



Jaime Turazzi Naveiro

**Presença De CO₂ Em Projetos De Desenvolvimento De
Campos De Petróleo: arcabouço teórico e estudo de caso**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica pelo Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Rio de Janeiro
Setembro de 2012



Jaime Turazzi Naveiro

Presença de CO₂ em projetos de desenvolvimento de campos de petróleo: arcabouço teórico e estudo de caso

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Marcos Sebastião de Paula Gomes

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Luis Glauber Rodrigues

Petróleo Brasileiro S.A.

Dr. Jorge Oscar de Sant' Anna Pizarro

PETROBRAS

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 18 de setembro de 2012

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Jaime Turazzi Naveiro

Graduou-se em Engenharia de Produção pela UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro) em 2005. cursou a Pós-graduação Lato Sensu em Engenharia de Petróleo pela PUC-Rio em 2009. Ingressou na Petrobras em 2006 como Engenheiro de Produção onde atuou na área de novos negócios internacionais de E&P. Em 2009 transferiu-se para o departamento responsável pelos projetos Conceitual e Básico para o desenvolvimento da produção do pólo pré-sal da Bacia de Santos, atuando como Engenheiro e posteriormente como Gerente de Projeto, função que desempenha até a presente data.

Ficha Catalográfica

Naveiro, Jaime Turazzi

Presença de CO₂ em projetos de desenvolvimento de campos de petróleo: arcabouço teórico e estudo de caso / Jaime Turazzi Naveiro ; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga. – 2012.

134 f. : il. (color.) ; 29,7 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2012.

Inclui bibliografia

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. EOR CO₂. 3. Estudo viabilidade técnico-econômico. 4. Injeção de CO₂. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

À família, meu pai, minha mãe, meu irmão e minha esposa, pelo apoio e carinho, e sem os quais não estaria aqui e nada faz sentido.

Aos amigos, pelos momentos de descontração que trazem equilíbrio à vida.

Ao professor Arthur Braga, por seus valiosos conselhos e revisões, agregando valor ao trabalho.

Aos colegas de Petrobras, Jorge Pizarro e Luis Glauber, e ao professor Marcos Sebastião pelo aceite para participar da banca examinadora, e por suas contribuições.

Aos colegas de Petrobras, principalmente Antônio Pinto, Flavio Vianna, Anelise Lara e Osmond Coelho pelo incentivo por realizar esta escolha e Bruno Moczydlower pelo apoio dispensado durante o mestrado.

Aos colegas de classe, que dividi tanto a ansiedade das provas e trabalhos, quanto à satisfação do dever cumprido.

A todos que, de alguma forma, colaboraram para que esta dissertação se tornasse possível.

Resumo

Naveiro, Jaime Turazzi; Braga, Arthur Martins Barbosa. **Presença de CO₂ em projetos de desenvolvimento de campos de petróleo: arcabouço teórico e estudo de caso.** Rio de Janeiro, 2012. 134p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A degradação do meio ambiente está no topo da agenda de países e empresas. O foco principal é a redução das emissões de gases causadores do efeito estufa, sendo CO₂ o maior contribuinte. O consumo elevado de combustíveis fósseis está criando um efeito irreversível no planeta. De forma a contrabalancear seus impactos ambientais, surge o segmento de projetos de captura e sequestro de carbono. O maior entrave seu para crescimento é econômico, daí o uso de CO₂ para recuperação avançada de óleo, alavancando sua implementação. Esta dissertação avalia duas estratégias distintas de desenvolvimento de um campo de petróleo *offshore*, uma através da injeção de água e outra por recuperação avançada com injeção de CO₂ (EOR CO₂ – *enhanced oil recovery*) a partir de fonte antropogênica. Os maiores desafios técnicos para aplicação de EOR CO₂ em ambiente *offshore* são examinados, mostrando o arcabouço teórico, melhores práticas e soluções ainda não desenvolvidas, em áreas como: gerenciamento de reservatórios, engenharia de poços e plantas de processo, além de captura e transporte de CO₂. Em seguida, a viabilidade econômica de ambos os métodos de recuperação são comparados, com pequena vantagem o caso EOR. Entretanto, devido às incertezas de sucesso do método e sua sensibilidade ao preço de importação de CO₂, a gama de resultados pode alterar o processo decisório. Um balanço de carbono também é realizado, mostrando a redução esperada de sua concentração na atmosfera ao se selecionar o método de EOR CO₂. Ainda, a aplicabilidade de créditos de carbono é discutida, e seu impacto econômico quantificado. Finalmente, há um longo caminho a se percorrer para ampla utilização de projetos EOR com CO₂ antropogênico em ambiente *offshore*. Ao apontar os maiores desafios e entraves a serem superados, incluindo técnicos, comerciais e regulatórios, ao apresentar modelo econômico, e acima de tudo, ao mostrar sua atratividade, esta dissertação tem por objetivo reduzir esta distância.

