



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Modelagem Técnico-Econômica de Seqüestro de CO₂ considerando Injeção em Campos Maduros

**Autor: Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar Ravagnani
Orientador: Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Modelagem Técnico-Econômica de Seqüestro de CO₂ considerando Injeção em Campos Maduros

Autor: Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar Ravagnani
Orientador: Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Tese de Doutorado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Doutora em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2007
SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

R195m Ravagnani, Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar
Modelagem técnico-econômico de seqüestro de CO₂
considerando injeção em campos maduros. / Ana Teresa
Ferreira da Silva Gaspar Ravagnani.--Campinas, SP: [s.n.],
2007.

Orientador: Saul Barisnik Suslick
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Dióxido de carbono atmosférico. 2. Petróleo – extração.
3. Engenharia do petróleo. 4. Impacto ambiental. 5. Sistemas
dinâmicos diferenciais. I. Suslick, Saul Barisnik. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: A technical-economical modeling for CO₂ sequestration
considering injection in mature fields

Palavras-chave em Inglês: CO₂ sequestration, Mature oil reservoir, EOR, Mitigation
technologies, reduction of environmental impact,
Dynamic systems

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Doutora em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Denis José Schiozer, Eliana Luci Ligerio, Chang Hung Kiang e
Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha

Data da defesa: 22/02/2007

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

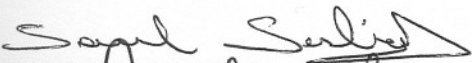
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

TESE DE DOUTORADO

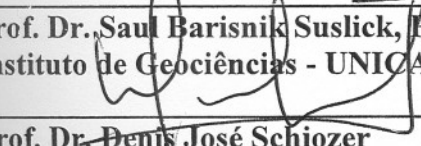
**Modelagem Técnico-Econômica de Seqüestro
de CO₂ Considerando Injeção em Campos
Maduros**

Autora: Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar
Orientador: Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick

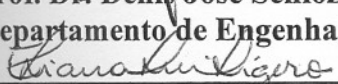
Banca Examinadora:



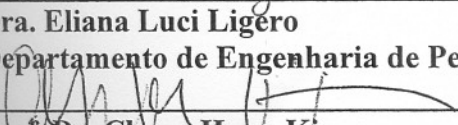
Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick, Presidente
Instituto de Geociências - UNICAMP



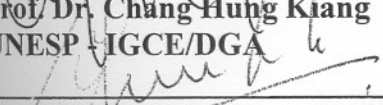
Prof. Dr. Denis José Schiozer
Departamento de Engenharia de Petróleo - UNICAMP



Dra. Eliana Luci Ligero
Departamento de Engenharia de Petróleo - UNICAMP



Prof. Dr. Chang Hung Kiang
UNESP - IGCE/DGA



Prof. Dr. Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha
PETROBRAS /UN-BA

Campinas, 22 de fevereiro de 2007

Dedico este trabalho
ao meu marido, meu grande incentivador, pelo amor e companheirismo,
à minha mãe e à minha irmã pelo amor e dedicação,
à memória do meu amado pai, responsável pelos meus êxitos.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. Saul B. Suslick pela oportunidade e estímulo ao longo da orientação da tese.

Ao meu marido Junior, amigo e companheiro de todas as circunstâncias, por me encorajar e suportar minha ansiedade.

À minha família, em especial à minha mãe, Branca e à minha irmã, Kátia, por acreditarem em mim e pelo constante apoio e generosidade.

Ao Jordani, pela sugestão e indicação da oportunidade desta pesquisa.

Ao Gabriel e Ana Cândida, pela troca de conhecimentos e amizade que construímos.

Ao Doneivan, pelo incentivo e contribuição para este trabalho e ao Henrique pelos bons momentos de amizade e descontração.

Aos amigos e colegas do Lage, e àqueles que já foram embora da UNICAMP. Ao Neto e à Eliana pela atenção e colaboração. À Pri, Rafa e Tati pela convivência e carinho.

Ao DEP (FEM), IG e CEPETRO, pela infra-estrutura oferecida.

À Capes, pelo apoio financeiro para o desenvolvimento desta pesquisa.

Enfim agradeço a todos os que representaram de qualquer maneira, esforços para a realização deste trabalho.

"No meio de qualquer dificuldade encontra-se a oportunidade."

Albert Einstein

Resumo

RAVAGNANI, Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar. *Modelagem Técnico-Econômica de Seqüestro de CO₂ considerando Injeção em Campos Maduros*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 181 p. Tese (Doutorado).

Esta tese apresenta um estudo da viabilidade técnica e econômica da Recuperação Avançada de Óleo (EOR) em um pequeno projeto localizado em um campo maduro no Brasil. O estudo considera duas motivações importantes e complementares: (1) a recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO₂ – o gás desloca o óleo residual deixado no local após a produção primária e injeção secundária de água (*waterflooding*); (2) o armazenamento deste gás no reservatório de óleo e, conseqüente contribuição para a mitigação de emissões de CO₂. Os aspectos físicos deste projeto são descritos e um modelo de simulação dinâmica foi desenvolvido para modelar 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 e suas respectivas emissões inerentes ao processo. Adicionalmente, uma metodologia é proposta para estimar os principais determinantes financeiros do projeto de seqüestro de CO₂ (custos de compra do CO₂, compressão, transporte e armazenamento) por meio de EOR. A avaliação do projeto é derivada de um modelo de fluxo de caixa, levando-se em conta o perfil de produção do reservatório, preço, custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX), créditos de CO₂, depreciação, premissas fiscais etc. Um estudo de análise de sensibilidade é realizado para identificar as variáveis mais críticas. A viabilidade econômica do projeto, como esperado, é muito sensível ao preço do óleo, produção de óleo e CAPEX. Além disso, há a contribuição para a mitigação do gás de efeito estufa (GEE), armazenando uma quantidade significativa de CO₂ no reservatório onde pode permanecer por milhares de anos.

Palavras Chave: seqüestro de CO₂, reservatórios maduros de óleo, Recuperação Avançada de Óleo (EOR), tecnologias de mitigação, redução do impacto ambiental, sistemas dinâmicos.

Abstract

RAVAGNANI, Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar. *A Technical-Economical Modeling for CO₂ Sequestration considering Injection in Mature Fields*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 181 p. Tese (Doutorado).

This thesis presents a technical and economic feasibility study for CO₂ EOR in a small project located in a mature oilfield in Brazil. The present study considers two important and complementary motivations: (1) EOR - CO₂ displaces residual oil left in place after primary production and secondary water flooding; (2) storage of this gas in the oil reservoir and hence, contributing to mitigate CO₂ emissions. The physical aspects of this project are described and a dynamic simulation model has been developed in order to model the behavior of the CO₂ Sequestration – EOR system and its emissions due to the process over time. This model takes into account the energy requirements for the whole CO₂ sequestration process. Additionally, a breakdown cost methodology is proposed in order to estimate the main financial determinants of the integrated EOR with CO₂ sequestration (costs of CO₂ purchase, compression, transportation and storage). Project evaluation is derived from a cash flow model, regarding reservoir production profile, price and costs, capital expenditures (CAPEX), operating expenditures (OPEX), carbon credits, depreciation time, fiscal assumptions etc. A sensitivity analysis study is carried out in order to identify the most critical variables. Project feasibility, as expected, is found to be very sensitive to oil price, oil production, and CAPEX. Moreover, there is the contribution from the mitigation of the Green House Gas (GHG) by storing a significant amount of CO₂ in the reservoir where it can remain for thousands of years.

Key Words: CO₂ sequestration, mature oil reservoirs, EOR, mitigation technologies, reduction of environmental impact, dynamic systems.

SUMÁRIO

RESUMO	viii
ABSTRACT	ix
SUMÁRIO	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABELAS	xvi
NOMENCLATURA	xvii
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	01
1.1 - Motivação/Justificativa	03
1.2 - Objetivos do Trabalho	03
1.3 - Estrutura dos Capítulos da Tese	04
CAPÍTULO 2 - ASPECTOS TÉCNICOS ENVOLVENDO CO ₂	05
2.1 - Características do CO ₂	08
2.2 - Mercado de Carbono	10
2.3 - Processo de Seqüestro de CO ₂	15
2.4 - Métodos para Captura, Transporte e Armazenamento de CO ₂	16
2.4.1 – Captura de CO ₂	18
2.4.1.1 - Métodos e Características das Tecnologias de Separação e Recuperação de CO ₂	19
2.4.2 - Métodos e Características de Transporte de CO ₂	22
2.4.3 - Meios de Armazenamento do CO ₂	23
CAPÍTULO 3 - EXPERIÊNCIA COM CO ₂ EM OPERAÇÕES DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO (EOR)	36
3.1 - Processo de EOR	38
3.2 - Miscibilidade e Mecanismos de Injeção	45
3.3 - Comportamento de Fase e Miscibilidade	47
3.3.1 - Representação do Comportamento de Três Componentes por Meio de um Diagrama Triangular	47
3.3.2 - Representação do Comportamento de Fases de Multicomponentes por Meio de um Diagrama Pseudoternário	51
3.3.3 - Processo Miscível ao Primeiro Contato	52
3.3.3.1 - Processo de Injeção de Gás Miscível por Condensação	52
3.3.3.2 - Processo de Injeção de Gás Miscível por Vaporização	53

3.3.4 - Processo Miscível com CO ₂	54
3.3.5 - Métodos para Determinação das Condições de Miscibilidade	56
3.4 - Características Gerais de Reservatórios de Óleo e Gás	57
CAPÍTULO 4 - ASPECTOS ECONÔMICOS DO SEQÜESTRO DE CO ₂	65
4.1 – Investimentos e Custos Operacionais	65
4.1.1 - CAPEX e OPEX de Captura e Compressão	66
4.1.2 - CAPEX e OPEX de Transporte	68
4.1.3 - CAPEX e OPEX de Armazenamento	70
CAPÍTULO 5 - SISTEMAS DINÂMICOS	75
5.1 - Ciclo de <i>Feedback</i>	76
5.1.1 - Ciclo de <i>Feedback</i> Positivo	78
5.1.2 - Ciclo de <i>Feedback</i> Negativo	78
5.2 - Modelos Fundamentais de Referência	79
5.2.1 - Grupo Crescimento, Equilíbrio e Declínio Linear	80
5.2.2 - Grupo Crescimento e Declínio Exponencial	82
5.2.3 - Grupo Convergência para um Valor de Referência	84
5.2.4 - Grupo Oscilação em torno do Valor de Referência	84
5.2.5 - Grupo Formato de S	87
5.2.5.1 - Crescimento S com ultrapassagem do Limite	88
5.2.5.2 - Crescimento S seguido de Colapso	89
5.3 - Elementos de um Sistema	89
5.4 - Aplicação dos Modelos Fundamentais de Referência	99
5.5 - Diagramas de Ciclos Causais	100
5.6 - Ferramenta	101
5.7 - Seqüência de Eventos da Simulação	102
5.8 - Equações Fundamentais dos Sistemas Dinâmicos	104
CAPÍTULO 6 - METODOLOGIA: SIMULAÇÃO DINÂMICA E ANÁLISE ECONÔMICA DE SEQÜESTRO DE CO ₂ - EOR	105
6.1 - Estudo de Caso: Injeção de CO ₂ em um Reservatório de Óleo em um Campo Maduro Terrestre	107
6.2 - Simulação Dinâmica: Ciclo de Vida do Processo de Seqüestro de CO ₂ – EOR	110
6.2.1 - Requisitos de Energia para Seqüestro/Recuperação Avançada de Óleo com Injeção de CO ₂	113
6.3 - Análise Econômica	121

CAPÍTULO 7 - RESULTADOS E DISCUSSÃO	127
7.1 - Resultados do Processo de Seqüestro de CO ₂ em reservatórios de óleo	127
7.2 – Resultados da análise econômica	148
CAPÍTULO 8 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	153
8.1 - Sugestões para Trabalhos Futuros	155
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	156
APÊNDICE A - Fatores de Conversão	169
APÊNDICE B - Propriedades do CO ₂	172
APÊNDICE C - Diagrama Pressão Entalpia do CO ₂	175
APÊNDICE D - Fator de Atrito de Fanning	176
APÊNDICE E - Equações da Modelagem Utilizando o Software STELLA®	177

Lista de Figuras

Figura	Descrição	Pág.
2.1	Distribuição da oferta mundial de energia primária em 2004	05
2.2	Concentração global de dióxido de carbono na atmosfera, 1870-2000	06
2.3	Matriz energética brasileira	07
2.4	Esquema do processo de seqüestro de CO ₂	16
2.5	Algumas alternativas para armazenamento de CO ₂	26
2.6	Capacidade de seqüestro de CO ₂ em reservatórios de óleo e gás	35
3.1	Esquema da recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO ₂	40
3.2	Condições para diferentes tipos de deslocamento de óleo por solventes	46
3.3	Diagrama de fase do sistema metano/n-butano 160°F e 2500 psia (mol%)	48
3.4	Diagrama de fase do gás butano injetado para obtenção de miscibilidade com fluido do reservatório (operação acima da cricondebárica), T = 160°F (mol%)	50
3.5	Comportamento de fase conceitual para o CO ₂ e metano com hidrocarbonetos simples à pressão Constante	55
4.1	Custo de transporte de CO ₂ em um duto	70
4.2	Custos de armazenamento de CO ₂ incluindo transporte	73
4.3	Custo x capacidade dos depósitos de CO ₂	74
5.1	Blocos de construção	90
5.2	Estrutura genérica do processo de combinação	93
5.3	Estrutura genérica do processo de exaustão	94
5.4	Comportamento genérico produzido pela estrutura de produção	95
5.5	Estrutura genérica do processo de produção	95
5.6	Exemplo de processo de produção	96
5.7	Estrutura genérica do processo de fluxo coincidente	96
5.8	Exemplo de estrutura de fluxo coincidente	97
5.9	Estrutura genérica de ajuste de estoque	97
5.10	Exemplo de um processo de ajuste de estoque	98
5.11	Comportamento produzido por um processo de ajuste de estoque (meta constante)	99
5.12	Seqüência de eventos de uma simulação	103
6.1	Fluxograma da metodologia	106

Figura	Descrição	Pág.
6.2	Esquema do seqüestro de CO ₂ no campo maduro de óleo na Bacia do Recôncavo	108
6.3	Interface do <i>software</i> Stella®	111
6.4	Diagrama de construção do modelo de seqüestro de CO ₂ /EOR	113
6.5	Nível da interface: interação com o modelo de seqüestro de CO ₂ – EOR	120
7.1	Modelo de seqüestro de CO ₂ com EOR	132
7.2	Setor fornecimento de CO ₂ para o reservatório	133
7.3	Setor de produção de óleo	135
7.4	Setor energia consumida no processo de seqüestro/EOR	136
7.5	Emissões de CO ₂ devidas ao processo	137
7.6	Setor de vazamento de CO ₂	138
7.7	Setor de armazenamento de CO ₂ no reservatório	138
7.8	Setor de emissões de CO ₂ devidas ao uso de derivados do petróleo	139
7.9	Estoque balanço de CO ₂ e seus respectivos fluxos	140
7.10	Variável balanço de CO ₂ ao longo do tempo (modelo base)	141
7.11	Quantidade de CO ₂ armazenado e produção acumulada de óleo ao longo da vida útil do projeto	142
7.12	Energia consumida no projeto	143
7.13	Análise de sensibilidade para a variável balanço de CO ₂ em função da taxa de armazenamento	144
7.14	Análise de sensibilidade para a variável balanço de CO ₂ em função da taxa de armazenamento considerando o óleo combustível como Fonte de energia	145
7.15	Análise de sensibilidade da variável balanço de CO ₂ em função da taxa de reciclo	146
7.16	Comportamento dinâmico das variáveis envolvidas no processo de seqüestro de CO ₂ - EOR	147
7.17	Gráfico comparativo das variáveis do sistema seqüestro de CO ₂ - EOR	147
7.18	Valor presente líquido do projeto seqüestro de CO ₂ - EOR	148
7.19	Análise de sensibilidade do projeto de seqüestro de CO ₂ - EOR para todas as variáveis	149
7.20	Análise de sensibilidade do projeto de seqüestro de CO ₂ - EOR para as variáveis OPEX e créditos de CO ₂	150
7.21	Distribuição de probabilidade acumulada do VPL	151
7.22	Resultados da análise de risco	152
B.1	Diagrama de fases do CO ₂	173

Figura	Descrição	Pág.
B.2	Densidade do CO ₂ em função da pressão e temperatura	173
B.3	Viscosidade do CO ₂ em função da pressão	174
C.1	Diagrama pressão-entalpia do CO ₂	175
D.1	Diagrama do fator de atrito de Fanning	176

Lista de Tabelas

Tabela	Descrição	Pág.
2.1	Matriz de energia elétrica do Brasil	07
2.2	Tempo de vida dos diferentes gases de efeito estufa na atmosfera	08
2.3	Comercialização de créditos de carbono	14
2.4	Capacidade mundial do potencial de reservatórios para armazenamento de CO ₂	24
2.5	Comparação de opções de armazenamento geológico	25
3.1	Critérios para seleção de reservatórios de óleo com potencial para aplicação de CO ₂	44
4.1	Investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO ₂	68
4.2	CAPEX e OPEX de transporte de CO ₂ por dutos	69
5.1	Classificação dos tipos de sistemas oscilatórios	86
6.1	Características técnicas e econômicas do reservatório	107
6.2	Modelo econômico: premissas fiscais e econômicas	110
6.3	Modelo econômico: parâmetros para a análise de sensibilidade	125
6.4	Parâmetros para a análise de risco	126
7.1	Estoques de CO ₂ do setor fornecimento de CO ₂ para o reservatório no modelo de referência	133
7.2	Parâmetros do modelo do setor fornecimento de CO ₂ para o reservatório	134
7.3	Dados de entrada do setor produção de óleo	135
7.4	Requisitos de energia do processo de seqüestro/EOR	136
7.5	Parâmetros do setor emissões do processo seqüestro/EOR	137
7.6	Eficiência de armazenamento de CO ₂ em operações de EOR	143
B.1	Propriedades do CO ₂	172

Nomenclatura

Letras Gregas

ε : Fator de rugosidade do tubo

μ : Desvio padrão

ρ : Densidade (massa específica) do fluido

σ : Média

Abreviaturas

a: Taxa de variação

A: Objetivo (valor de referência)

⁰API: Medida de densidade do petróleo

bbl: Barril de óleo

C_{CO_2} : Créditos de CO₂ a serem ganhos devido ao seqüestro

CAPEX : *Capital expenditures* – “Custos de capital”

CAPEX_{armaz}: CAPEX de armazenamento

CAPEX_{comp}: CAPEX de compressão

CAPEX_t: CAPEX total

CAPEX_{transp}: CAPEX de transporte

CAPEX_{trat}: CAPEX de tratamento

COFINS : Contribuição para financiamento da seguridade social

d : Diâmetro interno do tubo

D : Depreciação total

DS : Dinâmica de sistemas

DT : Intervalo de tempo (time-step)

ECBMR: Enhanced *Coal Bed Methane Recovery* – “Recuperação Avançada de Metano em Leitos de Carvão”

EOR: Enhanced *Oil Recovery* – “Recuperação Avançada de Óleo”

E&P: Exploração e Produção

f : Fator de atrito de Fanning

FC : Fluxo de Caixa

FCD : Fluxo de Caixa Descontado

GEE : Gases de Efeito Estufa

GHG: Greenhouse Gas

GLP: Gás Liquefeito de Petróleo

$\hat{H}_{in}$: Entalpia específica entrando no sistema

$\hat{H}_{out}$: Entalpia específica entrando no sistema

IR : Imposto de Renda

IW : Investimentos considerados como custos

L : Comprimento do tubo

$\dot{M}$: Taxa de fluxo de massa

M_{C5+} : massa molecular de pentanos e frações mais pesadas do óleo

$\dot{M}_{in}$: Taxa de fluxo de massa entrando no sistema

$\dot{M}_{out}$: Taxa de fluxo de massa saindo do sistema

MMbbl: Milhão de barris

OPEX: Custos operacionais - “Operational Expenditures”

OPEX_{armaz}: OPEX de armazenamento

OPEX_{comp}: OPEX de compressão

OPEX_{compra}: OPEX de compra de CO₂

OPEX_t: OPEX total

OPEX_{transp}: OPEX de transporte

Pasep: Programa de formação do patrimônio do servidor público

PIS: Programa de Integração Social

PMM: Pressão mínima de miscibilidade

Q: Vazão mássica

R : Receita bruta

Re: Número de Reynolds

Roy: *Royalties*

WAG: *Water after gas*

S : Estoque (estado do sistema)

S₀ : Capacidade de sustentação

$\hat{S}_{in}$: Entropia específica entrando no sistema

$\hat{S}_{out}$: Entropia específica saindo do sistema

SD: Sistemas dinâmicos

T : Temperatura

v : Velocidade do fluido no tubo

$\dot{W}$: Trabalho

Y_{Cl} : fração molar de metano e nitrogênio.

Siglas

BEG: *Bureau of Economic Geology*

IPCC: *Intergovernmental Panel on Climate Change* - “Painel Intergovernamental sobre a Mudança do Clima”

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Desde a Revolução Industrial, os combustíveis fósseis são utilizados como fonte de energia, contribuindo para o aumento da concentração de CO₂ (dióxido de carbono) na atmosfera. Por outro lado, acredita-se que a intensidade das emissões de gases de efeito estufa (GEE) é responsável por alterações climáticas, embora as questões relacionadas ao aquecimento global ainda não estejam bem esclarecidas. O CO₂ é um dos seis gases responsáveis pelo efeito estufa, participando em 64% (Bryant, 1997, *apud* Bachu, 2001) e com taxa de crescimento de 0,4% ao ano desde 1980, exigindo atenção especial das autoridades responsáveis (Houghton *et al.*, 2001). Os outros gases presentes em menor quantidade, mas não menos prejudiciais, são: metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆), hidrofluorcarbonos (HFCs) e perfluorcarbonos (PFCs). Apesar de ser produzido em menor quantidade, o metano contribui 23 vezes mais para o aquecimento global do que o CO₂, pois tem o potencial de aquecimento global muito maior, ou seja, o metano tem capacidade de reter mais calor da atmosfera.

A preocupação com o volume de tais emissões motivou várias pesquisas e debates em escala mundial, culminando em algumas conferências e tratados, como a Rio-92 e o Protocolo de Kyoto. Entre os projetos apresentados, estão aqueles que estimulam a produção de energia limpa, como a gerada a partir da biomassa, solar ou eólica, e aqueles que consistem na remoção de carbono da atmosfera, conhecidos como seqüestro de carbono.

De acordo com Castro (2003), quando empresas investem nesses projetos, ganham o equivalente a cotas de carbono que podem continuar a liberar na atmosfera. O direito de poluir está em estado embrionário desde a recente aprovação em definitivo do Protocolo de Kyoto. Os programas que incentivam o uso de taxas de carbono assumem que este é o modo mais eficiente para reduzir as emissões de CO₂, pois permitem a sua comercialização por intermédio dos mecanismos de mercado.

A indústria de óleo e gás possui as ferramentas necessárias para auxiliar na contenção do crescimento das emissões através da tecnologia emergente conhecida como seqüestro geológico. A justificativa para o seqüestro de carbono é possibilitar o uso de combustíveis fósseis enquanto

se reduzem as emissões de CO₂ na atmosfera, aliviando a mudança climática global. O CO₂ pode ser armazenado em reservatórios de óleo e gás depletados, leitos de carvão, aquíferos salinos, oceanos, florestas e em reservatórios ativos de óleo (EOR).

Das várias alternativas para armazenamento, os reservatórios de óleo depletados vêm sendo explorados como uma possibilidade de limitar o acúmulo de CO₂ na atmosfera. Os reservatórios de óleo e gás depletados são mais favoráveis, sendo trapas geológicas provadas de longo prazo para fluidos e gases, incluindo CO₂. Por comparação, os demais métodos, como reflorestamento ou injeção nos oceanos, encontram-se em fase experimental, podendo ser menos permanentes e ter custo elevado. Além disso, alguns reservatórios depletados ainda contêm grandes quantidades de óleo e a injeção de CO₂ é um mecanismo que pode reativar a produção e ao mesmo tempo atenuar os impactos de CO₂ na atmosfera utilizando as tecnologias disponíveis na indústria do petróleo.

Para esses reservatórios estima-se que a capacidade mundial de armazenamento de CO₂ situa-se entre 675 a 900 Gt (IPCC, 2005). A injeção de CO₂ pode aumentar a produção de óleo do reservatório, gerando ganhos que auxiliariam na redução do custo de injeção.

Assim, pode-se perceber que, apesar de muitos atribuírem o aumento dos níveis de CO₂ na atmosfera devido ao crescimento do consumo de energia, a indústria de óleo e gás tem as ferramentas para conter o crescimento nas emissões com a tecnologia emergente chamada seqüestro geológico.

Independente dos vários meios para armazenamento do gás descritos acima, em conjunto com a segurança ambiental e praticidade, deve-se avaliar qual o custo da aplicação do método. Para o cálculo do custo de captura e armazenamento do CO₂, quatro variáveis devem ser consideradas: separação, compressão, transporte e injeção. Deve-se ressaltar que é mais caro seqüestrar CO₂ do que somente emití-lo para a atmosfera. Por isso, há grande necessidade do avanço em tecnologias de seqüestro de CO₂ para reduzir tais custos.

1.1 - Motivação/Justificativa

A principal motivação deste trabalho é a possibilidade de aliar a necessidade de reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera com a possibilidade de aumento da produção de óleo em um reservatório maduro através da injeção do gás. Este fato é relevante para a sociedade, pois permite melhorar a qualidade do meio ambiente, bem como auxiliar na redução do efeito estufa. Outro fator relevante está associado à possibilidade da recuperação de óleo residual, prolongando a vida útil do projeto e estendendo assim os benefícios sociais a comunidades locais. Várias regiões onde existem operações em campos maduros poderiam ser beneficiadas econômica e socialmente por projetos desta natureza (por exemplo: a Província Petrolífera do Recôncavo Baiano). Nesse sentido, é importante uma análise econômica e do balanço do processo de seqüestro do gás, para a avaliação técnico-econômica do método.

1.2 - Objetivos do trabalho

O foco deste trabalho é uma modelagem global do processo de seqüestro de CO₂ em operações de recuperação avançada de óleo (EOR) em um reservatório maduro. Os principais objetivos são: uma análise do balanço de massa de CO₂, energia e entropia, através da utilização do programa STELLA^{®*} para a simulação de sistemas dinâmicos, além de analisar a viabilidade econômica de seqüestrar CO₂ em reservatórios de óleo submetidos a operações de EOR em um típico campo maduro de óleo do Brasil, por meio de um estudo de caso, considerando um modelo simplificado de reservatório.

* STELLA[®] (Structured Thinking Experimental Learning Laboratory with Animation) – Linguagem com interface gráfica para modelos de sistemas dinâmicos.

1.3 - Estrutura dos Capítulos da Tese

Esta tese está estruturada em sete capítulos. O primeiro capítulo apresenta a introdução, descrevendo a motivação do trabalho, associada aos problemas ambientais e os objetivos.

O Capítulo 2 fornece informações sobre os aspectos técnicos envolvendo o CO₂, relevantes para o desenvolvimento deste trabalho.

No Capítulo 3, é descrita a experiência em recuperação avançada de óleo com CO₂.

No Capítulo 4, são descritos os aspectos econômicos de cada etapa do sequestro de CO₂.

O Capítulo 5 apresenta a teoria dos sistemas dinâmicos.

No Capítulo 6, é descrita a metodologia utilizada envolvendo a simulação dinâmica e a análise econômica de sequestro de CO₂ em reservatórios de petróleo exauridos.

No Capítulo 7, são apresentados os resultados da simulação dinâmica, envolvendo as variáveis: produção de óleo, vazão de CO₂, requisitos de energia para todas as etapas de sequestro – EOR e as emissões do gás inerentes ao processo. Os resultados da análise econômica obtidos a partir do fluxo de caixa também são apresentados, utilizando-se a análise de sensibilidade, para avaliar o impacto das variáveis mais significativas do processo de sequestro de CO₂ com EOR.

No Capítulo 8, são apresentadas as conclusões da pesquisa e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 - ASPECTOS TÉCNICOS ENVOLVENDO CO₂

A concentração de CO₂ na atmosfera vem aumentando gradativamente nas últimas décadas. Um dos fatores responsáveis por esse aumento é a queima de combustíveis fósseis no planeta.

Hoje, a fonte dominante na demanda global de energia primária está associada aos combustíveis fósseis; provavelmente isso ainda permanecerá por muito tempo (David e Herzog, 2000). Como pode ser visualizado na Figura 2.1, os combustíveis fósseis provêm aproximadamente 80,3% de toda a energia primária, o restante é provido por energia nuclear e energia renovável (biomassa, hídrica, eólica e solar) (IEA, 2006). Em 2004, a energia renovável correspondeu a aproximadamente 13% da demanda global de energia (IEA, 2006). Atualmente, a energia renovável não hídrica fornece menos que 1% da demanda global de energia (Herzog e Golomb, 2004).

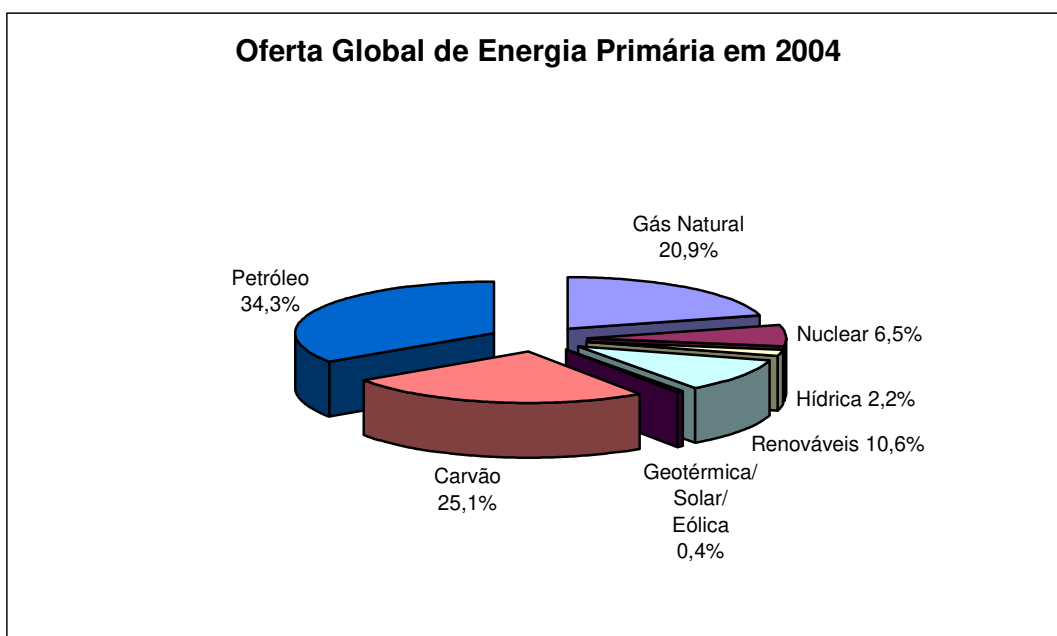


Figura 2.1: Distribuição da oferta mundial de energia primária em 2004.

Fonte: Adaptado de IEA (2006)

Em vista disso, enquanto grandes esforços e investimentos estão sendo feitos por muitas nações para aumentar o percentual de energia renovável com o objetivo de atender a demanda de energia primária, incrementar a conservação e melhorar a eficiência do uso de combustíveis fósseis, preocupações com a mudança climática durante as próximas décadas provavelmente irão requerer significativas contribuições em tecnologias de captura e armazenamento de carbono.

Adicionalmente, o CO₂, um dos seis gases, com efeito estufa é um subproduto inevitável do processo de produção de energia tal como geração de eletricidade, transporte etc. e pode ser um possível responsável por alterações climáticas. Além disso, devido a sua alta participação de 64%, causa maior preocupação, pois vem crescendo à taxa de 0,4% ao ano desde 1980 (Houghton *et al.*, 2001). Na era pré-industrial, sua concentração na atmosfera era de aproximadamente 280 ppm e hoje está em torno de 370 ppm, como pode ser observado na Figura 2.2. Nos anos 90, em média, a taxa de aumento de CO₂ na atmosfera variou de 0,9 a 2,8 ppm/ano e com o passar dos anos, a taxa vem aumentando (Houghton *et al.*, 2001). Há uma estimativa de que as atividades humanas estejam lançando cerca de 6,3 bilhões de toneladas de carbono na atmosfera, através do uso de combustíveis fósseis e produção de cimento e outros 1,2 bilhão de toneladas de carbono pelo desmatamento descontrolado, principalmente de florestas tropicais (Houghton *et al.*, 2001).

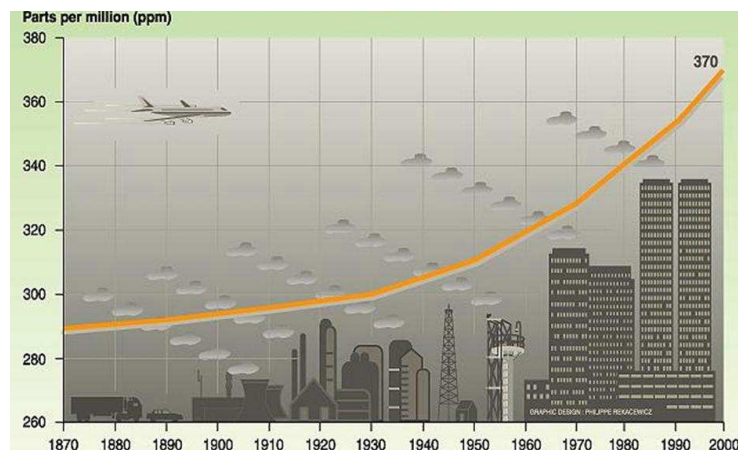


Figura 2.2: Concentração global de dióxido de carbono na atmosfera, 1870-2000.

Fonte: UNEP/GRID-Arendal (2003)

A Figura 2.3 apresenta os dados da matriz de energia primária do Brasil do ano de 2004, na qual a maior participação se deve aos combustíveis fósseis com aproximadamente 54,7%. Por outro lado, como confirma a Tabela 2.1, a maior contribuição para a geração de eletricidade é proveniente das fontes hídricas, com cerca de 70%. Portanto, pode-se concluir que grande parte da emissão dos GEE no Brasil é atribuída ao setor de transportes e, provavelmente, ao desmatamento das florestas.

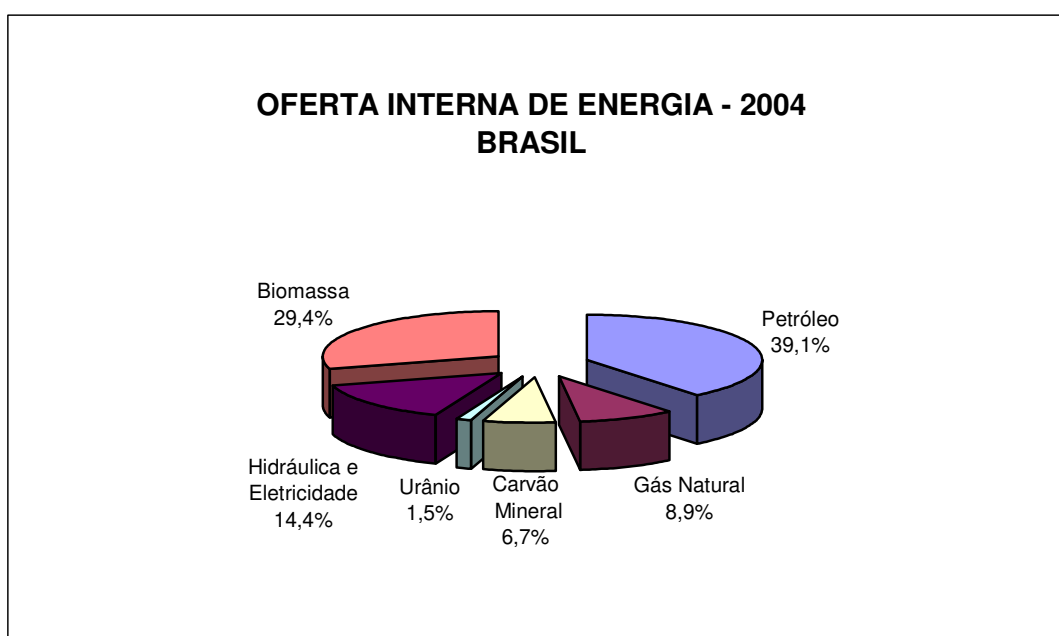


Figura 2.3: matriz energética brasileira de 2004

Fonte: Balanço Energético Nacional 2005

Tabela 2.1: Matriz de energia elétrica do Brasil

Combustível	Hidro	Gás	Petróleo	Biomassa	Nuclear	Carvão Mineral	Eólica	Importação
%	70,14	9,89	5,27	3,06	2,01	1,42	0,03	8,18

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - 2005

2.1 - Características do CO₂

O dióxido de carbono é um gás composto de um átomo de carbono e dois de oxigênio. Em condição ambiente é incolor e inodoro, além de ser uma molécula muito estável. É produzido, por exemplo, na combustão de materiais orgânicos como combustíveis fósseis, na fermentação e na respiração celular e pode ser recuperado de diversas maneiras. Além disso, é um componente normal do ar com baixa concentração e é o principal componente do ciclo de carbono. O CO₂ é usado nas formas de sólido (gelo seco), líquido e gás em diversas aplicações industriais, tais como carbonatação de bebidas, extintores de incêndio, soldagem e produção de compostos químicos, inclusive fertilizantes, borrachas vulcanizadas, espumas de poliuretano, etc (ENU, 2003; Herzog e Golomb, 2004). Adicionalmente, é inofensivo à saúde humana, mas uma exposição prolongada à concentração acima de 5% pode causar asfixia, perda de consciência ou até mesmo levar à morte (Saskatchewan Labour, 2001).

O tempo de resposta climática é vagaroso e o dióxido de carbono permanece na atmosfera por um século ou mais. A Tabela 2.2 apresenta o tempo de vida de alguns gases na atmosfera.

Tabela 2.2: Tempo de vida dos diferentes gases de efeito estufa na atmosfera

Gás	Tempo de vida na atmosfera (anos)
CO ₂ (Dióxido de Carbono)	5 a 200*
CH ₄ (Metano)	12
NO ₂ (Óxido Nitroso)	114
CFC-11 (Clorofluorcarbono-11)	45
HFC-23 (Hidrofluorcarbono-23)	260
CF ₄ (Perfluormetano)	> 50.000

Nota: (*) Existe esta variação, ou seja, não pode ser definido um único valor para o tempo de vida do CO₂ na atmosfera devido às diversas taxas de remoção por diferentes processos.

Fonte: Houghton *et al.*, 2001

As fontes de CO₂ atmosférico podem ser divididas em dois grupos: natural e antropogênica (decorrente de atividades humanas). Fontes naturais incluem a respiração de animais (60Gt por ano) e a superfície do oceano (90Gt por ano) (Schimel *et al.*, 1994 *apud* Houghton *et al.*, 1994).

As principais fontes de emissão significativa de CO₂ são: usinas de geração de energia derivada de combustíveis fósseis, fabricação de cimento, produção de amônia, fundição de aço e metais não-ferrosos, caldeiras industriais, refinarias e poços de gás natural. Sendo que, por exemplo, no ano de 2002, o setor energia elétrica foi responsável por (35,3%), transporte (24%), indústrias (27,1%) e residências (13,5%) (IEA, 2004).

De acordo com o Davison *et al.* (2001), aproximadamente um terço de todas as emissões de CO₂ devido às atividades humanas são originadas de combustíveis fósseis usados para gerar eletricidade, com cada usina de força capaz de emitir anualmente vários milhões de toneladas de CO₂.

De acordo com alguns cientistas e estudos do IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), esta alta concentração de CO₂ na atmosfera está sendo responsável pelo chamado “Efeito Estufa”, ou seja, uma elevação das temperaturas terrestres acima do seu padrão normal. Se as emissões de CO₂ continuarem neste ritmo, a média de temperatura da terra poderá aumentar de 1,5 a 4,5 °C nos próximos cem anos, além de possíveis conseqüências tais como mudança no regime de chuvas e ventos, agravamento das secas, assim como o nível dos oceanos será elevado de 60 cm a 1,5 metros, devido ao derretimento de parte do gelo nas calotas polares, entre outras (Houghton *et al.*, 2001).

Conforme estudos do IPCC, a década de 1990 foi a mais quente dos últimos 1000 anos, com o ano de 1998 considerado o mais quente do milênio (Houghton *et al.*, 2001).

Segundo o IEA Greenhouse Gas Programme, há muitas maneiras pelas quais as emissões de CO₂ podem ser reduzidas, tais como aumentando a eficiência de usinas de geração de energia ou substituindo carvão por gás natural (Davison *et al.*, 2001).

No longo prazo, o sistema mundial de energia pode se basear em fontes de energias renováveis. Assim, descarbonizar o uso de combustíveis fósseis, pela captura e armazenamento de CO₂, ajudaria na transição para um futuro sistema de energia livre de carbono. Adicionalmente, as emissões podem ser reduzidas sem mudanças drásticas no processo básico, capturando e armazenando o CO₂. Outras fontes de emissões, tais como transporte e construções

domésticas, não podem ser enfrentadas da mesma maneira por causa do grande número de pequenas fontes de CO₂.

Resumindo, existem três caminhos para reduzir as emissões de carbono antropogênicas:

- Promover eficiência energética, produzindo menos CO₂ por unidade de emprego de energia (indústria, transporte e setores residenciais);
- Descarbonização do fornecimento de energia (por meio da utilização de fontes de energia renovável ou alternativa) e
- A remoção (ou captura) de CO₂ de correntes de resíduos para subsequente seqüestro (ou armazenamento).

No presente, as duas primeiras alternativas oferecem os menores custos, embora apresentem impactos limitados. A opção de remoção e seqüestro é a única que permite o uso continuado de combustíveis fósseis, embora o principal obstáculo para a sua implementação seja o alto custo. As tecnologias de captura e armazenamento podem permitir uma rota menos traumática para a substituição na matriz energética. Assim, uma forma viável de reduzir as concentrações de CO₂ sem reduzir as emissões é por meio do seqüestro. Porém, para se obter a estabilização atmosférica considerada aceitável será exigido: seqüestro de carbono a baixo custo, uma necessidade para a qual nenhuma tecnologia viável economicamente existe hoje.

2.2 - Mercado de Carbono

Nos últimos anos, observa-se que a discussão nos meios de comunicação sobre as mudanças climáticas passou das seções de meio ambiente para as das finanças e negócios. As preocupações com o meio ambiente tornaram-se preocupações econômicas.

Por causa disso, nas últimas décadas, houve um crescimento no gerenciamento de carbono que se tornou uma área de pesquisa e desenvolvimento que envolve as ciências básicas e as indústrias.

A preocupação com as emissões de CO₂ e outros poluentes gerou várias pesquisas e debates em escala mundial, embora haja muita incerteza em relação aos impactos destas emissões e o

aquecimento global. As conferências internacionais, nacionais, convenções e tratados possibilitaram um grande avanço na compensação e na disseminação dessa problemática.

A Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento – Rio-92 envolveu a adoção do primeiro tratado internacional ratificado por 165 países, designado para estabilizar as emissões de gases com efeito estufa, realizada no Rio de Janeiro, em 1992.

Em dezembro de 1997, em Kyoto, no Japão realizou-se o primeiro tratado internacional designado para estabilizar as emissões de gases estufa, que culminou na decisão de adotar-se um protocolo de ações, denominado Protocolo de Kyoto, no qual ficou estabelecido que os países desenvolvidos assumiriam a responsabilidade de reduzir individualmente ou em conjunto, no mínimo, uma média de 5,2% do nível de suas emissões de GEE em relação aos níveis emitidos em 1990, no período de 2008-2012. No entanto, segundo dados do Painel Intergovernamental sobre a Mudança do Clima (em inglês, IPCC), seria preciso uma redução imediata das emissões de CO₂ em 60% para estabilizar as concentrações na atmosfera aos níveis de 1990 (IPCC, 1990).

