso, o DCCS pode ser estratégico nas descobertas *offshore* do campo de Guará e Tupi, na Bacia de Santos, que possuem entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo (Petrobras, 2008b). Assumindo uma perspectiva conservadora (OOIP = 8 bilhões de barris de petróleo) calculou-se que é possível recuperar por EOR 960

milhões de barris de petróleo, injetando 390 milhões de toneladas de CO₂ nestes campos. Neste caso o DCCS pode ser a única opção viável, seja através da constituição de reservatórios estratégicos na futura exploração destes, capturando o CO₂ em excesso no gás natural produzido, ou em terra utilizando as fontes estacionárias existentes e transportando posteriormente o CO₂ para os campos de petróleo no mar.

O CO₂ puro que atualmente é produzido pelas indústrias e liberado para atmosfera, como são os casos do processamento de gás natural, produção de amônia, etileno e etanol, poderá desde já ser aproveitado em projetos de DCCS.

A implantação desta atividade poderá ser beneficiada por outro tipo de incentivos que estão diretamente relacionados com os projetos de redução de emissões de CO₂ para a atmosfera. O armazenamento geológico-dinâmico do CO₂ em um ciclo fechado, ou seja, sem que haja fuga significativa do gás desde o início do armazenamento até ao final quando é reinjetado para EOR, com fechamento do *venting*, poderá garantir que o CO₂ fique aprisionado de forma permanente nos reservatórios geológicos, podendo a empresa contabilizar a redução das suas emissões e eventualmente ter direito a um correspondente em créditos de carbono por tonelada de CO₂ armazenado (esta possibilidade poderá ser aprovada em breve por protocolos/acordos internacionais). É importante referir que o ganho líquido de redução de emissões de CO₂ é um balanço entre o CO₂ armazenado geologicamente de forma permanente e o CO₂ proveniente da queima do petróleo recuperado por EOR.

Desta forma, questões relacionadas com sanções associadas a futuras metas de redução de emissões de gases com efeito de estufa serão mais facilmente solucionadas pelas companhias.

O valor da tonelada do CO₂, segundo Feron e Hendriks (2005) é de cerca de US\$100, para CO₂ capturado de termelétricas. Este valor é considerado excessivamente alto se milhares ou milhões de toneladas deste gás forem necessárias para aplicar no grande número de campos maduros de óleo existentes. Pelo que foi descrito anteriormente e pela importância que o CO₂ tem para a recuperação avançada de óleo, o CO₂ poderá adquirir um valor agregado que não tinha, quando armazenado em aquíferos salinos, podendo mesmo começar a haver interesse por parte de indústrias emissoras de CO₂, sem serem companhias petrolíferas, em fazer esse armazenamento geológico para posterior

comercialização. Com a aplicação do DCCS, o CO₂ ganhará maior importância como uma *commodity*, ou seja, é um produto produzido em massa, por diferentes indústrias, pode ser armazenado em grandes quantidades, por determinado período de tempo, sem perda significativa de qualidade, passando a ter uma cotação e uma “negociabilidade” global.

Este trabalho vislumbra o DCCS como uma atividade importante para a economia de companhias de petróleo, permitindo em qualquer momento, a recuperação avançada de petróleo, aumentando a segurança energética do país, uma política ambiental proativa com destaque internacional, contribuindo de forma eficaz para a mitigação das mudanças climáticas e mostrando que a companhia é capaz de se destacar tecnologicamente com inovações na produção de energia cada vez mais limpa e sustentável ambiental e economicamente.

O domínio desta atividade poderá aumentar o volume de negócios da empresa empreendedora, atraindo clientes interessados no aumento da produção de hidrocarbonetos associada à redução de emissões de CO₂ no ciclo de vida dos produtos petrolíferos.

7. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Poderiam ser desenvolvidos estudos sobre a viabilidade econômica do DCCS associados aos custos de investimento para implantação da tecnologia, à captação de recursos por incentivos internacionais para redução de emissões de CO₂, à valorização do CO₂ com o amadurecimento dos campos de petróleo, assim como o valor do *know-how* da tecnologia de DCCS para a empresa empreendedora e qual a influência de tudo isto na sustentabilidade desta.

A influência na sustentabilidade ambiental das companhias associada a estudos sobre a redução das emissões de CO₂ no ciclo de vida dos combustíveis fósseis pela implementação do DCCS seria um tópico bastante interessante a ser desenvolvido.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE ENERGIA, System for the Analysis of Global Energy Markets, Departamento de Energia dos Estados Unidos, 2006
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, Capturing CO₂, International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, p.2-4, 2007a
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, Storing CO₂ Underground, International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, p.8-10, 2007b
- ANADA ET AL Feasibility and economics of by-products CO₂ supply for enhanced oil recovery, Final Report. US Department of Energy, DE-AT21-78MC08333, Morgantown, West Virginia, USA, 1982
- ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, p. 60-70, 2008
- BACHU, S. Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. Energy Conversion & Management, vol. 41, p. 953-970, 2000
- BACIOCCHI, R. Carbon Capture, Advanced training on mineral carbonation, Porto Alegre, Brasil, 2008
- BLUNT, M; Fayers, F.J.; Orr, F.M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery, Energy Conversion and Management, vol.34, p. 1197-1204, 1993
- BRADSHAW, J. Assessment of CO₂ Storage in Saline Reservoirs, Greenhouse Gas Storage Solutions: GGSS, 2008
- CARBMAP (2009) Projeto Carbmap: Mapa Brasileiro de Captura, Transporte e Armazenamento Geológico de CO₂. Sistema de informação geográfica desenvolvido por Centro de Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono – CEPAC, Porto Alegre, Brasil, Março de 2009
- CLIMATE CHANGE BUSINESS JOURNAL, v.1, n.5, 28 pp., 2008
- FERON, P.H.M.; Hendriks, C.A. CO₂ Capture process principles and costs. Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP, v.60, p. 451-459, 2005