Palavras-chave

EOR CO₂; Estudo viabilidade técnico-econômico; Injeção de CO₂

Abstract

Naveiro, Jaime Turazzi; Braga, Arthur Martins Barbosa (Advisor). **Development of oil fields considering the presence of CO₂: theoretical framework and case study.** Rio de Janeiro, 2012. 134p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Environmental issues are on top of governments and companies' agendas. The main focus is on global warming and means to reduce greenhouse gases, being carbon dioxide the main contributor. The consumption of fossil fuels is creating an irreversible effect on the planet, and it is expected to continue for years to come. In order to offset its usage are the emerging carbon capture and storage (CCS) projects. Their main obstacle is economical, and that's where enhanced oil recovery through CO₂ can help. This dissertation assesses the development options of an offshore Brazilian discovery, by comparing water injection method with carbon dioxide enhanced oil recovery (EOR CO₂) imported from an anthropogenic onshore source. The main EOR CO₂ technical challenges for offshore application are examined, detailing field proven and yet to be developed solutions, from reservoir management, wells engineering to the production unit, passing through CO₂ acquisition and transportation. Next, economical feasibility of both methods are compared, with a slight advantage for EOR on the base case. Nevertheless, due to high uncertainties in method success prior to development and commitment, and also to carbon dioxide import prices, the range of results can shift the decision making, and such sensitivity analysis is also presented. A carbon inventory is also made, showing the net positive balance of selecting EOR CO₂, which reduces the component's concentration in the atmosphere. Finally, the applicability of carbon credits is discussed and its economical impact quantified. There is still a long way to go for the widespread utilization of anthropogenic EOR CO₂ in offshore projects. By pointing out the main challenges to be addressed, including technical, commercial and regulatory, by presenting an economical model comprising environmental aspects, and most of all, showing its attractiveness, this dissertation aims to reduce this gap.

Keywords

EOR CO₂; Technical-economical feasibility study; CO₂ injection

Sumário

| | |
|--|----|
| 1 INTRODUÇÃO | 15 |
| 1.1 Contexto | 15 |
| 1.2 Cadeia de Valor CO ₂ para Aplicações em EOR | 19 |
| 1.3 Objetivos, Motivação, Metodologia e Estrutura da Dissertação | 21 |
| 2 PROPRIEDADES CO ₂ | 24 |
| 2.1 Propriedades Físicas | 24 |
| 2.2 Propriedades Químicas | 29 |
| 2.3 Exposição Humana | 30 |
| 3 CAPTURA | 32 |
| 3.1 Processo Separação CO ₂ | 32 |
| 3.1.1 Absorção Química | 32 |
| 3.1.2 Absorção Física | 33 |
| 3.1.3 Adsorção | 34 |
| 3.1.4 Membranas | 34 |
| 3.1.5 Destilação Criogênica | 35 |
| 3.2 Rotas de Captura | 35 |
| 3.2.1 Pós-Combustão | 35 |
| 3.2.2 Pré-Combustão | 36 |
| 3.2.3 Oxi-combustão | 36 |
| 3.2.4 Processos Industriais | 37 |
| 3.3 Estimativa de Custos | 38 |
| 4 TRANSPORTE | 41 |
| 4.1 Projeto Caroduto | 41 |
| 4.1.1 escoamento – Perfil Termo-hidráulico | 41 |
| 4.1.2 Seleção de Materiais | 46 |