Conforme esse protocolo estabeleceu, os países desenvolvidos foram os pioneiros na industrialização, portanto os primeiros a utilizar os combustíveis fósseis. A convenção nota que a maior parte das emissões globais, históricas e atuais é originada nos países desenvolvidos. Além disso, os países em desenvolvimento não têm obrigações de reduzir as emissões de gases estufa (Gallo, 2002).

Em termos de emissões históricas, os países industrializados são responsáveis por aproximadamente 80% das emissões totais de CO₂ na atmosfera (World Resources Institute, 2003). Atualmente, o maior produtor mundial de CO₂ são os EUA, responsáveis por 23% das emissões; porém eles recusaram-se a ratificar o Protocolo de Kyoto (EIA, 2006). Os Estados Unidos afirmaram que só ratificariam o Protocolo quando os países em desenvolvimento e outros emergentes se comprometessem a reduzir suas emissões (Born, 2000). Apesar de os EUA não terem assinado o Protocolo de Kyoto, diversas medidas foram voluntariamente instaladas no país e houve uma redução sensível de poluentes. A Califórnia, por exemplo, adotou medidas internas para a redução de GEE, estabelecendo que fabricantes de automóveis produzam veículos que reduzam as emissões. Os países desenvolvidos relutam em diminuir tais emissões, pois temem que suas bases econômicas sejam abaladas.

O Brasil emite menos CO₂, em termos absolutos, do que países como Japão, Estados Unidos, União Européia, China, Índia, Rússia e México. As emissões de CO₂ por valor da produção e per capita também são menores no Brasil do que nos países acima citados – com exceção da Índia para o segundo parâmetro. Isto é resultado de uma matriz energética mais limpa, sendo que o setor de transporte é o maior contribuinte das emissões de CO₂ – com 41% do total emitido (Tolmasquim, 2002 *apud* Centre for Brazilian Studies, 2002).

Dos poucos países que reduziram de fato as emissões de CO₂, desde o início dos anos 90 até hoje, merecem destaque: a Alemanha (17,2%) e o Reino Unido (14,3%) (UNFCCC, 2006). A redução nas emissões no Reino Unido ocorreu devido às alterações na matriz energética enquanto que na Alemanha atribui-se ao colapso industrial. As emissões de CO₂ no Brasil aumentaram 57% de 1990 a 2002, segundo o relatório do World Resources Institute (Baumer *et al.*, 2005).

Para cumprir o acordo, esses países introduziram alguns mecanismos de flexibilização, como o estabelecimento de cotas de emissões, que poderão ser negociadas em um mercado comum, através do qual, países industrializados, cujas emissões são maiores que as suas cotas, poderiam adquirir títulos um dos outros para cobrir contabilmente tais excessos. Assim, o mercado funciona da seguinte forma: uma empresa de um país desenvolvido, que libera na atmosfera grandes quantidades de dióxido de carbono, pode continuar a poluir se entrar no chamado comércio do carbono, isto é, ela paga para que um país em desenvolvimento como o Brasil diminua em seu lugar as emissões de CO₂ por meio de projetos ambientais (Castro, 2003).

De posse de um título que revela a quantidade de CO₂ e demais gases que deixarem de ser lançados no ar, investidores negociam esses papéis nos pregões e nas bolsas como, por exemplo, a de Chicago ou Londres. Além disso, as reduções de emissões poderiam ser vendidas para outros países visando baixar os custos da implantação de tecnologias não poluentes, como as fontes renováveis, solar, eólica e sequestro de carbono. Os países compradores poderiam utilizar os certificados de redução de emissão para cumprir os seus compromissos.

Os mecanismos de flexibilização citados acima são:

- Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL);
- Implementação Conjunta; e
- Certificados Transacionáveis.

A implementação conjunta e os certificados transacionáveis são exclusivamente para países desenvolvidos. Tais mecanismos permitem a troca de créditos entre estes países que estabelecem os limites do “direito de poluir”. O MDL é o único mecanismo de flexibilização do Protocolo de Kyoto que prevê a participação de países em desenvolvimento, como por exemplo o Brasil. Este mecanismo consiste no princípio de que cada tonelada de CO₂ que deixar de ser emitida ou for retirada da atmosfera, por um país em desenvolvimento, com projetos no setor energético, de transporte ou florestal, poderá ser negociada no mercado mundial como créditos de carbono. Em outras palavras, o MDL é nada menos que o direito de um país desenvolvido de poluir a atmosfera em lugar de um investimento nos países em desenvolvimento em energia limpa ou projetos que removam carbono da atmosfera. Esta opção é promissora para o Brasil, já que este não se enquadra nos países desenvolvidos mais poluidores com elevados níveis de emissão de GEE.

Embora os sistemas de troca para créditos de CO₂ estejam emergindo mundialmente, ainda não foram desenvolvidos padrões comuns. De acordo com estimativas do Banco Mundial, em 2002, o comércio mundial envolvendo as emissões de CO₂ atingiu 67 milhões de toneladas. Espera-se que o valor total do mercado atinja 10 bilhões de dólares anualmente até 2008 (Waldie, 2003).

De acordo com Springer (2003 *apud* Kallbekken e Torvanger, 2004), alguns modelos de troca de CO₂ entre os parceiros do Protocolo de Kyoto assumem que os preços dos créditos variam de 0,80 a 20,20 dólares por tonelada de CO₂. No entanto, com estes níveis de preço, o valor de crédito de CO₂ pode não ser suficiente para possibilitar que os projetos de seqüestro de CO₂ entrem no mercado.

Os preços por tonelada de CO₂ na comercialização de créditos de carbono encontram-se na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Comercialização de créditos de carbono.

Tipo	Variação de preços (US\$/t CO₂)
Mercado	0,50 a 3,00
The Climate Trust and Seattle City Light	1,50
Fundo Protótipo de Carbono do Banco Mundial	5,50
Transações bilaterais com agências governamentais	3,90 a 8,40
Transações internas a uma corporação	até 22,00

Fonte: Moscarella, 2001 e Esparta, 2001

A Tabela 2.3 mostra que os preços dos créditos de CO₂ variam extensamente. Isto pode ser atribuído às diferentes suposições. Como citado por Kallbekken e Torvanger (2004), os preços dos créditos são difíceis de serem estimados. Tais preços dependem fortemente das suposições que são feitas, como o tamanho das reduções de emissões a serem realizadas, a disponibilidade de opções de mitigação e os tipos de mercado.

Desta forma, os preços de créditos de CO₂ indicarão se o sequestro de CO₂ é uma opção atrativa economicamente. Se o preço do carbono é maior que zero, os métodos de captura e armazenamento serão atrativos e poderão ser usados, ou seja, se o ganho para sequestrar CO₂ for nulo, provavelmente os métodos de captura e armazenamento de CO₂ nunca serão utilizados (Eckaus *et al.*, 1996).

Em 2000, o governo norueguês estabeleceu que as emissões deveriam ser estabilizadas no nível de 1989. Para atingir esse objetivo, foi instituída uma taxa de carbono “carbon tax” de aproximadamente US\$50/tCO₂ sobre a produção de óleo e gás. Isso levou a indústria a iniciar atividades de pesquisa para reduzir as emissões (Langeland e Wilhelmsen, 1993).

Já nos Estados Unidos, com a ausência de taxas de carbono ou créditos negociáveis de sequestro, a energia requerida para preparar o CO₂ de uma usina termelétrica para armazenamento virá da própria usina. Qualquer custo adicional para geração de eletricidade irá recair muito provavelmente sobre o consumidor de eletricidade.

Com o desenvolvimento de sistemas de troca de créditos de CO₂, as emissões de gases de efeito estufa provavelmente serão reduzidas. À medida que o mercado de créditos se desenvolve, haverá incentivos para a aplicação de políticas de seqüestro de CO₂, assim como uma melhora na economia do processo.

2.3 - Processo de Seqüestro de CO₂

Dá-se o nome de seqüestro de CO₂ à remoção do gás que seria emitido ou permaneceria na atmosfera com posterior armazenamento em local seguro e aceitável ambientalmente. O seqüestro de CO₂ é caracterizado de duas formas: seqüestro direto e seqüestro indireto. O seqüestro direto ocorre quando o gás é capturado no ponto de geração, antes de ser emitido para a atmosfera, com conseqüente armazenamento em formações geológicas ou oceanos, por centenas a milhares de anos. Por outro lado, é conhecido como seqüestro indireto o processo em que o gás é capturado após ter sido absorvido na atmosfera. Esta captura se dá por meio da absorção pelas plantas ou pela fixação de carbono no solo.

O termo “seqüestro de CO₂” se refere às etapas de captura, compressão, transporte e armazenamento ou utilização. Alguns autores denominam seqüestro somente a etapa de armazenamento. Neste trabalho, define-se seqüestro como o processo total desde a captura até o armazenamento. Como já foi citado anteriormente, o raciocínio lógico para a captura e armazenamento de carbono é possibilitar o uso de combustíveis fósseis enquanto se reduzem as emissões de CO₂ na atmosfera e assim amenizar a possível mudança climática global. Neste sentido, a indústria de óleo e gás dispõe de tecnologias para conter o crescimento das emissões com as técnicas emergentes conhecidas como seqüestro geológico.

Para serem bem sucedidas, as técnicas e práticas para seqüestrar carbono devem atender aos seguintes requisitos:

- Serem rentáveis e competitivas,
- Fornecerem armazenamento estável e seguro, a longo prazo,
- Serem aceitáveis ambientalmente.

Segundo, Herzog *et al.* (2000), para o seqüestro de carbono tornar-se prática comum, é necessário analisar a possibilidade dos vários sítios de armazenamento em um processo aberto e aceitável publicamente, além da necessidade de liderança da indústria e do governo para demonstrar estas tecnologias em uma escala suficientemente alta.

Como se pode observar na Figura 2.4, o ciclo de vida do seqüestro de carbono consiste da etapa de captura de uma fonte de emissões antropogênicas, seguida da compressão, transporte, e armazenamento em um local aceito ambientalmente ou reutilização. Adicionalmente, considerando a redução efetiva das emissões de CO₂ para atmosfera, deve-se avaliar o balanço, ou seja, se mais CO₂ é armazenado do que emitido durante o processo de seqüestro de CO₂, para se certificar que de fato está ocorrendo redução nas emissões.

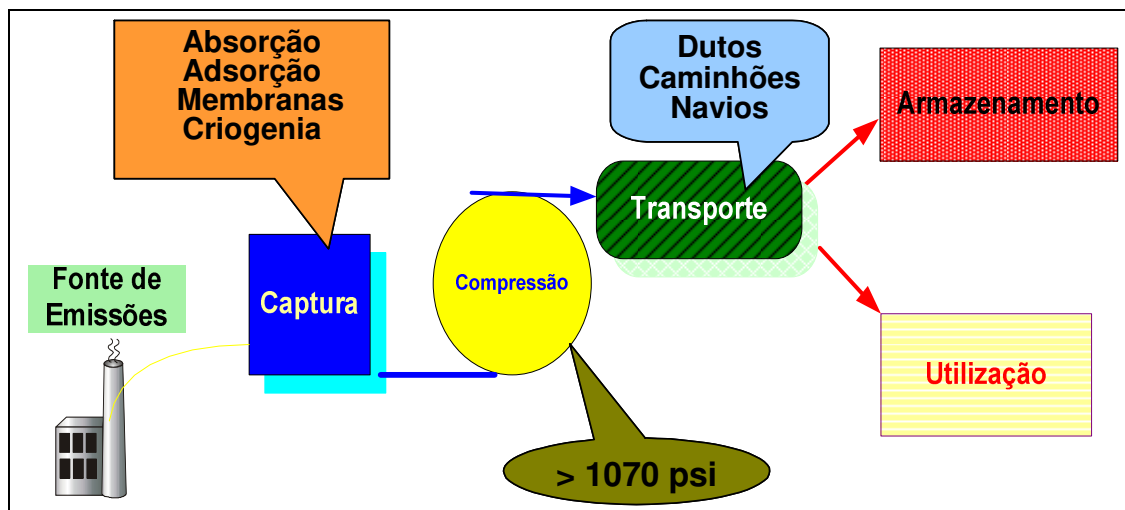


Figura 2.4: Esquema do processo de seqüestro de CO₂ de fontes estacionárias

2.4 - Métodos para Captura, Transporte e Armazenamento de CO₂

A difusão da tecnologia de seqüestro de CO₂ pode ser obtida sem a necessidade de mudanças rápidas na infra-estrutura de fornecimento de energia em diversos países. Após o processo de captura, o CO₂ precisa ser armazenado, de modo que ele não seja posteriormente emitido para a atmosfera. As várias opções de armazenamento devem ser examinadas

minuciosamente em relação aos custos, a segurança e potenciais efeitos ambientais. Em vista disso, vários critérios devem ser aplicados ao método de armazenamento, tais como:

- O período de armazenamento deve ser longo, preferencialmente, centenas a milhares de anos;
- O custo de armazenamento, incluindo o custo de transporte da fonte ao local do armazenamento, deve ser minimizado;
- O risco de acidentes deve ser minimizado;
- O impacto ambiental deve ser mínimo, obviamente o processo de armazenamento de dióxido de carbono necessita ser menos prejudicial ao ambiente que a liberação contínua do gás estufa;
- O método de armazenamento não deve violar quaisquer leis ou regulamentos nacionais ou internacionais.

A maioria dos reservatórios, disponíveis para o armazenamento, é identificada em bacias sedimentares terrestres e marítimas. O CO₂ pode ser armazenado em reservatórios de óleo e gás depletados, recuperação avançada de óleo (EOR), leitos de carvão, aquíferos, oceanos e florestas.

Os caminhos de seqüestro ideal são aqueles que oferecem maiores capacidades de armazenamento de CO₂ aliadas a baixo custo. O seqüestro geológico utilizando CO₂ para recuperação de óleo melhorada, recuperação melhorada de metano, injeção em reservatórios de óleo/gás depletados ou aquíferos possui estas características.

Mundialmente, há muitos reservatórios naturais subterrâneos de CO₂, vários deles existem há milhares de anos. Tais reservatórios são muito semelhantes aos reservatórios de gás natural. A existência de reservatórios de CO₂ de ocorrência natural prova que, sob circunstâncias favoráveis, o CO₂ pode ser retido por centenas de anos ou mais (Holloway, 2005). Além disso, muitos reservatórios de gás natural contêm diversas quantidades de CO₂ misturadas a outros gases hidrocarbonetos, confirmando que tanto estes, quanto os reservatórios de óleo também podem armazenar CO₂.

2.4.1 - Captura de CO₂

A captura de CO₂ não é uma tecnologia nova. O CO₂ tem sido capturado em indústrias de óleo e gás, além de indústrias químicas. Habitualmente, o dióxido de carbono é separado e capturado como um subproduto de processos industriais tais, como produção de amônia sintética, produção de hidrogênio e calcinação de calcário. No entanto, as tecnologias de captura existentes não têm um bom custo-benefício quando consideradas no contexto de seqüestro de CO₂. A principal prioridade para o desenvolvimento da tecnologia de captura de CO₂ é reduzir seu custo.

A primeira etapa no processo de seqüestro de CO₂ de fontes estacionárias tais como unidades de geração de energia ou indústrias, é capturá-lo como um gás relativamente puro, à alta pressão. As razões incluem:

- A economia de transportar CO₂ a qualquer distância favorecerá CO₂ concentrado;
- A capacidade do reservatório é melhor utilizada se for injetado CO₂ puro;
- Embora ainda seja um assunto de pesquisa, algumas impurezas (NO_x, SO_x, etc) podem ser prejudiciais às operações de certas bacias ou podem ter efeitos ambientais adversos.

Certos processos industriais geram emissões de CO₂ com alta concentração, oferecendo oportunidades em curto prazo para seqüestro geológico. Já unidades de geração de energia tradicionais que têm emissões de CO₂ com baixa concentração (menor que 15%), requerem avanços na tecnologia para reduzir os custos de captura e separação.

A tecnologia de captura mais madura é a de absorção química. Existem alguns desafios considerando as tecnologias de remoção de CO₂ no sentido da melhora das técnicas de separação baseadas na adsorção, membranas, destilação a baixa temperatura e processos biológicos.

As opções atualmente identificadas como mais prováveis para separação e captura de CO₂ incluem: absorção (química e física), adsorção (física e química), destilação a baixas temperaturas (criogenia), separação de gás por membranas, mineralização e biomineralização. A seguir apresentam-se as referidas tecnologias.

2.4.1.1 - Métodos e Características das Tecnologias de Separação e Recuperação de CO₂

Absorção

Os sistemas de absorção tipicamente são de três tipos: químico, físico ou híbrido. Absorção com solventes é aplicável a todos os processos de captura de CO₂. A escolha correta do solvente a ser utilizado é essencial já que as quantidades e vazões de circulação do solvente determinam as dimensões dos equipamentos requeridos, influenciando assim os custos de investimento e custos operacionais dos projetos. Atualmente, os processos comerciais de remoção de CO₂ são baseados em absorção química usando o solvente monoetanolamina (MEA). Esta tecnologia tem sido usada há mais de 60 anos e requer grandes dimensões de equipamentos e alta energia de regeneração devido à baixa resistência do solvente utilizado e a inclusão de inibidores de corrosão e degradação do solvente. Nos dias de hoje, esta tecnologia é comercialmente viável e está sendo aplicada nos projetos de Sleipner (Noruega) e Weyburn (Estados Unidos e Canadá) (Sasaki, 2004). Há considerável incentivo em pesquisas em novas formulações de solventes e em modos de redução da dimensão de equipamentos (por exemplo, melhorando a eficiência de contato entre o CO₂ e o solvente) (Herzog *et al.*, 1997).

A absorção química é preferida para pressões parciais de CO₂ baixas a moderadas. Como o CO₂ é um gás ácido, sua absorção química de correntes de gases de queima depende de reações de neutralização ácido-base utilizando solventes básicos. O CO₂ reage com o solvente químico formando compostos intermediários fracamente ligados, os quais são quebrados pela aplicação de calor, regenerando o solvente e produzindo uma corrente de CO₂, ou seja, esta técnica envolve uma reação química reversível de CO₂ gasoso com algum reagente, para produzir uma espécie sólida ou líquida que pode ser coletada e, sob aquecimento, libera o CO₂ e regenera o solvente coletor (Eckaus *et al.*, 1996). Os solventes químicos mais comumente empregados são as alcanolaminas: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) e metildietanolamina (MDEA). Outra boa escolha de solvente químico é a solução aquecida de carbonato de potássio (K₂CO₃).

Os processos envolvem absorção química em torres nas quais as correntes de solvente (aminas ou soluções de carbonato de potássio aquecidas) e dos gases estão em contracorrente. A

regeneração das aminas e da solução de carbonato de potássio é feita, respectivamente, por aquecimento e redução de pressão sem aquecimento adicional. Os grandes custos do processo estão associados à movimentação de grandes massas de gases e à incorporação de quantidades expressivas de energia ao sistema. O método proporciona uma recuperação de CO₂ de 90% e uma pureza de 99,9% (Sasaki, 2004).

A absorção física é governada pela Lei de Henry, com os processos dependentes da pressão e temperatura e a absorção ocorrendo a altas pressões parciais de CO₂ e baixas temperaturas. Um absorvente orgânico ou inorgânico é utilizado para absorver fisicamente o CO₂, o qual é então recuperado através de variações de pressão ou temperatura. As taxas de recuperação e pureza estão no mesmo nível ou levemente abaixo das taxas de absorção química (pelo método com aminas) (Sasaki, 2004).

Se a pressão parcial do gás é baixa, solventes físicos não são adequados, devido aos altos custos de compressão para absorção física. Porém, se a pressão parcial do CO₂ é alta, normalmente os solventes físicos são utilizados. Os solventes típicos são Selexol e Rectisol (David, 2000).

Os solventes híbridos combinam as melhores características dos solventes físicos e químicos. Solventes típicos são A-MDEA, Purisol, Sulfinol e UCARSOL (David, 2000).

Adsorção

A adsorção, atualmente, não é a opção preferida. A separação de CO₂ pode ser obtida pela adsorção do gás em sólidos com alta área superficial. Métodos de adsorção empregam atração física entre o gás e os sítios ativos do sólido. O CO₂ é colocado em contato com um carvão ativado ou outros adsorventes, e é então adsorvido físico-quimicamente pelos seus microporos. Uma vez coletado, as partículas são aquecidas, liberando (dessorvendo) o CO₂ (Eckaus *et al.*, 1996). As taxas de recuperação e pureza do CO₂ são relatadas a 90 e 99%, respectivamente (Sasaki, 2004).

Os métodos de adsorção são utilizados comercialmente em processos industriais e podem ser utilizados para remover CO₂ de gases de queima de unidades de geração de energia, porém

têm como desvantagens a alta intensidade de energia, alto custo, baixa seletividade e baixa capacidade e ainda são limitados a operações a baixas temperaturas.

Separação por Membranas

Os sistemas com membranas utilizam um ou mais estágios de uma estrutura porosa ou semi-porosa, através da qual, algumas espécies químicas são mais facilmente permeáveis que outras (Eckaus *et al.*, 1996).

Membrana Polimérica

O CO₂ é separado por meio da diferença entre as velocidades de transmissão do gás através da membrana polimérica.

A separação por meio de membranas poliméricas está sendo pesquisada e desenvolvida com um método de baixo custo. As membranas por si só têm alto custo, mas a recuperação não requer uso intensivo de energia. Conforme Sasaki (2004), se o método alcançar o estágio de utilização prática, espera-se que os custos de separação e recuperação sejam reduzidos.

Membrana Líquida

CO₂ é separado por uma membrana que seletivamente transmite o CO₂. Atualmente este método está no estágio básico de pesquisa (Sasaki, 2004).

Membrana Inorgânica

A separação é efetuada pelo fluxo de difusão de superfície através de um material poroso (Sasaki, 2004).

Destilação a Baixas Temperaturas (Criogenia)

Amplamente utilizado comercialmente para liquefação e purificação de CO₂ de fontes com alta pureza.

Uma mistura que é um gás a temperatura normal é resfriada para uma temperatura baixa e separada nas suas frações constituintes por liquefação parcial e condensação parcial, ou seja, esta técnica envolve a compressão da corrente gasosa e resfriamento a baixas temperaturas, baixas o suficiente para permitir a separação por destilação (Sasaki, 2004 e Eckaus *et al.*, 1996).

Sublimação

O CO₂ no gás é sublimado e recuperado na forma de gelo seco (Sasaki, 2004).

Combustão em Oxigênio

Os combustíveis fósseis são submetidos à combustão em oxigênio para elevar a concentração de CO₂ do gás de queima para quase 100%. Testes confirmaram que este método pode obter gás de queima com uma concentração de CO₂ de 94 ou 95% (Sasaki, 2004).

2.4.2 - Métodos e Características de Transporte de CO₂

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

O meio de transporte de CO₂ mais comum são os dutos. O transporte por dutos é um método eficiente quando a fonte está próxima do local de armazenamento. De modo oposto, transporte por tanques é mais eficiente que outros métodos se o local de armazenamento estiver

distante da fonte. No caso de dutos, a eficiência de transporte é aumentada pela compressão do CO₂ separado e recuperado até o seu estado supercrítico (estado em que as densidades do gás e do líquido são iguais e é impossível distingui-los). Além disso, medidas devem ser tomadas para prevenir a corrosão dos dutos.

No caso de transporte por tanques, o CO₂ separado e recuperado deve ser liquefeito, e o custo da liquefação não pode ser negligenciado. Não há necessidade de fabricar tanques especialmente para CO₂, uma vez que, a julgar pelas suas propriedades, o CO₂ liquefeito pode ser transportado em tanques normalmente utilizados para gás liquefeito de petróleo (GLP) (Sasaki, 2004).

2.4.3 - Meios de Armazenamento de CO₂

Como já foi citado, os meios de armazenamento incluem os reservatórios terrestres (florestas), oceânicos e reservatórios geológicos.

Sem dúvida, reservatórios de óleo e gás depletados oferecem os lugares mais favoráveis para o seqüestro, já que tais reservatórios são trapas provadas de longo prazo para fluidos e gases, incluindo CO₂. Outros métodos de seqüestro, tais como reflorestamento, ou injeção nos oceanos, são experimentais e podem ser menos permanentes, mais difíceis de verificar e terem maior custo.

A Tabela 2.4 apresenta as capacidades mundiais estimadas para armazenamento em vários tipos de reservatórios. Como uma comparação para as capacidades de armazenamento, nota-se que as quantidades de emissões antropogênicas globais estão em torno de 7GtC por ano (1 GtC = 1 bilhão de toneladas de carbono = 3,7 Gt CO₂). Contraditoriamente, van der Meer (1993) afirma que é extremamente difícil predizer qualquer volume de armazenamento total de CO₂ nos diversos ambientes.

Tabela 2.4: Capacidade mundial do potencial de reservatórios para armazenamento de CO₂

Opção de reservatório	Capacidade mundial^a
Oceanos	1000 a 10000+ GtC
Formações Salinas Profundas	100 a 10000 GtC
Reservatórios Depletados de Óleo e Gás	100 a 1000 GtC
Leitos de Carvão	10 a 1000 GtC
Terrestre	10 a 100GtC
Utilização	Atualmente < 0,1 GtC/ano
^a Estimativas de ordens de grandeza	

Fonte: Adaptado de Herzog and Golomb (2004)

Da Tabela 2.4, pode-se perceber que a ampla faixa de estimativas da capacidade de cada reservatório indica grandes incertezas. Deve-se ainda salientar que a opção utilização não inclui as alternativas de EOR e ECBMR. Estas opções de utilização estão incluídas nas opções de armazenamento Reservatórios Depletados de Óleo e Gás e Leitos de Carvão, respectivamente.

A Tabela 2.5 apresenta as vantagens e desvantagens das diversas opções de armazenamento geológico.

Tabela 2.5: Comparação de opções de armazenamento geológico

Opção de armazenamento	Capacidade relativa	Custo relativo	Integridade do armazenamento	Conhecimento tecnológico
Reservatórios Ativos de Óleo (EOR)	Baixa	Muito Baixo	Boa	Alto
Leitos de Carvão	Desconhecida	Baixo	Desconhecida	Desconhecido
Reservatórios Depletados de Óleo e Gás	Moderada	Baixo	Boa	Alto
Aqüíferos Profundos	Alta	Desconhecido	Desconhecida	Desconhecido
Domos de Sal	Alta	Muito Alto	Boa	Alto

Fonte: Herzog *et al.*, 1997

Nota-se pela Tabela 2.5 que a opção de reservatórios ativos de óleo como opção de armazenamento apresenta custo relativo muito baixo, ou ainda pode apresentar receitas provenientes da produção do óleo adicional, sendo esta opção a mais atrativa dentre as apresentadas acima.

A Figura 2.5 apresenta uma ilustração de algumas opções como possíveis depósitos de CO₂. A seguir serão descritas algumas dessas opções.

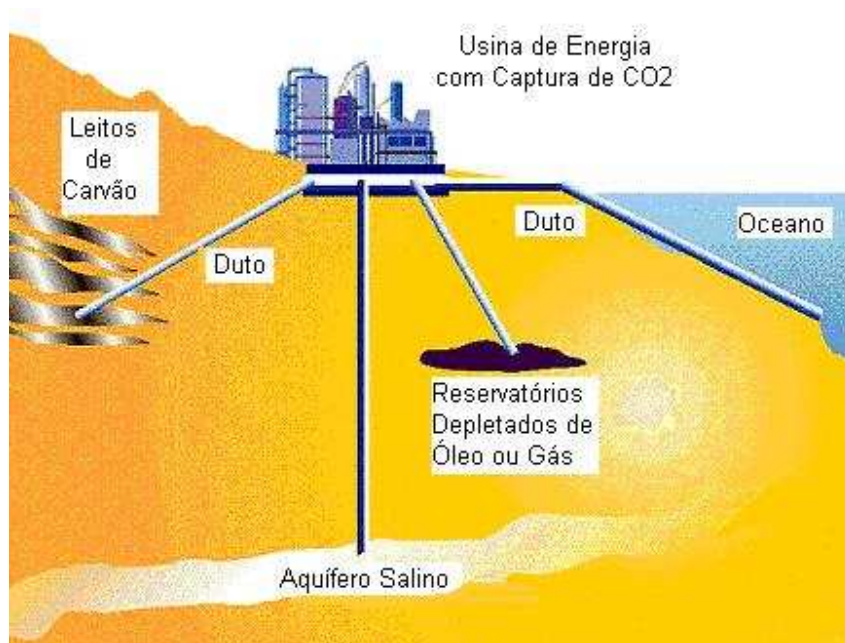


Figura 2.5: Algumas alternativas para armazenamento de CO₂.

Fonte: Davison *et al.*, 2001.

Florestas

Como pode ser visto em ENU (2003), há diversas maneiras para aumentar a quantidade de carbono nas florestas tais como prevenção do desflorestamento, reflorestamento e plantações de árvores, porém estes esquemas não apresentam solução imediata ou permanente, já que o crescimento das árvores demora aproximadamente 40 a 50 anos e o carbono será eventualmente devolvido à atmosfera. Além disso, para fazer uma contribuição significativa é necessária uma grande extensão de florestas. Para seqüestrar 1GtC, são necessários 40.000 km² de florestas (ENU, 2003).

Oceanos

O oceano pode ser usado para armazenar grandes quantidades de CO₂. O dióxido de carbono é solúvel nas águas dos oceanos e por processos naturais absorvem e emitem grandes quantidades de CO₂ na atmosfera. O armazenamento no oceano profundo inclui a injeção direta de dióxido de carbono líquido em lâmina de água de profundidades intermediárias (1000-3000m), ou em profundidades maiores que 3000 m, onde o CO₂ líquido torna-se mais denso que a água do mar, caindo no fundo do oceano e formando o denominado lago de CO₂ líquido (CO₂ é líquido à pressão acima de 35-40 atm e à temperatura de 0-4 °C).

Acredita-se que os oceanos eventualmente absorverão a maior parte do CO₂ da atmosfera. No entanto, a cinética de remoção do oceano é vagarosa, causando um pico atmosférico de concentração de CO₂ de várias centenas de anos. O Departamento de Energia dos EUA (USDOE, 2004b) desenvolve um programa que explorará opções para acelerar os processos naturais pelos quais os oceanos absorvem CO₂ e para injetá-lo diretamente no fundo do oceano. Esta é uma opção considerada de longo prazo e será preciso um entendimento muito maior dos vários processos envolvidos antes que possa ser usada.

De acordo com Lako (2002), embora o seqüestro de CO₂ nos oceanos tenha um grande potencial, não há benefícios de produção melhorada de combustível quando comparada a EOR e ECBMR, que serão vistos neste trabalho. Além disso, o seqüestro de CO₂ nos oceanos tende a ser uma solução temporária porque o CO₂ pode emergir em quantidades substanciais dentro de poucas centenas de anos (Lako, 2002 e EPRI, 1999).

Formações Geológicas

As formações geológicas que podem ser utilizadas para armazenamento de CO₂ incluem: formações salinas profundas, reservatórios de óleo e gás depletados e ativos e os leitos de carvão. Nestas formações, o CO₂ pode ser armazenado preenchendo o espaço poroso intergranular da rocha. Este processo natural ocorre com o óleo, gás natural e até mesmo o dióxido de carbono na subsuperfície. As rochas sedimentares porosas e permeáveis, denominadas rochas reservatório

ocorrem comumente nas principais acumulações conhecidas como bacias sedimentares; que podem ter uma espessura de poucos quilômetros e cobrir centenas ou até mesmo milhares de quilômetros quadrados. No entanto, segundo Holloway (2005), embora muito comuns, as bacias sedimentares não ocorrem em todas as regiões e nem todas são apropriadas para o seqüestro de CO₂. De acordo com Bachu (2000), as bacias sedimentares apropriadas para o seqüestro devem seguir alguns critérios; dentre eles, destacam-se:

- Tectonismo e geologia;
- Regime geotérmico;
- Fluxo de águas de formação e;
- Existência de meios de armazenamento (reservatórios de hidrocarbonetos, leitos de carvão, aquíferos salinos, e estruturas salinas).

Nas formações geológicas, o CO₂ pode ser armazenado por um número de diferentes mecanismos de aprisionamento, com o mecanismo exato dependendo do tipo de formação. Nestas formações, os principais mecanismos de seqüestro são: o aprisionamento hidrodinâmico (CO₂ pode ficar armazenado como um gás ou fluido supercrítico sob as trapas de baixa permeabilidade), o aprisionamento por solubilidade (dissolução do CO₂ supercrítico no óleo ou na água, ou seja, o CO₂ pode se dissolver na fase fluida) e o aprisionamento mineral (reação com minerais para formar novos produtos minerais permanentes, ou seja, CO₂ pode reagir direta ou indiretamente com os minerais ou matéria orgânica para se tornar parte da matriz mineral sólida) (Hitchon, 1996).

Antes de discutir as principais formações geológicas para armazenamento de CO₂, algumas condições relevantes desses meios de armazenamento, derivadas de Holloway (2005) serão apresentadas a seguir.

Condições de Pressão e Temperatura na Subsuperfície

A temperatura média em muitas bacias sedimentares aumenta de 25-30 °C/km abaixo da superfície terrestre ou oceânica como resultado do fluxo de calor do interior para o exterior da

Terra. No entanto, há uma considerável variação em tais condições geotérmicas, tanto localmente na bacia quanto entre as bacias no mundo (Holloway, 2005).

A pressão também aumenta com a profundidade na subsuperfície. Comumente, a pressão nos espaços porosos das rochas sedimentares aproxima-se da pressão hidrostática, ou seja, a pressão gerada por uma coluna de água de altura igual à profundidade do espaço poroso. Isto se deve ao espaço poroso ser preenchido principalmente com água e ser conectado, embora tortuosamente, à superfície terrestre. No entanto, sob condições em que o espaço poroso não está conectado à superfície, a pressão pode ser maior que a hidrostática. Também pode existir subpressão, tanto naturalmente, como um resultado de abstração de fluidos tais como óleo e gás de uma rocha reservatório (Holloway, 2005).

Propriedades Físicas do CO₂ na Subsuperfície

As propriedades físicas do CO₂ definem a densidade na qual pode ser armazenado na subsuperfície. Tais propriedades também são relevantes, pois grandes variações de volume estão associadas a mudanças de fase do CO₂.

Quando o CO₂ é injetado, há um aumento intenso em sua densidade e correspondente diminuição no volume em profundidades entre 500 e 1000 m dependendo das condições geotérmicas precisas e pressão. Isto está associado com a mudança de fase de gás para fluido supercrítico. Conseqüentemente, o CO₂ ocupa muito menos espaço poroso na subsuperfície que na superfície. Por exemplo, uma tonelada de CO₂ com densidade de 700 kg/m³ ocupa 1,43 m³, ou menos que 6 m³ de uma rocha com 30% de porosidade, se 80% da água no espaço poroso puder ser deslocada. Uma tonelada de CO₂ a 0 °C e 1 atm ocupa 509 m³.

O armazenamento de grandes massas de CO₂ em rochas reservatório rasas não é tão prático, pois as condições físicas em baixas profundidades expressam que massas de CO₂ relativamente pequenas ocupariam volumes do espaço poroso relativamente grandes. Além disso, as rochas reservatório rasas comumente apresentam um uso mais importante, que é o abastecimento de água.

Formações Salinas Profundas (Aqüíferos Salinos)

Formações salinas profundas, subterrâneas e suboceânicas podem ter o maior potencial para armazenamento de CO₂, devido ao fato de grande ocorrência mundial e apresentarem os maiores volumes (Herzog e Golomb, 2004). Estes reservatórios são muito distintos daqueles reservatórios subterrâneos usados para suprimento de água. Estes últimos não apresentam bom potencial para armazenamento, pois estão localizados em profundidades mais rasas, impedindo assim, o CO₂ de estar em uma fase densa (líquida ou supercrítica).

Em vista do exposto acima, o CO₂ deve ser injetado em reservatórios cujo topo esteja a profundidades abaixo de 800 m, de modo que sua densidade varia de 0,5 a 0,9, ou seja, menos denso que o fluido da formação (Herzog e Golomb, 2004). Desta forma, o CO₂ tende a subir naturalmente para o topo do reservatório. Por isso, uma trapa é necessária para assegurar que ele não alcance a atmosfera. As trapas geológicas sobrepostas ao aqüífero salino imobilizam o CO₂, que pode ser armazenado por uma combinação de três formas:

- Aprisionamento hidrodinâmico;
- Aprisionamento por solubilidade;
- Aprisionamento mineral.

No caso de aqüífero sem trapas geológicas distintas, uma rocha selante impermeável é necessária, já que força o CO₂ a ficar suspenso no fluxo de água subterrânea e ser transportado, ou seja, o CO₂ migra na mesma direção que o fluxo do fluido natural. Este processo é conhecido como aprisionamento hidrodinâmico. O aprisionamento por solubilidade refere-se à dissolução do CO₂ nos fluidos da formação. A solução de CO₂ formada apresenta uma densidade maior que a do aqüífero salino. A solubilidade do CO₂ diminui com o aumento da temperatura e da salinidade e aumenta com a pressão. O aprisionamento mineral ocorre por meio de reações geoquímicas entre o CO₂ e os minerais presentes na rocha para formar compostos sólidos estáveis como, por exemplo, os carbonatos, ou também pode ocorrer por meio de reações com os fluidos do aqüífero, ficando permanentemente aprisionado no reservatório.

A principal desvantagem dos aqüíferos salinos como locais de armazenamento de dióxido de carbono é que a injeção do gás não produz uma outra commodity. A injeção do CO₂ em um

campo de óleo depletado, por exemplo, produz mais óleo e estende a vida útil do campo, como será visto mais adiante. Até agora, injetar o gás em aquíferos salinos permite armazenamento, mas não produz algo para compensar o custo.

Exemplo de Armazenamento Geológico: 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 e Golomb, 2004). A injeção em Sleipner começou em outubro de 1996 e marcou o primeiro exemplo de CO₂ sendo armazenado em uma formação geológica por causa das considerações climáticas. O CO₂ tem sido deliberadamente armazenado em um reservatório de água salina, aproximadamente 800 m abaixo do fundo do Mar do Norte. Anualmente, perto de um milhão de toneladas de CO₂ foi armazenado em Sleipner desde outubro de 1996, o equivalente a cerca de 3% das emissões totais anuais de CO₂ da Noruega. Um total de 20Mt de CO₂ é esperado para ser armazenado durante o tempo de vida do projeto. Uma motivação para isto foi a taxa de carbono offshore da Noruega, que era de aproximadamente 50 dólares por tonelada de CO₂ (a taxa foi reduzida para 38 dólares por tonelada em 1 de janeiro de 2000). O investimento do armazenamento foi de aproximadamente 80 milhões de dólares. Em comparação, se o dióxido de carbono tivesse sido emitido para a atmosfera, as companhias estariam devendo cerca de 50 milhões de dólares a cada ano entre 1996 e 1999. Somente com as economias das taxa de carbono, o investimento foi retornado em um ano e meio. Isto contrasta com a maioria dos campos de gás no mundo, onde o CO₂ separado é simplesmente emitido para a atmosfera.

A Statoil está planejando um segundo projeto de armazenamento envolvendo aproximadamente 0,7 MtCO₂ por ano produzidas no campo de gás Snøhvit no Mar de Barents, ao norte da Noruega, a serem injetadas em uma formação no fundo do mar (Herzog e Golomb, 2004).

Leitos de Carvão com Produção de Metano

Um outro esquema que combina o seqüestro com a produção de combustíveis é a injeção em camadas de carvão. Esses leitos de carvão contendo metano (CBM) abandonados ou anti-econômicos são outros potenciais locais de armazenamento.

Os leitos de carvão contêm grandes quantidades de gás, rico em metano adsorvidas na superfície do carvão, mais especificamente, o carvão contém um sistema natural ortogonal de fraturas, as quais transmitem alguma permeabilidade e, embora não contenha uma significativa porosidade convencional, contém micro-poros nos quais pode armazenar um gás natural conhecido como leito de carvão contendo metano (Holloway, 2005). O gás adsorvido, geralmente, consiste em mais de 90% de metano e quantidades menores de hidrocarbonetos mais pesados, CO₂ e N₂. As moléculas do gás estão adsorvidas nas superfícies dos micro-poros, empacotadas muito intimamente e dessa forma os carvões betuminosos podem adsorver até 20 m³ por tonelada de carvão.

A maior parte das operações CBM emprega métodos de recuperação primária, geralmente extraindo grandes volumes de água de formação para reduzir a pressão do reservatório e permitir a dessorção de metano do carvão.

Uma outra alternativa para recuperar o metano pode ser a injeção de CO₂ no leito. O CO₂ tem uma afinidade maior que o metano, difundindo-se através da estrutura porosa do carvão e sendo fisicamente adsorvido por ele. Este processo é similar ao modo pelo qual o carbono ativado remove impurezas do ar ou da água. O CO₂ pode ser adsorvido preferencialmente liberando o metano aderido ao carvão, com uma razão de 2:1. Assim, o CO₂ pode ser usado para melhorar a recuperação de metano nas camadas de carvão (ECBMR- *enhanced coal bed methane recovery*). Uma vez adsorvido, O CO₂ é mantido *in situ* e não escapará para a superfície, a menos que a pressão no carvão 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 das operações de armazenamento de CO₂. A produção de CBM tornou-se uma importante componente de fornecimento de gás natural nos Estados Unidos durante a última década (Bacia de San Juan, Colorado/New México e Bacia de Warrior, Alabama). Em 2000, aproximadamente 40 bilhões de metros cúbicos de CBM

foram produzidos, contabilizando cerca de 7% da produção nacional total de gás natural. O potencial total mundial para CBM é estimado em aproximadamente 2 trilhões de metros cúbicos, com cerca de 7,1 bilhões de toneladas associadas ao potencial de armazenamento de CO₂ (Herzog e Golomb, 2004).

No Brasil, existe um grupo de pesquisa estudando o potencial gerador de metano das camadas de carvão do sul do país, que pode constituir uma alternativa para a matriz energética dessa região, além das vantagens tecnológicas e ambientais (Kalkreuth *et al.*, 2006). As reservas provadas de carvão no Brasil são da ordem de 32 bilhões de toneladas, as quais são encontradas em maior parte (89%) no estado do Rio Grande do Sul.

Reservatórios Depletados de Óleo e Gás

Os reservatórios de óleo e gás depletados têm como vantagem a comprovada integridade de armazenamento seguro e ambientalmente benigno. No entanto, apresentam como desvantagem a capacidade limitada (Herzog *et al.*, 2000). Outra desvantagem é a presença de poços comprometendo a integridade do selo (European Carbon Dioxide Network, 2006).

Quando a produção primária de gás ou óleo em um reservatório cessa, não se trata da exaustão física do gás e/ou óleo contido, mas sim da queda da pressão do reservatório abaixo de certo nível, quando não é mais econômico continuar produzindo (Ayres e Weaver, 1998).

O seqüestro de CO₂ pode ser combinado com a recuperação melhorada de óleo e gás. Durante os estágios iniciais de um projeto de seqüestro, algum óleo remanescente pode ser varrido do reservatório. Eventualmente, a produção de óleo cessará e o reservatório pode ser preenchido até a capacidade para o seqüestro de CO₂ em longo prazo.

A injeção de CO₂ em reservatórios de óleo e gás depletados, 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 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.

Os corpos de rocha porosa rodeados por rochas impermeáveis são locais ideais para armazenamento de CO₂. As principais rochas-reservatório consistem de calcários, dolomitos e arenitos. Pesquisas nesta área procuram entender o comportamento de CO₂ quando armazenado em formações geológicas para certificar se a segurança e armazenamento são aceitáveis ambientalmente.

A tecnologia de injetar CO₂ no subsolo é na verdade bem estabelecida - é essencialmente a operação reversa de extração do óleo e do gás natural. Injetando-se CO₂ em um reservatório de óleo, aumenta-se a mobilidade do óleo e a produtividade do poço é melhorada.