- GOUZALPOUR, F.; Ren, S.R.; Tohidi B. CO₂ EOR and Storage in Oil Reservoirs, Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP, v. 60, n. 3, p. 537-546, 2005
- GORAIEB, C. L.; Iyommasa, W.S.; Appi, C.J. Estocagem subterrânea de gás natural, ed.1, IPT, 2005, p. 1-22
- HOLTZ, M.H.; Nance, P.K.; Finley, R.J. Reduction of greenhouse gas emissions through CO₂ EOR in Texas. Environmental Geosciences, vol.8, p.187-198, 2001
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, Carbon Dioxide Capture and Storage Report, Fourth Assessment Report, p.179 -195, 2007
- JESSEN, K; Kovscek, A.R.; Orr, F.M. Increasing CO₂ storage in oil recovery, Energy Conversion and Management, vol. 46, p. 293-3111, 2005
- KETZER, J. M. Redução das emissões de gases causadores do efeito de estufa através da captura e armazenamento geológico de CO₂. Carbono: Desenvolvimento Tecnológico, Aplicação e Mercado Global, 2006, p. 280-292
- KETZER, J. M.; Villwock, J. A.; Carporale, G.; Rocha, L. H.; Rockett, G.; Braum, H.; Giraffa, L. Opportunities for CO₂ capture and geological storage in Brazil: The CARBMAP Project, In: Sixth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration: 2007, Pittsburgh, EUA
- MUSTAFA, G.S.; Barbosa, A.O.A.; Rocha, P.S.M. Utilização de emissões industriais gasosas para rejuvenescimento de campos maduros de petróleo, Engenharia sanitária e ambiental, vol. 8, n.4, p. 209-212, Out.-Dez. 2003
- NELMS, R.L.; Burke, R.B. Evaluation of Oil Reservoir Characteristics to Assess North Dakota Carbon Dioxide Miscible Flooding Potential, 12th Williston Basin Horizontal Well and Petroleum Conference, p.3, 2004
- NOBAKHT, M.; Moghadama, S.; Gub, Y. Mutual interactions between crude oil and CO₂ under different pressures, Fluid Phase Equilibria 265, 2008.
- PEARCE, J.; Holloway, S.; Wacker, H.; Nelis, M.; Rochelle, C.; Bateman, K. Natural occurrences as analogues for the geological disposal of carbon dioxide. Energy Conversion & Management, vol.37, p. 1123-1128, 1996
- PETROBRAS Petrobras vai reinjetar CO₂ tirado do pré-sal, Abril de 2008a, Disponível em: www.petrobras.com.br, Acesso em: 10 Dezembro 2008
- PETROBRAS Esclarecimentos sobre volume em Guará, Novembro 2008b, Disponível em: www.petrobras.com.br, Acesso em: 5 Dezembro 2008

- ROCHA, P.; Ketzer, J. M.; Maia, J. L. P.; Rosa, A.; Dino, R.; Cunha, P.; Santarosa, C. EOR Experience and CO₂ Geological Storage Perspectives in Brazil, Seminário Internacional sobre Seqüestro de Carbono e Mudanças Climáticas, Brasil, 2006
- SANTOS, H. A. C. 4ª Edição do Prêmio Petrobras de Tecnologia, In: Palestra de divulgação da 4ª Edição do Prêmio Petrobras de Tecnologia, Porto Alegre, Brasil, Maio de 2008
- STEVENS, S.H. Natural CO₂ Fields as Analogs for Geological CO₂ Storage, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, v. 2, p. 687-697, 2005
- THE BRGM SERIES “GEOSCIENCE ISSUES” CO₂ capture and geological storage, Reducing greenhouse gas emissions, p.23, 2005
- TORP, T. 10 years of Sleipner CO₂ Storage, StatoilHydro ASA, The World Commission on Environment and Development, 2007
- WILSON M., Monea M. (eds) IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project summary report 2000-2004, In: 7 Conferência Internacional sobre tecnologias de controlo de gases de efeito de estufa, Vancouver, Canadá, 5-9 de Setembro de 2004

ANEXOS

Tabela A.1. Emissões de CO₂ de fontes estacionárias brasileiras, por estado.

Unidades de Federação	Emissões de CO ₂ (kt/ano)	Emissões de correntes gasosas com elevada concentração de CO ₂ , >60%mol (kt/ano)
Acre	361,94	-
Alagoas	6134,93	-
Amazonas	6552,18	-
Amapá	345,22	-
Bahia*	18966,04	196,16
Ceará	3948,10	-
Distrito Federal	2420,81	-
Espírito Santo	14674,98	-
Goiás	8771,04	128,74
Maranhão	1476,13	-
Minas Gerais	31167,50	-
Mato Grosso do Sul	3059,81	-
Mato Grosso	7637,25	259,45
Pará	4106,09	-
Paraíba	2035,48	-
Pernambuco	9786,94	-
Piauí	458,14	-
Paraná	25421,37	110,37
Rio de Janeiro	27834,23	2184,91
Rio Grande do Norte	1891,67	-
Rio Grande do Sul	16027,24	2431,24
Rondônia	2704,77	-
Roraima	196,71	-
Santa Catarina	6941,38	-
Sergipe	1457,17	-
São Paulo	101025,86	3844,91
Tocantins	1,67	-

* Não inclui a massa de CO₂ da planta de amônia que está inserida no mapa de estados brasileiros com emissão de CO₂ de elevada concentração.