| | |
|--|----|
| 4.1.3 Outras considerações | 47 |
| 4.2 Estimativa de Custos | 49 |
| | |
| 5 RECUPERAÇÃO DE ÓLEO | 53 |
| 5.1 Eficiência de Recuperação | 54 |
| 5.2 Mecanismos de Produção | 56 |
| 5.2.1 Métodos Térmicos | 56 |
| 5.2.2 Métodos Químicos | 57 |
| 5.2.3 Métodos Miscíveis | 57 |
| 5.3 Ensaio Requeridos | 59 |
| 5.4 Métodos de Simulação | 61 |
| 5.4.1 Modelo Black Oil | 61 |
| 5.4.2 Modelo Composicional | 62 |
| 5.5 Fatores de Sucesso e Otimizações de Projeto | 62 |
| 5.6 Aspectos Relativos ao Fluido | 63 |
| 5.6.1 Aspectos Relativos ao Reservatório | 65 |
| 5.6.2 Aspectos Relativos ao Projeto | 67 |
| | |
| 6 PROJETO DE POÇO | 69 |
| 6.1 Seleção de Materiais | 70 |
| 6.1.1 Parâmetros & Corrosão | 71 |
| 6.1.2 Definição Metalurgia | 72 |
| 6.2 Cimentação | 73 |
| 6.3 Completação | 74 |
| | |
| 7 ESTUDO DE CASO | 77 |
| 7.1 Definição de Escopo e Premissas Estudo | 77 |
| 7.2 Reservatório e Estratégia de Desenvolvimento | 80 |
| 7.2.1 Métricas CO ₂ - óleo | 90 |

| | |
|--|-----|
| 7.2.2 Balanço de sequestro de carbono | 92 |
| 7.3 Projeto Conceitual da Produção | 95 |
| 7.3.1 Importação de CO ₂ | 95 |
| 7.3.2 Sistema de Produção | 97 |
| 7.3.3 Poços | 101 |
| 7.4 Análise Econômica | 104 |
| 7.4.1 Modelo | 104 |
| 7.4.2 Premissas Econômicas | 105 |
| 7.4.3 Investimentos | 106 |
| 7.4.4 Resultados | 108 |
| 7.4.5 Sensibilidade Crédito de Carbono | 113 |
| 7.4.6 Análise de Risco | 115 |
| | |
| 8 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 118 |
| | |
| REFERÊNCIAS | 127 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|-----|
| Tabela 3.1 – Análise rotas captura CO ₂ para aplicação em termoelétricas | 37 |
| Tabela 3.2 – Composição correntes de CO ₂ para diferentes rotas de captura | 38 |
| Tabela 3.3 – Custos de captura CO ₂ | 39 |
| Tabela 6.1 – Metalurgia recomendada para poços injetores CO ₂ | 73 |
| Tabela 7.1 – Indicadores métodos de recuperação | 87 |
| Tabela 7.2 – Relação óleo-CO ₂ | 91 |
| Tabela 7.3 – Emissão de CO ₂ por barril | 93 |
| Tabela 7.4 – Emissão de CO ₂ por barril | 94 |
| Tabela 7.5 – Modelo Fluxo de Caixa Livre | 105 |
| Tabela 7.6 – Investimentos caso injeção de água (em US\$ milhão) | 107 |
| Tabela 7.7 – Investimentos caso WAG CO ₂ (em US\$ milhão) | 107 |
| Tabela 7.8 – Indicadores econômicos | 112 |
| Tabela 7.9 – Indicadores econômicos | 115 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 – Diagrama de fases CO ₂ | 25 |
| Figura 2.2 – Transição do CO ₂ para estado supercrítico | 25 |
| Figura 2.3 – Diagrama de fases CO ₂ com contaminantes | 26 |
| Figura 2.4 – Densidade CO ₂ em função de P e T | 27 |
| Figura 2.5 – Fator de compressibilidade CO ₂ em função de P e T | 28 |
| Figura 2.6 – Viscosidade do CO ₂ em função de P e T | 28 |
| Figura 2.7 – Solubilidade da água no CO ₂ | 29 |
| Figura 2.8 – pH da água em função da concentração de CO ₂ | 30 |
| Figura 3.1 – Tecnologias de separação CO ₂ | 33 |
| Figura 4.1 – Perfil de pressão em duto CO ₂ e misturas | 45 |
| Figura 4.2 – Comportamento pressão-densidade do CO ₂ durante decompressão | 49 |
| Figura 4.3 – Diâmetro do duto x vazão de CO ₂ | 50 |
| Figura 4.4 – Custo transporte de CO ₂ x vazão | 52 |
| Figura 5.1 – Diagrama ternário com miscibilidade de múltiplos contatos | 58 |
| Figura 5.2 – Injeção miscível WAG CO ₂ | 59 |
| Figura 5.3 – Viscosidade, densidade e miscibilidade de projetos EOR CO ₂ | 64 |
| Figura 5.4 – Permeabilidades relativas e histerese da água em reservatório molhável ao óleo | 65 |
| Figura 7.1 – Bacia de Campos e localização projeto Alfa | 78 |
| Figura 7.2 – Esquema projeto EOR CO ₂ offshore | 79 |
| Figura 7.3 – Mapa estrutural campo Alfa | 81 |
| Figura 7.4 – Distribuição porosidades campo Alfa | 82 |
| Figura 7.5 – Seção horizontal permeabilidades campo Alfa | 83 |
| Figura 7.6 – Plano de drenagem campo Alfa | 85 |
| Figura 7.7 – Curva de produção de óleo | 86 |
| Figura 7.8 – Curvas de produção e balanço de gás | 86 |