O CO₂ injetado em um reservatório de óleo depletado dissolve-se no óleo remanescente. No processo, ele reduz a viscosidade do óleo, tornando mais fácil a extração. Ao mesmo tempo, resta algum óleo, seqüestrando grande quantidade do CO₂ dissolvido com ele.

De acordo com Herzog e Golomb (2004), uma injeção bem sucedida requer um reservatório com porosidade suficiente (maior que 15%) e amplamente isolado de reservatórios produtores e zonas de água. Historicamente, reservatórios depletados e produtores provaram serem meios de armazenamento extremamente confiáveis para hidrocarbonetos e gases ácidos.

Um estudo feito pela Advanced Resources International Inc. (ARI) em Arlington, Virgínia - EUA, para a International Energy Agency's Greenhouse Gas R & D Programme avaliou o potencial para seqüestrar CO₂ em campos de gás e óleo depletados mundialmente (Stevens e Gale, 2000). As questões chave incluíam:

- Qual é o potencial global de armazenamento de CO₂ e onde está localizado?
- Quais são os prováveis custos?
- Que obstáculos tanto técnicos como de negócios os campos de óleo e gás enfrentam?

A Figura 2.6 apresenta a distribuição da capacidade global e custos de seqüestro de CO₂ em reservatórios depletados de óleo e gás com sensibilidade ao custo de fornecimento de CO₂ (unidade de geração de energia, indústria de fertilizantes, etc) (Stevens e Gale, 2000). Para a estimativa da capacidade global foram consideradas as 155 maiores províncias de petróleo que

englobam 32.000 campos de gás e óleo conhecidos. Destas províncias, destacam-se a Bacia Permiana e Montanhas Rochosas nos Estados Unidos e a Bacia de Alberta no Canadá.

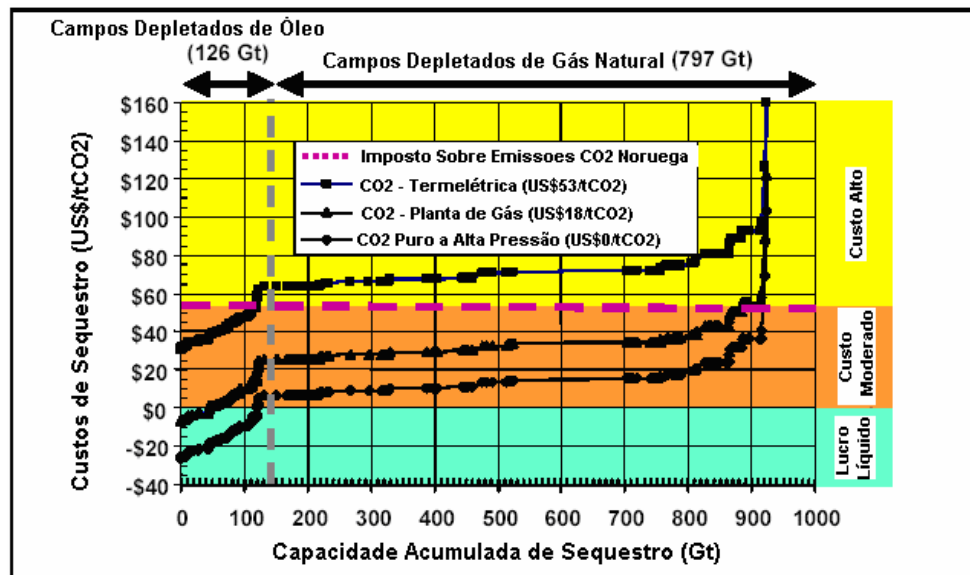


Figura 2.6: Capacidade e custos de sequestro de CO₂ em reservatórios de óleo e gás.

Fonte: Stevens *et al.* (2001)

Da Figura 2.6, pode-se observar que, com o aumento da capacidade acumulada de sequestro, os custos também aumentam e o armazenamento em reservatórios de gás natural apresenta custos mais altos que para reservatórios depletados de óleo. Os campos de gás natural possuem maior capacidade que os de óleo porque a base das reservas é maior. Além disso, geralmente os campos de gás são mais profundos. Também se observa que o maior custo é para capturar, processar e comprimir o CO₂ antropogênico para a utilização em campos de óleo ou gás. O custo de sequestro para o CO₂ proveniente de unidades de geração de energia é mais alto (estimados em US\$ 53/tCO₂ com as tecnologias atuais) que para CO₂ originado em plantas de processamento de gás natural ou indústrias de fertilizantes (US\$ 18/tCO₂). Obviamente a opção com menor custo é aquela na qual o CO₂ puro a alta-pressão proveniente de reservatórios naturais (aproximadamente US\$ 12/tCO₂) é armazenado.

CAPÍTULO 3 - EXPERIÊNCIA COM CO₂ EM OPERAÇÕES DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO (EOR)

A injeção de dióxido de carbono em formações geológicas para recuperação melhorada de óleo é uma tecnologia madura comprovada comercialmente. O CO₂ nas operações de EOR (Enhanced Oil Recovery) tem sido usado pela indústria de petróleo há mais de 40 anos, mas só recentemente mostrou seu potencial como método de seqüestro de carbono (Klara e Byrer, 2003).

A idéia de separar e capturar CO₂ do gás de combustão de usinas de energia não começou com a preocupação com o efeito dos gases estufa. E sim, ganhou atenção como uma possível fonte econômica de CO₂, especialmente para uso em operações de recuperação avançada de óleo, onde o CO₂ é injetado nos reservatórios para aumentar a mobilidade do óleo e, assim, a produtividade do reservatório.

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, segundo Stevens e Gale (2000), existem algumas barreiras para implementar a operação CO₂ EOR como um meio de seqüestro, tais como: a) compreensão detalhada dos processos do reservatório (avaliação dos efeitos do CO₂ no reservatório no longo prazo), b) altos custos de captura, processamento e transporte de CO₂ antropogênico, particularmente de instalações de geração de energia, c) desenvolvimento de tecnologias de monitoração e verificação e d) esclarecimento de protocolos das transações de emissões.

O seqüestro de CO₂ tem sido praticado mundialmente, com grande destaque no Canadá. 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 nos campos de óleo (Waldie, 2003). Para este projeto, CO₂ tem sido fornecido por uma planta de gaseificação de carvão e transportado por um gasoduto de 325 km. A primeira fase começou em setembro de 2000 com a injeção de 5000 toneladas de CO₂ (95% puro) por dia. Esta tecnologia já aumentou as taxas de recuperação e resultados na produção de 120 milhões de barris adicionais são esperados,

aumentando assim a vida do campo em 25 anos, além de reduzir as emissões líquidas de 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, 2004a). Da perspectiva do programa de seqüestro, a recuperação melhorada de óleo representa uma oportunidade para seqüestrar carbono a baixo custo, devido às receitas de óleo/gás recuperado. Estudos realizados pelo Bureau of Economic Geology, classificaram 1700 reservatórios localizados na região do Texas, como possíveis candidatos para EOR/seqüestro de CO₂ de emissões oriundas 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 (2004a), em uma aplicação de recuperação melhorada de óleo, 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 ao contrário pode haver o risco de fraturamento e conseqüentemente vazamentos de CO₂ para a atmosfera. A oportunidade desta 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 GEE. A quantidade de óleo recuperado sendo produzido por estes projetos de CO₂-EOR 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 depletados no oeste dos Estados Unidos, embora, dados de volumes específicos e vazões de CO₂ injetado em campos de óleo depletados geralmente não sejam de domínio público.

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 e 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 e Bjornnes, 2000). Os preços mais altos do óleo aumentam a receita e 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 os aquíferos e campos depletados (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 de recuperação melhorada de óleo com CO₂, uma grande quantidade do 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 significante, permanecendo dissolvido 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).

3.1 - Processo de EOR

Dá-se o nome de Recuperação Avançada de Óleo à recuperação de óleo adicional àquele produzido naturalmente, ou seja, o óleo é recuperado por mecanismos de recuperação terciária. Tal recuperação se dá por meio da injeção de fluidos ou por outros métodos. Há vários processos de EOR: químicos, térmicos ou aqueles baseados na injeção de gás. O foco deste trabalho é o processo de EOR por métodos miscíveis de injeção de gás.

À medida que os campos de óleo se aproximam de um estágio de maturidade, a recuperação avançada de óleo deve ser considerada para recuperar mais óleo dos reservatórios,

estendendo a vida útil do campo. Estes 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 GEE na atmosfera se o CO₂ for capturado de fontes antropogênicas. Experiência técnica em injeção de CO₂ em reservatório de óleo já existe. Dessa forma, o armazenamento de CO₂ em reservatórios submetidos a operações de EOR é uma consequência direta da utilização de CO₂.

O gás é usado na sua forma supercrítica para extrair mais óleo dos reservatórios maduros através do processo de EOR. O CO₂ desloca óleo residual deixado *in situ* após a produção primária e recuperação secundária e tem sido injetado há quarenta anos. A operação de EOR tem o potencial de recuperar adicionalmente 6 a 15% do óleo original *in situ*, aumentando 10-30% da produção total de um reservatório de óleo (Hustad e Austell, 2003). Além disso, o dióxido de carbono 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 3.1 apresenta um esquema simplificado do seqüestro/recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO₂.

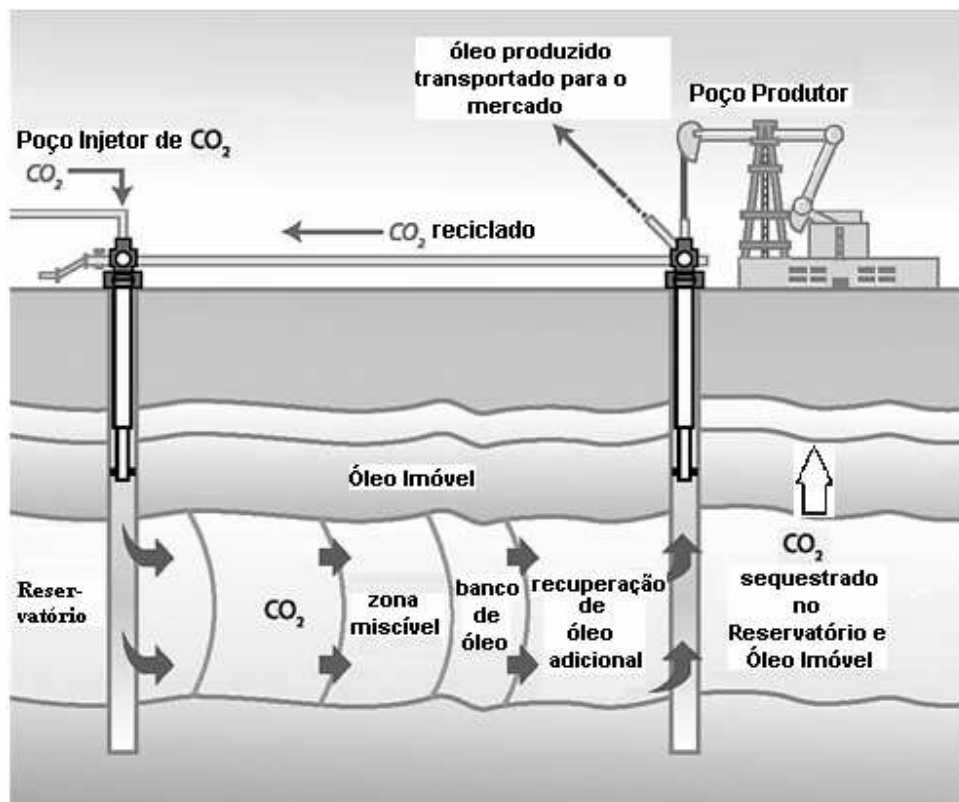


Figura 3.1: Esquema da recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO₂

Fonte: Adaptado de IPCC (2005)

Os principais mecanismos associados a EOR por injeção de CO₂ incluem: controle da viscosidade para otimizar a mobilidade; solubilização do CO₂; redução da densidade do óleo; a vaporização de componentes intermediários do óleo; redução da tensão interfacial CO₂-óleo; redução da tensão interfacial água-óleo; emprego de técnicas para a melhoria da permeabilidade dos reservatórios; controle da pressão nas proximidades dos poços produtores (Rocha *et al.*, 2002).

O dióxido de carbono é introduzido em um campo de óleo através de um número de poços injetores perfurados em volta de um poço produtor. Apesar do fato de que a injeção de CO₂ seja freqüentemente associada aos processos miscíveis, o CO₂ puro não é miscível com o óleo às temperaturas e pressões típicas do reservatório (Orr e Taber, 1984).

Quando dois fluidos formam uma única fase ao serem misturados em qualquer 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. De acordo com Stalkup (1984), a obtenção da miscibilidade de forma mais simples e direta consiste na injeção de um solvente que se mistura completamente com o óleo em todas as proporções, de modo que as misturas formam uma única fase. Exemplos desses solventes conhecidos, como miscíveis ao primeiro contato, incluem hidrocarbonetos de peso molecular intermediário como o propano, butano ou misturas de gás liquefeito de petróleo. No entanto, apresentam a desvantagem do alto custo. Uma opção com custo mais baixo é a utilização de solventes miscíveis por múltiplos contatos, que por sua vez podem ser classificados em miscíveis por condensação e miscíveis por vaporização. Estes mecanismos serão descritos detalhadamente no próximo item.

Injetado a uma pressão igual ou superior a pressão mínima de miscibilidade (PMM), o CO₂ e óleo se misturam e formam um líquido que escoar facilmente para o poço produtor. A extração também pode ser melhorada introduzindo-se o CO₂ a uma pressão abaixo da (PMM), expandindo o óleo e reduzindo sua viscosidade (Klara and 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 PMM para se obter 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 PMM, mas que a extração pode gerar misturas de CO₂- hidrocarboneto que são miscíveis.

De acordo com Wang (1998), a PMM é um parâmetro importante no projeto de uma injeção miscível de gás. O raciocínio por trás da determinação da PMM 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 é muito baixa, o deslocamento seguirá imiscível em duas fases e assim a eficiência local de deslocamento estará abaixo do nível desejado. Se a pressão é 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. Daí a pressão ótima tem que ser encontrada e esta é a PMM.

Para Metcalfe (1982) e Holtz *et al.* (2001), a PMM geralmente está acima de 1450 a 2175 psi, dependendo da composição e densidade do óleo, temperatura e pressão do reservatório e

pureza do CO₂ injetado. Além disso, nas operações de EOR, as impurezas (metano, nitrogênio, etc) afetam a PMM e a recuperação de óleo porque mudam a solubilidade do CO₂ no óleo e a habilidade do CO₂ de vaporizar os componentes do óleo.

Algumas correlações têm sido utilizadas para se estimar a PMM. Um exemplo é a correlação de Cronquist (1978, *apud* Ahmed, 1997) apresentada pela Equação 3.1, a qual está baseada na temperatura do reservatório, na massa molecular dos pentanos e frações mais pesadas do óleo do reservatório, e fração molar de metano e nitrogênio.

$$MMP = 15,988 \times T^{(0,744206 + 0,0011038 \times M_{C5+} + 0,0015279 \times Y_{C1})} \quad (3.1)$$

onde:

T: temperatura do reservatório (°F);

M_{C5+}: massa molecular de pentanos e frações mais pesadas do óleo, e

Y_{C1}: fração molar de metano e nitrogênio.

Se a pressão é alta suficiente nestas formações, o CO₂ e o óleo tornam-se completamente miscíveis, levando a uma recuperação de óleo altamente eficiente. Em baixas pressões o CO₂ desloca óleo sem se misturar formando uma única fase, sendo este processo conhecido como deslocamento imiscível. Isto 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 de óleo 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 gás natural, gás de queima ou nitrogênio (Stalkup, 1984). Tipicamente, as composições do gás injetado são da ordem de 97 a 99% de pureza (o restante pode ser constituído de NO₂ e SO₂, por exemplo). 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, mecanismos de transporte e custos esperados de produção.

Adicionalmente, 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 CO₂ – EOR 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 se focado em reservatórios de óleo com densidades maiores que 27 °API (Bachu, 2001 e Stalkup, 1984) e profundidades entre 762 m e 2990 m (Stalkup, 1984 e Carcoana, 1982), permeabilidade maior que 1 mD (Bachu, 2001), viscosidade menor que 12 cP (Klins, 1984 e OTA, 1978), entre outras características. Vale a pena ressaltar que estes valores projetados tornam-se desatualizados com a adição de novas tecnologias e mudança econômica, ou seja, 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 3.1 apresenta as principais características do reservatório, relevantes para a classificação e seleção para injeção de CO₂.

Tabela 3.1: Critérios para seleção de reservatórios de óleo com potencial para aplicação de CO₂

Características do Reservatório	Variação	Referência Bibliográfica
Densidade (°API)	> 40	Cacoana, 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

Como se pode observar na Tabela 3.1, 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 em 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.

3.2 - Miscibilidade e Mecanismos de Injeção

O aprisionamento do óleo nos reservatórios após os processos de recuperação primária e secundária deve-se às interações rocha-fluido incluindo forças capilares, que impedem o óleo de fluir no interior dos poros da rocha reservatório, deixando assim grandes quantidades de óleo residual nos reservatórios. Este óleo residual é o alvo para a recuperação avançada de óleo utilizando CO₂.

Quando CO₂ é injetado no reservatório uma série de interações ocorre entre o gás e o óleo. Essas interações podem ser compreendidas por meio do uso de diagramas ternários. Os diagramas ternários são amplamente utilizados para explicar os diferentes processos de injeção de gás. A Figura 3.2 resume os diferentes processos para diferentes condições de injeção por meio de um diagrama ternário (Lake, 1989 e Mathiassen, 2003).

Na Figura 3.2 pode-se observar que o caminho de diluição (I₂ – J₃) não atravessa a região bifásica ou cruza a linha de amarração crítica, ou seja, forma o deslocamento miscível ao primeiro contato. A trajetória (I₁-J₁) situa-se inteiramente na região bifásica, formando o deslocamento imiscível. Quando as composições iniciais e injetadas estão no lado oposto da linha de amarração crítica, o deslocamento é um mecanismo miscível por vaporização (I₂-J₁) ou um mecanismo miscível por condensação (I₁-J₂).

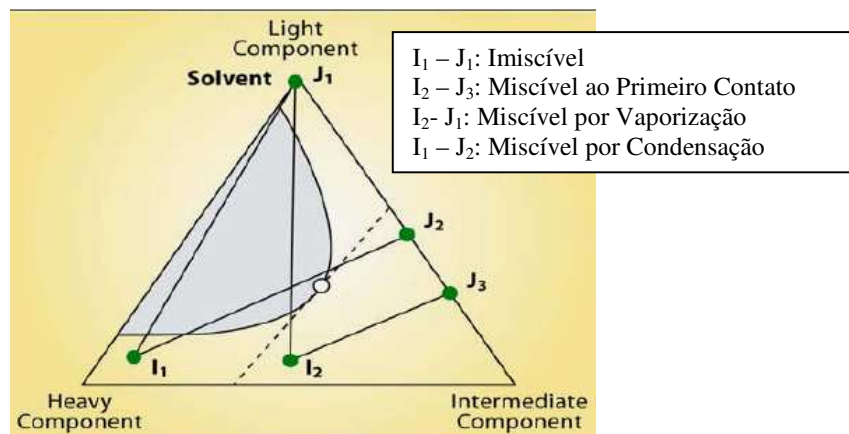


Figura 3.2: Condições para diferentes tipos de deslocamento de óleo por solventes

Fonte: (Lake, 1989; Mathiassen, 2003)

Dois fluidos são considerados miscíveis quando podem ser misturados em todas as proporções e todas as misturas permanecem em uma única fase. Como somente uma fase resulta da mistura de fluidos miscíveis, não há interfaces e consequentemente não há tensão interfacial entre os fluidos. Além disso, de acordo com Stalkup (1984), se a tensão interfacial entre o óleo e o fluido deslocante é eliminada completamente, a saturação de óleo residual pode ser reduzida ao seu menor valor possível, que é o objetivo do deslocamento miscível.

Alguns fluidos de injeção para deslocamento miscível se misturam diretamente em todas as proporções com óleos do reservatório e formam uma única fase, sendo conhecidos como “miscíveis ao primeiro contato”. Adicionalmente, outros fluidos de injeção utilizados para deslocamento miscível formam duas fases quando misturados diretamente com os fluidos do reservatório, consequentemente não recebem mais essa designação. No entanto, com estes fluidos, a transferência de massa *in situ* de componentes entre o óleo e o fluido de injeção forma uma fase deslocante com uma zona de transição de composições de fluidos que variam de composição de óleo ao fluido de injeção, e todas as composições dentro da zona de transição desta fase são contiguamente miscíveis. A miscibilidade pode ser obtida no local por transferência de massa de componentes com resultado de contatos repetidos de óleo e o gás injetado durante o fluxo conhecido como “múltiplos contatos” ou miscibilidade dinâmica.

Durante os deslocamentos de óleo pelo gás, a miscibilidade se desenvolve principalmente devido a três tipos de mecanismos de transferência de massa nos fluidos do reservatório: mecanismo de vaporização, mecanismo de condensação e mecanismo de combinação vaporização/condensação.

No início da década de 50, com o desenvolvimento dos processos de injeção miscível, havia uma procura por um solvente eficiente e econômico. Em vista disso, o foco inicial eram os solventes de hidrocarbonetos e três tipos de processos miscíveis com hidrocarbonetos foram desenvolvidos: o processo miscível ao primeiro contato, o processo de injeção de gás miscível por vaporização e o processo de injeção de gás miscível por condensação. Nestes dois últimos processos pode-se obter a miscibilidade dinâmica.

Mais tarde, as atividades de injeção miscível focaram os processos miscíveis com injeção de CO₂, por este gás apresentar uma baixa viscosidade, similar a dos solventes miscíveis de hidrocarbonetos. Apesar da baixa viscosidade, o CO₂ pode ser um fluido de injeção atrativo, pois a miscibilidade dinâmica pode ser obtida em muitos reservatórios devido à pressão de operação relativamente baixa requerida.

3.3 -Comportamento de Fase e Miscibilidade

3.3.1 - Representação do Comportamento de Três Componentes por Meio de um Diagrama Triangular

Os fluidos do reservatório são complexas misturas de multicomponentes de centenas de diferentes hidrocarbonetos e alguns não hidrocarbonetos. De acordo com a regra de fases de Gibbs, para uma mistura contendo n componentes e consistindo de P fases, F graus de liberdade devem ser especificados antes que o comportamento de fases possa ser definido completamente. Pode-se entender melhor com a Equação 3.2.

$$F = n - P + 2 \quad (3.2)$$

onde:

F: graus de liberdade

n: número de componentes

P: número de fases.

No entanto, a composição exata de um fluido do reservatório nunca é conhecida; e mesmo se fosse, uma especificação rigorosa do comportamento de fases seria enfadonha.

Um método aproximado para representar o comportamento de fase de uma mistura multicomponente utiliza o diagrama triangular, tal como o mostrado na Figura 3.3.

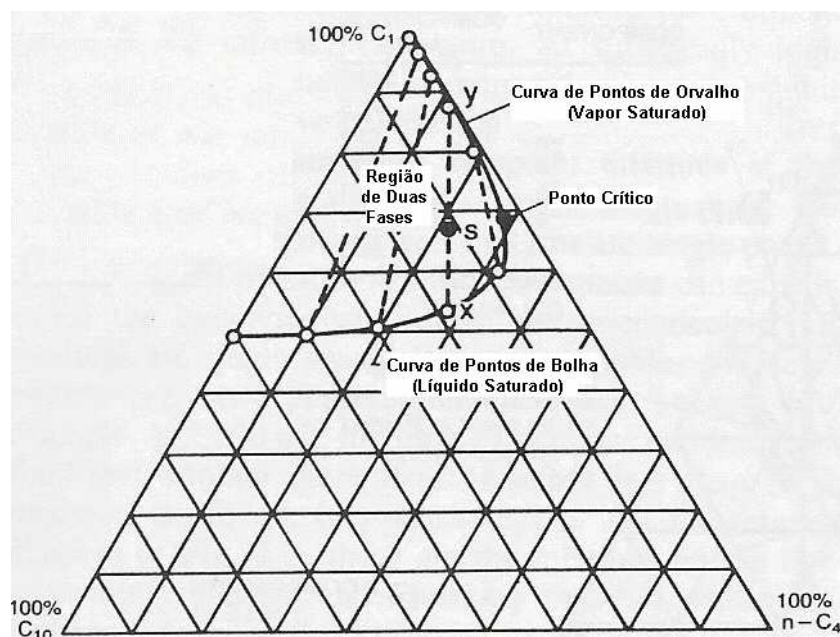


Figura 3.3: Diagrama de fase do sistema metano/n-butano/decano
160°F e 2500 psia (mol%)

Fonte: Adaptado de Stalkup (1984)

O comportamento de fases de misturas de três componentes pode ser representado exatamente em um diagrama triangular, enquanto que sua utilização para misturas multicomponentes requer que estas sejam aproximadas para três pseudocomponentes.

O comportamento de fase pelo método do diagrama triangular para um sistema simples de três componentes hidrocarbonetos é representado do seguinte modo: Cada vértice do triângulo representa 100% de um dado componente. O lado oposto do triângulo representa 0% de cada componente. Por exemplo, o vértice superior na Figura 3.3, representa 100% metano (C_1), enquanto que o lado oposto do triângulo representa 0% de metano. Qualquer concentração de metano entre 0 e 100% está representada em uma distância proporcional entre o lado inferior do triângulo e o vértice superior. Do mesmo modo, o vértice inferior direito representa 100% n-butano (nC_4), e o vértice inferior esquerdo representa 100% decano (C_{10}). Especificando desta maneira as concentrações dos componentes, as misturas podem ser esboçadas no diagrama. Assim, a Mistura S na Figura 3.3 contém 68% metano, 21% n-butano e 11% decano.

Ainda para estas relações de fase mostradas na Figura 3.3, a mistura com a composição total representada pelo Ponto S é uma mistura de duas fases. Isto significa que se três componentes fossem misturados a uma pressão de 2500 psi e 160°F nas proporções relativas especificadas pelo Ponto S e levados ao equilíbrio, duas fases resultariam: uma fase gasosa com composição y e uma fase líquida com composição x . A linha pontilhada, conectando as composições de equilíbrio de gás e líquido, é conhecida como uma linha de amarração. Uma vez que o gás e o líquido estão em equilíbrio um com o outro, estes estão completamente saturados, ou seja, o gás está saturado com componentes “condensáveis” e assim está em seu ponto de orvalho, enquanto que o líquido está saturado com componentes “vaporizáveis” e está no seu ponto de bolha.

Analisando a Figura 3.3, percebe-se que a curva de ponto de orvalho que atravessa todas as composições de ponto de orvalho une-se à curva de ponto de bolha que atravessa todas as composições de ponto de bolha, no ponto crítico. Neste ponto, a composição e as propriedades do gás e líquido em equilíbrio tornam-se idênticas. A curva de fronteira de fase separa a região de uma fase da região de duas fases do diagrama. Na pressão e temperatura do diagrama, qualquer sistema de três componentes com composição no interior da curva de fronteira de fase formará duas fases. Qualquer sistema com uma composição disposta no exterior desta curva estará em

uma única fase. A região de gás na fase única situa-se acima da curva de ponto de orvalho, enquanto que a região de líquido na fase única situa-se abaixo da curva de ponto de bolha.

Outro ponto interessante é que a pressão e a temperatura influenciam o tamanho da região de duas fases. Quando a pressão é reduzida, o tamanho da região de duas fases aumenta, como está ilustrado na Figura 3.4. Finalmente, o ponto crítico desaparece com a redução contínua da pressão, quando a região de duas fases intersecta o lado direito do diagrama, indicando que nesta pressão limitante o metano e o n-butano não formam mais misturas de fase simples para todas as composições da mistura. Já um aumento na temperatura, aumenta o tamanho da região de duas fases.

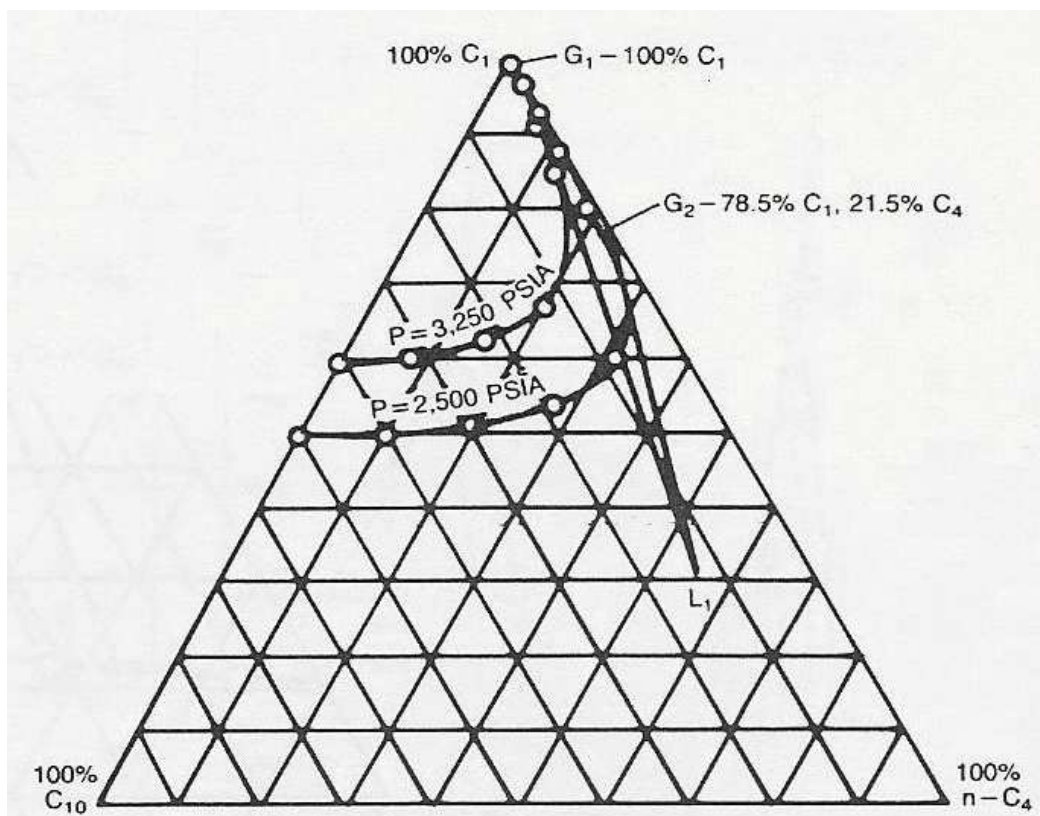


Figura 3.4: Diagrama de fase do gás butano injetado para obtenção de miscibilidade com fluido do reservatório (operação acima da cricondebárica), $T = 160^{\circ}\text{F}$ (mol%).

Fonte: Stalkup (1984)

3.3.2 - Representação do Comportamento de Fases de Multicomponentes por Meio de um Diagrama Pseudoternário

As relações de comportamento de fases de um fluido do reservatório podem ser representadas aproximadamente em um diagrama triangular, agrupando-se os componentes do reservatório em três pseudocomponentes. Tal diagrama é conhecido como diagrama pseudoternário. Um agrupamento possível, que tem sido frequentemente utilizado, é: um pseudocomponente volátil composto de nitrogênio e metano, um pseudocomponente composto de hidrocarbonetos de volatilidade intermediária, tais como etano até hexano e um pseudocomponente relativamente não-volátil composto de C_7^+ , ou seja, hidrocarbonetos com massa molecular maior que do hexano. Outros agrupamentos têm sido reportados, mais notavelmente pseudocomponentes intermediários contendo etano até pentano e pseudocomponentes com baixa-volatilidade contendo hexano e hidrocarbonetos mais pesados.

A representação de composições de misturas e comportamento de fase, deste modo, é aproximada já que os componentes individuais em um grupo pseudocomponente têm diferentes volatilidades e não serão distribuídos dentro do grupo do mesmo modo nas fases líquida e gasosa.

Na construção do diagrama de fases, as linhas de amarração, que conectam as composições de equilíbrio de gás e líquido, são obtidas da análise de fases após o equilíbrio estático ser atingido em um vaso de pressão. Diferentes composições de mistura total na região do ponto crítico do diagrama foram obtidas pelo procedimento de múltiplos contatos em batelada na qual o gás em equilíbrio do contato anterior é reservado e misturado com o fluido novo do reservatório. A linha sólida é obtida de um experimento de fluxo, onde o gás deslocou o fluido do reservatório em um longo leito empacotado de areia. Um incremento de gás produzido a partir de um separador no final do leito é re combinado com um incremento do líquido do separador produzido simultaneamente com a amostra de gás. Esta mistura é levada a alcançar o equilíbrio, em uma célula estática a uma determinada temperatura e pressão, e as fases líquida e de vapor de equilíbrio são analisadas para determinar a linha sólida de amarração. O contato contínuo, ao invés de batelada, do líquido pelo gás no último experimento produziu amostras de equilíbrio de

gás e líquido que apareceram na curva de fronteira de fase obtida nos experimentos de contato por batelada.

Embora a representação do comportamento de fase do solvente/fluido do reservatório no diagrama pseudoternário tenha desvantagens, é, no entanto, uma ferramenta altamente útil para a compreensão conceitual de processos miscíveis.

3.3.3 - Processo Miscível ao Primeiro Contato

Como foi citado anteriormente, o método mais simples e direto de se obter o deslocamento miscível é injetar o solvente que se mistura completamente com o óleo, em todas as proporções, de modo que todas as misturas estejam em uma única fase. Hidrocarbonetos de massa molecular intermediária, tais como propano, butano, ou misturas de GLP, são solventes que no passado foram muito utilizados para injeção miscível ao primeiro contato.

Para miscibilidade ao primeiro contato ser obtida entre o solvente e o óleo, a pressão de deslocamento deve estar acima da cricondebárica do diagrama P-X, uma vez que todas as misturas solvente/óleo acima desta pressão estão em uma fase simples.

A cricondebárica para o CO₂, outro fluido de injeção útil para deslocamento miscível, é muito alta para miscibilidade ao primeiro contato. No entanto, a miscibilidade dinâmica pode ser obtida com CO₂ a pressões bem mais baixas que a cricondebárica.

3.3.3.1 - Processo de Injeção de Gás Miscível por Condensação

Neste tipo de processo, a miscibilidade dinâmica resulta da transferência *in situ* de hidrocarbonetos de peso molecular intermediário, predominantemente etano até butano, do gás injetado para o óleo. Em outras palavras, por meio deste mecanismo de múltiplos contatos, o óleo é enriquecido com hidrocarbonetos de peso molecular intermediário até se tornar miscível com o fluido injetado. Este mecanismo para geração no local de miscibilidade é conhecido como processo miscível por condensação ou processo de injeção de gás rico.

Para a miscibilidade dinâmica ser obtida pelo método da condensação com um óleo, cuja composição situa-se à esquerda da linha de amarração limitante em um diagrama pseudoternário, a composição do gás rico deve estar à direita desta linha.

Duas variáveis podem ser ajustadas em um projeto de miscibilidade por condensação- a pressão do reservatório e a composição. Para uma dada composição de gás injetado existe uma pressão mínima, conhecida como pressão mínima de miscibilidade, acima da qual a miscibilidade pode ser obtida. Com o aumento da pressão do reservatório, o tamanho da região de duas fases é reduzido, conseqüentemente, uma concentração mais baixa de hidrocarbonetos de peso molecular intermediário no gás de injeção alcançará a miscibilidade na medida em que a pressão do reservatório aumentar.

Em suma, no processo miscível por condensação, os hidrocarbonetos de peso intermediário que compõem o fluido injetado condensam-se e misturam-se ao óleo criando uma zona de mistura. Esse processo domina a frente de deslocamento miscível, formando uma zona de transição entre o óleo e o fluido deslocante (Rocha *et al.*, 2002).

3.3.3.2 - Processo de Injeção de Gás Miscível por Vaporização

Outro mecanismo para alcançar o deslocamento miscível dinâmico depende da vaporização *in situ* de hidrocarbonetos de peso molecular intermediário do óleo para o gás injetado, afim de criar uma zona de transição miscível. Este método para obter miscibilidade é conhecido como processo de gás à alta pressão e processo de gás miscível por vaporização. Segundo Stalkup (1984), a miscibilidade pode ser obtida por este método com gás natural, gás de chaminé ou nitrogênio como gases de injeção, contanto que a pressão de miscibilidade seja fisicamente atingível no reservatório. O CO₂ também atinge a miscibilidade dinâmica pelo mecanismo de múltiplos contatos que vaporiza ou extrai hidrocarbonetos do óleo. No entanto, o CO₂ extrai mais hidrocarbonetos com peso molecular maior que o gás natural, gás de chaminé e nitrogênio, os quais extraem predominantemente os hidrocarbonetos C₂ a C₅ (Stalkup, 1984).

Resumindo, no processo miscível por vaporização, as frações intermediárias do óleo vaporizam-se no solvente injetado criando uma zona de mistura.

3.3.4 - Processo Miscível com CO₂

CO₂ não é miscível ao primeiro contato com os óleos de reservatórios, às pressões de reservatórios realisticamente atingíveis. Porém, testes de deslocamentos em *long cores* e *slim tubes*, indicam que a miscibilidade dinâmica é possível acima de uma PMM. Geralmente a PMM é substancialmente mais baixa que a pressão de miscibilidade para o gás hidrocarboneto seco, gás de chaminé ou nitrogênio, embora possa haver exceções a altas temperaturas. Esta é a principal vantagem do processo miscível com CO₂, porque a miscibilidade dinâmica pode ser alcançada a pressões possíveis em um amplo espectro de reservatórios.

A Figura 3.5 ilustra porque a miscibilidade dinâmica com CO₂ pode ser obtida a pressões mais baixas do que com o gás hidrocarboneto simples. Este exemplo é para um sistema de três componentes e é muito simplificado para fluidos de reservatórios, mas ilustra um conceito importante.

A Figura 3.5 apresenta um diagrama ternário conceitual do comportamento de fase do CO₂ e metano com misturas de hidrocarbonetos pesados e vários hidrocarbonetos de peso molecular baixo a moderado. O hidrocarboneto pesado tem um peso molecular suficientemente alto que o faz não se tornar miscível ao primeiro contato com o CO₂ a pressões atingíveis do reservatório. Os diagramas ternários são projetados para uma temperatura suficientemente alta em que só as fases vapor e líquida estão presentes. A pressão é a mesma para todos os diagramas.

As Figuras 3.5a e 3.5a' apresentam o comportamento de fase para um fluido de reservatório que é uma mistura de componente pesado e butano. Sua composição é ilustrada por um círculo na base do diagrama. A miscibilidade dinâmica é possível com ambos: metano e CO₂ nas pressões para as quais as Figuras 3.5a e 3.5a' foram projetadas, porque a composição do fluido do reservatório situa-se à direita da linha de amarração limitante nos dois diagramas. A região de duas fases com CO₂, no entanto, é muito menor que a região de duas fases com o metano, e apesar de que a miscibilidade dinâmica seja dificilmente obtida com metano na pressão do diagrama, esta pressão obviamente estará bem acima da PMM com CO₂.

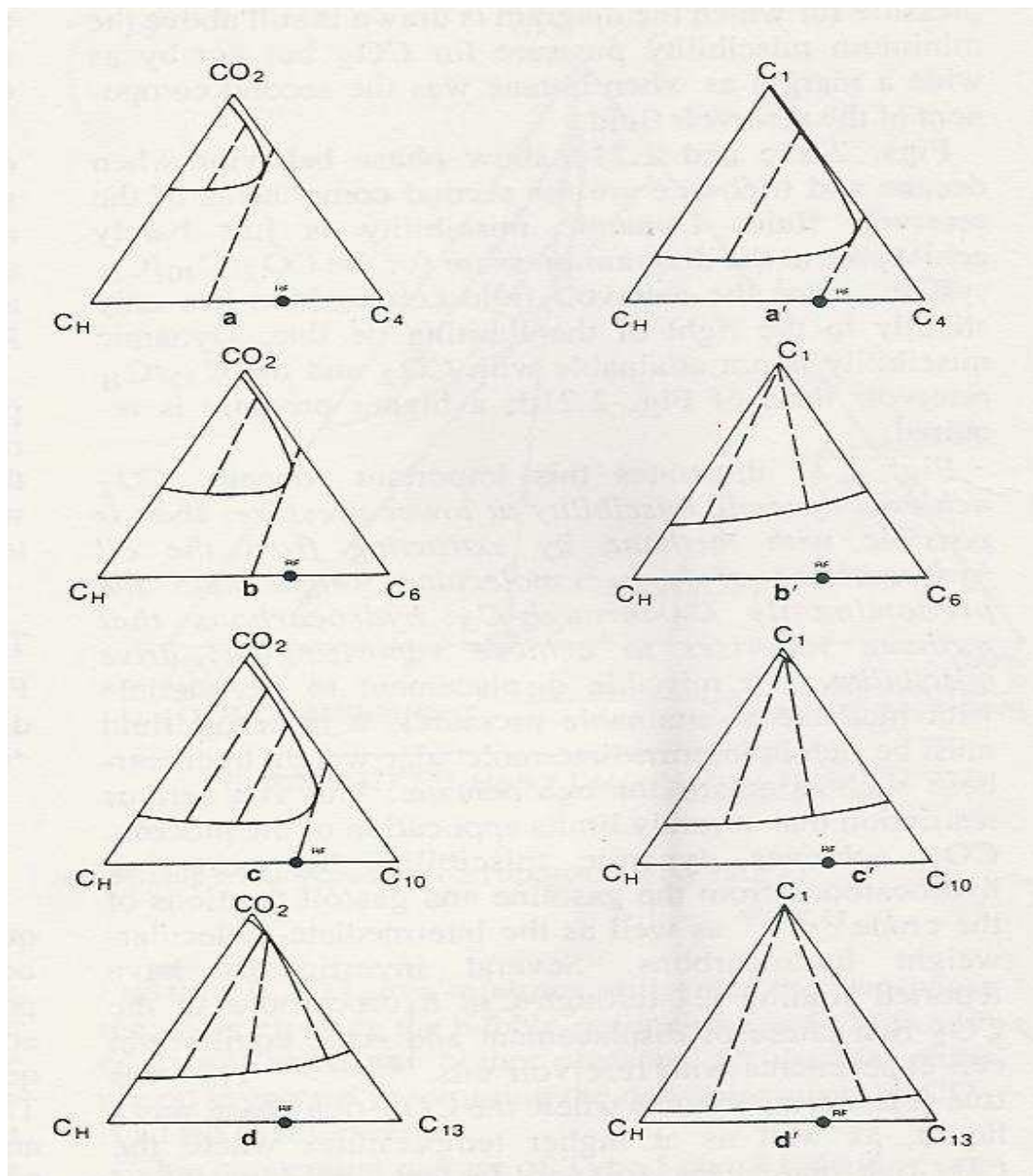


Figura 3.5: Comportamento de fase conceitual para o CO_2 e metano com hidrocarbonetos simples à pressão constante.

Fonte: Stalkup (1984)

As Figuras 3.5b e 3.5b' apresentam o comportamento de fase conceitual para um fluido do reservatório que é uma mistura de componente pesado e hexano. Nesta pressão, o metano não é miscível com o hexano e a miscibilidade não pode ser obtida com metano; uma pressão mais alta é necessária. Já o CO_2 e hexano são miscíveis, embora a região de duas fases com hexano seja

maior que a região de duas fases com o butano na Figura 3.5a. A pressão para a qual o diagrama é projetado ainda está acima da PMM para CO_2 , mas não com uma ampla margem, como quando o butano foi o segundo componente do fluido do reservatório.

As Figuras 3.5c e 3.5d apresentam o comportamento de fase quando o decano e o tricosano são os segundos componentes do fluido do reservatório. A miscibilidade dinâmica é dificilmente obtida na pressão do diagrama para o sistema $\text{CO}_2/\text{C}_{10}/\text{C}_H$, já que a composição do fluido do reservatório situa-se levemente à direita da linha de amarração limitante. A miscibilidade dinâmica não é atingida para o CO_2 com o fluido do reservatório C_{13}/C_H da Figura 3.5d. Sendo assim, uma pressão mais alta é necessária.

A Figura 3.5 ilustra este importante conceito: o CO_2 atinge a miscibilidade dinâmica a pressões mais baixas do que as que são possíveis com o metano, ao se extrair do óleo hidrocarbonetos de peso molecular mais alto que os hidrocarbonetos predominantemente C_2 até C_5 que o metano vaporiza para obter a miscibilidade por vaporização.

Para deslocamento miscível com o metano nas pressões atingíveis, um fluido do reservatório deve ser rico em hidrocarbonetos de peso molecular intermediário, tais como etano até pentano. Já para o CO_2 , não é necessária a presença de hidrocarbonetos de peso molecular intermediário no fluido do reservatório.

3.3.5 - Métodos para Determinação das Condições de Miscibilidade

A pressão necessária para a miscibilidade dinâmica com gás natural, gás de chaminé ou CO_2 , assim como composição e pressão de gás necessária para miscibilidade com gases hidrocarbonetos ricos, é melhor determinada por experimentos de deslocamento.

Os principais métodos experimentais disponíveis para avaliar a miscibilidade sob as condições do reservatório são os deslocamentos em *slim-tubes*, o aparelho *rising bubble* e os diagramas de pressão-composição. Além destas técnicas experimentais, vários modelos computacionais também estão disponíveis para determinar a miscibilidade fluido-fluido. Os mais importantes entre estes modelos são os que executam cálculo das equações de estado (EOS) e os analíticos baseados nos cálculos das linhas de amarração (Ayirala e Rao, 2004).

As composições de equilíbrio, de gás e líquido, necessárias para a construção de diagramas pseudoternários são difíceis e consomem tempo para se obter experimentalmente. Além disso, as inclinações das linhas de amarração determinadas sob condições de batelada e fluxo podem ser diferentes, uma vez que o caminho da composição exata seguido por misturas gás/líquido será diferente, dependendo se os fluidos estão escoando ou se estão misturados em batelada em uma célula de equilíbrio.

De acordo com Stalkup (1984), o método para se obter as composições de fase de equilíbrio, contatando continuamente os fluidos de equilíbrio com o gás injetado na célula estática, mostra-se promissor para obter dados viáveis para construir os diagramas pseudoternários mais rapidamente e com menos dificuldade do que com os experimentos de batelada.

3.4 - Características Gerais de Reservatórios de Óleo e Gás

Neste sub-capítulo são apresentadas, mais detalhadamente, algumas características para a seleção dos reservatórios para armazenamento de CO₂ extraídas de estudos do BEG (Holtz, 2001).

Profundidade do Reservatório

A profundidade do reservatório é uma característica muito importante, pois os custos de investimento e custos operacionais do campo aumentam com a profundidade. Poços mais profundos resultam em maiores custos de perfuração e maiores custos operacionais para injetar e extrair fluidos. De acordo com Singh (2004), a distribuição de pressão em uma bacia sedimentar é hidrostática e aumenta linearmente com a profundidade a uma taxa de 145 psi a cada 100 m. Além disso, a temperatura do reservatório aumenta com a profundidade, resultando em uma maior pressão mínima de miscibilidade. Adicionalmente, um volume maior de CO₂ seria requerido para obter o mesmo volume poroso móvel de CO₂ (Flanders e Shatto, 1993 *apud* Holtz

et al., 2001). De qualquer forma, a eficiência dos projetos de EOR depende da pressão, e reservatórios mais profundos são preferidos porque a pressão mínima de miscibilidade é mais provável de ser obtida. Deslocamentos de CO₂ miscível resultam em uma recuperação aproximadamente 22% mais alta, enquanto que deslocamentos imiscíveis obtêm aproximadamente 10% de recuperação superior (Haskin e Alston, 1989 *apud* Holtz *et al.*, 2001). Nos Estados Unidos todos os projetos de CO₂ miscível estão a profundidades maiores que 610 m (Holtz *et al.*, 2001).

Temperatura

A temperatura do reservatório tem uma influência direta nas propriedades físicas de CO₂ e assim na aplicabilidade de processos de injeção de CO₂. A temperatura crítica do CO₂ é 31°C. Como a maior parte dos reservatórios exibe temperaturas acima deste ponto, o CO₂ comporta-se como um vapor sob estas condições. A densidade do CO₂ aumenta com a pressão em temperaturas acima das condições críticas (Klins and Bardon, 1991 *apud* Holtz *et al.*, 2001). Estas propriedades significam que CO₂, do ponto de vista de disponibilidade, custo e tratamento operacional, é o mais prático dos gases solventes em termos de miscibilidade. Além disso, quando a temperatura do reservatório aumenta sob um nível específico de pressão, a viscosidade do CO₂ diminui e sua compressibilidade aumenta. Isto implica que reservatórios com níveis suficientes de temperatura (38 a 77 °C) serão adequados para processos miscíveis de CO₂ (Holtz *et al.*, 2001).

Pressão

Como já se viu anteriormente, a pressão é um dos fatores mais importantes para determinar a miscibilidade do CO₂ no óleo. Além disso, o CO₂ deve ser armazenado acima do seu ponto crítico (31 °C, 1070 psi) e a profundidades maiores que 800 m (Singh, 2004). Quanto maior a pressão do reservatório, mais denso é o CO₂, ocupando assim um menor volume e

consequentemente obtendo maiores capacidades de armazenamento. No entanto, pressões do reservatório mais altas afetam a injetividade e dessa forma aumentam os custos de armazenamento (Singh, 2004). De acordo com Klins e Bardon (1991 *apud* Holtz *et al*, 2001), é possível obter diferentes níveis de miscibilidade, abrangendo de imiscível (reservatórios a baixa pressão) até aplicações a intermediárias-altas pressões (deslocamento miscível). De acordo com a literatura, a pressão mínima de miscibilidade tem uma ampla faixa de valores dependendo da profundidade, temperatura e composição do óleo cru. Uma pressão mínima de 1.500 psi é geralmente considerada como uma pressão do reservatório alvo na qual se conduz uma injeção de CO₂ bem sucedida (Holtz *et al.*, 2001). Tal condição impõe uma restrição importante relacionada ao nível atual da pressão do reservatório em uma injeção de CO₂ miscível. Por exemplo, como no Texas um número significativo de reservatórios está abaixo deste nível, a injeção de CO₂ é tipicamente implementada após a injeção de água ter aumentado a pressão atual.

Mecanismo de Produção do Reservatório

O mecanismo de produção do reservatório fornece a energia para a produção de hidrocarbonetos e tem um impacto direto no que está ocupando os volumes dos poros. Mecanismos de gás em solução ou de depleção da pressão comumente resultam em gases hidrocarbonetos assim como água e óleo. Influxos por aquíferos podem resultar em óleo e só água ocupando o volume do poro se o mecanismo de influxo de água é suficientemente forte para manter a pressão suficientemente alta, de modo que o gás hidrocarboneto fique dissolvido no óleo. O espaço do poro ocupado pela água invasora durante a produção do reservatório afeta a miscibilidade e deve aumentar os requisitos de pressão adequada para a injetividade ser obtida. O mecanismo de expansão de capa de gás resulta da parte alta da estrutura do reservatório apresentar um alto conteúdo de gás nos poros. Gás em solução é o mecanismo típico onde a injeção de CO₂ é aplicada, especialmente nos reservatórios carbonáticos do oeste do Texas (Holtz *et al.*, 2001).

Densidade do Óleo e Gás

A densidade do óleo tem um papel importante no seqüestro de CO₂ – EOR, pois suas características afetam a solubilidade do CO₂. A maior parte dos benefícios que o CO₂ traz para a recuperação de óleo, tais como a expansão do óleo e a redução da viscosidade, é altamente influenciada pelo grau API do óleo (Klins e Bardon, 1991 *apud* Holtz *et al.*, 2001). Os critérios de escolha, que variam amplamente, estão relacionados ao grau API e injeção de CO₂ (Haskin e Alston, 1989; Klins e Bardon, 1991 *apud* Holtz *et al.*, 2001). Geralmente, o grau API não deve ser inferior a 13° API nem superior a 55° API (Holtz *et al.*, 2001). Historicamente, óleos muito pesados ou muito voláteis têm resultado em baixos níveis de eficiências de varredura.

Porosidade

A porosidade é a determinante fundamental para a capacidade de armazenamento do reservatório. Valores de porosidade variam amplamente para diferentes sistemas deposicionais, mas geralmente variam entre 11 e 30% (Beike e Holtz, 1996). O tipo de porosidade, assim como a quantidade, é importante. Porosidade interconectada de tamanho similar é o melhor tipo para projetos tanto de CO₂ EOR miscível quanto de seqüestro. Para porosidades maiores, com todas as outras propriedades permanecendo iguais, a viabilidade do seqüestro é aumentada.

Permeabilidade

Alta permeabilidade permite que grandes volumes de CO₂ sejam injetados em um único poço, reduzindo assim o custo, além de permitir que o CO₂ se mova mais rapidamente no reservatório, que também é favorável para o seqüestro. Embora este fator algumas vezes não seja considerado crítico em projetos de CO₂ EOR miscíveis, grande variação de permeabilidade pode comprometer os projetos de injeção de CO₂ e seqüestro, especialmente em sistemas deposicionais com alta variação vertical e horizontal na permeabilidade. Camadas com altos valores de permeabilidade induzirão o CO₂ a ter um antecipado “*breakthrough*”, reduzindo a eficiência de

varredura do óleo. Nesta situação, um processo de injeção de água após gás (*water-after-gas*, WAG), melhora de perfil de injeção e modificação, podem ser aplicados para diminuir o efeito de variação de permeabilidade.

Na prática, água é freqüentemente injetada com o gás, seja para reduzir a mobilidade do gás e melhorar a varredura volumétrica ou para minimizar o volume de gás, desta forma, reduzindo custos. Porém, esta prática pode reduzir o potencial de armazenamento à medida que a saturação do gás é reduzida pela água. Esta afirmação também pode ser comprovada no trabalho de Kovscek e Cakici (2005), que demonstrou que a injeção de água para controle da mobilidade pode frustrar a tentativa de seqüestro. Os casos de WAG armazenam menos que a metade de CO₂ quando comparados com injeção de CO₂ puro, com e sem controle de poço. O espaço poroso fica preenchido com água que poderia de outra forma ser preenchido com CO₂, isto é, uma alta saturação de água resulta em limitações de transferência de massa de CO₂ contatando óleo.

Projetos adequados para injeção de CO₂ têm focado reservatórios com permeabilidades maiores que 1 mD (Bachu, 2001).

Saturação de Água Irredutível

Saturação de água irredutível (S_{wi}) é a água imóvel mantida na rocha por forças capilares e tensão interfacial, que preenche parte do poro. São preferidos valores baixos, pois quanto maior a quantidade de óleo contida na rocha a ser produzida por um projeto de CO₂ EOR miscível, maior a quantidade de volume poroso está disponível para seqüestrar CO₂. O volume de óleo móvel, isto é, a quantidade teórica de óleo que pode ser removida por injeção de água ou gás, é função de S_{wi} . Segundo Dake (1978), o volume de óleo móvel pode ser definido pela Equação 3.3:

$$MOV = PV \times (1 - S_{or} - S_{wi}) \quad (3.3)$$

onde:

MOV: volume de óleo móvel

PV: volume do poro

S_{or} : saturação de óleo residual

S_{wi} : saturação de água irreduzível

Estudos adicionais são necessários para determinar que volume de CO_2 pode ser seqüestrado na saturação de água irreduzível.

Saturação de Óleo Residual à Água

É a quantidade de óleo que não é deslocada pela água, tem alta variabilidade e depende da heterogeneidade do sistema deposicional, molhabilidade, pressão capilar, conectividade e características do espaço poroso. Além disso, é uma propriedade da rocha reservatório que é fortemente influenciada pela molhabilidade da rocha, sendo o principal alvo de um projeto de CO_2 EOR miscível. Terá também um impacto nos volumes de seqüestro. Se somente o seqüestro é aplicado, ou seja, sem prévio projeto de recuperação de CO_2 EOR miscível, a saturação de óleo residual ocupará uma porção do volume poroso, diminuindo o volume que pode ser seqüestrado (Holtz *et al.*, 2001). Conforme sugerido por Stalkup (1984), a saturação residual de óleo deve estar entre 20 e 25%.

Permeabilidade Relativa

A permeabilidade de uma fase em relação à outra, determina a razão de mobilidade do deslocamento de injeção de CO_2 . Definida como a razão da mobilidade do deslocante e o deslocado, a eficiência total do deslocamento miscível pode ser reduzida pelo efeito de uma razão de mobilidade desfavorável. A permeabilidade relativa ocorre porque a porosidade da rocha contém múltiplos componentes, incluindo óleo, água e gás. A permeabilidade relativa afeta a injetividade do CO_2 e assim é um fator importante na taxa em que o CO_2 será seqüestrado.

Injetividade

Esta característica controla a vazão do CO₂ que será colocado no reservatório. A habilidade de injetar fluido ou gás em uma rocha é diretamente relacionada à transmissibilidade efetiva (permeabilidade-espessura) das zonas de injeção. Assim, uma das principais preocupações em um projeto de injeção de CO₂ é a perda de injetividade. Como no caso de aplicações de injeção de CO₂, em reservatórios do Texas – EUA, um grande número de projetos é desenvolvido em reservatórios que têm uma permeabilidade menor que 10 mD, assim, a perda de injetividade tem um impacto significativo na viabilidade do projeto. Estimulações periódicas do reservatório e mudanças nos parâmetros de injeção ajudam frequentemente a diminuir o efeito de perda de injetividade. Quanto maior a injetividade, menos poços serão necessários, reduzindo o custo de seqüestro.

Estrutura e Selo do Reservatório

A presença de um bom selo determina a integridade do reservatório para a recuperação de óleo e seqüestro de CO₂. Para uma injeção apropriada são necessárias estruturas do reservatório isoladas, de modo que estejam ausentes potenciais fronteiras de vazamento, tais como falhas, evitando assim perda de CO₂. Com a ausência dessas fronteiras previne-se a contaminação de intervalos de reservatórios (ou até mesmo não-reservatórios) adjacentes. Por isso, é importante que a geologia estrutural do reservatório seja compreendida antes que um projeto de seqüestro de CO₂/EOR seja iniciado. Por sua vez, as falhas podem ser selantes ou não-selantes, frequentemente uma característica difícil de reconhecer.

Diagênese / Mineralogia

A diagênese controla a dinâmica da injeção de CO₂ e o volume poroso disponível, além de contribuir fortemente para a heterogeneidade do reservatório. As reduções na porosidade e variações na permeabilidade horizontal e vertical são efeitos frequentes de processos diagenéticos, porém seu impacto pode ser reduzido por meio de uma caracterização apropriada do reservatório. O conhecimento do histórico da diagênese pode ajudar a prever os caminhos do fluxo no reservatório. A diagênese e a mineralogia afetam a molhabilidade e a porosidade efetiva da rocha, que por sua vez influenciam a EOR.

CAPÍTULO 4 - ASPECTOS ECONÔMICOS DO SEQÜESTRO DE CO₂

Apesar de haver várias possibilidades para armazenar CO₂, algumas barreiras devem ser superadas para se estimular a adoção de procedimentos de seqüestro de CO₂. O primeiro requisito é reduzir os altos custos de cada etapa desta opção de mitigação. A necessidade urgente para reduzir os atuais custos (principalmente de captura) depende de pesquisa e desenvolvimento adicionais em seqüestro de CO₂ assim como mecanismos de incentivos, tais como os propostos pelo Protocolo de Kyoto, o qual criará mais oportunidades para a redução de custos. Se os créditos de carbono forem internalizados, os custos de seqüestro de CO₂ serão reduzidos e o seqüestro pode tornar-se atrativo. Além disso, pode ser necessária a implementação de um regime de tributação de CO₂ para gerar incentivos à redução das emissões do gás na atmosfera. Conforme apresentado no Capítulo 2, o projeto Sleipner mostrou que o seqüestro de carbono representa uma opção realista para reduzir as emissões de dióxido de carbono quando um incentivo econômico existe (Herzog *et al.*, 2000). Se não houver tais incentivos, os métodos de captura e armazenamento provavelmente nunca serão utilizados.

Neste capítulo é apresentada uma revisão dos elementos e fatores que afetam os custos de cada etapa do processo de seqüestro de CO₂ com ênfase em EOR.

4.1 – Investimentos e Custos Operacionais

Uma das barreiras a ser superada na implementação da política de seqüestro de carbono é o alto custo de todo o processo. Como citado por Herzog (2004), do ponto de vista econômico em curto prazo, sempre será mais caro seqüestrar CO₂ do que somente emití-lo para a atmosfera. Junto com as questões de segurança ambiental e praticidade, deve-se analisar quanto custará o seqüestro de carbono.

Investimento (CAPEX) e custos operacionais (OPEX) de seqüestro de CO₂ podem ser classificados em 4 componentes:

- Captura,
- Compressão,
- Transporte e
- Armazenamento.

Cada componente é aqui descrito separadamente. Em geral, o CAPEX e o OPEX de seqüestro de CO₂ são estimados entre 40 e 60 dólares por tonelada de CO₂ evitada, dependendo da metodologia usada no processo de captura, da quantidade de compressão requerida, da distância da fonte de emissões ao local de armazenamento e das características do local onde o CO₂ é injetado (Davison *et al.*, 2001).

Estes investimentos e custos citados acima apresentam grande variação. Como indicado por Gough e Shackley (2002), em muitos casos, a variação reflete diferentes suposições para preços de combustíveis, taxas de desconto, tecnologias específicas e diferentes elementos de custos totais, além de serem específicos para cada local, tornando-se difícil a comparação direta dos custos. Por convenção, algumas organizações como IEA Greenhouse Gas R & D Programme incorporam o custo de compressão no custo de captura (Freund e Davison, 2002), impedindo desta forma a comparação direta somente com os custos de captura ou custos de compressão.

4.1.1 - CAPEX E OPEX de Captura e Compressão

O CAPEX e OPEX de captura e compressão dependem do tipo de indústria e das opções de separação e disposição de CO₂ escolhida. O principal desafio, considerando a tecnologia de remoção de CO₂, é reduzir ambos os requisitos de energia e custo de capital.

Os custos variam substancialmente, dependendo principalmente do tamanho da planta geradora, pois existem economias de escala. Infra-estrutura existente e capacidade de gasodutos disponíveis também podem influenciar no custo.

Uma grande contribuição da formação do custo total no sistema de seqüestro vem do custo de capital e do custo operacional para compressão associados com equipamentos de resfriamento e desidratação. Os custos de capital para captura e compressão e os custos operacionais para

compressão são os componentes de maiores custos. Os custos de compressão são baseados nos custos relacionados à manutenção e capital e nos custos de eletricidade.

Para se estimar os custos de compressão, a quantidade de compressão requerida e os custos unitários de compressão devem ser considerados. No entanto, estes dois elementos podem variar entre projetos. A maior parte do custo é associada com o uso de eletricidade. Além disso, os custos de compressão são consideravelmente mais altos para pequenos fluxos. Os custos de compressão variam de 7,4 a 12,5 dólares por tonelada (Hendriks *et al.*, 2004).

Além dos custos de compressão, uma questão que causa preocupação é o alto custo de captura. A economia de seqüestro do CO₂ é dominada pelo componente de custo de captura (o parâmetro dominante com a atual tecnologia) e tem sido um dos principais obstáculos para a introdução da tecnologia de seqüestro de CO₂ (Freund e Davison, 2002).

O OPEX de captura depende da mão-de-obra, manutenção, compra de produtos químicos, etc. No caso de plantas de purificação por meio de absorção com solventes, o custo do solvente deve ser considerado (Freund e Davison, 2002). Os custos de captura dependem da quantidade do CO₂ capturado, da concentração e pressão de CO₂ na corrente da fonte de emissões e da natureza do processo de captura (absorção química ou física, adsorção química ou física, membranas, destilação criogênica, etc.) O CAPEX de captura é associado com o equipamento requerido, tais como por exemplo as colunas de absorção.

Como citado anteriormente, o obstáculo englobando altos custos pode ser atenuado, se o gás for recuperado de processos industriais que forneçam correntes com concentrações de CO₂ mais altas. Desta forma, menos energia será requerida para purificá-la e conseqüentemente a custos mais baixos. Segundo Sasaki (2004), a concentração de CO₂ de gases de queima influencia a eficiência de separação e recuperação, ou seja, estas apresentam custos mais eficientes quando a concentração aumenta.

Como citado por Lysen (2002), se o CO₂ é quase puro, no melhor dos casos, somente desidratação e compressão podem ser requeridas antes do CO₂ ser transportado. Segundo Farla *et al.* (1995), até hoje pouca atenção foi dada à recuperação de CO₂ nos processos industriais, embora grandes quantidades sejam emitidas a altas concentrações por poucas indústrias. A Tabela 4.1 apresenta dados Hendriks *et al.* (2004) para captura destes casos e para aqueles com custos mais altos.

Tabela 4.1: Investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO₂

Fonte de Emissões	Custos de Captura (US\$/tCO₂)[*]
Produção de Amônia	4
Produção de Hidrogênio (gás puro)	4
Produção de Cimento	35
Produção de Ferro e Aço	36
Refinarias	36-53
Usinas de Energia	32-53
Petroquímicas	40-45

Nota: (*) Os dados originais estão apresentados em EUROS . Neste trabalho foram convertidos para US\$ utilizando a taxa de câmbio de 27/02/2004 (1,00 EUR = 1,249 US\$).

Fonte: Hendriks *et al.* (2004)

Nesta tabela pode-se observar que os custos de captura nas indústrias de produção de amônia e de hidrogênio são mais competitivos, pois, devido à alta concentração do CO₂ proveniente destes segmentos, não são necessários grandes dispêndios de energia para purificar a corrente gasosa, resultando em menores custos.

4.1.2 - CAPEX e OPEX de Transporte

Como já foi citado em itens anteriores, para grandes quantidades e longas distâncias, CO₂ é mais comumente transportado por dutos. No entanto, distâncias muito grandes podem tornar-se um obstáculo para a implementação do sequestro de CO₂ devido aos altos custos. Caminhões podem ser utilizados para quantidades reduzidas e curtas distâncias. Navios podem ser uma alternativa ao transporte offshore por duto, principalmente quando CO₂ tem que ser transportado por longas distâncias (Wildenborg e van der Meer, 2002).

Alguns fatores devem ser considerados ao se estimar os custos operacionais de transporte de CO₂ por dutos: vazão de CO₂, distância da fonte de emissões ao local de armazenamento e a

pureza do CO₂, pois sua contaminação pode mudar levemente as condições ótimas. Os custos de transporte provavelmente serão reduzidos quando operações de grande escala forem empregadas. Para os custos de capital, os quais estão associados aos custos de construção, os seguintes parâmetros devem ser considerados: geometria do duto (diâmetro interno), características do terreno, por exemplo, se a área é montanhosa, porque isto levaria a custos de construção mais altos. A densidade populacional também deve ser considerada, já que mais segurança é necessária para áreas povoadas (ou seja, mais válvulas são requeridas), o que pode aumentar consideravelmente os custos (Hendriks *et al.*, 2004).

Considerando estas questões, o custo de transporte pode variar significativamente para diferentes projetos. De acordo com Heddle *et al.* (2003), os custos para construção de um gasoduto são estimados em US\$21.000/in/km. A Tabela 4.2 apresenta alguns valores para CAPEX e OPEX de transporte por dutos.

Tabela 4.2: CAPEX e OPEX de transporte de CO₂ por dutos

Duto	Custos (US\$)	Observações	Referência Bibliográfica
CAPEX	21.000/ in/ km	(US\$21000 por polegada de diâmetro por km de comprimento)	Heddle <i>et al.</i> , 2003
OPEX	3.100/ km/ ano	(não depende do diâmetro do duto)	Heddle <i>et al.</i> , 2003
OPEX	1,00 – 8,00 / t CO ₂ a cada 250 km	(depende do tamanho e capacidade do duto)	IPCC, 2005

A Figura 4.1 apresenta os custos de capital e operacional para transportar CO₂ em grandes quantidades por um duto a cada 100 km. Nota-se que economias de escala existem para maiores vazões. Economias de escala são obtidas quando se opera com mais de 10 milhões de toneladas por ano. Este custo é de aproximadamente 0,50 dólares/tonelada/100km, custo relativamente baixo, comparado ao transporte por caminhão de 6 dólares/tonelada/100km. Além do mais, como a tecnologia de construção de dutos é considerada madura, não há perspectivas para redução de custos.

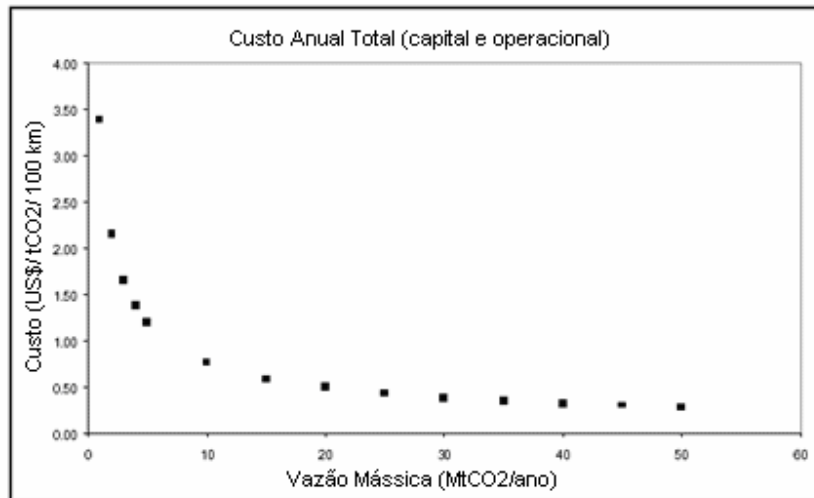


Figura 4.1: Custo de transporte de CO₂ em um duto
 Fonte: Herzog e Golomb (2004)

4.1.3 - CAPEX e OPEX de Armazenamento

Os componentes de custo de injeção de CO₂ nos locais de armazenamento incluem principalmente CAPEX para perfuração de poços e os custos relacionados à operação e manutenção do sistema (Nguyen e Allinson, 2002). A composição do custo total de armazenamento depende de local, custos de injeção, profundidade do reservatório, temperatura média, raio do reservatório, monitoração, vazão e o valor dos produtos derivados que podem ser comercializáveis (por exemplo, as receitas da recuperação avançada de hidrocarbonetos).

Devido à grande quantidade de parâmetros citados acima, o custo do armazenamento do CO₂ não pode ser estimado com precisão, uma vez que grandes variações podem ocorrer em tais parâmetros. Por exemplo, Nguyen e Allison (2002) apontam que na maior parte dos casos de armazenamento em reservatórios geológicos, os custos variam de menos de 5 dólares a mais de 20 dólares por tonelada. Geralmente, armazenamento em bacias terrestres apresenta menor custo que o armazenamento em bacias marítimas. Custos com esta opção devem incluir plataformas e outras instalações além de maiores custos operacionais. De acordo com Hendriks *et al.* (2004), os custos de perfuração offshore são mais altos. Certamente os custos variam consideravelmente entre projetos.

Em alguns casos (como é o deste trabalho), existem oportunidades de armazenamento a baixos custos ou até mesmo com certa rentabilidade, por meio do aumento da produção de óleo ou gás pela injeção de CO₂ nos reservatórios. Tais casos incluem a aplicação de CO₂ em recuperação avançada de óleo (EOR) e recuperação avançada em leitos de carvão (ECBMR). EOR pode ser atrativa do ponto de vista econômico pois este método pode reduzir os custos de seqüestro de CO₂ significativamente. No entanto, a opção de ECBMR tem maior custo pois requer um grande número de poços (Hendriks *et al.*, 2004). Além disso, armazenamento de CO₂ em leitos de carvão ainda está em fase inicial de desenvolvimento.

De acordo com Smith *et al.* (2002), além das vantagens devidas às receitas de CO₂ EOR, o custo de construção e operação dos poços injetores contribui somente com uma pequena parte do custo total do sistema. Além disso, geralmente, os custos com armazenamento são pequenas frações do custo de captura de CO₂ e conseqüentemente não tem sido foco de muita atenção.

Os custos estimados para seqüestro geológico de CO₂ dependem das considerações específicas do local tais como: quantidade necessária de poços de injeção, instalações na superfície, economias de escala e necessidade de monitoramento. À medida que a tecnologia se torna madura, incertezas nos custos são reduzidas. Especificamente, os custos de investimento em EOR englobam custos de compressores, equipamentos de separação, perfuração de poços, conversão de poços e completações. Em alguns projetos não são necessários novos poços. Já os custos operacionais incluem os custos de compra de CO₂, custos operacionais do campo, custos com combustível, etc. A seguir são apresentados os custos com EOR com mais detalhes.

Custos de Capital Iniciais

Há vários custos associados a equipar reservatórios existentes com infra-estrutura necessária para suportar projetos de CO₂ – EOR. Estes custos se classificam em duas categorias principais: custos de capital e custos operacionais. De acordo com Holtz *et al.* (1999), geralmente, o maior custo operacional para um campo EOR existente é o custo de compra inicial do CO₂, assim como o custo de recircular o CO₂ no reservatório. De acordo com Holtz *et al.*, (1999) outros custos de capital principais (mas não se limitam a) incluem:

- Custos operacionais do campo,
- Custos de coleta de dados do reservatório (sísmica, reprocessamento, registro de poços),
- Poços injetores e produtores (injetores podem necessitar de ligas resistentes à corrosão, embora Rocha (2007) afirme que o maior problema ocorre em poços produtores),
- Instalações de testes de poço automáticas,
- Custos de produção de efluente de CO₂,
- Modificações de usinas de energia existentes,
- Desulfurização de gás de combustão (se já não empregada),
- Equipamentos de recuperação de CO₂ (por exemplo, processo catalítico MEA),
- Manutenção de poços e
- Estruturas de injeção.

Custos Operacionais de Campo

A recuperação e separação de CO₂ do gás hidrocarboneto produzido representam a porção principal dos custos operacionais do campo. Tipicamente, o custo do CO₂ é desmembrado em preço inicial de aquisição e custo de reutilização. Sob muitos acordos existentes, o preço inicial de aquisição para um operador varia como uma função do preço do óleo acima de um preço base. A maior parte dos custos de injeção de CO₂ e do reservatório é modelada como uma função do preço do óleo.

A Figura 4.2 resume o custo de várias tecnologias de armazenamento de carbono em uma base de gás de efeito estufa evitada. De acordo com Herzog e Golomb (2004), as emissões evitadas são sempre menores que as emissões capturadas, devido à energia extra utilizada para capturar o CO₂. A quantidade de CO₂ capturado não é a mesma que a quantidade de emissões evitadas devido à utilização de energia que dá origem a emissões extras.

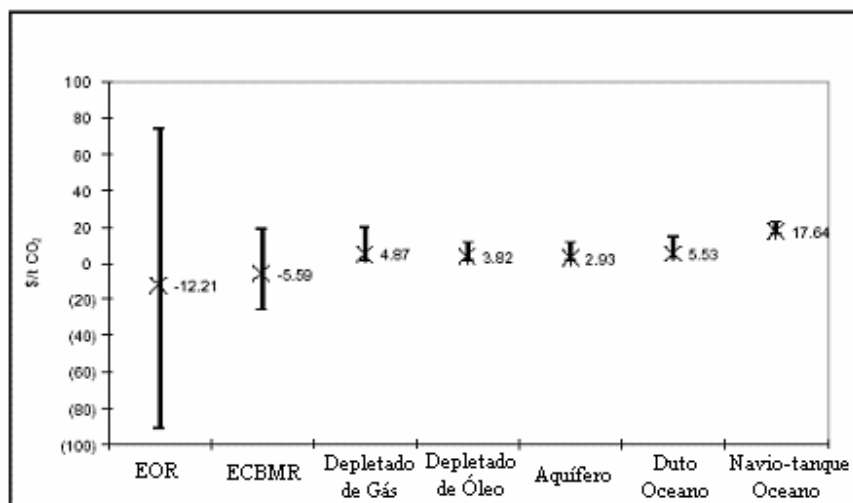


Figura 4.2: Custos de armazenamento de CO₂ incluindo transporte

Fonte: Herzog e Golomb (2004)

Os pontos no gráfico são para um caso base típico, enquanto as barras representam a faixa entre os casos representativos de altos e baixos custos. Excluindo a opção mais cara para o armazenamento no oceano, os custos do caso típico para o armazenamento de CO₂ (transporte + injeção) sem crédito de subprodutos de óleo ou gás estão na faixa de 3 a 5,50 dólares por tonelada de CO₂ (11 a 20 dólares por tonelada de C). A faixa de custo total pode ser caracterizada como 2 a 15 dólares por tonelada de CO₂ (7 a 55 dólares por tonelada de C). Com um crédito de subprodutos para gás ou óleo, os custos de armazenamento serão compensados em muitos casos. Por exemplo, em um caso base de EOR, pode-se pagar 12,21 dólares por tonelada de CO₂ e manter o ponto de equilíbrio econômico (*break-even*) dos projetos (custos iguais aos créditos de subproduto obtidos).

Os custos do armazenamento em um aquífero, por exemplo, são determinados pelos custos de um estudo preparatório, custos para um exercício de exploração (Sísmica 3D), custos para perfurar o número de poços requeridos e custos de controle/ supervisão.

Os custos de armazenamento em reservatórios de gás depletados são desenvolvidos por um estudo preparatório e os custos de reuso de poços existentes. Em alguns casos, compressão extra é requerida na cabeça do poço.

Os custos de estudos preparatórios compreendem os custos de licenças, relatórios ambientais, projeto de instalações de injeção/ anteprojetos para o projeto de armazenamento.

A Figura 4.3 apresenta um gráfico qualitativo do custo versus a capacidade das diferentes tecnologias de sequestro de CO₂.

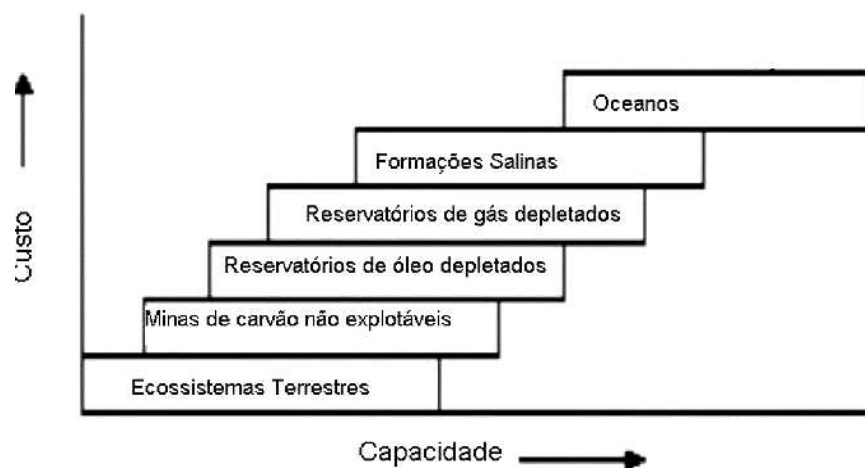


Figura 4.3: Custo x Capacidade dos depósitos de CO₂

Fonte: Adaptado de USDOE (2003)

Observa-se, na Figura 4.3, que os oceanos representam o maior potencial para armazenamento de CO₂. Apesar disto, esta opção é a menos compreendida em termos de mecanismos de sequestro e impactos ambientais.

CAPÍTULO 5 – SISTEMAS DINÂMICOS

Um sistema é uma combinação de dois ou mais itens inter-relacionados com algum propósito. Para compreender o comportamento de um sistema e como as várias partes interagem, freqüentemente ele é desmembrado ou simplificado para se fazer um modelo. O estudo de um sistema está mais preocupado com a forma de como os vários elementos interagem, ao invés, dos detalhes específicos de cada elemento individual. Um modelo de sistema freqüentemente reage muito diferentemente do que os elementos individuais iriam sugerir. Se existe compreensão de como um sistema funciona, torna-se mais fácil predizer seu comportamento sob variação das condições.

Forrester (1989) foi um dos pioneiros no campo de sistemas dinâmicos e da análise do comportamento dos sistemas. Sistema dinâmico (SD) é aquele que apresenta variação ao longo do tempo. O termo “dinâmico” refere-se à situação do sistema que está variando com o tempo. A dinâmica também pode ser interpretada como variações no estado de um sistema respondendo a mudanças nas variáveis de entrada. As partes interagem para criar uma progressão das condições do sistema. Dá-se o nome de dinâmica de sistemas (DS) ao método utilizado para entender como todos os objetos de um sistema interagem entre si. Os SD tratam de como os elementos variam com o tempo (Forrester, 1989).

O campo dos sistemas dinâmicos tem sido desenvolvido nos últimos 50 anos. Tais sistemas combinam a teoria, métodos e filosofia necessários para analisar o comportamento de sistemas não só em gerenciamento, como também em mudança ambiental, política, comportamento econômico, medicina, engenharia e outros campos. Existe uma estrutura básica comum a todos os sistemas, independente destes serem encontrados na engenharia, no gerenciamento, na economia, na natureza, na psicologia ou qualquer relação intencional de componentes.

O processo de SD parte de um problema a ser resolvido – uma situação que necessita ser melhor entendida ou de um comportamento indesejável que necessita ser corrigido ou evitado (Forrester, 1991). Os SD são muito úteis para entender como as políticas afetam o comportamento. Políticas são as regras que determinam as tomadas de decisão. Assim, ênfase

deve ser dada aos projetos de políticas que renderão sistemas com comportamento mais favorável (Forrester, 1998).

De acordo com Forrester (1991), os modelos são as ferramentas utilizadas para melhorar o entendimento básico da ciência. Devem auxiliar a organizar as informações de uma maneira mais compreensível.

5.1 - Ciclos de *Feedback*

O modelo dinâmico exige uma seqüência temporal de eventos, ou seja, o estado do sistema evolui no tempo.

Segundo Corbett Neto (2003), a dinâmica de sistemas não está interessada em valores precisos em determinado momento de tempo e sim nas tendências dinâmicas do sistema. Consiste em saber se o sistema é estável ou instável, se tende a crescer, decrescer, oscilar ou se tende ao equilíbrio.

O comportamento dinâmico que se observa em sistemas complexos é gerado pela sua estrutura causal. Em outras palavras, é uma consequência da estrutura do sistema.

A dinâmica de sistemas (DS) trata o problema por meio das relações causais de feedback (ciclos de retroalimentação). A seqüência circular de causas e efeitos é o que a dinâmica de sistemas denomina de “*feedback loops*” ou ciclos de realimentação. Os modelos da DS são formados por vários ciclos de realimentação inter-relacionados, isto é, as estruturas que geram os comportamentos dinâmicos de sistemas complexos são formadas por ciclos de realimentação. Não importa qual é a natureza do processo de decisão - humana, subconsciente, biológica, química, mecânica, elétrica, etc. - ela sempre estará embutida em pelo menos um ciclo de realimentação (Forrester, 2001).

Quando um elemento de um sistema indiretamente influencia a si mesmo, a parte do sistema envolvida é conhecida como um ciclo de realimentação ou ciclo causal. Segundo Richardson e Pugh (1981 *apud* Kirkwood, 1998), a realimentação é definida como uma transmissão e retorno de informação. Mais formalmente, o ciclo de realimentação é uma

seqüência fechada de causas e efeitos, isto é, um caminho fechado de ação e informação. A realimentação ocorre quando a variável X afeta a variável Y e esta por sua vez, afeta X. Neste sentido, não se pode olhar apenas para o efeito que uma variável causará em outra variável. É necessário olhar para todo o sistema de realimentação para se entender o comportamento dinâmico do sistema (Corbett Neto, 2003). Ainda, utilizando a linguagem de estoque-fluxo, pode-se afirmar que a causa-e-efeito em um ciclo de realimentação sempre ocorre de um estoque para um fluxo e então volta para o estoque novamente. Os diagramas de ciclo causal utilizam palavras para descrever as variáveis do modelo e setas para ilustrar as conexões causais.

Em vista do exposto acima, a utilização dos sistemas dinâmicos visa entender quais comportamentos podem ser gerados pela estrutura do sistema, além de observar como as variáveis podem responder a alterações das condições externas ou de variáveis e parâmetros internos e descobrir como atuar sobre estas variáveis e condições a fim de se eliminar efeitos indesejáveis. As decisões são derivadas de informações sobre o sistema. Além disso, como sistemas complexos são não-lineares precisa-se apelar para as simulações para tentar compreender quais comportamentos podem ser gerados pela estrutura do sistema. A DS também afirma que, por causa da não-linearidade, também não se pode prever o valor de variáveis do sistema em momentos específicos.

Qualquer modelo é estruturado em pressupostos sobre o ambiente físico e o processo de tomada de decisão em relação às estruturas físicas.

Em consequência dos SD serem formados por ciclos de realimentação, a grande maioria das variáveis é endógena. O raciocínio da DS é que a fonte dos problemas em um sistema faz parte do sistema, e os problemas não são causados por variáveis exógenas, por isso um dos objetivos é ter um modelo que simule o comportamento real endogenamente. Se o modelo não gerar o comportamento endogenamente, será necessário ampliar as suas fronteiras para que as causas do comportamento sejam incluídas.

Em vista da importância dos ciclos de realimentação para se compreender o comportamento dos SD, é necessário entender a sua natureza.

Existem dois tipos de ciclos de realimentação, os positivos e os negativos. Os ciclos positivos de realimentação produzem crescimento exponencial ou rápido declínio. Já os ciclos

negativos de realimentação produzem comportamento de convergência para um valor de referência, ou seja, tendem a estabilizar em um determinado nível.

5.1.1 - Ciclo de *Feedback* Positivo

Também conhecido como ciclo de realimentação positivo, ocorre quando uma variável realimenta a si mesma e assim reforça seu próprio crescimento ou declínio. Este tipo de realimentação gera um círculo vicioso ou virtuoso. No círculo vicioso, uma piora em uma variável, em uma corrente causal, resulta em mais piora da mesma variável. Enquanto que no círculo virtuoso, uma melhora em uma variável faz com que a variável caminhe no mesmo sentido, ou seja, melhore ainda mais.

Um sistema de primeira ordem com ciclo de realimentação positivo é aquele que cresce exponencialmente, isto é, os conteúdos do estoque produzem mais conteúdos do estoque. A ordem de um sistema se refere ao número de estoques que possui. Deste modo, um sistema de primeira ordem apresenta somente um estoque.

Um exemplo deste ciclo é o saldo em uma conta bancária de investimentos como a poupança: considerando uma taxa de juros positiva, desde que não haja retiradas de dinheiro, um aumento no saldo na poupança leva a um maior rendimento pago no período, aumentando por sua vez o saldo. Este comportamento é conhecido como crescimento exponencial e será descrito no item 5.2.2.

5.1.2 - Ciclo de *Feedback* Negativo

Caracteriza-se por apresentar uma estrutura que visa um objetivo. O ciclo de realimentação negativo, ou de equilíbrio, tenta manter o sistema em equilíbrio, reagindo a qualquer distúrbio e tendendo assim a manter o sistema em equilíbrio. É, pois, uma estrutura auto-reguladora. Se o nível atual da variável de interesse está acima do objetivo, a estrutura do ciclo impulsiona seu

valor para cima. Muitos processos de gerenciamento contêm ciclos de realimentação negativos, os quais fornecem estabilidade útil, mas que pode também resistir às variações necessárias.

Um exemplo de realimentação negativa aplica-se a um termostato. Se a temperatura de um ambiente está acima do nível desejado, o termostato detecta esta condição e o sistema refrigera o ambiente e se o ambiente é resfriado demais, o sistema aquece e volta para o determinado nível de temperatura desejado.