| | |
|---|-----|
| Figura 7.9 – Curvas de injeção de água e CO ₂ , em ambos métodos de recuperação | 88 |
| Figura 7.10 – Pressões médias do reservatório, ambos os métodos de recuperação | 88 |
| Figura 7.11 – Curvas de produção P10, P50 e P90 | 89 |
| Figura 7.12 – Produção e importação de CO ₂ | 91 |
| Figura 7.13 – Sequestro de carbono ao longo do projeto Alfa | 93 |
| Figura 7.14 – Demanda de importação de CO ₂ para casos pessimista, base e otimista | 96 |
| Figura 7.15 – Sistemas de Produção Offshore | 98 |
| Figura 7.16 – Esquemático de Produção: FPSO, coleta e poços | 98 |
| Figura 7.17 – Planta processo de gás | 100 |
| Figura 7.18 – Poço-tipo para injeção de água (seletiva mecânica) | 102 |
| Figura 7.19 – Poço-tipo para WAG CO ₂ (completação inteligente) | 103 |
| Figura 7.20 – Projeção de preços de óleo | 106 |
| Figura 7.21 – Cronograma projeto Alfa | 106 |
| Figura 7.22 – Despesas com importação de CO ₂ | 108 |
| Figura 7.23 – Fluxo de caixa livre nominal anual | 109 |
| Figura 7.24 – Fluxo de caixa livre nominal acumulado | 110 |
| Figura 7.25 – Fluxo de caixa livre atualizado anual | 110 |
| Figura 7.26 – Fluxo de caixa livre atualizado acumulado | 111 |
| Figura 7.27 – Análise incremental método WAG CO ₂ | 113 |
| Figura 7.28 – Créditos de carbono ano a ano, caso base | 114 |
| Figura 7.29 – Gráfico tornado – sensibilidade do impacto no VPL para caso base | 116 |
| Figura 7.30 – Análise de risco do VPL | 117 |