Um sistema contendo ciclos de realimentação negativos estará em equilíbrio somente quando todos os estoques forem iguais às suas metas simultaneamente. A Equação (5.1) representa tal sistema.

$$Estoque_t = Objetivo + (Estoque_{t-1} - Objetivo) \cdot e^{-\left(\frac{1}{coeficiente\ tempo}\right)^t} \quad (5.1)$$

onde:

Estoque_t: Estado do Sistema no tempo t

Estoque_{t-1}: Estado do Sistema no tempo anterior

Objetivo: Meta que se deseja alcançar

5.2 - Modelos Fundamentais de Referência

O caminho principal pelo qual os modeladores de SD focam os problemas é por meio do uso de modelos de referência, isto é, transferência de estruturas. Ao se estudar um sistema dinâmico pode-se basear em modelos de referência, ou seja, existem comportamentos comuns (similares) a diversos sistemas, estruturas genéricas ou padrões de comportamento que caracterizam a situação. Geralmente isto exige que se investigue como uma ou mais variáveis de interesse variam com o tempo.

Os modelos de referência são gráficos de séries no tempo de variáveis importantes que exibem modelos de comportamento (tais como crescimento e declínio linear, crescimento e

declínio exponencial, oscilação, crescimento em forma de S, crescimento com ultrapassagem e colapso). Estes não são os únicos existentes, mas cobrem a maioria da dinâmica observada em sistemas.

Estes modelos de referência também definem o horizonte de tempo de um modelo, o qual envolve a especificação de unidades de tempo (anos, meses, semanas, dias, etc.) e a duração do tempo (o tempo de início e o tempo de parada do modelo). A tarefa do modelador é identificar e incluir no modelo, somente aquelas variáveis que ajudam a explicar os modelos de referência.

Embora os sistemas reais possam exibir diversas curvas (e com frequência simultaneamente), a vantagem é de que o número de formatos “famílias” existente é relativamente pequeno.

As curvas mais freqüentes na descrição de diversos comportamentos dinâmicos são:

- crescimento linear, equilíbrio e declínio linear
- crescimento exponencial [e^{rt}], e declínio exponencial [e^{-rt}]
- convergência para um valor de referência (Procura de Metas) [$1-e^{-rt}$]
- oscilação em torno do valor de referência
- crescimento S

De acordo com Sterman (2000 *apud* Filipe, 2005), mais dois tipos de curvas podem ser incluídos:

- crescimento S com ultrapassagem do limite
- crescimento S seguido de colapso

5.2.1 - Grupo Crescimento, Equilíbrio e Declínio Linear

O grupo linear inclui equilíbrio, crescimento linear e declínio linear. Poucos sistemas apresentam o comportamento dinâmico de equilíbrio. Nestes sistemas não há pressões para variação. Do ponto de vista dos SD, o equilíbrio implica que, todas as variáveis de estado do

sistema (estoques) alcançaram simultaneamente seus valores desejados. Curiosamente, grande parte da ciência de gerenciamento e economia moderna utiliza modelos baseados no conceito de equilíbrio. Por outro lado, os modeladores de SD acreditam que os sistemas mais interessantes apresentam comportamentos de não-equilíbrio (USDOE, 1997).

O comportamento de crescimento linear é resultado de fluxos de entrada para o estoque iguais aos fluxos de saída.

O crescimento linear é resultado da equação diferencial de primeira ordem apresentada pela Equação 5.2. Neste tipo de comportamento, o efeito é proporcional à sua causa.

$$\frac{dS}{dt} = a \quad (5.2)$$

onde:

a: taxa de variação

S: estoque (estado do sistema)

Tem-se como solução, a Equação 5.3:

$$S = S_0 + a \cdot t \quad (5.3)$$

onde:

S_0 : estoque no instante inicial

Já o declínio linear, é representado pela Equação 5.4.

$$\frac{dS}{dt} = -a \quad (5.4)$$

Tem-se como solução, a equação 5.5:

$$S = S_0 - a \cdot t \quad (5.5)$$

5.2.2 - Grupo Crescimento e Declínio Exponencial

O grupo exponencial consiste de crescimento e declínio exponencial. Os sistemas reais tendem a crescer e decrescer exponencialmente ao longo do tempo, ao contrário do crescimento linear.

O crescimento exponencial é gerado por uma realimentação positiva. Neste caso, tem-se uma variável que aumenta a uma taxa percentual fixa. Conclui-se que quanto maior a quantidade, maior o crescimento. Assim, um ciclo de realimentação positivo ou de reforço, reforça a variação com mais variação, pois isso faz com que a quantidade aumente, o que conseqüentemente aumentará a taxa líquida de crescimento e assim por diante.

Nos estágios iniciais de crescimento, parece vagaroso e logo acelera. Assim, forma-se um ciclo vicioso ou virtuoso, dependendo da natureza da variação que está ocorrendo. Outro termo utilizado para descrever este comportamento é conhecido como “bola de neve”. Por isso, a natureza do crescimento em um sistema de gerenciamento, por exemplo, que tem um ciclo de realimentação positivo, pode ser decepcionante. Nos estágios iniciais de um processo de crescimento exponencial, algo que será um grande problema pode parecer sem importância porque está crescendo vagarosamente. Quando o crescimento acelera, pode ser tarde demais para resolver qualquer problema que este crescimento tenha criado.

Exemplos que se encaixam nesta categoria incluem a poluição e o crescimento populacional. Uma característica interessante do crescimento exponencial puro é que o tempo para a quantidade duplicar é constante (Corbett Neto, 2003). Leva o mesmo tempo para ir de 1 para 2 que de 1 milhão para 2 milhões. Além disso, vale a pena ressaltar que a maioria dos processos de crescimento tem limites nos seus crescimentos. Em algum ponto, algum limite irá parar o crescimento.

Entretanto, o crescimento nunca é perfeitamente exponencial, devido a perturbações na estrutura de realimentação. Porém o comportamento dominante nesta estrutura é o crescimento exponencial. Além disso, a DS acredita que nenhuma quantidade cresce para sempre. Haverá um momento em que uma ou mais realimentações negativas dominarão o sistema, à medida que vários limites de crescimento forem alcançados.

O crescimento exponencial é o resultado da equação diferencial de primeira ordem, apresentada pela Equação 5.6:

$$\frac{dS}{dt} = a \times S \quad (5.6)$$

onde:

a: taxa de variação

S: estoque (estado do sistema)

Tem-se como solução, a Equação 5.7:

$$S = S_0 \times e^{at} \quad (5.7)$$

Se $a > 0$, a função $S(t)$ cresce indefinidamente, por outro lado se $a < 0$, $S(t)$ tende para zero.

5.2.3 - Grupo Convergência para um Valor de Referência

Todos os sistemas vivos (e muitos sistemas não vivos) exibem este tipo de comportamento. É gerado por uma realimentação negativa. Qualquer realimentação negativa inclui um processo que compara o objetivo desejado com o atual e toma ações corretivas.

Com este tipo de comportamento, a quantidade de interesse começa acima ou abaixo de um objetivo e ao longo do tempo move-se em direção ao objetivo.

As Equações 5.8 e 5.9 que descrevem este comportamento são de primeira ordem:

$$\frac{dS}{dt} = a \times (A - S) \quad (5.8)$$

$$S = A - (A - S_0) \times e^{-at} \quad (5.9)$$

onde:

a: rapidez da convergência

S: estado do sistema

A: objetivo (valor de referência)

5.2.4 - Grupo Oscilação em Torno do Valor de Referência

O sistema oscilatório é um sintoma característico de estruturas de realimentação negativas. Um ciclo de realimentação negativo com um atraso (retardo) substancial pode levar à oscilação. O comportamento específico depende das características do ciclo particular. A quantidade de interesse flutua em torno de algum nível. A oscilação inicialmente mostra-se com crescimento exponencial e torna-se um crescimento em forma de S antes de reverter a direção.

O estado do sistema é comparado ao seu objetivo e ações corretivas são tomadas para eliminar discrepâncias. No entanto, há atrasos envolvidos na inter-relação causal. Em consequência disso, as ações corretivas demoram algum tempo para terem efeito. Isso faz com que haja mais ações corretivas do que as necessárias, quando os atrasos são ignorados ou não são entendidos perfeitamente, fazendo com que o estado do sistema ultrapasse a sua meta. Desta forma, o sistema é forçado a ajustar demasiadamente, provocando uma nova ação corretiva no sentido oposto. Esta dinâmica é repetida várias vezes e acaba gerando um comportamento no qual o estado do sistema oscila em torno do seu objetivo.

Oscilação é um dos comportamentos dinâmicos mais comuns no mundo e é caracterizada por vários modelos distintos descritos na Tabela 5.1.

As oscilações podem ter periodicidades (o número de picos que ocorrem antes do ciclo se repetir) de qualquer número. As oscilações sustentadas são caracterizadas por uma periodicidade de um (USDOE, 1997).

As oscilações amortecidas são exibidas por sistemas que utilizam processos de dissipação ou relaxamento (USDOE, 1997). Exemplos de tais processos incluem fricção nos sistemas físicos e abrandamento de informação em sistemas sociais.

As oscilações do tipo explosão ou crescem até se estabelecerem em um modelo sustentado ou crescem até que o sistema seja quebrado (USDOE, 1997). Em geral não ocorrem muito freqüentemente no mundo real, nem duram muito quando ocorrem.

Já, o comportamento caótico, é uma curva oscilatória irregular, que nunca se repete (seu período é essencialmente infinito) (USDOE, 1997).

É importante salientar que, para que um sistema apresente oscilação, é necessário que exista mais de um estoque e que haja um atraso. O grau da oscilação geralmente sofre o impacto dos atrasos do processo. Pelo menos dois estoques são necessários ou, em outras palavras, a equação diferencial representativa deste fenômeno tem que ser pelo menos de segunda ordem.

Tabela 5.1: Classificação dos tipos de sistemas oscilatórios

Tipo de oscilação	Características
Sustentada	Periodicidade de 1 (um). Amplitude Constante. Equilíbrio fixo estável não é alcançado.
Amortecida	Oscilação da amplitude dissipa-se ao longo do tempo. Equilíbrio estável é alcançado.
Explosão	Não é comum no mundo real. Amplitude aumenta ao longo do tempo. Crescimento tende a um modelo sustentado ou deterioração do sistema.
Caótica	Caminho do tempo randômico nunca se repete Amplitude irregular e período infinito Pode ser encontrada em muitos sistemas naturais, tais como modelos meteorológicos.

A forma canônica do oscilador harmônico linear sem atrito está apresentada na Equação 5.10 (Filipe, 2005):

$$\frac{d^2 S}{dt^2} + \omega^2 \times S = \omega^2 \times A_0 \quad (5.10)$$

onde:

S: estoque (estado do sistema)

ω : frequência de oscilação.

A_0 : valor em torno do qual a oscilação ocorre.

O sistema pode também ser alternativamente descrito por duas Equações 5.11 e 5.12 de primeira ordem acopladas:

$$\frac{dS}{dt} = U \quad (5.11)$$

$$\frac{dU}{dt} = \omega^2 \times (A_0 - S) \quad (5.12)$$

5.2.5 - Grupo Formato de S

Esse comportamento é gerado por interações não-lineares das estruturas fundamentais e é muito freqüente quando existem fatores limitantes de um crescimento exponencial. Essa limitação pode advir do fato do número de unidades que podem passar de um estado para outro ser finito, ou ainda de haver um constrangimento externo ao crescimento (Filipe, 2005).

Uma inspeção do crescimento S revela que é realmente uma combinação de dois grupos - crescimento exponencial e o do grupo de convergência para um valor de referência. Mais precisamente, no caso do crescimento S, o crescimento exponencial dá caminho ao comportamento de convergência para um valor de referência quando o sistema se aproxima de seu limite ou capacidade de sustentação.

A equação diferencial não linear apresentada pela Equação 5.13 é de primeira ordem:

$$\frac{dS}{dt} = a \times S \times (S_0 - S), \text{ com } a > 0. \quad (5.13)$$

onde:

a: taxa de crescimento do sistema

S: estoque (estado do sistema)

S_0 : limite/capacidade de sustentação

5.2.5.1 - Crescimento S com ultrapassagem do limite

Algumas vezes o sistema pode ultrapassar sua capacidade. Se isto ocorrer, e a capacidade de sustentação do sistema não for completamente destruída, o sistema tende a oscilar em volta da sua capacidade de sustentação.

As equações diferenciais que descrevem o fenômeno, quando o atraso ocorre na percepção da utilização da capacidade de sustentação, são apresentadas pelas Equações 5.14 e 5.15 (Filipe, 2005):

$$\frac{dS}{dt} = K \times S \times \left(1 - \frac{U}{S_0}\right), \text{ com } K > 0 \quad (5.14)$$

onde:

S: estado do sistema

S_0 : capacidade de sustentação

$$\frac{dS}{dt} = \frac{S - U}{\text{delay}} \quad (5.15)$$

5.2.5.2 - Crescimento S seguido de colapso

Por outro lado, se o sistema ultrapassar e sua capacidade de sustentação for prejudicada, o sistema eventualmente terá um colapso. Este fenômeno é conhecido como uma resposta do sistema “ultrapassagem e colapso”. Um terceiro resultado possível de um evento de ultrapassagem é que um sistema simplesmente irá reverter a direção e se aproximar da capacidade do sistema em um modelo em forma de S reverso. Como com um modelo em forma de S “normal”, um modelo de S reverso é uma combinação de duas curvas - declínio exponencial e um espiral de auto- reforço de declínio.

Este modelo é descrito pelo sistema de equações diferenciais 5.16 e 5.17:

$$\frac{dS}{dt} = a \times S \times (S_0 - S), \text{ com } a > 0. \quad (5.16)$$

$$\frac{dS_0}{dt} = -\beta \times (S^n - L), \text{ com } \beta > 0. \quad (5.17)$$

5. 3 - Elementos de um sistema

Os sistemas são construídos com alguns tipos de blocos de construção. A Figura 5.1 apresenta os principais deles.

Tais blocos são representados pelos ícones:

- Estoques ou Reservatórios;
- Fluxos;
- Conectores;
- Conversores.

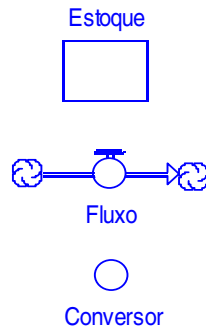


Figura 5.1: Blocos de construção

O bloco básico de construção de sistemas dinâmicos é o estoque, representado por um retângulo, e é utilizado para representar qualquer entidade que acumula, ou seja, uma quantidade de uma entidade (massa ou energia). Um estoque representa a condição ou estado do sistema em qualquer ponto no tempo. Para decidir que variáveis podem ser representadas como estoque, identifica-se que variáveis no sistema podem conter algum valor em um dado tempo, se o fluxo for suspenso. Exemplos de estoque incluem: reservas de petróleo, população, poluição, etc.

Os estoques caracterizam o estado do sistema e geram as informações nas quais as ações e decisões são baseadas.

Para calcular-se o estoque, utiliza-se a Equação 5.18:

$$Estoque(t) = \int_0^t [Taxa\ de\ Entrada(s) - Taxa\ de\ Saida(s)] ds + Estoque(t-1) \quad (5.18)$$

O segundo bloco de construção é o fluxo, 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). O nível dos estoques só pode ser mudado pelas taxas de fluxo, nunca por outro estoque. Enquanto que as taxas de fluxo só podem ser controladas pelo nível do estoque, nunca por outras taxas de fluxo. Em outras palavras, as acumulações nos estoques têm que resultar de alguma atividade. Essas atividades não podem acontecer sem deixar algum traço. Além disso, os fluxos possuem reguladores (ou válvulas) que controlam as taxas de transferência

de massa e energia. Adicionalmente, quando um fluxo não é conservado, uma nuvem automaticamente será anexada a ele. As nuvens indicam as entradas e saídas pelas fronteiras do sistema, representando uma quantidade imensurável ou infinita.

Na modelagem dos SD, acredita-se que o comportamento dinâmico surge devido ao Princípio da Acumulação. Este princípio estabelece que todo o comportamento dinâmico no mundo ocorre quando fluxos se acumulam nos estoques (USDOE, 2005). As entidades informativas e não-informativas podem se mover através de fluxos e se acumulam nos estoques. Na teoria, um estoque pode ter qualquer número de fluxos de entrada e de saída. Na prática, no entanto, um modelo de um sistema dinâmico geralmente contém estoques com não mais de quatro a seis fluxos de entrada e/ou de saída.

O terceiro bloco é conhecido como conector, 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.

A descrição matemática de um sistema requer apenas os estoques e seus respectivos fluxos. No entanto, para evitar grandes equações, muitas vezes difíceis de serem compreendidas, aconselha-se a utilização de variáveis intermediárias ou auxiliares.

O último bloco de construção é o conversor, o qual contém equações que geram um valor de saída para cada período de tempo e frequentemente 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. Também são úteis para armazenar valores constantes. Nada é armazenado em um conversor. Adicionalmente, os conversores podem ser definidos como receptáculos para especificar a lógica que regula o volume do fluxo.

Resumindo, os estoques, fluxos e conversores são portadores “recipientes” de uma equação ou constante. O *software* automaticamente gera as equações que correspondem diretamente a cada um dos ícones (USDOE, 2005).

Vale ainda ressaltar que na modelagem de SD, todas as equações são representadas por equações diferenciais de primeira ordem. Em todos os ambientes de simulação de SD, as equações baseadas no tempo são substituídas por equações de diferenças finitas, as quais são então aplicadas ao longo de sucessivos intervalos de tempo.

Estruturas Genéricas de Fluxo

A seguir são apresentadas cinco simples estruturas genéricas de fluxo, ou arquétipos, para representar atividades. Com tais estruturas é possível esperar determinado comportamento do sistema. São elas:

- Combinação
- Exaustão
- Produção
- Fluxo Coincidente
- Ajuste de Estoque

Em suma, através da analogia de estruturas pode-se prever o tipo de comportamento produzido, uma vez que as estruturas já são conhecidas. A seguir são detalhados os diferentes tipos de estruturas genéricas de fluxo.

Processo de Combinação

A estrutura básica de processo de combinação apresentada na Figura 5.2, tanto para o estoque como para o fluxo, produz um comportamento do tipo crescimento exponencial. O modelo básico de combinação é apropriado sempre que se quer representar um processo de crescimento de auto-reforço. Em um processo de combinação, o estoque serve de base para produzir seu próprio fluxo de entrada.

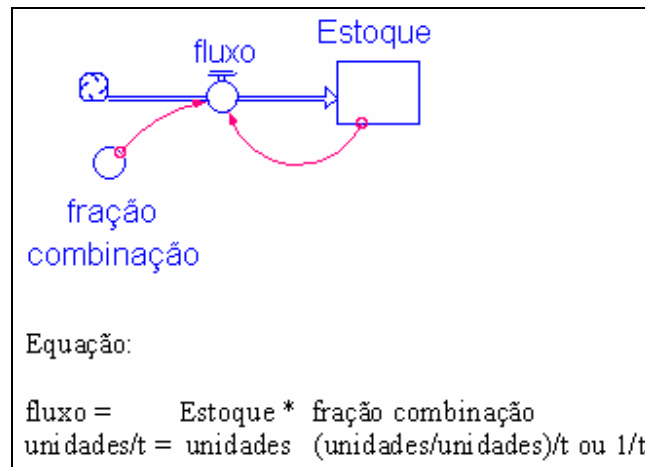


Figura 5.2: Estrutura genérica de processo de combinação

Como a Figura 5.2 indica, os dois parâmetros de entrada para o fluxo são o *Estoque* e a *fração de combinação*. O fluxo (um fluxo de entrada para o estoque) é definido como o produto dos dois parâmetros de entrada. A fração de combinação pode ser ou um estoque ou um conversor. Suas unidades de medidas são “unidades/unidade/tempo”, onde “unidades” definem o que quer que seja o que o estoque está medindo. A fração combinação informa quantas novas unidades são produzidas por unidade de tempo para cada unidade existente residindo no estoque.

O crescimento exponencial ocorre porque a quantidade gerando o fluxo (ou seja, o estoque) torna-se maior à medida que o fluxo de entrada deposita material em seu interior. Uma base maior para a produção significa um fluxo maior. Um fluxo maior significa um estoque ainda maior. O ciclo continua com fluxos maiores rendendo estoques ainda maiores. Valores maiores para a fração combinação acelerarão a combinação; valores menores a atrasarão.

Processo de Exaustão

A estrutura genérica do processo de exaustão é representada pelo sistema mostrado na Figura 5.3.

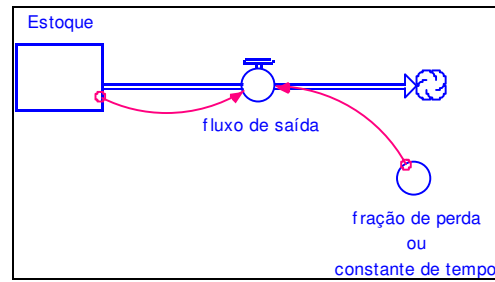


Figura 5.3: Estrutura genérica do processo de exaustão

A equação do fluxo de saída deste sistema é calculada multiplicando-se o estoque pela fração de declínio ou dividindo-o pela constante de tempo, como se observa na Equação 5.19:

$$\text{fluxo de saída} = \text{Estoque} \times \text{fração de perda} \quad (5.19)$$

Processo de Produção

Outro tipo de comportamento encontrado está apresentado na Figura 5.4. O comportamento linear apresentado na Figura 5.4 é resultado da estrutura genérica de um sistema de produção. Neste tipo de estrutura, um estoque estimula o crescimento ou declínio de outro estoque sem que seja consumido. Em tal sistema, o recurso (catalisador) é constante. Além disso, o recurso pode ser representado por um conversor ao invés de um estoque, pois aqui não é importante o conhecimento da alimentação do estoque.

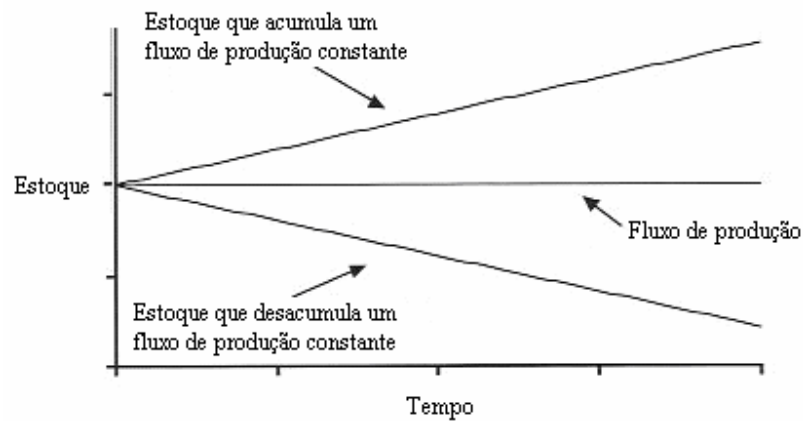


Figura 5.4: comportamento genérico produzido pela estrutura de produção

Fonte: (Adaptado de STELLA, 2001)

O fluxo de produção é definido pelo conhecimento dos dois dados de entrada (recurso x produtividade). A estrutura que gera este comportamento linear está apresentada na Figura 5.5.

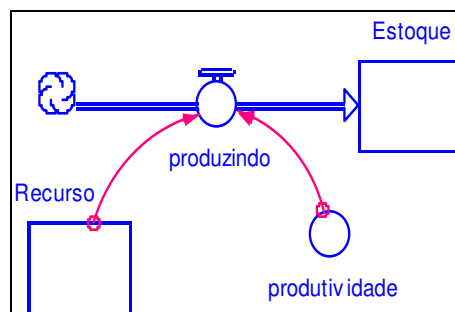


Figura 5.5: Estrutura genérica do processo de produção

Um exemplo de um processo de produção está representado na Figura 5.6. Por exemplo, a quantidade de óleo nos tanques cresce linearmente em função do número de poços e da produtividade de extração.

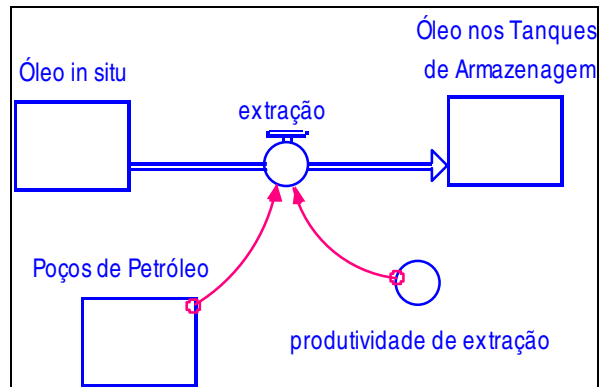


Figura 5.6: Exemplo de processo de produção

Processo de Fluxo Coincidente

Neste processo, o comportamento do fluxo coincidente reflete aquele do fluxo principal, a menos que o coeficiente de conversão seja uma variável. O que difere os dois fluxos é o coeficiente de conversão. A Figura 5.7, mostra a estrutura genérica do processo de fluxo coincidente “*co-flowing*”. Neste tipo de estrutura, o fluxo é ligado diretamente a outro fluxo.

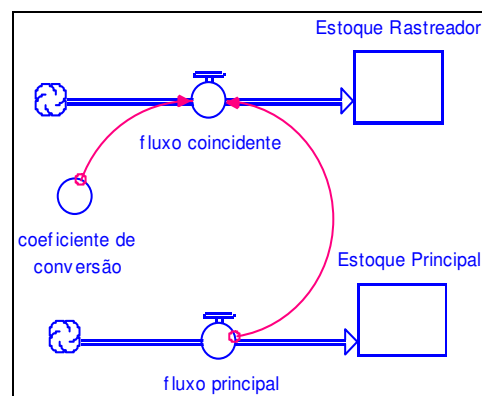


Figura 5.7: Estrutura genérica do processo de fluxo coincidente

Um exemplo de estrutura de fluxo coincidente está apresentado na Figura 5.8.

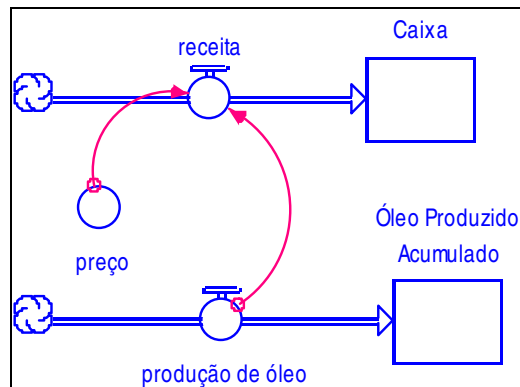


Figura 5.8: Exemplo de estrutura de fluxo coincidente

Analisando a Figura 5.8, observa-se que o fluxo “receita” ocorre paralelamente com o processo de produção de óleo. Os dados de entrada para a receita no exemplo acima são a produção e o preço do óleo.

Ajuste de Estoque

Utiliza-se a estrutura de ajuste de estoque sempre que se deseja representar um fluxo de atividade que ajusta um estoque a uma meta. A estrutura está representada pela Figura 5.9.

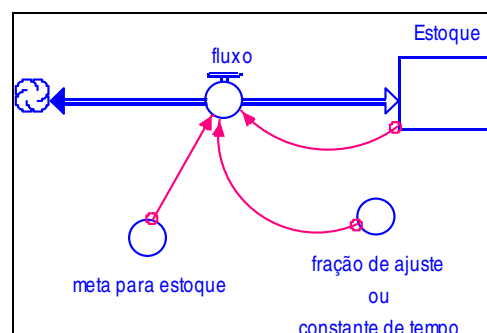


Figura 5.9: Estrutura genérica de ajuste de estoque

O fluxo é definido multiplicando-se a diferença entre o estoque e a meta pela fração de ajuste, ou ainda, dividindo-se a diferença pela constante do tempo. Além disso, sempre que existe uma discrepância entre o estoque e a meta, o fluxo gradualmente ajusta o estoque em direção à meta.

A Figura 5.10 ilustra um exemplo deste tipo de estrutura.

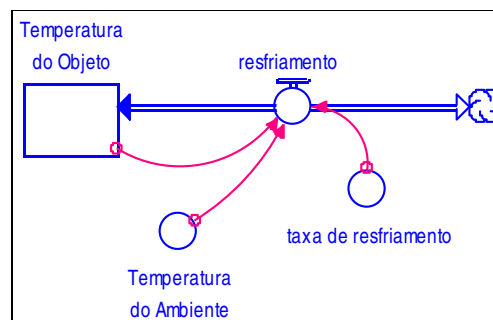


Figura 5.10: Exemplo de um processo de ajuste de estoque

A estrutura apresentada na Figura 5.10 é a conhecida Lei de Newton de resfriamento. Aqui o fluxo de resfriamento é proporcional à diferença entre a temperatura do objeto e a temperatura ambiente.

O comportamento do processo de ajuste de estoque é muito similar ao processo de exaustão, como pode ser visualizado na Figura 5.11.

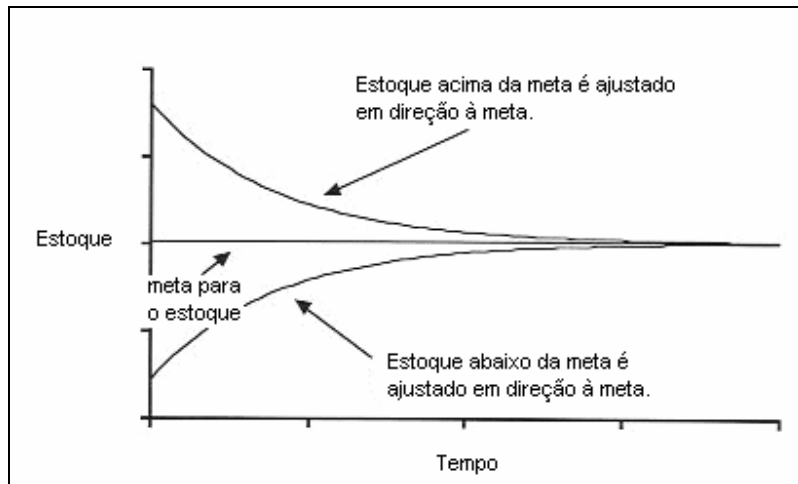


Figura 5.11: Comportamento produzido por um processo de ajuste de estoque (meta constante).

Fonte: STELLA, 2001

Na Figura 5.11, a curva superior representa o comportamento gerado quando o estoque que está acima da meta é ajustado em direção à meta.

A Equação (5.20) que rege este sistema é:

$$Fluxo = \frac{Meta - Estoque}{constante\ de\ tempo} \quad (5.20)$$

5.4 - Aplicação dos Modelos Fundamentais de Referência

Após o conhecimento da função dos modos fundamentais é necessário identificar que estruturas causam determinados comportamentos observados na realidade. Quando se observa um crescimento exponencial em uma variável, sabe-se que existe pelo menos um ciclo de realimentação positivo na estrutura que o gerou. Entretanto, isso não quer dizer que há apenas uma realimentação positiva, provavelmente muitos ciclos de realimentação negativos também farão parte do sistema. No entanto, se o sistema exibe um crescimento exponencial, pode-se concluir que os ciclos de realimentação positivos são dominantes naquele período.

A compreensão de quais estruturas geram determinados comportamentos é muito útil no sentido da busca inicial da estrutura causal do sistema.

5.5 - Diagramas de Ciclos Causais

A fim de ilustrar as estruturas citadas no tópico anterior antes de transformá-las em equações, a dinâmica de sistemas (DS) criou os diagramas de ciclos causais. Nestes diagramas são apresentadas as variáveis que compõem a estrutura de realimentação. Tais variáveis são conectadas por flechas, e cada flecha tem um sinal positivo ou negativo. O sinal positivo indica que quando a variável que está no começo da flecha aumenta, a que está na ponta também aumenta. Já o sinal negativo indica que quando a variável que está no começo da flecha aumenta, a que está na ponta diminui. Em outras palavras, o sinal positivo quer dizer que as duas variáveis caminham na mesma direção, e vice-versa.

Além dos sinais em cada flecha, a um ciclo completo também é dado um sinal. O sinal para um ciclo particular é determinado contando-se o número de sinais negativos (-) em todas as flechas que compõem o ciclo. Especificamente:

- Um ciclo de realimentação é definido positivo, indicado por um sinal (+), se contém um número par de flechas causais negativas.
- Um ciclo de realimentação é definido negativo, indicado por um sinal negativo, se contém um número ímpar de flechas causais negativas.

Deste modo, o sinal de um ciclo é o produto algébrico de sinais de suas flechas.

Os diagramas causais são ótimos para representar interdependências e processos de realimentação. Porém, tais diagramas não são suficientes por não capturarem a estrutura de estoques e fluxos de um sistema que, junto com ciclos de realimentação, são conceitos essenciais na Dinâmica de Sistemas. Os diagramas de ciclos causais somente sugerem os possíveis modos de comportamento para um processo.

5.6 - Ferramenta

Uma linguagem com interface gráfica foi desenvolvida para modelos de sistemas dinâmicos: a linguagem STELLA[®] (Structured Thinking Experimental Learning Laboratory with Animation), baseada em ícones, foi desenvolvida tanto para ambiente WindowsTM como para Macintosh[®], pela High Performance Inc (Stella, 2001).

A ferramenta fornece um ambiente gráfico. O usuário começa desenhando um diagrama do sistema e utiliza uma simples linguagem simbólica, descrevendo as variáveis de estado e fluxos do processo. Em seguida, o usuário continua a definir os valores numéricos para constantes, condições iniciais etc. As relações funcionais que direcionam o modelo podem ser escritas tanto por equações matemáticas ou graficamente ao desenhar as curvas.

Utilizando algumas entidades gráficas simples, o modelador descreve o sistema considerado e executa uma simulação. O *software* desenvolve um conjunto de equações de diferenças finitas da descrição (sem o usuário escrever uma única linha de código), aplica uma técnica numérica para uma solução, executa a simulação e apresenta os resultados nos formatos de gráficos e tabelas. O *software* STELLA[®] escolhe por “default” as técnicas numéricas de Euler, mas permite que usuários mais sofisticados interajam com a matemática do modelo e selecionem outros métodos, tais como Runge-Kutta de 2^a ou de 4^a ordem para resolver os sistemas de equações diferenciais, além dos intervalos de tempo etc. O método de Euler é o mais simples e menos exato método de integração numérica disponível (para um determinado DT). Na verdade, devido a sua simplicidade conceitual, é o método cuja nomenclatura da equação de estoques de SD genéricos é baseada (USDOE, 2005). Do mesmo modo, o *software* escolhe um intervalo de tempo (*time-step*) padrão, mas também permite que seja ativado. Além disso, vale a pena ressaltar que as soluções simuladas para modelos de SD diferem para diferentes intervalos de tempo (DT) e/ou método de integração numérica utilizado. Se DT for reduzido, a solução da simulação torna-se mais exata, porém induz o computador a trabalhar mais (USDOE, 2005). Do mesmo modo o método de integração numérica difere pela exatidão e número de cálculos necessários. Segundo Taffe (1991), cabe ao modelador entender tanto o conceito de entidades que têm taxas de variação, como o conceito da variação em uma entidade e seu novo valor,

recalculados em uma série de intervalos de tempo. Já, a mecânica do processo, como citado anteriormente, é assumida pelo *software*, deixando o modelador livre desta tarefa.

Embora modelos possam ser construídos hierarquicamente com sub-modelos em níveis diferentes, a ferramenta STELLA[®] não é destinada para sistemas altamente complexos, particularmente sistemas 2D ou 3D, que envolvam distribuições espaciais, evolução do tempo ou equações diferenciais parciais, e sim para problemas que possam ser descritos por equações diferenciais ordinárias.

Como será visto mais adiante, neste trabalho será utilizada a abordagem de sistemas dinâmicos para descrever o comportamento técnico-econômico do seqüestro de CO₂ em operações de EOR.

5.7 - Seqüência de Eventos da Simulação

Como pode ser confirmado em Peterson e Richmond (1994 *apud* USDOE, 1997), a maior parte dos *softwares* de SD seguem a seqüência de eventos, descrita na Figura 5.12, para simular um modelo.

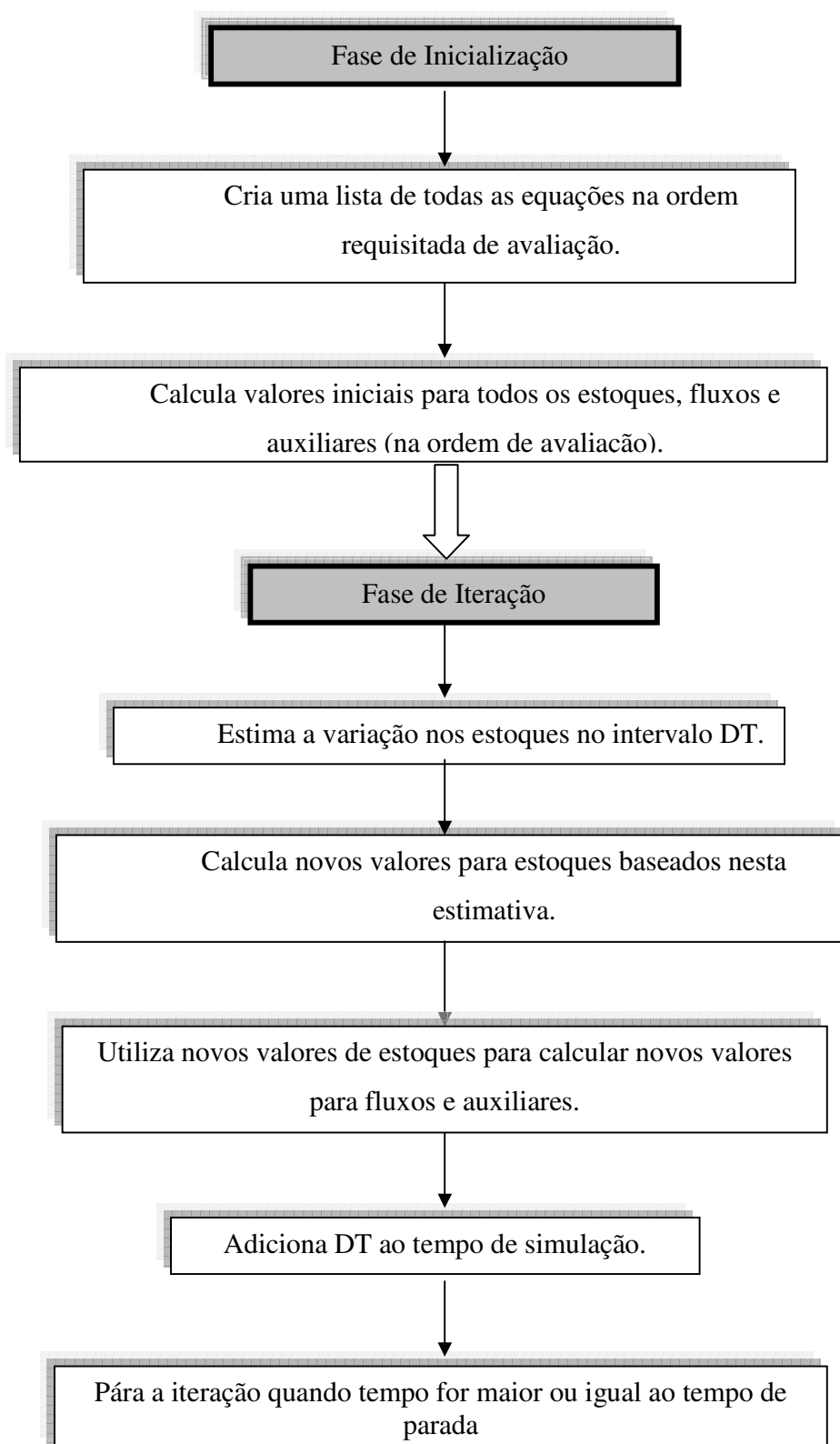


Figura 5.12: Seqüência de eventos de uma simulação

Fonte: Adaptado de Peterson e Richmond (1994 *apud* USDOE, 1997)

5.8 - Equações Fundamentais dos Sistemas Dinâmicos

As equações diferenciais descrevem processos que mudam suavemente com o tempo, porém são difíceis de serem computadas (Kurtz dos Santos, 2004). Geralmente, os modelos dinâmicos são descritos por equações diferenciais ou de diferenças finitas. As equações de diferenças finitas, mais simples, podem ser utilizadas para processos que mudam de estado para estado (Kurtz dos Santos, 2004). O sistema resolve iterativamente equações de diferenças finitas como aproximações discretas para equações diferenciais (Kurtz dos Santos, 1992).

A DS é uma técnica de modelagem contínua no tempo; no entanto, para gerar soluções de simulações para seus modelos, são empregadas aproximações discretas no tempo (DT não é infinitesimalmente pequeno) para fundamentar o sistema contínuo no tempo. O processo de simulação com o intervalo de tempo discreto é meramente uma ferramenta utilizada para aproximar o sistema de tempo contínuo real.

CAPÍTULO 6 – METODOLOGIA: SIMULAÇÃO DINÂMICA E ANÁLISE ECONÔMICA DE SEQÜESTRO DE CO₂ - EOR

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, bem como auxilia 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, assim como os custos e receitas envolvidos em todo o processo da captura ao armazenamento do gás, para a avaliação tecno-econômica do método. Um fluxograma da metodologia é apresentado na Figura 6.1.

Uma das etapas da tese consistiu na elaboração do modelo de simulação dinâmica do processo de seqüestro de CO₂ com EOR com auxílio do *software* Stella[®]. Para a confecção do fluxo de caixa do projeto de EOR/seqüestro de CO₂, os dados relacionados com o processo foram adquiridos da literatura e através de contatos e visitas à um campo onde a injeção de dióxido de carbono é efetuada em reservatórios de óleo exauridos.

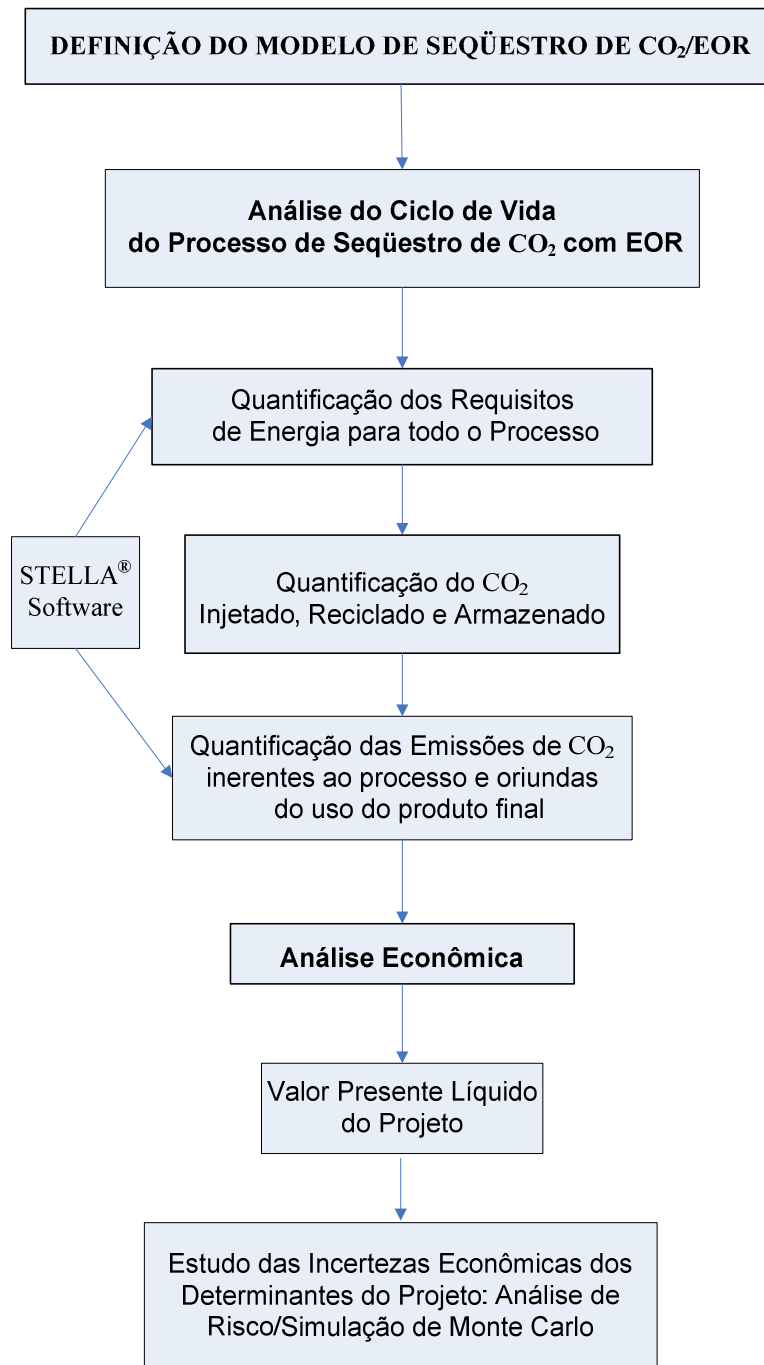


Figura 6.1: Fluxograma da metodologia

6.1 - Estudo de Caso: Injeção de CO₂ em um Reservatório de Óleo em um Campo Maduro Terrestre

Este estudo é baseado em um campo maduro terrestre de óleo, localizado na Bacia do Recôncavo no nordeste do Brasil. O óleo descoberto nesta pequena bacia, nos final dos anos trinta, apresenta elevado grau API. Neste estudo, assumiu-se que a produção de óleo deve-se a aplicação de métodos de EOR. Portanto, todo o óleo produzido é fruto da injeção de CO₂. Os dados foram obtidos a partir de visita de campo e com um especialista em CO₂ - EOR. As principais características técnicas e econômicas do campo são mostradas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Características técnicas e econômicas do reservatório

Volume de Óleo Original (MMbbl)	38
Grau API	35
Área do Campo (km ²)	12,00
Vazão de CO ₂ Injetado (t/d)	200
Razão de Armazenamento (%)	50
Produção de Óleo (bbl/ano)	182.500
Consumo de CO ₂ por Barril de Óleo Produzido (t/bbl)	0,40
Capex de Captura (milhões de US\$)	6,00
Capex de Compressão (milhões de US\$)	5,00
Capex de Transporte (milhões de US\$)	9,00
Capex de Armazenamento (milhões de US\$)	1,00
Custo de Abandono (milhões de US\$)	1,10
Custo do CO ₂ (US\$/t)	12,00
Opex de Compressão (US\$/t)	7,50
Opex de Transporte (US\$/t)	0,50
Opex de Armazenamento (US\$/t)	3,00
Opex Total (milhões de US\$/ ano)	1,68

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 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 6.2 apresenta um esquema das etapas de seqüestro de CO₂ no campo de óleo maduro na Bacia do Recôncavo.