Lista de Abreviaturas e Siglas

| | |
|------|---|
| Bcm | Bilhões metros cúbicos |
| Bpd | Barril por dia |
| CCS | Carbon Capture & Sequestration (Captura e Seqüestro de Carbono) |
| CNTP | Condições normais de temperature e pressão |
| DNV | Det Norske Veritas |
| EOR | Enhanced Oil Recovery |
| GLP | Gás Liquefeito de Petróleo |
| GNL | Gás Natural Liquefeito |
| IEA | International Energy Agency |
| MMP | Pressão mínima de miscibilidade |
| OCDE | Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico |
| PPM | Partes por milhão |
| RGO | Razão gás-óleo |
| TIR | Taxa interna de retorno |
| TMA | Taxa mínima de atratividade |
| VPL | Valor presente líquido |

Mais vale saber alguma coisa de tudo, que saber tudo de uma só coisa.

Blaise Pascal

O futuro pertence àqueles que acreditam na beleza de seus sonhos.

Eleanor Roosevelt

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

A degradação do meio ambiente é considerada como um dos principais riscos à continuidade da Humanidade (ASSEMBLÉIA GERAL DAS NAÇÕES UNIDAS, 2004). Dentre os danos causados pela ação do Homem que trarão as maiores alterações na vida na Terra, está a mudança climática¹. Esta, por sua vez, é causada principalmente por certos gases que, quando liberados na atmosfera, atuam capturando e reemitindo calor em todas as direções, reduzindo, portanto, o processo de resfriamento do planeta, aumentando sua temperatura (CLAUSSEN; COCHRAN; DAVIS, 2001). Este fenômeno é chamado de efeito estufa, tendo como seu principal componente o dióxido de carbono (CO₂), que corresponde a cerca de 83% do volume total de gases liberados (ENERGY..., 2011).

A emissão de CO₂, por sua vez, pode ter origem biogênica, como atividades vulcânicas e fontes naturais, como pode ser antropogênica. De acordo com Friedlingstein et al. (2010), anualmente são emitidas 35 bilhões de toneladas de CO₂ devido à ação do Homem, contra 260 milhões de toneladas de CO₂/ano devido à fontes naturais (MARTY; TOLSTIKHIN, 1998), o que leva a uma relação de 135:1, nitidamente sendo a ação humana responsável por alterar o processo natural de resfriamento do planeta.

No que se refere às fontes antropogênicas de emissão, destacam-se 03 segmentos: (i) usinas termoelétricas, para geração de eletricidade através da combustão de carvão ou gás natural (ii) transportes, utilizando derivados de petróleo como combustível, e (iii) processos industriais, como siderurgia e fabricação de cimento. Somados, estes setores representam 70% do montante emitido de CO₂ (INTERGOVERNMENTAL, 2007). Ainda, sob a ótica da fonte energética utilizada, hidrocarbonetos (óleo e gás) representam 66% do volume total (BRITISH PETROLEUM, 2011).

¹ De acordo com o IPCC (INTERGOVERNMENTAL, 2007), definida como uma mudança de estado de alguma propriedade do clima que pode ser mensurável através de alterações em sua média e variância, persistindo por longos períodos, como décadas ou centenas de anos.

A partir da revolução industrial, com o uso de máquinas a vapor que queimavam carvão como fonte energética, as emissões antropogênicas aumentaram significativamente. Nos últimos 40 anos, a concentração de CO₂ medida no observatório Mauna Loa subiu aproximadamente 24%, de 320 ppm para 390 ppm, sendo que a taxa de crescimento está aumentando, atualmente em 2 ppm por ano (NATIONAL..., 2011). A concentração de CO₂ pré-revolução industrial era de 280 ppm (INTERGOVERNMENTAL, 2007).

A indústria do petróleo² nasceu no final do século XIX, com a descoberta que querosene, um de seus derivados, poderia ser utilizado como substituto do óleo de baleia para iluminação e aquecimento. Em seguida, o desenvolvimento do motor de combustão interna e a geração elétrica transformaram outros subprodutos do refino do petróleo tão ou mais importantes que o querosene, consolidando esta indústria e sua matéria-prima como estratégicas para o desenvolvimento econômico (YERGIN, 1992).

A partir de então, a indústria do petróleo expandiu regionalmente, extraíndo seus produtos desde as calotas polares até florestas tropicais, passando por desertos e mares em águas profundas. Para tal, grandes investimentos em pesquisa e desenvolvimento foram realizados, possibilitando atingir o atual patamar de 83 milhões de barris de óleo e 3.200 bilhões metros cúbicos produzidos diariamente em 2010 (BRITISH PETROLEUM, 2011).

Analisando as perspectivas futuras, em que pese os incentivos ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia, como eólica, biomassa ou solar, sua participação na matriz energética ainda é restrita, correspondendo por 1,3% do total (BRITISH PETROLEUM, 2011). As projeções do EIA (ENERGY..., 2011) apontam para um crescimento de 50% do consumo energético até 2035, sendo que a participação percentual de hidrocarbonetos permanece praticamente inalterada, principalmente devido ao crescimento econômico dos países não-OCDE, intensivos em combustíveis fósseis.

Portanto, considerando a intensificação do uso de recursos minerais não-renováveis nas próximas duas décadas, a emissão de CO₂ na atmosfera acompanhará este crescimento, o que pode levar a consequências ambientais ainda mais graves do que vem sendo observado atualmente.

De acordo com o IPCC (INTERGOVERNMENTAL, 2007), caso medidas não forem tomadas para reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa

² Definido como qualquer composto líquido ou gasoso de ocorrência natural que seja predominantemente composto de hidrocarbonetos (SPE, 2005).

entre 50% à 80% até 2050, haverá um aumento de 2° C na temperatura da Terra, causando derretimento das calotas polares, o que subirá o nível dos oceanos em 1 metro, suficiente para alagar de forma permanente inúmeras cidades, destruindo diversos ecossistemas, com extinção de inúmeras espécies, e tornando cada vez mais frequentes e intensos eventos climáticos extremos, como secas, tormentas, furacões, etc.

Para reverter este quadro desfavorável, o IPCC (INTERGOVERNMENTAL, 2007) elencou 3 rotas distintas a fim de reduzir as emissões de gases causadores do efeito estufa: (i) redução das emissões através do aumento da eficiência energética das fontes consumidoras e de alterações em padrões de consumo; (ii) substituição energética via uso de fontes renováveis, e (iii) captura e sequestro de carbono (CCS).

Para a 1ª rota ser bem sucedida, é necessário desenvolvimento tecnológico e investimentos em equipamentos mais eficientes, além de mudanças culturais. Já a aplicação de energias renováveis tem crescido em ritmo acelerado – 15,5% ao ano contra 5% a.a. do resto de fontes energéticas (BRITISH PETROLEUM, 2011) – contudo, como parte de base muito inferior, é necessário longo período até ter participação relevante.

A 3ª rota, CCS, pode ser definida processo de separação do CO₂ a partir de fontes industriais ou energéticas, seguido de transporte e armazenagem, com isolamento por longo prazo (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2011). O método mais eficiente e menos custoso de capturar o CO₂ é a partir de fontes estacionárias, como usinas termoeletricas ou em processos industriais que emitem ou possuem CO₂ como sub-produto (BALAT; OZ, 2007). Faz parte do processo de captura a obtenção de uma corrente rica em dióxido de carbono, separando-a dos outros gases presentes, uma vez que o transporte de uma fase gasosa com baixa concentração de CO₂ teria um custo elevadíssimo (INTERGOVERNMENTAL, 2007). Para a armazenagem de CO₂, há duas opções: geológica ou no leito marinho de oceanos, sendo que neste caso o dióxido de carbono seria liberado a profundidades maiores que 1000 metros, formando hidratos com a água, devido às condições de temperatura e pressão. (BALAT; OZ, 2007).