Figura 6.2: Esquema do seqüestro de CO₂ no campo maduro de óleo na Bacia do Recôncavo

Neste projeto, os investimentos com transporte de CO₂ são: 20.000 dólares por km por polegada, em um local com infra-estrutura adequada. Os investimentos em compressão são aproximadamente 2.000 dólares por HP (Rocha, 2004).

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 campo de óleo grande 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 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. Também se considera aqui que os custos com poços não são levados em conta na análise econômica do projeto, pois já estão presentes no campo. Adicionalmente, o custo de armazenamento de CO₂ inclui custos de separação, compressão e reciclo do CO₂ produzido com o óleo, além da pequena contribuição de custos de monitoração de seqüestro de CO₂.

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.*, 2005c).

As premissas fiscais e econômicas utilizadas neste estudo são apresentadas na Tabela 6.2. O fluxo de caixa é estimado utilizando as seguintes suposições: as receitas de óleo são baseadas nas condições do mercado, créditos de CO₂, custos do projeto tais como custos fixos operacionais (OPEX), custos operacionais variáveis, custos de capital com tratamento de CO₂, compressão, transporte, armazenamento, impostos como imposto de renda, PIS/COFINS, fatia governamental (royalties, aluguel de área, etc). Assumiu-se uma taxa de desconto de 12%. Como discutido no item anterior, a taxa de desconto reflete o custo de oportunidade de investir neste projeto, que depende: do mercado mundial de créditos de CO₂, cenário macro-econômico, estágio do campo (campos marginais, por exemplo) etc. Além do mais, a depreciação das instalações foi iniciada no primeiro ano e os custos de abandono são depreciados a partir do quarto ano.

Tabela 6.2: Modelo econômico: premissas fiscais e econômicas

Vida Útil do Projeto (anos)	20
Preço do Óleo (US\$/ bbl)	35
Taxa de Desconto	12%
Imposto de Renda	25%
(PIS/ PASEP + COFINS)	3,65%
Royalties (produção bruta)	5%
Área de retenção (US\$/km ²)	300

6.2 - 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 STELLA[®] 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 SystemsTM 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.

O *software* tem três níveis distintos para construir e interagir com o modelo: Modo Mapa/Modelo, Modo Equações e o Modo Interface. A Figura 6.3 apresenta a interface do *software*.

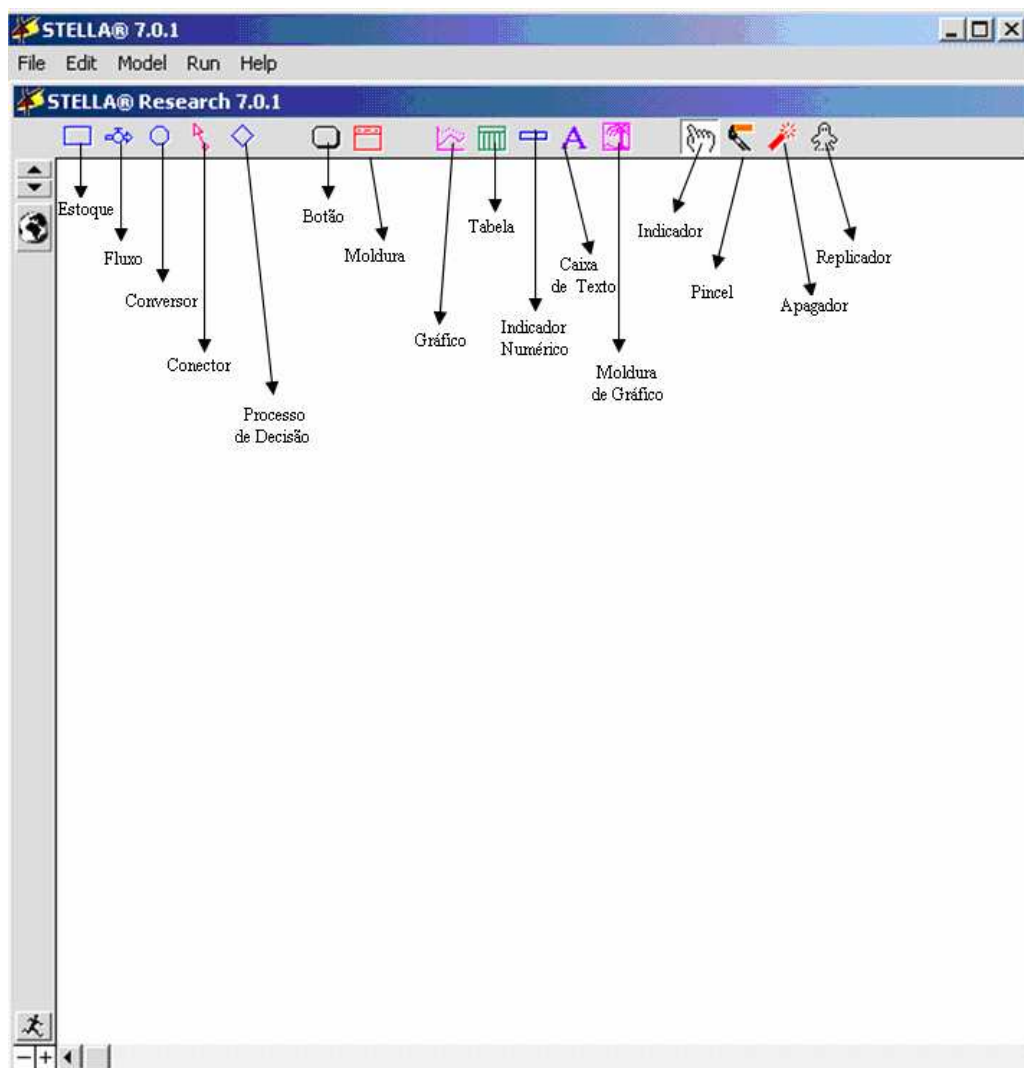


Figura 6.3: Interface do *software* Stella®

A primeira etapa do modelo Stella® 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 “ x^2 ”. 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 significantes. 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 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 6.4 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.

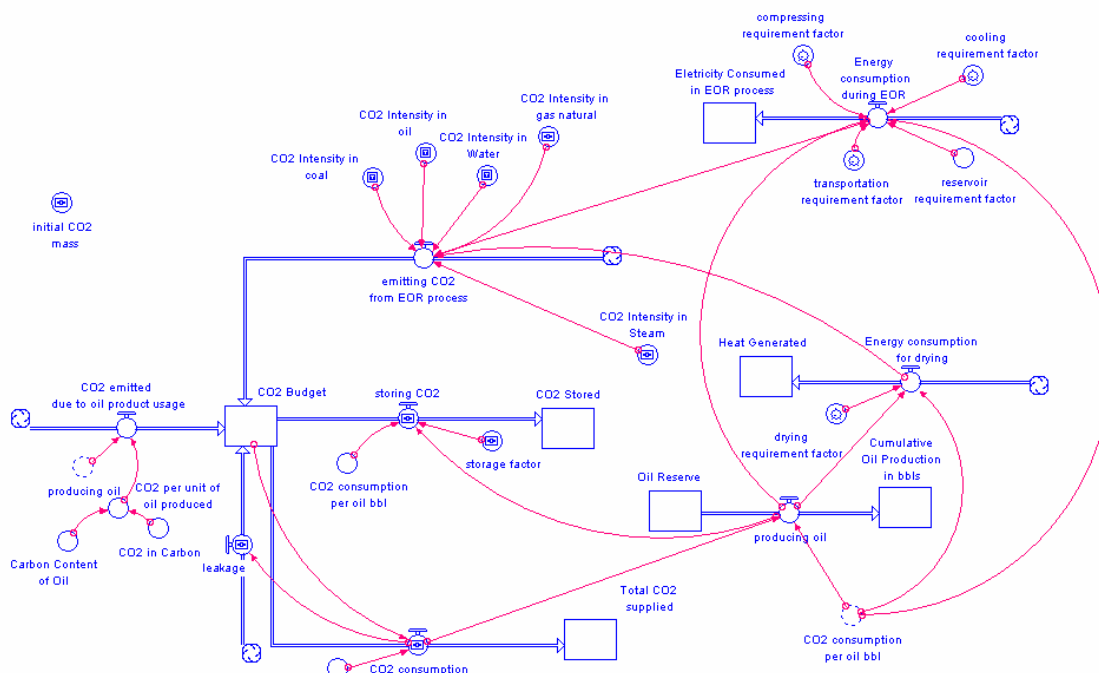


Figura 6.4: Diagrama de construção do modelo de seqüestro de CO₂/EOR

O estoque “balanço de CO₂”, apresentado na Figura 6.4, representa a quantidade de CO₂ na atmosfera proveniente da atividade de seqüestro de CO₂/EOR.

6.2.1 - 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, deve-se considerar cada etapa onde energia foi utilizada. 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, na operação de EOR, 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 do seqüestro de CO₂ - EOR.

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 incluídos 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 6.1.

$$\frac{P_i}{P_{i-1}} = \left[\left(\frac{P_n}{P_0} \right)^{\frac{1}{n}} \right] \quad (6.1)$$

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:

$$\dot{M}_{in} + \dot{M}_{out} = 0 \quad (6.2)$$

$$\dot{M}_{in} = -\dot{M}_{out} = -\dot{M} \quad (6.3)$$

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

Balanco de Energia:

$$\dot{M}_{in} \hat{H}_{in} + \dot{M}_{out} \hat{H}_{out} + \dot{W} = 0 \quad (6.4)$$

$$\dot{W} = \dot{M}(\hat{H}_{out} - \hat{H}_{in}) \quad (6.5)$$

onde:

$\hat{H}_{in}$: Entalpia Específica entrando no Sistema

$\hat{H}_{out}$: Entalpia Específica saindo do Sistema

$\dot{W}$: Trabalho

Balanco de Entropia:

$$\dot{M}_{in} \hat{S}_{in} + \dot{M}_{out} \hat{S}_{out} = 0 \quad (6.6)$$

$$\hat{S}_{out} = \hat{S}_{in} \quad (6.7)$$

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 (Figura C.1, Apêndice C) 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 de aço-carbono é calculada pela Equação 6.8:

$$v = \frac{Q}{A \times \rho} \quad (6.8)$$

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 6.8.

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

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu} \quad (6.9)$$

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 $\epsilon = 0,00015$ ft e assim, encontra-se o fator de atrito de Fanning, por meio do Diagrama de Moody apresentado na Figura D.1 (Apêndice D).

O próximo passo é o cálculo da queda de pressão por meio da Equação 6.10:

$$\Delta P = 2 * f * \rho * v^2 * \frac{L}{d} \quad (6.10)$$

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:

$$W = \frac{\Delta P}{\rho} \quad (6.11)$$

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 o CO₂ 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 CO₂ que a queima do gás natural.

Emissões Diretas e Indiretas de CO₂

Neste trabalho, assume-se um fator de emissão de dióxido de carbono de 51 kg-CO₂/GJ, baseado no insumo de combustível (gás natural) na produção de eletricidade na região do projeto. O fator de emissão do CO₂ de 62 kg-CO₂/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 CO₂ no reservatório ativo de óleo. A Figura 6.5 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 no próximo capítulo.

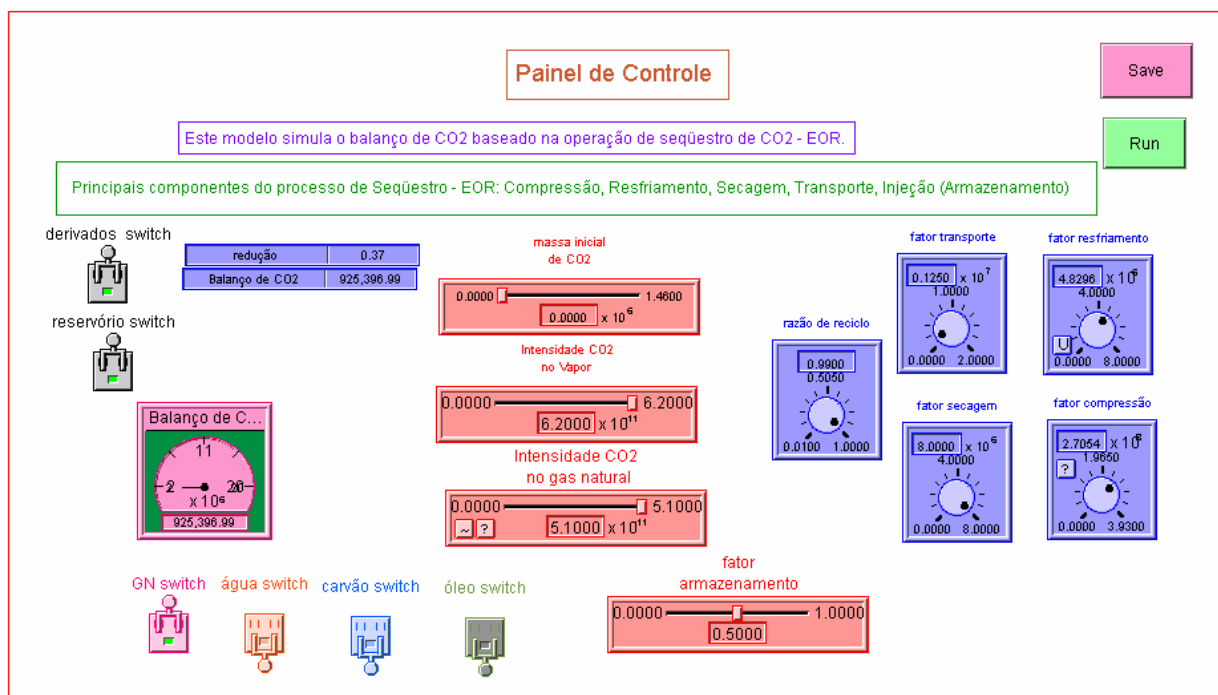


Figura 6.5: Nível da interface: interação com o modelo de seqüestro de CO₂ –EOR.

Este nível fornece meios de avaliar como mudanças em diversos parâmetros do modelo afetarão as variáveis, tais como produção de óleo ou balanço de CO₂, por exemplo.

A análise do modelo quantitativo realizado através do *software* STELLA[®] indica que a opção de Seqüestro de CO₂ - EOR pode levar a uma redução significativa nas emissões de CO₂, uma vez que se utiliza o gás de efeito estufa que seria emitido para a atmosfera.

Realizou-se 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.

6.3 - Análise Econômica

Este item apresenta a análise econômica utilizada para avaliar a viabilidade de sequestro de CO₂ com EOR. Os custos para cada etapa do projeto incluindo captura, compressão, transporte e armazenamento são divididos em custos de capital (CAPEX) e custos operacionais (OPEX). Tipicamente, no sequestro de CO₂, o OPEX do processo inclui mão-de-obra, materiais, manutenção, e possivelmente custos de monitoração sísmica (Nguyen e Allinson, 2002). Além disso, os dados econômicos que devem ser considerados para calcular os custos de seqüestro de CO₂ são: preços de mercado para equipamentos e serviços, vida operacional do projeto, regime fiscal, compra de CO₂, despesas operacionais com reciclo de CO₂, custos operacionais dos poços, investimentos em compressores, equipamento de separação, conversão de poços, custos de perfuração, custo de combustível, etc.

O fluxo de caixa do projeto é estimado anualmente utilizando a seguinte relação simplificada:

$$FC = (R + C_{co_2} - Roy - PIS / PASEP / COFINS - OPEX - IW - D) \times (1 - IR) + D - CAPEX \quad (6.12)$$

onde:

FC: Fluxo de Caixa anual do projeto;

R: Receita bruta, calculada por $k * p * q$ (onde p é o preço do óleo Brent e q é o número de barris produzidos no ano considerado. O fator de conversão k depende somente da qualidade do óleo (°API, quantidade de enxofre, etc));

C_{CO2}: Créditos de CO₂ a serem ganhos devido ao seqüestro

Roy: Quantidade total paga em Royalties;

PIS (Programa de Integração Social): % que incide diretamente sobre a receita bruta

Pasep (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público): % que incide diretamente sobre a receita bruta

COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social): % que incide diretamente sobre a receita bruta

OPEX: Custo operacional no ano considerado;

IW: Investimentos considerados como custos¹;

D: Depreciação total;

IR: Imposto de Renda

CAPEX: Soma de todos os investimentos de capital, exceto IW, e é considerada depreciável linearmente em 10 anos.

O fluxo de caixa é calculado deduzindo-se das entradas (receita bruta e os possíveis créditos de CO₂ a serem ganhos devido ao seqüestro) os custos de investimentos IW, OPEX e tributação de acordo com o regime fiscal brasileiro (royalties, PIS/Pasep/COFINS, área de retenção, imposto de renda). Devido ao seu caráter linear, algumas adaptações são necessárias.

¹ Alguns investimentos, como as despesas em perfuração e completação, podem ser consideradas como custos anuais em alguns regimes fiscais.

A Equação (6.12) pode ser aplicada a qualquer projeto de (E & P), apesar das diferenças entre a incidência de tributos de diferentes sistemas fiscais.

A receita bruta R é estimada multiplicando-se a produção de óleo pelo preço do óleo, ou seja, as entradas são geradas pela produção de óleo. Os créditos de CO₂ a serem implantados devido ao seqüestro de CO₂ também são incluídos no fluxo de caixa. No caso desta tese, os créditos de carbono também foram descontados.

Alguns especialistas podem argumentar que somente os custos possam ser descontados, não as emissões ou incentivos (World Bank, 1998 *apud* Freund e Davison, 20025), enquanto outros autores consideram que no caso das emissões de gases de efeito estufa, se descontadas, deveria ser utilizada uma taxa de desconto menor que a utilizada para os demais tipos de custos adotados na indústria (Marland *et al.*, 1997 *apud* Freund e Davison, 2002).

A escolha da taxa de desconto correta é um dos principais determinantes no modelo de avaliação e tomada de decisão. A taxa de desconto em um projeto EOR-seqüestro de CO₂ deve refletir as seguintes considerações (Gaspar *et al.*, 2005a,b,c):

- O custo de oportunidade de investir neste projeto ao invés de outro com as mesmas características de risco e retorno em uma carteira geral de projetos;
- A preferência da corporação pelo capital (liquidez);
- O custo de oportunidade social de não investir neste projeto e conseqüentemente continuar a emitir CO₂ na atmosfera.

Além disso, de acordo com Sathaye e Meyers (1995 *apud* Freund e Davison, 2002), geralmente nos países em desenvolvimento, o Banco Mundial utiliza taxas de desconto de 8 – 12% na análise econômica.

Os componentes de custo (CAPEX e OPEX) de seqüestro de CO₂ incluídos no fluxo de caixa descontado (Equação 6.12) são estimados como segue:

A estimativa do CAPEX total considerando-se o investimento em cada etapa de um projeto de seqüestro é representada pela Equação 6.13.

$$CAPEX_t = CAPEX_{trat} + CAPEX_{comp} + CAPEX_{transp} + CAPEX_{armaz} \quad (6.13)$$

onde:

CAPEX_t: Capex Total

CAPEX_{trat}: Capex de Tratamento

CAPEX_{comp}: Capex de Compressão

CAPEX_{transp}: Capex de Transporte

CAPEX_{armaz}: Capex de Armazenamento

O OPEX total é estimado da mesma forma que o CAPEX de acordo com a Equação (6.14).

$$OPEX_t = OPEX_{compra} + OPEX_{comp} + OPEX_{transp} + OPEX_{armaz} \quad (6.14)$$

onde:

OPEX_t: Opex Total

OPEX_{compra}: Opex de Compra do CO₂

OPEX_{comp}: Opex de Compressão

OPEX_{transp}: Opex de Transporte

OPEX_{armaz}: Opex de Armazenamento

Vale ressaltar que os investimentos e custos operacionais de captura do CO₂ não são incorporados no fluxo de caixa, pois tais investimentos e custos estão inclusos no processo dos fornecedores. Por outro lado, investimentos em tratamento e custos de compra do CO₂ são incluídos neste estudo de caso. Assim, após a confecção do fluxo de caixa deriva-se o VPL do projeto.

Para a análise de sensibilidade do VPL, as variáveis selecionadas são submetidas a uma variação de 50% de seus valores originais de entrada. A Tabela 6.3 apresenta as variáveis de

entrada com suas respectivas variações para a análise de sensibilidade. Esta variação é baseada em dados da literatura. Estas incertezas e variações refletem as diferenças nas suposições e aplicações.

Tabela 6.3: Modelo econômico: parâmetros para a análise de sensibilidade

Parâmetro	Valor Assumido	Variação
Preço do Óleo (US\$/bbl)	35,00	17,50 – 52,50
Produção de Óleo (bbl/ano)	182.500	91.250 – 273.75
CAPEX (MMUS\$/tCO ₂)	21,00	10,50-31,50
Custo do CO ₂ (US\$/tCO ₂)	12,00	6,00 – 18,00
OPEX de Compressão (US\$/tCO ₂)	7,50	3,75 – 11,25
OPEX de Transporte (US\$/ tCO ₂)	0,50	0,25 – 0,75
OPEX de Armazenamento (US\$/tCO ₂)	3,00	1,50 – 4,50
Créditos de CO ₂ (US\$/ tCO ₂)	10,00	5,00 – 15,00

Também foi realizada uma análise de risco para simular o desempenho das variáveis incertas. As variáveis de entrada para a análise de risco são: preço do óleo, quantidade injetada de CO₂, taxa de desconto, custo de captura, custo de compressão, custo de transporte e custo de armazenamento além da razão de armazenamento. A faixa de variação das respectivas variáveis de entrada incertas é apresentada na Tabela 6.4 por distribuição probabilística. Por exemplo, as incertezas no preço do óleo e na taxa de desconto são modeladas utilizando distribuição lognormal, enquanto que a razão de armazenamento é modelada utilizando distribuição normal. A distribuição triangular foi usada para os parâmetros: OPEX de compressão, transporte e armazenamento, custo do CO₂ e quantidade de CO₂ injetado.

Tabela 6.4: Parâmetros para a análise de risco

Variáveis incertas	Distribuição	Parâmetros de entrada
Preço do Óleo (US\$/bbl)	lognormal	média= 35; desvio padrão= 10
Quantidade de CO ₂ Injetado (tCO ₂)	triangular	150; 200; 250
Razão de Armazenamento (%)	normal	média= 50%; desvio padrão=10%
Taxa de Desconto (%)	lognormal	média= 12%; desvio padrão= 4%
Créditos de CO ₂ (US\$/t CO ₂)	lognormal	média=10; desvio padrão= 5
Custo do CO ₂ (US\$/t CO ₂)	triangular	10; 12; 18
Opex Transporte (US\$/tCO ₂)	triangular	0,3; 0,5; 1,5
Opex Compressão (US\$/tCO ₂)	triangular	6; 7,5; 9
Opex Armazenamento (US\$/tCO ₂)	triangular	1,5; 3; 4,5

Os valores dos parâmetros referidos à distribuição triangular apresentados na Tabela 6.4 são: o mínimo, mais provável e máximo, respectivamente.

A simulação da análise de risco envolve 5.000 iterações e, conseqüentemente, são geradas 5.000 trajetórias do fluxo de caixa do projeto. No modelo construído, considera-se que as variáveis: preço do óleo, custo de CO₂, créditos de CO₂, OPEX etc. são independentes ao longo do tempo.

CAPÍTULO 7 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

7.1 - Resultados do Processo de Seqüestro de CO₂ em Reservatórios de Óleo

A seguir, são apresentados os resultados dos cálculos da energia requerida por kg de CO₂ durante todo o processo para serem incluídos como parâmetros do modelo no *software* STELLA[®].

Energia Requerida para cada etapa do processo de Seqüestro de CO₂/EOR

Energia necessária para compressão do CO₂:

A partir da Equação 6.1, tem-se que, a razão de compressão para cada estágio é:

$$P_1/P_0 = P_2/P_1 = P_3/P_2 = (P_3/P_0)^{1/3} = 3,19$$

Com a razão de compressão pode-se determinar a pressão de sucção de cada estágio. Aplicando as Equações 6.3, 6.5 e 6.7 e consultando-se o diagrama de pressão-entalpia do CO₂ (Figura C.1, Apêndice C) encontra-se a variação de entalpia específica do gás desde a sucção até as condições de descarga e assim, as seguintes propriedades são obtidas:

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

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

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

Desta forma, o trabalho consumido no primeiro estágio por kg de CO₂ escoando pelo compressor é:

$$\dot{W}_1 = 80 \text{ kJ/kg}$$

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

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

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

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

Assim o trabalho do segundo estágio por kg de CO₂ escoando pelo compressor é:

$$\dot{W}_2 = 78 \text{ kJ/kg}$$

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

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

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

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

Consequentemente, o trabalho do terceiro estágio por kg de CO₂ escoando pelo compressor é:

$$\dot{W}_3 = 72 \text{ kJ/kg}$$

Finalmente, o trabalho total dos 3 estágios é:

$$\dot{W} = 230 \text{ kJ/kg}$$

Com uma eficiência de 85%, a energia necessária para comprimir o CO₂ até 1.300 psi é:

$$\dot{W} = 230/0,85 = 270,59 \text{ kJ/kg}$$

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

Calor consumido na etapa de secagem: 8 kJ/kg.

Eletricidade para a etapa de resfriamento do CO₂: 8 kJ/kg-CO₂.

Energia necessária para o transporte do CO₂ até o campo

A velocidade do CO₂ no duto, calculada pela Equação 6.8 é:

$$v = 1.43 \text{ ft/s}$$

Para as condições de temperatura e pressão durante o transporte de CO₂, a viscosidade é de 0,026 cP. O Apêndice B apresenta gráficos de densidade e viscosidade em função da temperatura

e pressão. A partir destes dados, o número de Reynolds calculado por meio da Equação 6.9 é de $1,74 \cdot 10^6$, ou seja, fluxo turbulento.

Assim, com o número de Reynolds e o fator de rugosidade do duto, utiliza-se o Diagrama de Moody apresentado na Figura D.1 (Apêndice D) para encontrar o fator de atrito de Fanning necessário para o cálculo da queda de pressão. O fator de Fanning é:

$$f = 0,004$$

Logo, o valor da queda de pressão encontrada por meio da Equação 6.10 é de 31,48 psi.

Conseqüentemente, aplicando-se os valores apresentados acima na Equação 6.11, tem-se que a energia requerida pela bomba é:

$$W = 0,75 \text{ kJ/kg}$$

Como a eficiência da bomba é de 60% tem-se:

$$W = 0,75 / 0,6 = 1,25 \text{ kJ/kg}$$

Percebe-se a partir da Equação 6.10, que se o tubo tivesse um diâmetro maior, resultaria em uma queda de pressão menor e, portanto pela Equação 6.11, menos energia requerida.

Devido à queda de pressão, energia adicional é requerida para elevar a pressão do CO_2 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) apresentado na metodologia, tem-se que a operação de EOR consome 805 kJ/kg. Deduzindo-se o valor da compressão, secagem, resfriamento e transporte, calculados nos itens anteriores tem-se que a energia requerida na operação EOR é:

$$W = 517,16 \text{ kJ/kg}$$

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. Investigou-se também cada etapa do processo 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 armazenamento 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 dos reservatórios utilizados na Engenharia de Petróleo.

A Figura 7.1 apresenta o modelo-base de referência do SD do ciclo de vida para a operação Seqüestro/ EOR.

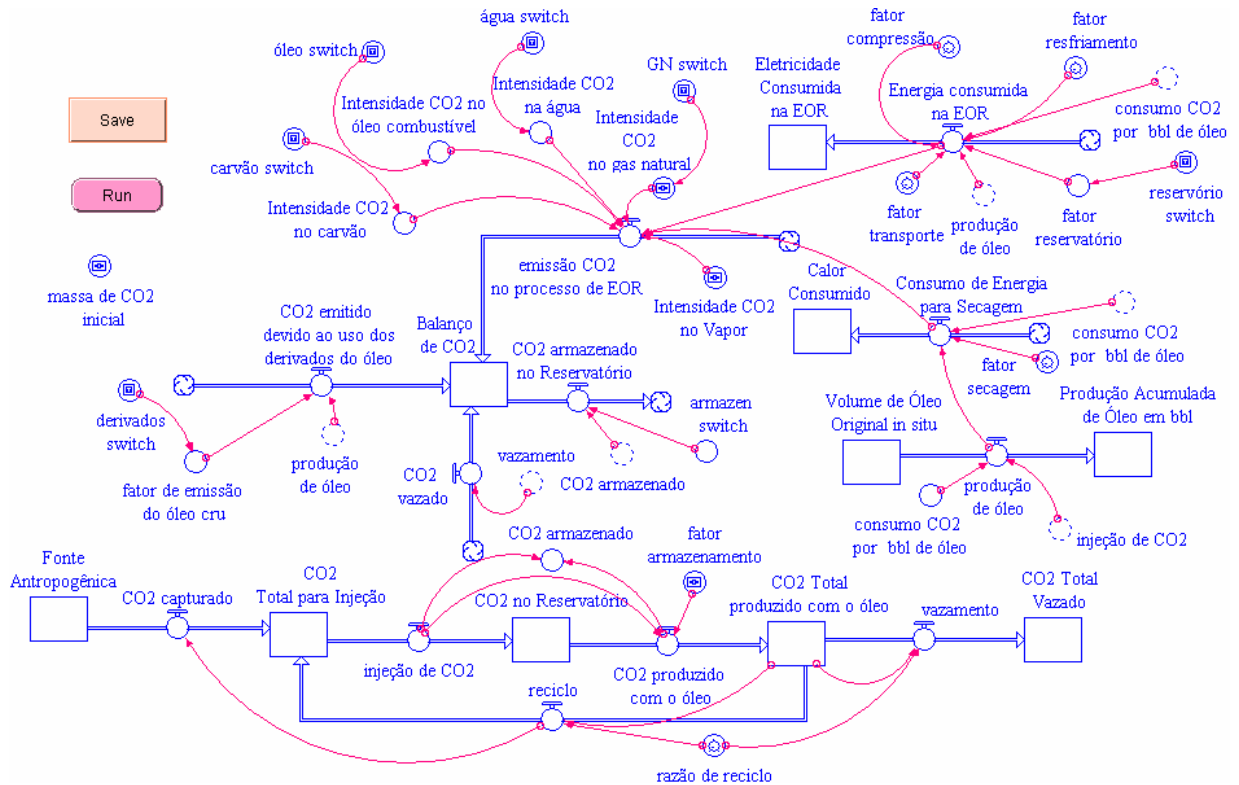


Figura 7.1: Modelo de seqüestro de CO₂ com EOR

Com o objetivo de facilitar a compreensão do modelo de seqüestro de CO₂ – EOR apresentado na Figura 7.1, o modelo será dividido em setores. Cada setor será detalhado a seguir. No final deste trabalho apresenta-se no tópico Apêndice E as equações resultantes da modelagem utilizando o método de integração de Euler com o intervalo de tempo de 1 dia, realizada por meio do *software* STELLA®.

O setor fornecimento de CO₂, visualizado na Figura 7.2, 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.

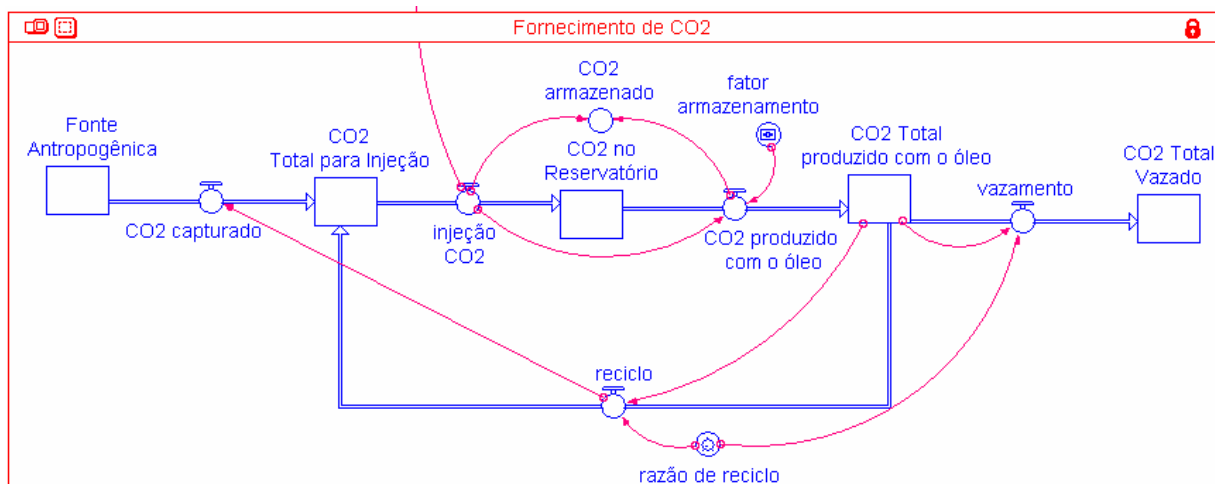


Figura 7.2: Setor fornecimento de CO₂ para o reservatório

A condição inicial para cada estoque do setor apresentado na Figura 6.2 encontra-se na Tabela 7.1.

Tabela 7.1: 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

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 7.2.

Tabela 7.2: Parâmetros do modelo do setor fornecimento de CO₂ para o reservatório

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

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 do estoque CO₂ no reservatório é calculada da seguinte forma:

```
CO2_no_Reservatório(t) =  
CO2_no_Reservatório(t-dt)+(injeção_de_CO2- CO2_produzido__com_o_óleo) * dt  
INIT CO2_no_Reservatório = 0  
INFLOWS:  
injeção_de_CO2 = 200  
OUTFLOWS:  
CO2_produzido__com_o_óleo= IF(TIME>30)  
THEN(injeção_de_CO2*(1-fator__armazenamento)) ELSE (0)
```

A Figura 7.3 apresenta o setor de produção de óleo, cujos componentes têm seus valores indicados na Tabela 7.3.

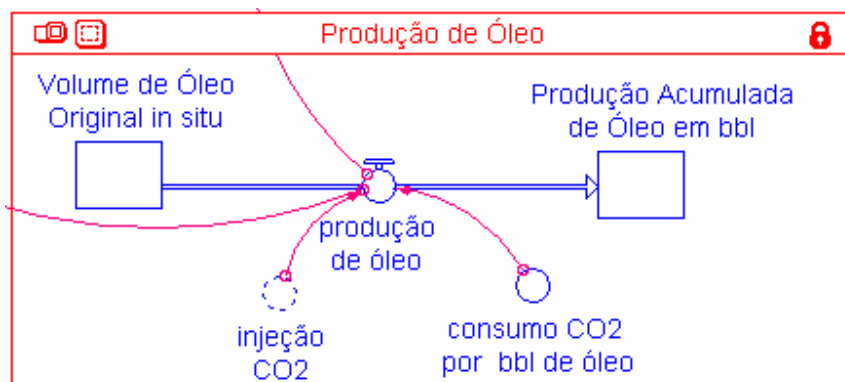


Figura 7.3: Setor de produção de óleo

Tabela 7.3: Dados de entrada do setor de produção de óleo

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

O setor de energia consumido no processo está apresentado na Figura 7.4, englobando todos os elementos envolvidos.

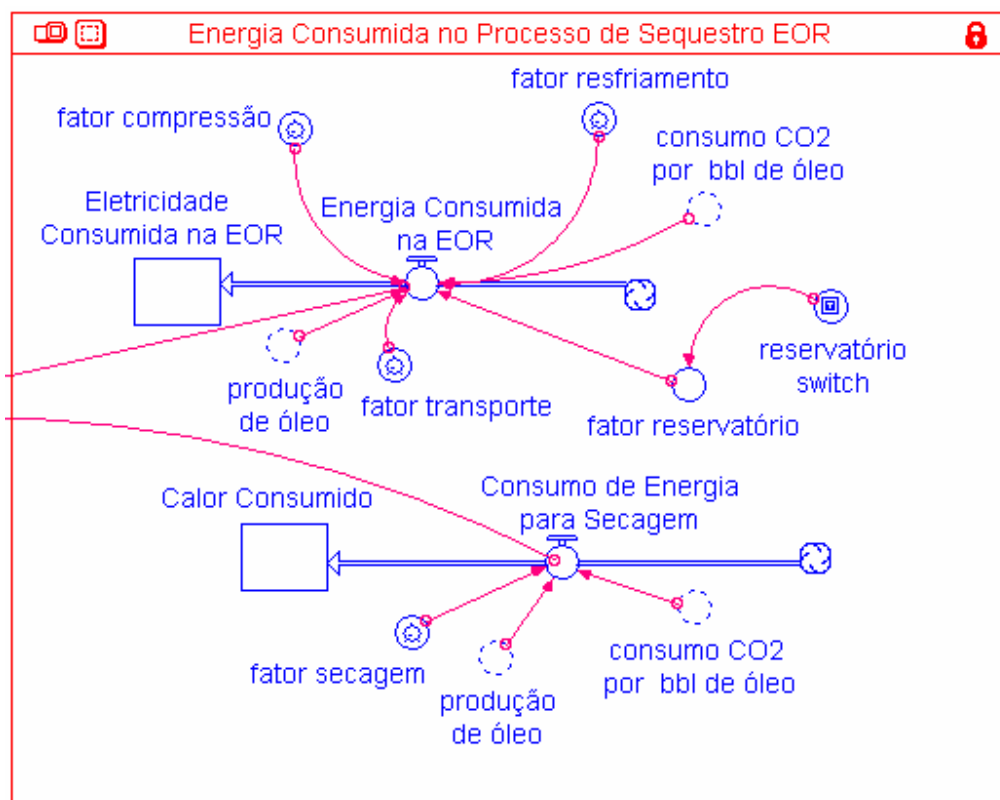


Figura 7.4: Setor energia consumida no processo de seqüestro/EOR

Os dados de entrada necessários para o Setor Energia estão apresentados na Tabela 7.4.

Tabela 7.4: 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

O cálculo das emissões de CO₂ deve ser baseado no tipo e quantidade de combustível utilizado. A Figura 7.5 apresenta o setor emissões, indicando os elementos envolvidos e seus respectivos conteúdos energéticos. A Tabela 7.5 apresenta o conteúdo energético de cada tipo de combustível.

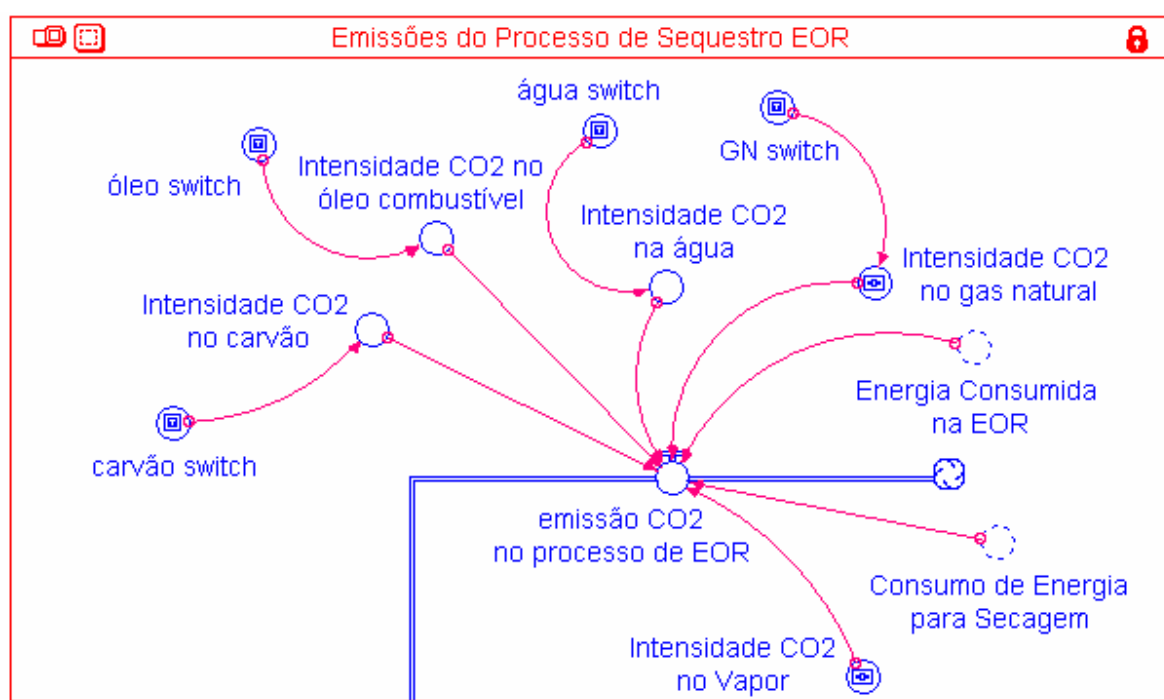


Figura 7.5: Emissões de CO₂ devidas ao processo

Tabela 7.5: Parâmetros do setor emissões do processo 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 7.5, consiste da multiplicação da energia consumida em cada etapa e da emissão específica do combustível utilizado, ou seja, conteúdo de CO₂ no combustível apresentado na Tabela 7.5.

A Figura 7.6, apresentada a seguir, mostra o setor Vazamento de CO₂, incluindo o componente de fluxo de CO₂ que pode vazar durante a operação de reciclo.

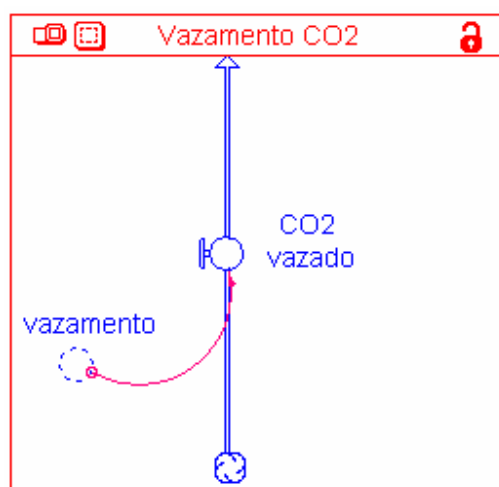


Figura 7.6: Setor de vazamento de CO₂

A Figura 7.7 apresenta o setor de armazenamento de CO₂ no reservatório.

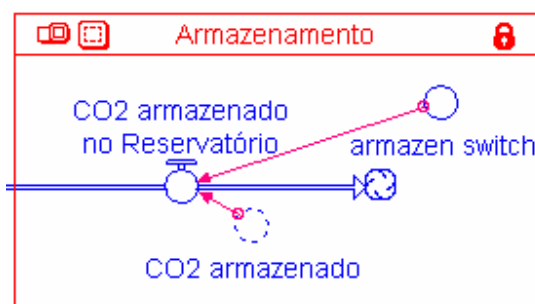


Figura 7.7: Setor de armazenamento de CO₂ no reservatório

O setor apresentado na Figura 7.8 contabiliza as emissões devidas ao uso final de derivados de petróleo, seja na forma de gasolina, diesel, óleo combustível etc.

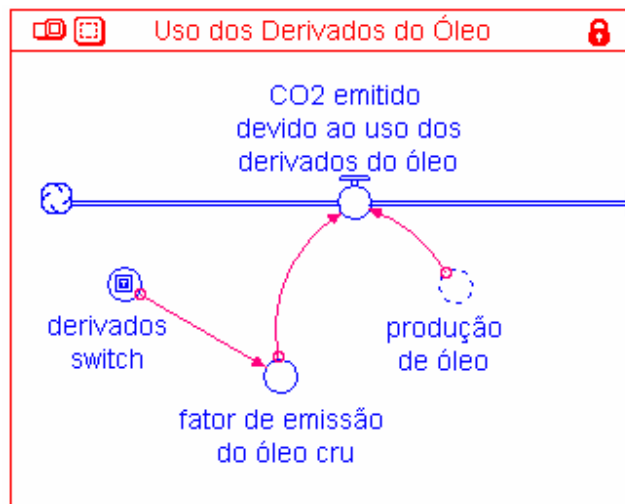


Figura 7.8: Setor de emissões de CO₂ devidas ao uso de derivados do petróleo

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 Nacional (2005), o conteúdo energético de um barril de óleo é de 5,95 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 7.8 é de aproximadamente 0,436 t.

Na Figura 7.9, 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 abaixo. Considerou-se que a variável balanço de CO₂ era aproximadamente nula no instante $t = 0$.

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

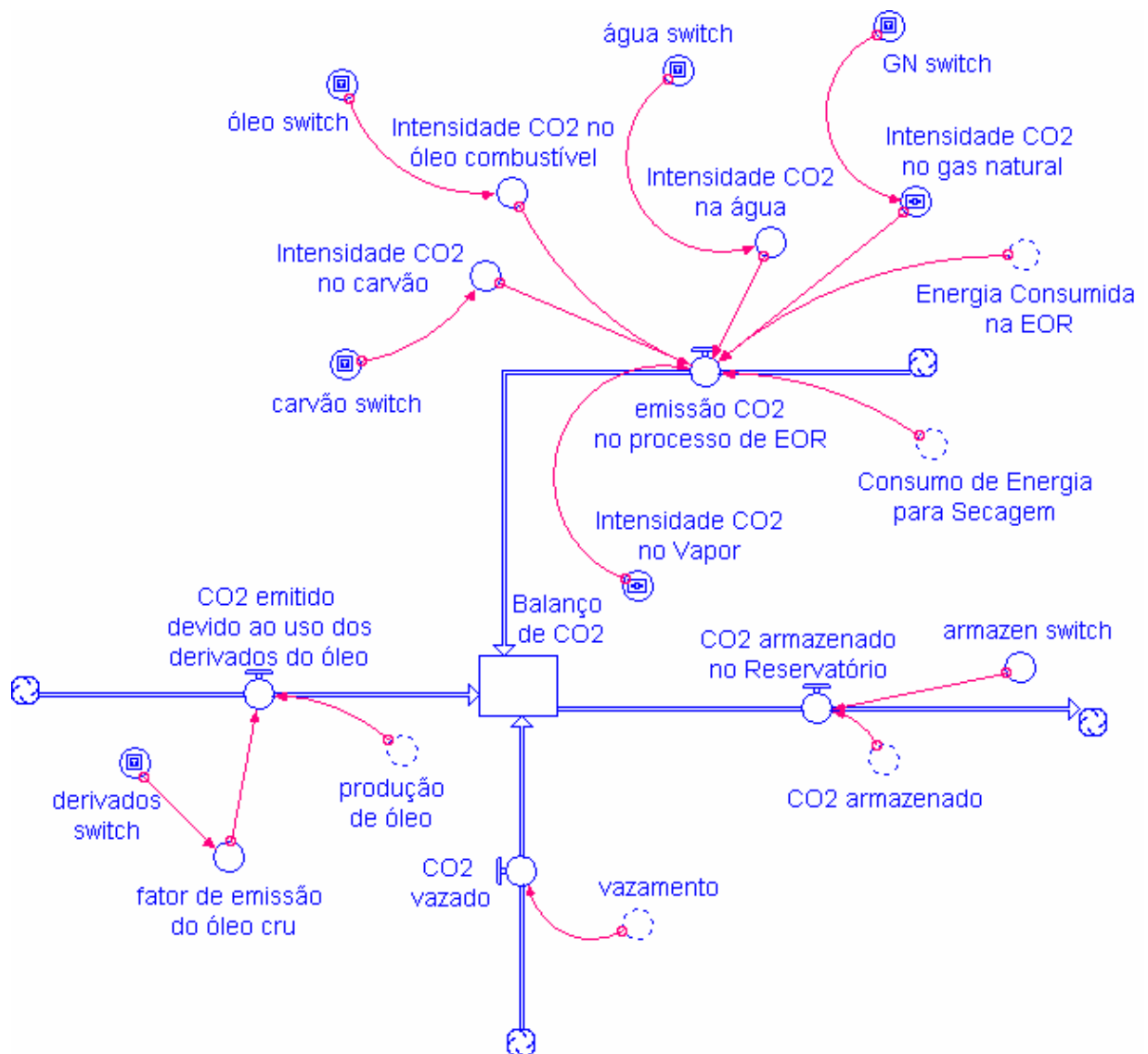


Figura 7.9: Estoque balanço de CO₂ e seus respectivos fluxos

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 7.10 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.

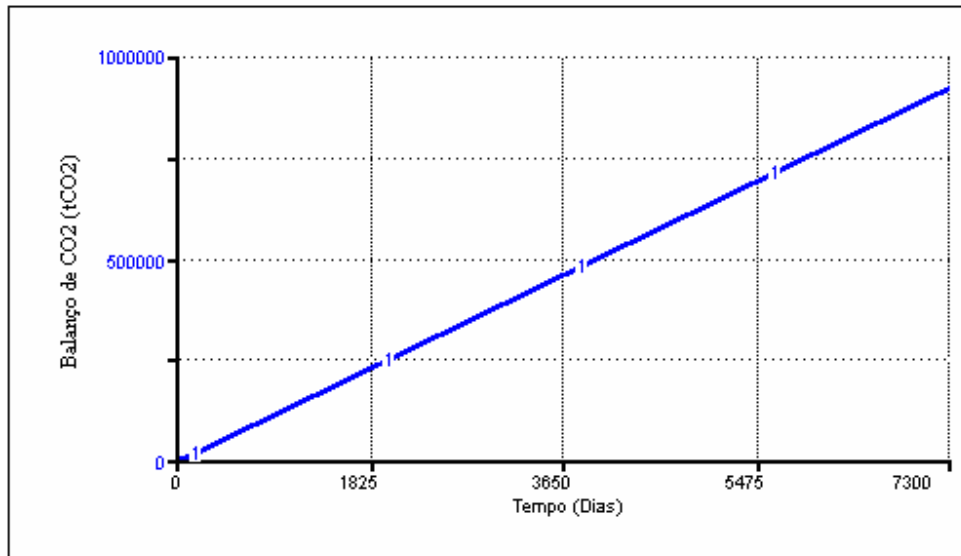


Figura 7.10: Variável balanço de CO₂ ao longo do tempo (modelo base)

O crescimento linear, apresentado na Figura 7.10, 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 7.11 mostra o comportamento dos componentes CO₂ no reservatório e produção acumulada de óleo ao longo do tempo.

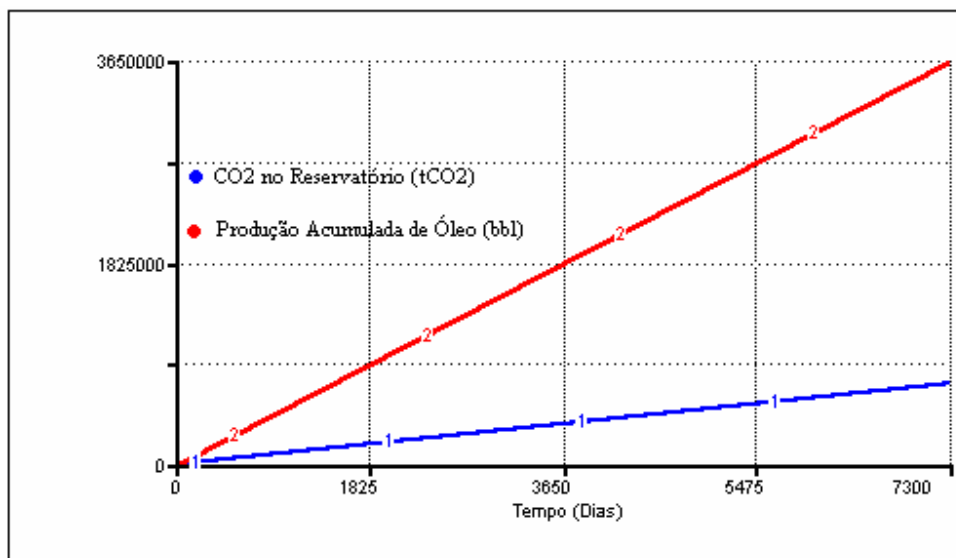


Figura 7.11: Quantidade de CO₂ armazenado e produção acumulada de óleo ao longo da vida útil do projeto

Observa-se na Figura 7.11 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 reservatório, enquanto que o restante do CO₂ é produzido com o óleo. No entanto, a quantidade líquida de CO₂ armazenado por barril de óleo produzido é aproximadamente 0,18 t, já que CO₂ é emitido devido à utilização de energia (uma quantidade de aproximadamente 0,02 tCO₂ emitido por bbl de óleo produzido). Este resultado está de acordo com a literatura, como se pode observar na Tabela 7.6. Conforme Wilson *et al.* (2000 *apud* Hendriks, 2004) indicaram, uma quantidade de aproximadamente 0,15 tCO₂ 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 tCO₂ armazenada na área do Mar do Norte, ou 0,3 t de CO₂ por barril de

óleo. De acordo com Stalkup (1984), a razão líquida em quatro experimentos de campo variou entre 0,18 e 0,78 tCO₂ por barril de óleo, razões brutas são duas vezes maiores.

Tabela 7.6: Eficiência de armazenamento de CO₂ 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)

A Figura 7.12 apresenta o comportamento da energia consumida durante a operação seqüestro de CO₂-EOR.

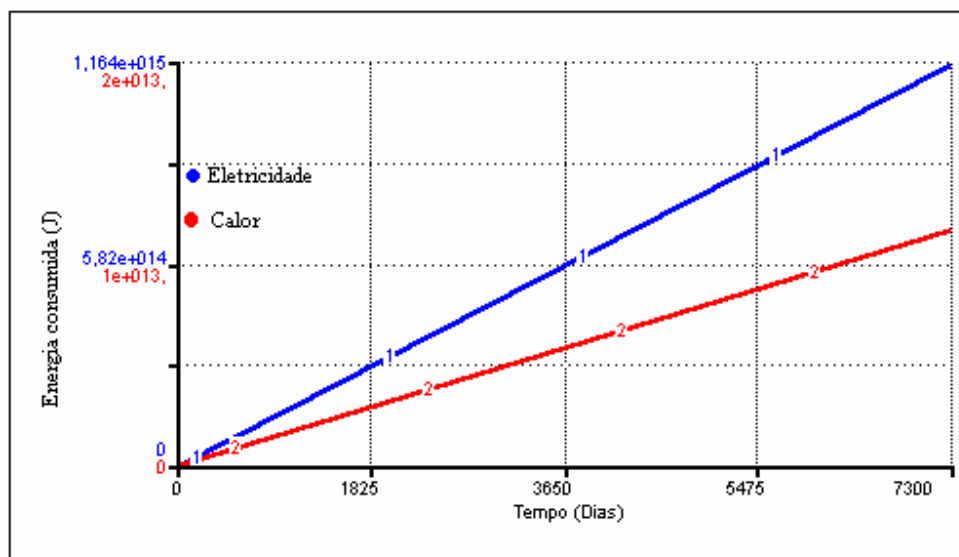


Figura 7.12: Energia consumida no projeto

Pode-se observar na Figura 7.12 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 foram variados e assim os impactos devidos às mudanças nos sistemas foram testados. A Figura 7.13 apresenta uma análise de sensibilidade para o componente balanço de CO₂ quando se varia o fator de armazenamento.

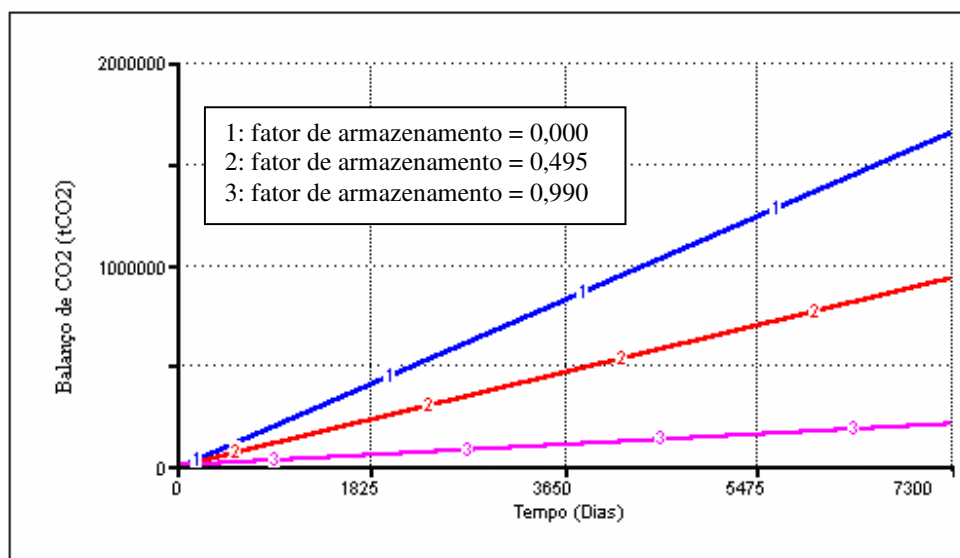


Figura 7.13: Análise de sensibilidade para a variável balanço de CO₂ em função da taxa de armazenamento

Como esperado, quanto maior o fator de armazenamento, menor é o valor do componente balanço de CO₂, ou seja, quanto mais CO₂ fica armazenado no reservatório, menor a quantidade de CO₂ na atmosfera. Considerando fatores de armazenamento de 0,495 e 0,99, obtém-se uma redução de 36% e 86% na quantidade de CO₂ 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 afim de analisar o impacto

no elemento balanço de CO₂. Para a mesma análise de sensibilidade da Figura 7.13, obtém-se a Figura 7.14 ao se trocar a fonte de energia.

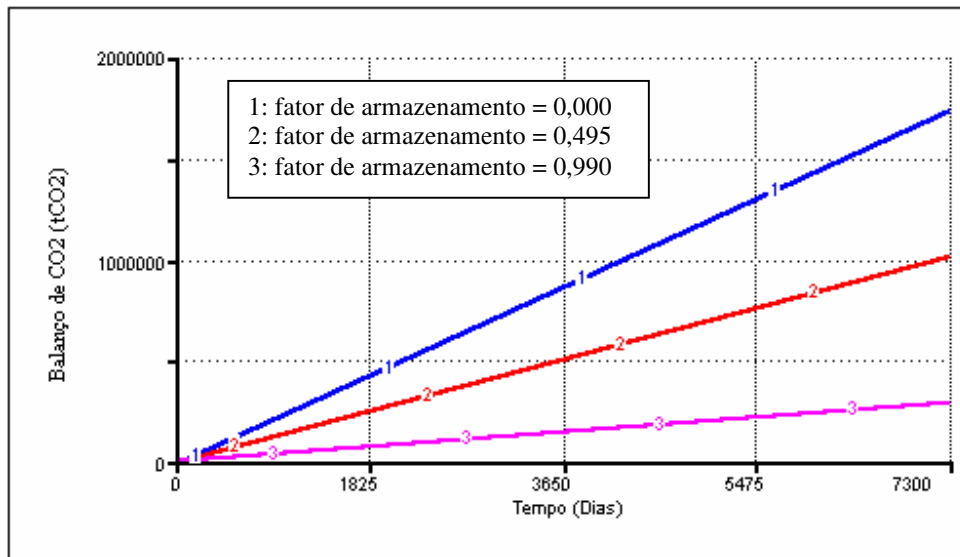


Figura 7.14: Análise de sensibilidade para a variável balanço de CO₂ em função da taxa de armazenamento considerando o óleo combustível como fonte de energia

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 7.15, 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.

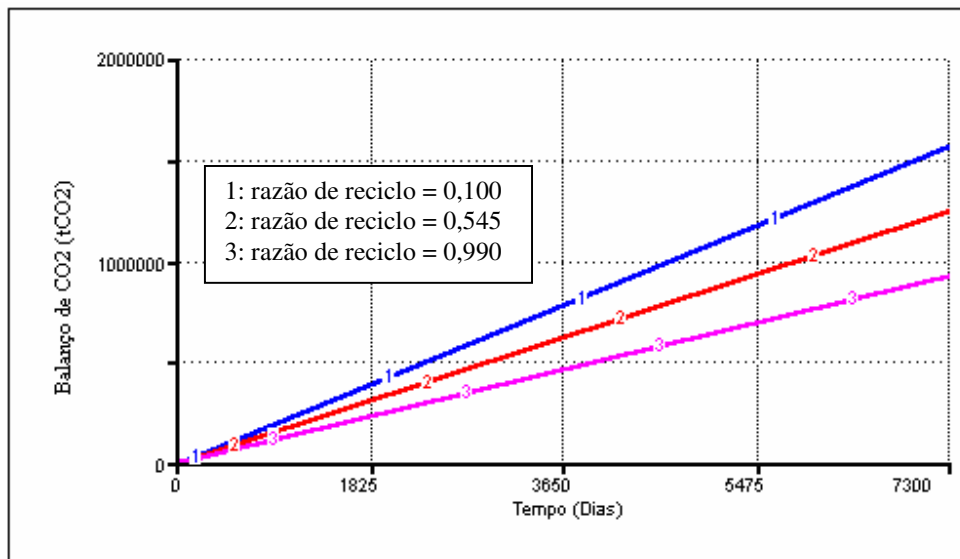


Figura 7.15: Análise de sensibilidade da variável balanço de CO₂ em função da taxa de reciclo

Da Figura 7.15, 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, contabilizado 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 7.16 e 7.17 resumem os resultados do modelo global.

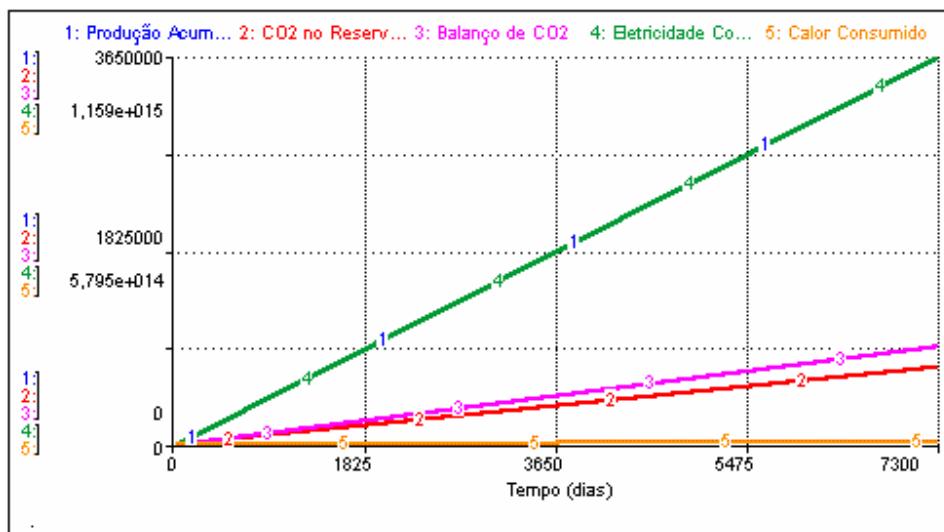


Figura 7.16: Comportamento dinâmico das variáveis envolvidas no processo sequestro de CO_2 – EOR

Legenda: 1) Produção acumulada de óleo em bbl, 2) CO_2 no Reservatório, 3) Balanço de CO_2 , 4) Eletricidade consumida na EOR; 5) Calor consumido na EOR

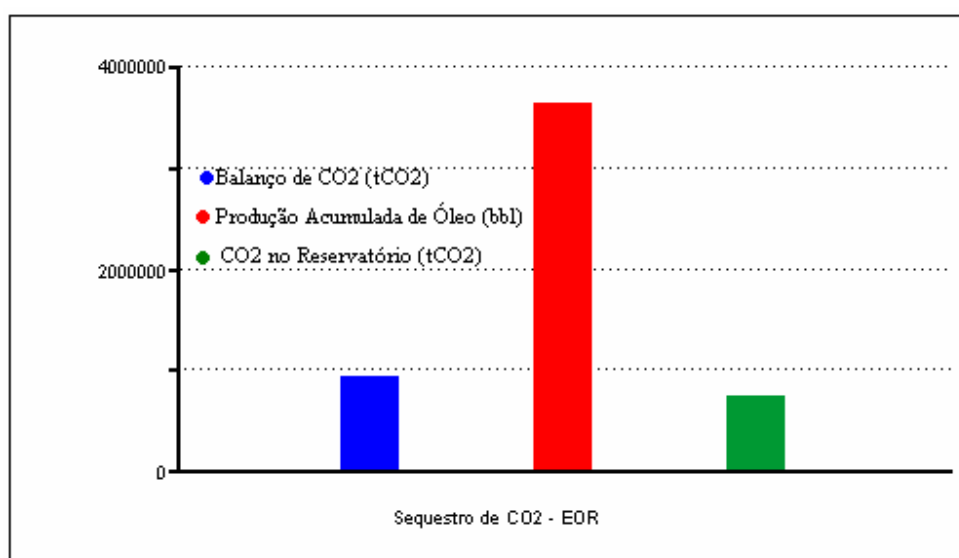


Figura 7.17: Gráfico comparativo das variáveis do sistema sequestro de CO_2 -EOR

7.2 - Resultados da Análise Econômica

Os custos do CO₂ incorporados ao fluxo de caixa estão referenciados ao CO₂ capturado, ou seja, a quantidade bruta de CO₂ injetado. Para incorporar cada componente de custo de seqüestro em uma base de CO₂ evitado é necessário levar em consideração as emissões geradas de CO₂ associadas com a utilização de energia em cada etapa de seqüestro de CO₂.

A máxima exposição financeira ocorreu no começo do projeto, principalmente devido aos altos investimentos. No entanto, o “payback” ocorreu no sexto ano, que pode ser relativamente cedo quando se considera a vida útil do campo de óleo. O VPL (Valor Presente Líquido) antes dos impostos é de 13,95 milhões de dólares (3,82 dólares/bbl), enquanto o VPL incluindo os créditos de CO₂ é de 16,67 milhões de dólares (4,57 dólares/bbl) para uma produção de 3,65 MMbbl durante 20 anos. O VPL, considerando a fatia governamental (VPL após todos os impostos), está em torno de 6,98 milhões de dólares (1,91 dólares/bbl). Deve-se salientar que se os créditos de CO₂ não tivessem sido descontados, haveria um ganho de 860.000 dólares no VPL efetivo, e assim seriam 7,84 milhões de dólares (2,15 dólares/bbl). Uma análise comparativa da magnitude do VPL é mostrada na Figura 7.18.

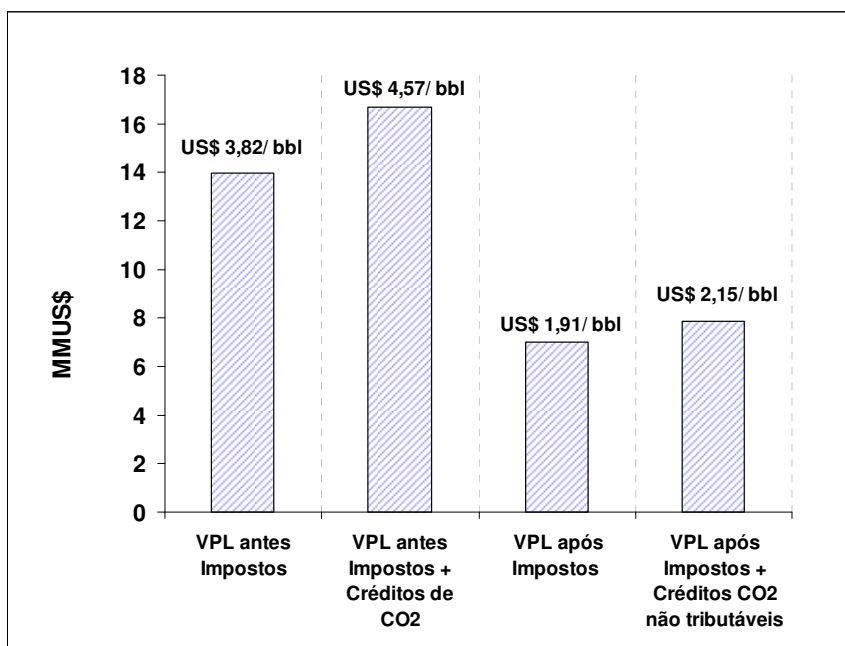


Figura 7.18: Valor presente líquido do projeto seqüestro de CO₂ - EOR

O VPL é um resultado de fluxos de caixa futuros sob um cenário estático. Uma vez que o futuro é incerto, o VPL pode ser considerado como uma variável randômica, de modo que o nível de confiança no seu valor médio não é absoluto. Incertezas nos parâmetros, tais como o preço do óleo, mercado de créditos de carbono, produção de óleo, CAPEX e OPEX foram avaliadas através da análise de sensibilidade. Gráficos para cada variável de entrada foram obtidos a fim de se avaliar o planejamento considerando-se a otimização econômica de seqüestro de CO₂ com EOR.

A Figura 7.19 apresenta a sensibilidade do VPL em relação ao preço do óleo, produção de óleo, CAPEX e OPEX compressão, transporte e armazenamento, custo do CO₂, assim como os créditos de CO₂. Neste projeto, pode-se observar que as incertezas no preço do óleo e produção de óleo, seguida pelo CAPEX, desempenham um papel importante na economia do processo total de seqüestro de CO₂ com EOR. No entanto, neste caso hipotético, devido à faixa limitada de variação dos valores considerados (isto é, para os valores assumidos para o caso base), os valores de créditos de CO₂, custo do CO₂ e OPEX de compressão, transporte e armazenamento foram isolados e submetidos à outra análise de sensibilidade.

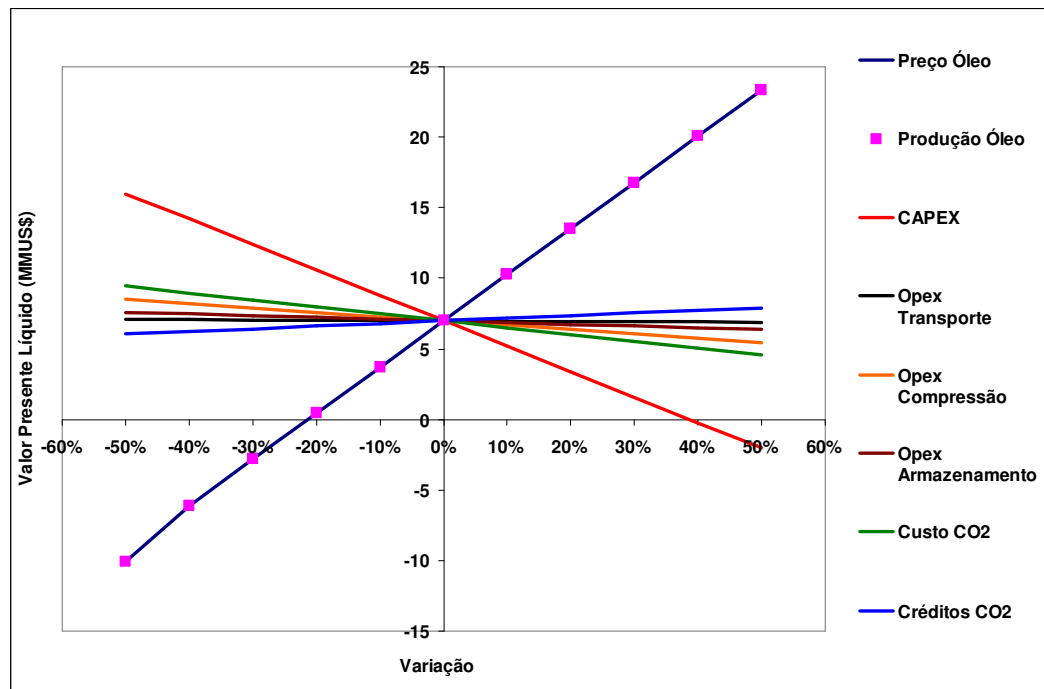


Figura 7.19: Análise de sensibilidade do projeto de seqüestro de CO₂ -EOR para todas as variáveis

Na Figura 7.20, pode-se notar que a variável referente ao custo de compra do CO₂ seguida pelos créditos de CO₂ é significativa e um aumento em seus valores resulta em um aumento no VPL.

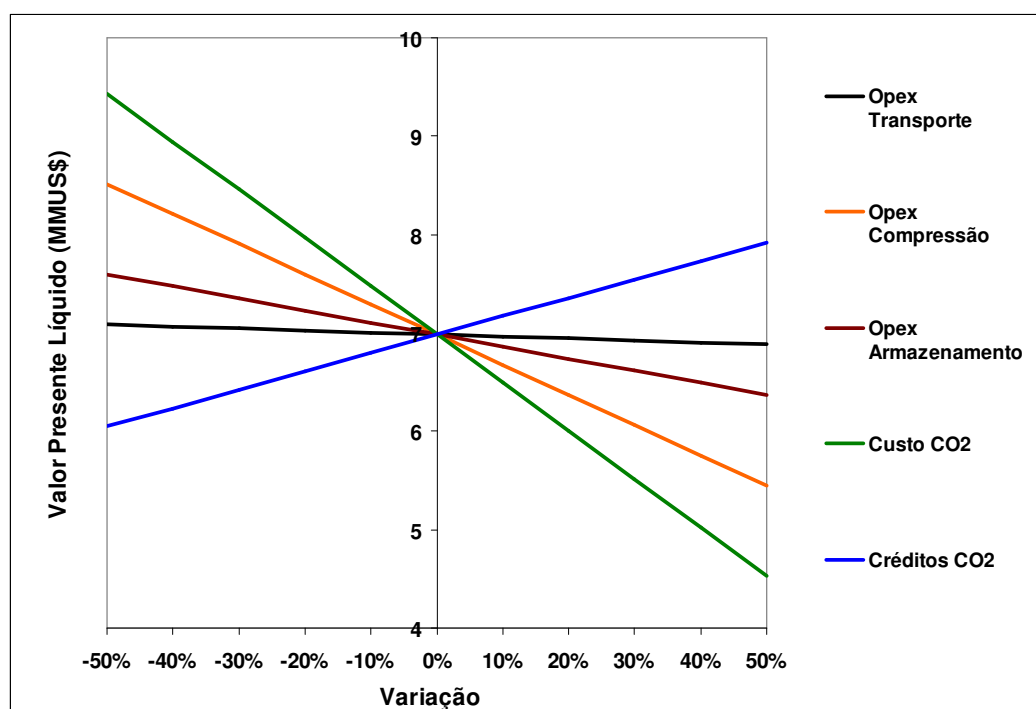


Figura 7.20: Análise de sensibilidade do projeto de sequestro de CO₂-EOR para as variáveis OPEX e créditos de CO₂

A sensibilidade do VPL a estas variáveis pode ser exemplificada como se segue: um aumento de 1,00 dólar na variável de entrada preço do óleo pode resultar em um aumento de aproximadamente 1,00 milhão no VPL do caso base. Enquanto uma redução de 1,00 milhão de dólares no CAPEX resultaria em um aumento de cerca de 860.000 dólares no VPL. Um aumento de 1,00 dólar no valor do parâmetro créditos de CO₂ resultaria em um aumento de cerca de 187.000 dólares.

Um maior refinamento nesta análise econômica pode ser obtido, por meio da análise da curva de distribuição acumulada de frequência do VPL, como ilustrado na Figura 7.21.

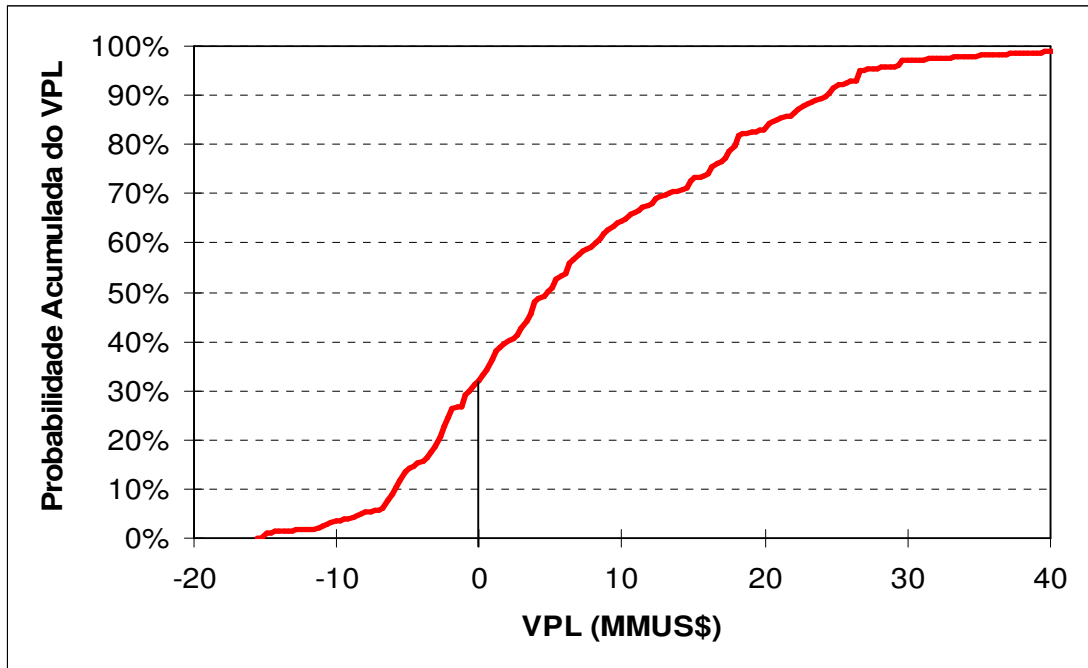


Figura 7.21: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL

Os resultados indicam que o VPL possui uma grande amplitude, variando entre MMUS\$ -15,00 a MMUS\$ 40,00. Pode-se observar que existe um risco de aproximadamente 30% de o VPL ser negativo, o que poderá ser considerado alto ou mesmo baixo dependendo da tolerância ao risco do tomador de decisão (gerente).

Para uma análise mais detalhada, pode-se considerar, a função de probabilidade acumulada do VPL em relação a variáveis específicas como – créditos de CO₂, preço de CO₂ e OPEX de cada etapa do sequestro. Isto está apresentado na Figura 7.22.

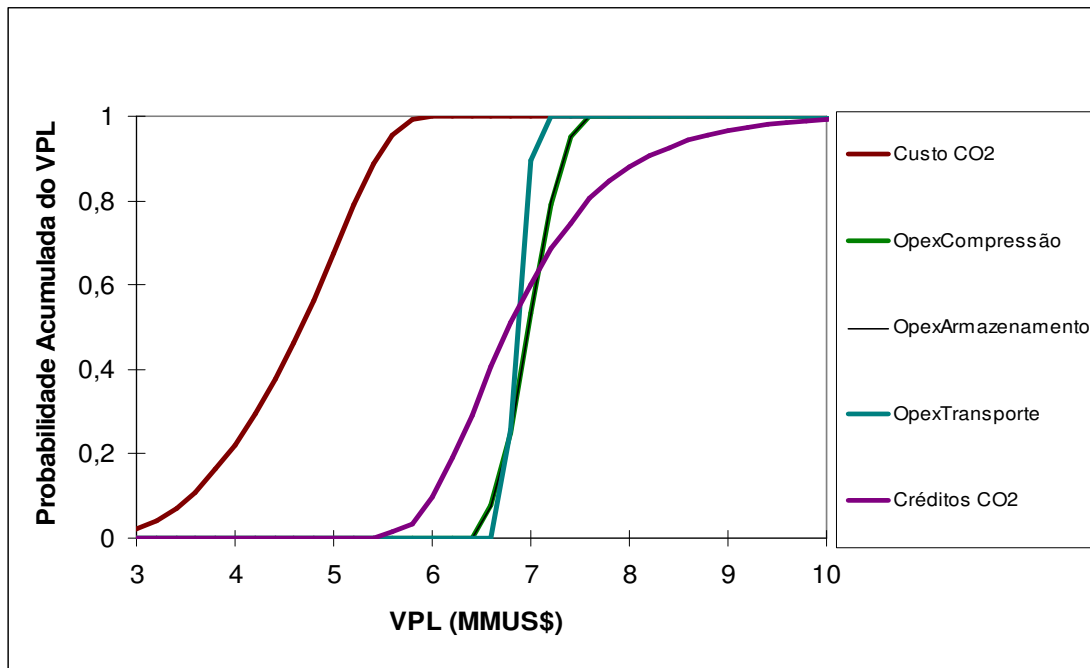


Figura 7.22: Resultados da análise de risco

Como se pode notar na Figura 7.22, duas variáveis se destacam: custo de CO₂ e créditos de CO₂. Ao considerar a primeira, a amplitude de variação do VPL está entre MMUS\$ 3,00 e MMUS\$ 5,50. Já no caso da segunda, a variação está entre MMUS\$ 5,50 e MMUS\$10,00. A variável que apresenta maior risco é o custo de compra do CO₂ por estar mais próximo do VPL igual a zero.

As demais variáveis (OPEX de cada etapa de seqüestro de CO₂), causam pouco impacto no VPL, devido à baixa amplitude de variação; apresentando, conseqüentemente, baixo risco.

CAPÍTULO 8 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O seqüestro de CO₂ é uma ferramenta importante para se reduzir as emissões desse gás estufa na atmosfera.

O principal obstáculo para a implantação do seqüestro de CO₂ é o alto custo. No entanto, o crescimento do nível de conhecimento e a experiência, assim como as contribuições de novas tecnologias no campo do seqüestro de CO₂, irão, provavelmente, reduzir estes custos. Outra barreira é a falta de incentivos ou sistemas de créditos em muitos países para suportar os investimentos de longo prazo pelas companhias em seqüestro de CO₂. Os programas que incentivam o uso de taxas de carbono mostram que esta pode ser a maneira mais eficiente para reduzir as emissões de CO₂.

Os altos custos podem ser minimizados combinando-se seqüestro de CO₂ com recuperação avançada de óleo, devido às receitas da recuperação de óleo extra, que podem ajudar a compensar os custos do processo de seqüestro de CO₂.

Além dos custos, 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 no reservatório.

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, além de menores custos.

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 de 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.

Como era esperado, 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.

Analizou-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.

Em relação à análise econômica, para o campo de petróleo maduro utilizado como estudo de caso, resultados indicam que o preço do óleo, produção de óleo e CAPEX desempenham um papel importante na viabilidade do projeto. A análise de sensibilidade indica que preços de óleos mais altos podem incentivar investimentos em seqüestro de CO₂ combinado com projetos de EOR. Nesta simulação, o valor do crédito de CO₂ pode ser considerado baixo, não apresentando um grande efeito no VPL. Ainda assim, observa-se que com a operação de recuperação avançada de óleo, mesmo sem incentivos de créditos, o seqüestro de CO₂ é econômico. No entanto, altos valores para créditos de CO₂ teriam um impacto significativo no projeto. Operadores de campos de óleo podem ganhar bons retornos seqüestrando CO₂ em reservatórios se os valores dos créditos aumentarem substancialmente. O seqüestro de CO₂ pode ser economicamente viável se os custos de CO₂ forem reduzidos e os créditos de carbono aumentados. Além disso, novos mecanismos de mercado são necessários para criar investimentos em novas tecnologias.

8.1 - Sugestões para Trabalhos Futuros

- Avaliação de novas condições para o ajuste da análise econômica prevendo redução de custos com modelos de inovação tecnológica para seqüestro de CO₂, como por exemplo, a carbonatação mineral (reação de CO₂ com magnésio e cálcio contendo minerais silicatados para formar calcita e magnesita), permitindo o armazenamento do CO₂ em uma forma sólida, estável e inerte.
- Estudo da opção de seqüestro de CO₂ em reservatórios de óleo depletados sem EOR, com ênfase na análise dos requisitos de energia para o processo.
- Inclusão de outros modelos para simulação dinâmica para seqüestro de CO₂ em reservatórios de óleo depletados sem EOR, com o objetivo de se analisar uma redução de GEE mais significativa, já que não haverá produção de hidrocarbonetos, cuja utilização resulta em mais emissões de CO₂. Estes outros modelos deverão abordar relações não-lineares entre os elementos do sistema.
- Estudos mais detalhados sobre a capacidade de injeção de CO₂ em reservatórios depletados utilizando simuladores com informações de caracterização de reservatórios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AARTUN, I., NTNU.: “CO₂ Pressure-Enthalpy Diagram”, Center for Applied Thermodynamic Studies, University of Idaho, 2002.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA: “Matriz de Energia Elétrica”, 2005, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/15.htm>, acesso em 02/06/2005.
- AYIRALA, S.C. e RAO, D.N.: “Application of the Parachor Model to the Prediction of Miscibility in Multi-Component Hydrocarbon Systems”, *Journal of Physics: Condensed Matter*, Vol **16**, 2004, p S2177-S2186.
- AYRES, R.U. e WEAVER, P.M.: “Eco-restructuring: Implications for Sustainable Development”, United Nations University Press, Tóquio, 1998, 417 p.
- BACHU, S.: “Sequestration of CO₂ in Geological Media: Criteria and Approach for Site Selection in Response to Climate Change”, *Energy Covers. Mgmt.*, 2000, Vol. **41**, p. 953.
- BACHU, S.: “Screening and Ranking of Hydrocarbon Reservoirs for CO₂ Storage in the Alberta Basin, Canada”, *Proceedings of the First National Conference on Carbon Sequestration (CD-ROM)*, US DOE – NETL) Washington D. C., May 14-17, 2001.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL: “Balanço Energético Nacional 2005: Ano Base 2004”, disponível em: http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=10780, acesso em 02/12/2006.
- BAUMER, K.A., HERZOG, T., PERSHING, J. “Navigating the Numbers: Greenhouse Gas Data and International Climate Policy”. World Resources Institute, Washington, D.C., 2005.
- BEIKE, D.K. e HOLTZ, M.H.: “Integrated Geologic, Engineering and Financial Assessment of Gas Displacement Recovery in Texas”, *Society of Petroleum Engineers SPE 35167*, 1996.
- BORN, R.H.: “Oportunidades e Desafios em Políticas Públicas sobre Mudanças Climáticas e Seqüestro de Carbono” em “Mudanças Climáticas Globais e Seqüestro de Carbono:

- Recomposição de Vegetação Nativa e Desenvolvimento Limpo”, São Paulo: Instituto de Botânica e SMA, 2000.
- BRADLEY, R.T.: “Carbon Dioxide Injection System Brings New Life to Old Fields”, The American Oil & Gas Reporter”, Março 2001.
- BRYANT, E.: “Climate Process and Change”, Cambridge University Press, Cambridge, U.K., 1997, 209p, *apud* BACHU, S.: “Screening and Ranking of Hydrocarbon Reservoirs for CO₂ Storage in the Alberta Basin, Canada”, Proceedings of the First National Conference on Carbon Sequestration (CD-ROM), US DOE – NETL) Washington D. C., May 14-17, 2001.
- CARCOANA, A.: “Enhanced Oil Recovery in România”, Proceedings Third Joint SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, SPE of AIME, Dallas – Texas, 1982.
- CASTRO, R.: “Comércio de Carbono”, Usina de Letras, disponível em: <http://www.usinadeletras.com.br/exibelotexto.phtml?cod=24402&cat=Artigos&vinda=S>, acesso em 17/09/2003.
- CRONQUIST, C.: “Carbon Dioxide Dynamic Displacement with Light Reservoir Oils”, U.S.DOE Annual Symposium, Tulsa, Agosto, 28-30, 1978, *apud* Ahmed, T.: “A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure”, SPE 39034, Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brasil, 30 agosto a 3 de setembro, 1997.
- CORBETT NETO, T. “Introdução à Dinâmica de Sistemas”, 2003, disponível em <http://www.corbett.pro.br/introds.pdf>, acesso em 12/07/2005.
- DAKE, L. P.: “Fundamentals of Reservoir Engineering”, Elsevier Scientific Publishing Company Inc., New York, 1978.
- DAVID, J.: “Economic Evaluation of Leading Technology Options for Sequestration of Carbon Dioxide”, M.I.T., Masters Thesis, 2000.
- DAVID, J. e HERZOG, H.: “The Cost of Carbon Capture”, presented at the Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 2000.
- DAVISON, J. , FREUND, P e SMITH, A.: " Putting Carbon Back in the Ground", published by

- IEA Greenhouse Gas R & D Programme, Cheltenham, U.K., ISBN1 89837328, 2001.
- ECKAUS, R.S., JACOBY, H.D., ELLERMAN, A.D., LEUNG, W-C. e YANG, Z.: "Economic Assessment of CO₂ Capture and Disposal", MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, 1996, Report N° 15.
- EIA: "Emissions of Greenhouse Gases in the United States 1999", DOE/EIA-0573, Washington, DC, 1999.
- EIA: "Emissions of Greenhouse Gases in the United States 2005", DOE/EIA-0573, Washington, DC, 2006.
- ENU – Divisão de Energia Nuclear: Hidrogênio, Biomassa e Seqüestro de CO₂, disponível em: <http://www.ieav.cta.br/enu/yuji/hidrogenio.php>, acesso em 20/06/2003.
- EPRI: "Enhanced Oil Recovery Scoping Study". Palo Alto, CA: TR - 11386, 1999.
- ESPARTA, R.: "O Mercado de créditos de carbono", AHK – Câmara do Comércio e Indústria Brasil Alemanha, Grupo de Intercâmbio de Experiências em Meio Ambiente – GIE, São Paulo, 4 de abril de 2001.
- ESPIE, A.A.: "Options for Establishing a North Sea Geological Storage Hub", 2000; *apud* HENDRIKS, C., GRAUS, W. E van BERGEN, F.: "Global carbon dioxide storage potential and costs", report, n° EEP – 02001, 2004.
- EUROPEAN CARBON DIOXIDE NETWORK: "Capturing and Storing Carbon Dioxide: Technical Lessons Learned", 2006, disponível em: <http://igitur-archive.library.uu.nl/chem/2006-1201-213636/Damen%20Technical%20Lessons.pdf>, acesso em 20/01/2007.
- FARLA, J.C.M., HENDRIKS, C. A. e BLOK, K.: "Carbon Dioxide Recovery from Industrial Processes". *Energy Covers. Mgmt.*, 1995, Vol. 36, N° 6-9, p. 827.
- FILIPPE, J.C.: "Os modos de referência básicos em dinâmica de sistemas", disponível em http://cadeiras.iscte.pt/MSO//Docs/Modos_ref.pdf, acesso em 12/07/2005.
- FLANDERS, W. e SHATTO, A.G.: "CO₂ EOR Economics for Small-to-Medium-Size Fields", Society of Petroleum Engineers, Paper N° 26391, 1993 *apud* HOLTZ, M. H., NANCE, P. K., FINLEY, R. J.: "Reduction of Greenhouse Gas Emissions through CO₂ EOR in

- Texas”, Environmental Geosciences, 2001, Vol. **8**, N°3, p. 187-199.
- FORRESTER, J.: "The Beginning of System Dynamics", Banquet Talk at the international meeting of the System Dynamics Society, 1989.
- FORRESTER, J.: “System Dynamics and the Lessons of 35 Years”, A chapter for The Systemic Basis of Policy Making in the 1990s, edited by Kenyon B. DeGreene, April 29, 1991.
- FORRESTER, J.: “Designing the Future”, Universidad de Sevilla, Sevilla, Spain, December 15, 1998.
- FORRESTER, J.: “Road Maps 4 – A Guide to Learning System Dynamics”, Massachusetts Institute of Technology, 2001.
- FREUND, P. e DAVISON, J.: "General Overview of Costs", Proceedings of the IPCC workshop on carbon dioxide capture and storage, Regina, Canada, 2002.
- GALLO, Y.L.: “CO₂ Sequestration in Depleted Oil or Gas Reservoirs”. Paper 74104 presented at the SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production held in Kuala Lumpur, Malaysia, 2002.
- GASPAR, A.T.F.S, SUSLICK, S.B., FERREIRA, D.F., LIMA, G.A.C.: “Enhanced Oil Recovery With CO₂ Sequestration: A Feasibility Study of A Brazilian Mature Oilfield”, anais de programação de 2005 SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference, (CDROM), Galveston, Texas, U.S.A., 7-9 Março, 2005a.
- GASPAR, A.T.F.S, SUSLICK, S.B., LIMA, G.A.C.: “CO₂ Capture and Storage in Mature Oil Reservoir: Physical Description, EOR and Economic Valuation of a Case of a Brazilian Mature Field”, anais de programação da 14th Europec Biennial Conference, (CDROM), Madrid, Spain, 13-16 Junho de 2005, 2005b.
- GASPAR, A.T.F.S, SUSLICK, S.B., FERREIRA, D.F., LIMA, G.A.C.: “Economic Evaluation of Oil Production Project with EOR: CO₂ Sequestration in Depleted Oil Field”, anais de programação de 2005 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, (CDROM), Rio de Janeiro, Brasil, 20-23 de Junho, 2005c.
- GOODRICH, J.H.: “Review and Analysis of Past and Ongoing Carbon Dioxide Injection Field Tests”, paper SPE/DOE 8832, Tulsa, abril 1980, *apud* KLINS, M.A.: “Carbon Dioxide

- Flooding. Basic Mechanisms and Project Design”, International Human Resources Development Corporation”, Boston, M. A., 1984.
- GOUGH, C. e SHACKLEY, S.: "Evaluating the options for carbon sequestration". Tyndall Centre Technical Report N° 2, 2002.
- HASKIN, H. e ALSTON, R.: “An evaluation of CO₂ huff n’ puff tests in Texas”, JPT, 44, 177-184, 1989, *apud* HOLTZ, M. H., NANCE, P. K., FINLEY, R. J.: “Reduction of Greenhouse Gas Emissions through CO₂ EOR in Texas”, Environmental Geosciences, 2001, Vol. 8, N°3, p.187-199.
- HEDDLE, G., HERZOG, H. e KLETT, M.: "The Economics of CO₂ Storage". *MIT LFEE 2003-003 RP*, 2003.
- HENDRIKS, C., GRAUS, W. e van BERGEN, F.: "Global carbon dioxide storage potential and costs", ECOFYS, report n° EEP – 02001, 2004.
- HERZOG, H., DRAKE, E. M., e ADAMS, E.E., "CO₂ Capture, Reuse and Storage Technologies for Mitigating Global Climate Change - A White Paper, 1997.
- HERZOG, H, ELIASSON, B. e KAARSTAD, O.: “Capturing Greenhouse Gases”, Scientific American, 282 (2), February 2000, p.72-79.
- HERZOG, H., e GOLOMB, D.: "Carbon Capture and Storage from Fossil Fuel Use", *Encyclopedia of Energy*, Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, 2004.
- HITCHON, B.: “Aquifer Disposal of Carbon Dioxide: Hydrodynamic and Mineral Trapping – Proof of Concept”, Geoscience Publishing, Alberta, Canada, 1996, 165p.
- HOLLOWAY, S. “The Underground Disposal of Carbon Dioxide”, Final Report JOULE II, project no. CT92-0031, British Geological Survey, 1996, *apud* LYSEN, E. H.: "PEACS - Opportunities for early application of CO₂ sequestration technology", IEA GHG R & D Programme, 2002.
- HOLLOWAY, S.: “Underground Sequestration of Carbon Dioxide - a Viable Greenhouse Gas Mitigation Option”. *Energy*, 2005, V.30, Issues 11-12, p.2318-2333.
- HOLM, L.W. e JOSENDAL, V.A.: “Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide”, Soc. Pet. Eng. J., 1982, p.87-98, *apud* KLINS, M. A.: “Carbon

- Dioxide Flooding. Basic Mechanisms and Project Design”, International Human Resources Development Corporation”, Boston, M. A., 1984.
- HOLTZ, M.H., NANCE, P.K. e FINLEY, R.J.: “Reduction of Greenhouse Gas Emissions through CO₂ EOR in Texas”, Environmental Geosciences, 2001, Vol. 8, N°3, p.187-199.
- HOLTZ, M.H., NANCE, P.K. e FINLEY, R.J.: “Reduction of Greenhouse Gas Emissions through Underground CO₂ Sequestration in Texas Oil and Gas Reservoirs”, Final Report, Bureau of Economic Geology, Austin – Texas, 1999.
- HOUGHTON, J.T., DING, Y., GRIGGS, D.J., NOGUER, M., van DER LINDEN, P.J., DAI X., MASKEL, K. e JOHNSON, C.A.: Climate Change 2001: Working Group I: “The Scientific Basis”., 2001.
- HUSTAD, C.W. e BJONNES, G.: "The Norwegian CO₂-Infrastructure Initiative: The Economics and Socio-Economics of using CO₂ for Enhanced Oil Recovery in the North-Sea Basin". Third Dixy Lee Ray Memorial Symposium, International Conferences on Global Carbon Management and Sequestration Technologies and Life Cycle analysis, 2000.
- HUSTAD, C.W. e AUSTELL, J. M.: “Mechanisms and incentives to promote the use and storage of CO₂ in the North Sea”, Memo, CO₂ Norway, Kongsberg, 2003.
- IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY): “CO₂ Emissions from Fossil Fuel Combustion 1971 – 2002 (2004 Edition)”, 2004.
- IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY): “Key World Energy Statistics”, 2006.
- IPCC (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE: “First Assessment Report”, IPCC, Geneva, Switzerland, 1990.
- IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O.Davidson, H.C. Coninck, M. Loos, e L.A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442p.
- IPCC 2006: “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. Prepared by the

- National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H. S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan. Vol. **2**: Energy.
- KALKREUTH, W., HOLTZ, M., KERN, M., MACHADO, G., MEXIAS, A., SILVA, M.B., WILLETT, J., FINKELMAN, R. e BURGER, H.: “Petrology and Chemistry of Permian Coals from the Paraná Basin: 1. Santa Terezinha, Leão-Butiá and Candiota Coalfields, Rio Grande do Sul, Brazil”, *International Journal of Coal Geology*, 2006, V. 68, p.79-116.
- KALLBEKKEN, S. e TORVANGER, A.: “Can geological carbon storage be competitive?”; CICERO Working Paper 2004:05, 2004.
- KLARA, S. e BYRER, C.: “Carbon Sequestration through Enhanced Oil Recovery”, Program Facts, U. S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2003, disponível em: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/program/Prog053.pdf>, acesso em 13/02/2004.
- KLINS, M.A.: “Carbon Dioxide Flooding. Basic Mechanisms and Project Design”, *International Human Resources Development Corporation*, Boston, M. A., 1984.
- KLINS, M. e BARDON, C.O.: “Carbon Dioxide Flooding”, 1991 . In M. Bauiere (Ed.), *Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery*, p.215-240. Oxford: Elsevier. Institut Francais du Pétrole, *apud* HOLTZ, M.H., NANCE, P.K. e FINLEY, R.J.: “Reduction of Greenhouse Gas Emissions through CO₂ EOR in Texas”, *Environmental Geosciences*, 2001, Vol. **8**, Nº3, p.187-199.
- KOVSEK, A.R. e CAKICI, M.D.: “Geologic Storage of Carbon Dioxide and Enhanced Oil Recovery. II Co-Optimization of Storage and Recovery”, *Energy Conversion and Management*, 2005, Vol. **46**, p.1941-1956.
- KURTZ DOS SANTOS, A.C.: “Computational Modelling in Science Education: A Study of Students’ Ability to Manage Some Different Approaches to Modelling”. PhD Dissertation, University of London, Londres, Inglaterra, março 1992.
- KURTZ DOS SANTOS, A.C.: “Complexidade e a Utilização de Ferramentas Computacionais no Ensino e Pesquisa”, *Revista Eletrônica do Mestrado em Educação Ambiental*. Outubro

de 2004.

LAKE, L.W.: “Enhanced Oil Recovery”, University of Texas at Austin: Prentice-Hall, Inc. 1989.

LAKO, P.: “Options for CO₂ Sequestration and Enhanced Fuel Supply”, Monograph in the Framework of the VLEEM Project, abril 2002.

LANGELAND, K. e WILHELMSSEN, K.: “A study of the costs and energy requirement for carbon dioxide disposal”, Energy Convers. Mgmt, Vol. 34, Nº 9-11, p.807-814, 1993.

LITYNSKI, J.T., KLARA, S.M., McILVRIED, H.G. e SRIVASTAVA, R.D.: “The United States Department of Energy’s Regional Carbon Sequestration Partnerships Program: A Collaborative Approach to Carbon Management “, Environment International, 2006, Vol. 32, p.128-144.

LYSEN, E. H.: "PEACS - Opportunities for early application of CO₂ sequestration technology", IEA GHG R & D Programme, 2002.

MARLAND, W. G., SCHLAMADINGER, B. e LEIBY, P.: “Forest/Biomass Based Mitigation Strategies: Does the Timing of Carbon Reductions Matter?” Critical Reviews in Environmental Science and Technology 27 (special): S213-S226, 1997; *apud* FREUND, P. e DAVISON, J.: "General Overview of Costs", Proceedings of the IPCC workshop on carbon dioxide capture and storage, Regina, Canada, 2002.

MATHIASSEN, O. M.: “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, maio 2003.

METCALFE, R.S.: “Effects of impurities on minimum miscibility pressures and minimum enrichment levels for CO₂ and rich gas displacements”, SPE Journal, 1982, 22 (2), p. 219-225.

MORITIS, G., “CO₂ Injection Gains Momentum”, *Oil and Gas Journal*, 2006, p.37.

MOSCARELLA, J.P.: “Experiencia con Proyectos de Ahorro de Energia en Mexico y Perspectivas del Mercado de Carbono”, apresentação em Tegucigalpa – Honduras em 23 de março de 2001, disponível em:

<http://www.csdanet.org/English/capacityworkshops/honduras/experiencaproyectos.pdf>,
acesso em: 09/06/2005.

NGUYEN, N. e ALLINSON, W.G.: "The economics of CO₂ capture and geological storage",
paper 77810, 2002 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition,
Melbourne, Australia.

ORR, F.M. e TABER, J.J.: "Use of Carbon Dioxide in Enhanced Oil Recovery", Science, New
Series, Vol. 224, N° 4649, May 11, 1984, p.563-569.

OTA (Office of Technology Assessment): "Enhanced Oil Recovery Potential in the United
States", Congress of the United States, January 1978, 230p.

PETERSON, S. e RICHMOND, B.: "Ithink: The Visual Thinking Tool for the 90's: Technical
Documentation", 1994, Hanover, NH: High Performance Systems, Inc., *apud* USDOE
(U. S. DEPARTMENT OF ENERGY): "Introduction to System Dynamics – A Systems
Approach to Understanding Complex Police Issues", Version 1, online book, disponível
em: <http://www.systemdynamics.org/DL-IntroSysDyn/index.html>, 1997, acesso em
20/06/2005.

RICHARDSON, G.P. e PUGH, A.L.: "Introduction to System Dynamics Modeling with
DYNAMO, Productivity Press, Cambridge, Massachusetts, 1981., *apud* KIRKWOOD,
C.W.: "System Dynamics Methods: A Quick Introduction", College of Business,
Arizona State University, 1998.

RIVAS, O., EMBID, S., e BOLIVAR, F.: "Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding
Processes", SPE Paper 23461, SPE Advanced Technology Series, 1994 V.2, p.95-103,
apud BACHU, S.: "Screening and Ranking of Hydrocarbon Reservoirs for CO₂ Storage
in the Alberta Basin, Canada", Proceedings of the First National Conference on Carbon
Sequestration (CD-ROM), US DOE – NETL) Washington D. C., May 14-17, 2001.

ROCHA, P.S., SOUZA, A.O. A.B. e CÂMARA, R.J.B.: "O futuro da Bacia do Recôncavo, a
mais antiga província brasileira", Bahia Análise & Dados, v.11, n.4, p.32, 2002.

ROCHA, P.S.: "Comunicação Pessoal", 13/04/2004.

ROCHA, P.S.: "Comunicação Pessoal", 22/02/2007.

- SASAKI, K.: “Carbon Sequestration Technology – Current Status and Future Outlook”, IEEJ Publication, March 2004.
- SASKATCHEWAN LABOUR: “Saskatchewan Mine Emergency Response Program - Mine Rescue Manual”, February 2001, disponível em: <http://www.labour.gov.sk.ca/safety/mine-rescue-manual/Mines%20Manual%20Feb%202001.pdf>, acesso em 09/06/2005.
- SATHAYE, J. e MEYERS, S.: “Greenhouse Gas Mitigation Assessment: A Guidebook. Kluwer Academic Publishers, 1995; *apud* FREUND, P. e DAVISON, J.: "General Overview of Costs", Proceedings of the IPCC workshop on carbon dioxide capture and storage, Regina, Canada, 2002.
- SCHIMEL, D.S., Enting, I.G., Heimann, M., Wigley, T.M.L., Raynaud, D., Alves, D. e Siegenthaler, U.: “CO₂ and the Carbon Cycle”, 1994, p. 37-71 *apud* Houghton, J.T., Meira Filho, L.G., Bruce, J., Hoesung L., Callander, B.A, Haites, E., Harris, N. e Maskel, K. (eds), Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, 1994.
- SHAW, J.: “CO₂ Flooding Ranking and Performance Prediction for Alberta Oil Pools”, presented at the PTAC Forum & Workshop CO₂ from Industrial Sources to Commercial Enhanced Oil & Gas Recovery. 1-2 de outubro, 2003.
- SHECAIRA, F.: “Injeção de CO₂ Rejuvenesce Campos da Bacia do Recôncavo”, Conexão Pravap, nº 13, janeiro – fevereiro, 2004.
- SINGH, N.: “A Systems Perspective for Assessing Carbon Dioxide Capture and Storage Opportunities”, Massachusetts Institute of Technology, 2004, 89 p. Dissertação (Mestrado).
- SMITH, L. A., GUPTA, N., SASS, B. M. e BUBENIK, T. A.: "Engineering and Economic Assessment of Carbon Dioxide Sequestration in Saline Formations". *Journal of Energy & Environmental Research*, 2002, Volume 2, p.5.
- SPRINGER, U.: “The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies, Energy Economics, 2003, Vol. 25, p.527-551; *apud* Kallbekken, S. e Torvanger, A.: “Can geological carbon storage be competitive?”, CICERO Working Paper 2004:05, 2004.

- STALKUP, F.I.: Miscible Displacement. Monograph Series, Vol. 8, ISBN 0-89520-319-7. (1984).
- STELLA, VERSION 7.0.1: Modeling Software. [S.I.]: High Performance Systems, Inc. (HPS), 2001. CD-ROM, User's Manual.
- STERMAN, J.D., "Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World", Irwin McGraw-Hill Higher Education, Boston, 2000, *apud* FILIPE, J.C.: "Os modos de referência básicos em dinâmica de sistemas", disponível em http://cadeiras.iscte.pt/MSO//Docs/Modos_ref.pdf, acesso em 12/07/2005.
- STEVENS, S.H. e GALE, J., "Geologic CO₂ Sequestration may benefit upstream industry", Oil & Gas Journal, May 15, 2000, p.40.
- STEVENS, S., KUUSKRAA, V. e GALE, J.: "Sequestration of CO₂ in Depleted Oil and Gas Fields: Global Capacity, Costs and Barriers", Advanced Resources International and IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2001.
- TAFFE, W.J.: "Simulation and Modelling with Stella a General Education Course", Proceedings of the 22nd SIGCSE Technical Symposium on Computer Science Education, 1991, San Antonio, Texas, USA, March 7-8, 1991, p.87-91.
- TOLMASQUIM, M.: "Potential for energy alternatives sources generation in Brazil", Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2002, *apud* CENTRE FOR BRAZILIAN STUDIES, University of Oxford, Relatório da Conferência: "Energy and the Environment in Brazil: present concerns, future trends and international comparisons", Annual Oxford Petrobras Conference 2002, 27 and 28 May 2002.
- TURKENBURG, W.C.: "Sustainable Development, Climate Change, and Carbon Dioxide removal (CDR)". *Energy Convers. Mgmt.*, 1997, Vol. **38**. Suppl., p.S3.
- UNEP/GRID-Arendal.: "Global Atmospheric Concentration of CO₂" UNEP/GRID-Arendal Maps and Graphics Library, disponível em: http://maps.grida.no/go/graphic/global_atmospheric_concentration, acesso em 26/06/2003.
- UNFCCC: "GHG Data 2006 – Highlights from Greenhouse Gas (GHG) Emissions Data for 1990 to 2004 for Annex I Parties", 2006.

- USDOE (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY): “Carbon Sequestration – Technology Roadmap and Program Plan”, 2003, disponível em: http://www.climatevision.gov/sectors/electricpower/pdfs/carbonsequestration_roadmap.pdf, acesso em: 02/12/2003.
- USDOE (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY): “Geological Sequestration Research”: disponível em: <http://fossil.energy.gov/sequestration/geologic/index.html>, acesso em: 02/12/2004a.
- USDOE (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY): “Ocean Sequestration Research”: disponível em: <http://www.fossil.energy.gov/programs/sequestration/ocean/index.html>, acesso em: 02/12/2004b.
- USDOE (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY): “Introduction to System Dynamics – A Systems Approach to Understanding Complex Police Issues”, Version 1, online book, disponível em: <http://www.systemdynamics.org/DL-IntroSysDyn/index.html>, 1997, acesso em 20/06/2005.
- van DER MEER, L.G.H.: “The Conditions Limiting CO₂ Storage in Aquifers”. Energy Convers. Mgmt., 1993, Vol. 34. Nº 9-11, p.959.
- VERMA, M.K.: “Role of Rock/Fluid Characteristics in Carbon (CO₂) Storage and Modeling”, Open-File Report 2005-1137, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia 2005.
- VUKALOVICH, M.P. e ALTUNIN, V.V.: “Thermophysical Properties of Carbon Dioxide”, Collet’s Ltd.,k Londres, 1968, *apud* KLINS, M. A.: “Carbon Dioxide Flooding. Basic Mechanisms and Project Design”, International Human Resources Development Corporation”, Boston, M. A., 1984.
- WALDIE, K.: “Carbon Sequestration: Defining the Future of Geological CO₂ Sequestration”, Combustion-news – Canada’s Clean Combustion Network, 2003.
- WANG, Y.: “Analytical Calculation of Minimum Miscibility Pressure”. PhD Dissertation, Stanford University, Stanford, CA, 1998.
- WELTY, J.R., WICKS, C.E. e WILSON, R.E.: “Fundamentals of Momentum, Heat and Mass Transfer”, 3^a Edição, Ed. John Wiley and Sons, NY, 1984.

- WILDENBORG, A.F.B. e van DER MEER, L.G.H.: “The Use of Oil, Gas and Coal Fields as CO₂ sinks”. Proceedings of the IPCC workshop on carbon dioxide capture and storage, Regina, Canada, 2002.
- WILSON, M., MOBERG, R., STEWART, B., e THAMBIMUTHU, K.: CO₂ Sequestration in oil reservoirs - a monitoring and research opportunity, 2000; *apud* HENDRIKS, C., GRAUS, W. e van BERGEN, F: "Global carbon dioxide storage potential and costs", report, nº EEP – 02001, 2004.
- WORLD BANK: “Greenhouse Gas Assessment Handbook – A Practical Guidance Document for the Assessment of Project Level Greenhouse Gas Emissions. Global Environment Division, paper Nº. 064, 1998; *apud* FREUND, P. e DAVISON, J.: "General Overview of Costs", Proceedings of the IPCC workshop on carbon dioxide capture and storage, Regina, Canada, 2002.
- WORLD RESOURCES INSTITUTE: “Climate Change and Developing Countries”, 2003, disponível em http://climate.wri.org/project_content_text.cfm?ContentID=1284, acesso em 22/11/2006.

APÊNDICE A

Fatores de Conversão Comuns de acordo com EIA/DOE, 1999.

Permutações de Unidades SI

1 gC = 1 grama de carbono (C)

1 GgC = gigagrama de carbono (C) = 1000 t métricas de carbono (C)

1 TgC = 1 teragrama de carbono (C) = 1 milhão de t métricas de carbono (C)

1 PgC = 1 pentagrama de carbono (C) = 1 bilhão de t métricas de carbono (C)

1 ppmv = 1 parte por milhão por volume na atmosfera

1 ppbv = 1 parte por bilhão por volume na atmosfera

1 pptv = 1 parte por trilhão por volume na atmosfera

Volume

1 mil ft³ de metano = 42,28 lb

1 mil ft³ de dióxido de carbono = 115,97 lb

1 t métrica de gás natural líquido = 11,6 bbl

1 t métrica de álcool = 7,94 barris

1 t métrica de gás liquefeito de petróleo = 1,6 bbl

1 t métrica de gasolina de aviação = 8,9 bbl

1 t métrica de combustível aéreo de nafta = 8,27 bbl

1 t métrica combustível aéreo de querosene jet fuel = 7,93 bbl

1 t métrica de gasolina = 8,53 bbl

1 t métrica querosene = 7,73 bbl

1 t métrica nafta = 8,22 bbl

1 t métrica de destilado = 7,46 bbl.

1 t métrica óleo residual = 6,66 bbl

1 t métrica de coque de petróleo = 5,51 bbl

Medidas Alternativas de GEE

1 lb de metano, medida em unidades de carbono ($\text{CH}_4\text{-C}$) = 1,333 lb de metano, medidas em peso molecular total (CH_4).

1 lb de dióxido de carbono, medida em unidades de carbono ($\text{CO}_2\text{-C}$) = 3,6667 lb de dióxido de carbono, medidas em peso molecular total (CO_2).

1 lb de monóxido de carbono, medida em unidades de carbono (CO-C) = 2,333 lb de monóxido de carbono, medidas em peso molecular total (CO).

1 lb de óxido nitroso, medido em unidades de nitrogênio ($\text{N}_2\text{O-N}$) = 1,571 lb de óxido nitroso, medidas em peso molecular total (N_2O).

Massa

1 kg = 2,205 lb

1 t = 0,9072 t métricas

Volume

1 m³ = 35,3147 cm³

1 cm³ = $3,531 \times 10^{-5}$ ft³

Área

1 acre = 0,40468724 hectare (ha) = 4,047 m²

1 hectare (ha) = 10,000 m² = 2,47 acres

Comprimento

1 quilômetro = 0,6214 milhas

Energia

1 Joule = $947,9 \times 10^{-21}$ quatrilhões de Btu

1 exajoule = 10^{18} Joules = 0,9479 quatrilhões de Btu

1 quatrilhão de Btu = 1,0551 exajoule

APÊNDICE B – Propriedades do CO₂

Tabela B.1: Propriedades do CO₂

Peso molecular	44 g/mol
Densidade	1,95 kg/m ³
Ponto de ebulição (14.7 psia)	-78,5 °C
Pressão crítica	1.071 psia
Temperatura crítica	31,05 °C
Densidade específica do CO ₂ líquido	0,827
Densidade específica do CO ₂ gás	1,529 (Ar = 1)
Compressibilidade (14,7 psia)	0,9943
Aparência	Incolor
Solubilidade na água	0,145 g em 100 g de água
CO ₂ sólido (gelo seco) a temperaturas abaixo de 42,44 °C	
CO ₂ líquido só a pressões acima de 74,9 psi	
CO ₂ gás a pressão atmosférica	

Fonte: Mathiassen 2003, Verma, 2005

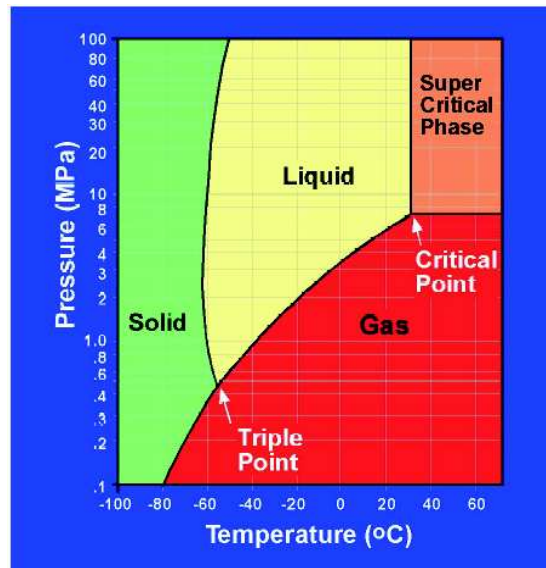
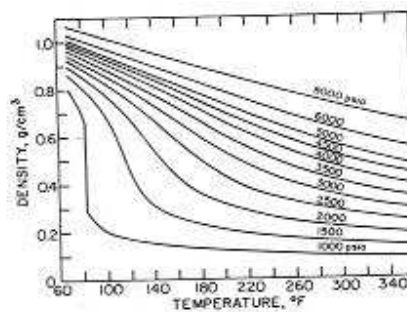


Figura B.1: Diagrama de fases do CO₂

Fonte: Shaw, 2003

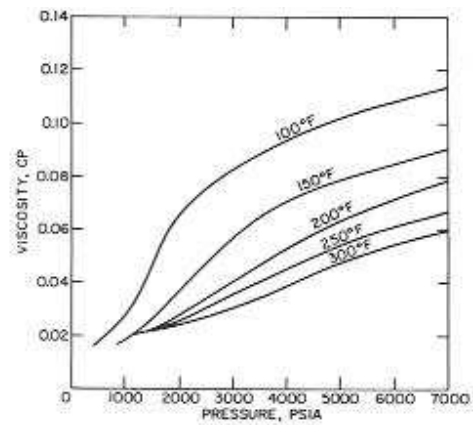
B.2) Densidade do CO₂ em função da pressão e temperatura



Fonte: Holm e Josendal, 1982 *apud* Klins, 1984;

Vukalovich e Altunin, 1968 *apud* Klins, 1984.

B.3) Viscosidade do CO₂ em função da pressão



Fonte: Goodrich, 1980 *apud* Klins, 1984

APÊNDICE C: Diagrama Pressão-Entalpia do CO₂

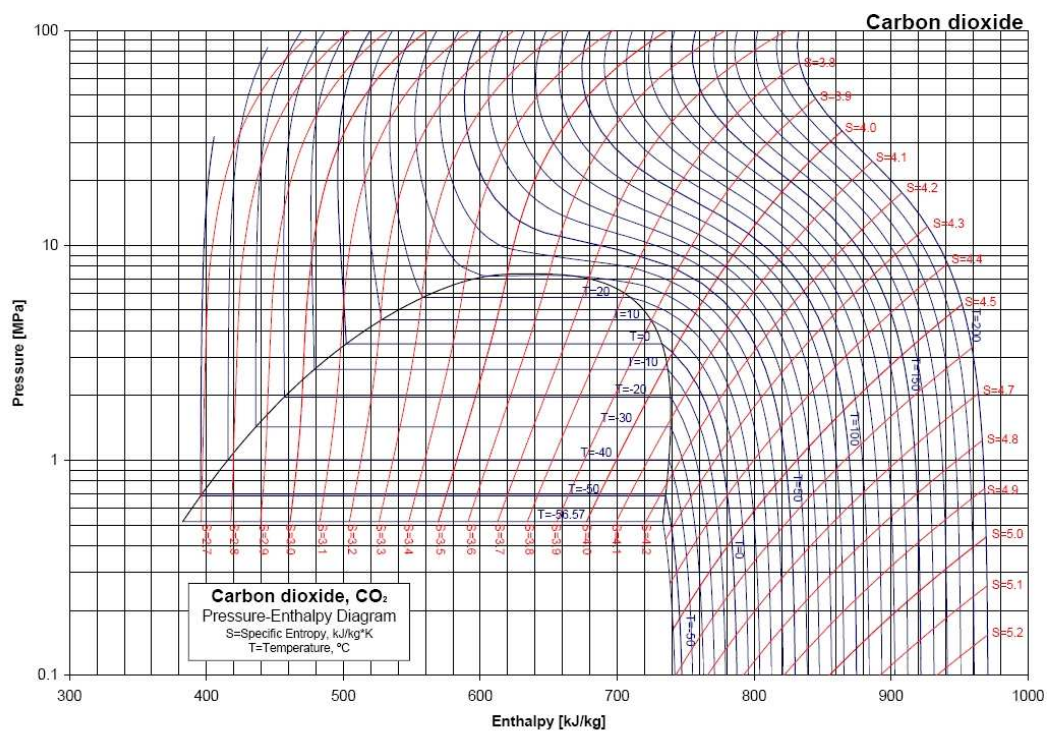


Figura C.1: Diagrama pressão-entalpia do CO₂

Fonte: I, Aartun, NTNU 2002.

APÊNDICE D – Fator de atrito de Fanning como função do número de Reynolds e D/ϵ

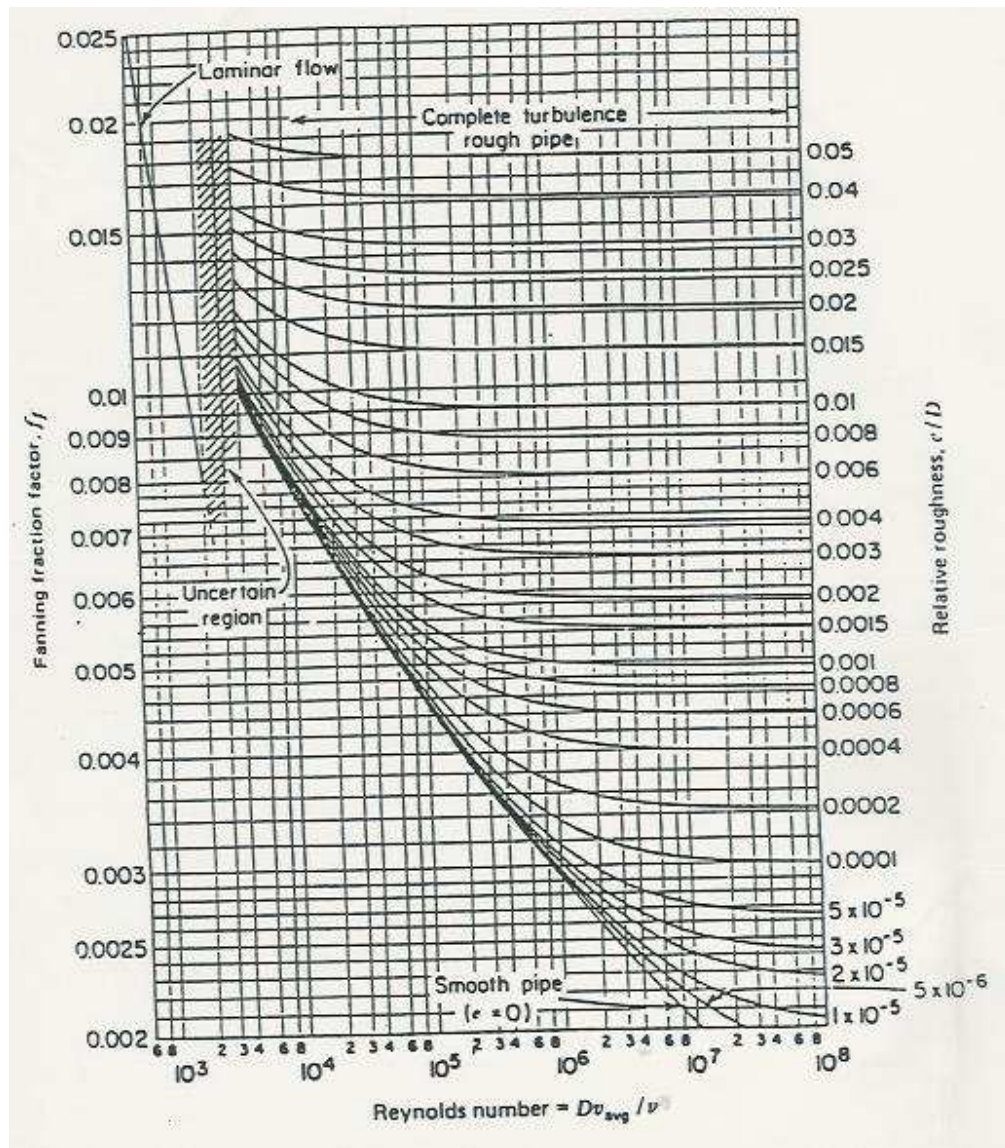


Figura D.1: Diagrama do fator de atrito de Fanning

Fonte: Welty *et al.*, 1984

APÊNDICE E – Equações da Modelagem utilizando o *Software Stella*®

Calculation

air__concentration = 1.8e+20 {mol}

budget = CO2_Balance

CO2_concentration = budget*1e+006/44

percent_of_oil__produced = Cumulative__Oil_Production__in_bbbls/Oil_Reserve

period = 7300

ppmv = (CO2_concentration/air__concentration)/(1e-006)

reduction = 1-(budget/(CO2_to_field*period))

CO2 Leakage

CO2__vented__ = leakage

INFLOW TO: CO2_Balance(Not in a sector)

CO2 Providing

Antropogenic__Source(t) = Antropogenic__Source(t - dt) + (- CO2_captured_from__anthropogenic_source) * dt

INIT Antropogenic__Source = 1460000

OUTFLOWS:

CO2_captured_from__anthropogenic_source = 200-recycling

CO2_in_Reservoir(t) = CO2_in_Reservoir(t - dt) + (CO2_to_field - CO2_produced__with_oil) * dt

INIT CO2_in_Reservoir = 0

INFLOWS:

CO2_to_field = 200

OUTFLOWS:

CO2_produced__with_oil = IF(TIME>30) THEN(CO2_to_field*(1-storage_factor)) ELSE (0)

Total_CO2_Produced__with_oil(t) = Total_CO2_Produced__with_oil(t - dt) + (CO2_produced__with_oil - recycling - leakage) * dt

INIT Total_CO2_Produced__with_oil = 0

INFLOWS:

CO2_produced__with_oil = IF(TIME>30) THEN(CO2_to_field*(1-storage_factor)) ELSE (0)

OUTFLOWS:

recycling = Total_CO2_Produced__with_oil*recycle_ratio

leakage = IF (TIME>30) THEN ((1-recycle_ratio)*Total_CO2_Produced__with_oil) ELSE (0)

Total_CO2__for_Injection(t) = Total_CO2__for_Injection(t - dt) + (CO2_captured_from__anthropogenic_source + recycling - CO2_to_field) * dt

INIT Total_CO2__for_Injection = 0

INFLOWS:

CO2_captured_from__anthropogenic_source = 200-recycling

recycling = Total_CO2_Produced__with_oil*recycle_ratio

OUTFLOWS:

CO2_to_field = 200

Total_Leaked(t) = Total_Leaked(t - dt) + (leakage) * dt

INIT Total_Leaked = 0

INFLOWS:

leakage = IF (TIME>30) THEN ((1-recycle_ratio)*Total_CO2_Produced__with_oil) ELSE (0)

CO2_stored = CO2_to_field-CO2_produced__with_oil

recycle_ratio = 0.99

storage_factor = 0.5

CO2 Stored

CO2_stored__in_Reservoir = CO2_stored*stored_switch

OUTFLOW FROM: CO2_Balance(Not in a sector)

stored_switch = 1

Emissions from Sequestration/EOR process

emitting_CO2__from_EOR_process =

(Energy__consumption_during_EOR*(CO2_Intensity_in__gas_natural+CO2_Intensity_in_Water+CO2_Intensity_in__coal+CO2_Intensity_in__oil))+(Energy_consumption__for_drying*CO2_Intensity_in__Steam)

INFLOW TO: CO2_Balance(Not in a sector)

CO2_Intensity_in_Water = 0 * water_switch{ton CO2/J}

CO2_Intensity_in__coal = 95e-012*coal_switch{ton CO2/J}

CO2_Intensity_in__gas_natural = 51e-012*GN_switch{ton CO2/J}

CO2_Intensity_in__oil = 73e-012*oil_switch{ton CO2/J}

CO2_Intensity_in__Steam = 62e-012{ton CO2/J}

coal_switch = 1

GN_switch = 1

oil_switch = 1

water_switch = 1

Energy Consumed in Sequestration/EOR process

Electricity_Consumed__in_EOR_process(t) = Electricity_Consumed__in_EOR_process(t - dt) + (Energy__consumption_during_EOR) * dt

INIT Electricity_Consumed__in_EOR_process = 0

INFLOWS:

Energy__consumption_during_EOR =

(compressing__requirement_factor+cooling__requirement_factor+transportation_requirement_factor+reservoir__requirement_factor)*(producing__oil*CO2_consumption__per_oil_bbl)

Heat_Consumed(t) = Heat_Consumed(t - dt) + (Energy_consumption__for_drying) * dt

INIT Heat_Consumed = 0

INFLOWS:

Energy_consumption__for_drying = producing__oil*CO2_consumption__per_oil_bbl*drying__requirement_factor

compressing__requirement_factor = 270540000{J/ton CO2}

cooling__requirement_factor = 8000000{J/tonCO2}

drying__requirement_factor = 8000000{J/ton CO2}

reservoir_switch = 1

reservoir_requirement_factor = 517160000*reservoir_switch

transportation_requirement_factor = 1250000{J/ton CO2}

Oil Production

Cumulative__Oil_Production__in_bbls(t) = Cumulative__Oil_Production__in_bbls(t - dt) + (producing__oil) * dt

INIT Cumulative__Oil_Production__in_bbls = 0

INFLOWS:

producing__oil = CO2_to_field/CO2_consumption__per_oil_bbl

Oil_Reserve(t) = Oil_Reserve(t - dt) + (- producing__oil) * dt

INIT Oil_Reserve = 37.68e+006

OUTFLOWS:

producing__oil = CO2_to_field/CO2_consumption__per_oil_bbl

CO2_consumption__per_oil_bbl = 0.4

Oil Usage

CO2_emitted__due_to_oil_product_usage = producing__oil*crude_oil_emission__factor

INFLOW TO: CO2_Balance(Not in a sector)

crude_oil_emission__factor = 0.436 *product_switch{t CO2/bbl}

product_switch = 1

Not in a sector

CO2_Balance(t) = CO2_Balance(t - dt) + (CO2_emitted__due_to_oil_product_usage + emitting_CO2__from_EOR_process + CO2__vented__ - CO2_stored__in_Reservoir) * dt

INIT CO2_Balance = initial_CO2__mass

INFLOWS:

CO2_emitted__due_to_oil_product_usage (IN SECTOR: Oil Usage)

emitting_CO2__from_EOR_process (IN SECTOR: Emissions from Sequestration/EOR process)

CO2__vented__ (IN SECTOR: CO2 Leakage)

OUTFLOWS:

CO2_stored__in_Reservoir (IN SECTOR: CO2 Stored)

[illegible]