A armazenagem geológica se subdivide em 3 tipos: (i) aquíferos, (ii) reservatórios depletados, e (iii) campos ainda em produção. Os três casos seguem fundamentalmente o mesmo princípio, isto é, a utilização do espaço poroso em rochas sedimentares, através do deslocamento de um fluido pré-existente, para a armazenagem de dióxido de carbono, considerando a existência de rocha selante sobre o reservatório, criando uma trapa e prevenindo

que o CO₂ injetado retorne à superfície. Os principais fatores críticos de sucesso destes projetos são a integridade da formação e dos poços (HOSSAIN; AMRO, 2010).

Contudo, outra forma de classificar a injeção de CO₂ em campos ainda em produção é sob a ótica de método de recuperação de petróleo. A exploração de um reservatório de petróleo pode ser por recuperação primária, secundária ou avançada. Por primária entende-se a depleção natural do reservatório, sem qualquer tipo de mecanismo externo de manutenção de pressão. O método secundário envolve a injeção água ou gás imiscível a fim de fornecer energia ao reservatório e aumentar seu fator de recuperação (FR). Finalmente, métodos especiais de recuperação secundária, ou métodos recuperação avançada, EOR em inglês, caracterizam-se pela busca de manutenção de pressão e aumento do FR através de métodos e fluidos não-convencionais, e normalmente são aplicados quando a injeção convencional deixou de ser econômica. Alguns exemplos são os métodos térmicos, como injeção de vapor ou combustão in-situ, métodos químicos, como injeção de polímeros, ou métodos miscíveis, como injeção de GLP ou CO₂. O CO₂, por ser miscível com o petróleo sob certas condições de temperatura e pressão, é capaz de formar fase única, atuando com a redução da viscosidade do fluido, redução das tensões interfaciais, inchamento do óleo com aumento do fator volume de formação, melhorando sua mobilidade e reduzindo o óleo residual, o que por sua vez, aumenta o fator de recuperação do campo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Portanto, o método de EOR CO₂ pode ser categorizado sob ambas classificações, isto é, um projeto de captura e sequestro de carbono, que traz um benefício monetário (venda de óleo ou gás) facilitando sua aplicabilidade.

No entanto, do ponto de vista histórico, projetos de EOR CO₂ tiveram início nos anos 70 (HAIGH, 2009) sem nenhum propósito de sequestro de carbono, e sim recuperação adicional de óleo, uma vez que se fez uso, na época, de fontes naturais de CO₂. O primeiro projeto em larga escala foi realizado no campo SACROC no Texas, EUA, em 1972 (SEATMAN; PARKER; CROOKSANK, 2009), e continua operando até hoje. Atualmente, há cerca de 140 projetos de EOR CO₂ em atividade, com uma produção associada de 380.000 bpd (KOOTTUNGAL, 2010).

Apesar da origem por outra motivação, após 40 anos operando projetos de EOR CO₂, o fato é que hoje a indústria de petróleo possui uma vasta experiência e domínio das tecnologias associadas a este método, seja na área

de geociências, engenharia de poço ou processamento, o que confere maior robustez quanto à decisão de aplicação em um projeto.

Desta forma, a busca por soluções e tecnologias que reduzam as emissões de gases causadores do efeito estufa passa necessariamente pela aplicação de recuperação avançada com CO₂, uma vez que este método pode ser empregado em prazo relativamente curto, não envolve mudanças em padrões de consumo, existe uma gama de campos maduros candidatos a receber CO₂, e o método permite retorno financeiro do investimento realizado através da venda do hidrocarboneto incremental produzido.

Por fim, a relevância do uso de CO₂ de como método de EOR ganhou importância no Brasil nos últimos anos com as descobertas de jazidas gigantes na Bacia de Santos, comumente denominado como pólo pré-sal. Estas áreas possuem CO₂ em quantidades não desprezíveis, o que implica na necessidade de métodos para capturar e dar um destino ao contaminante de forma eficiente, do ponto de vista econômico, técnico (para recuperação) e ambiental (pela não ventilação).

1.2 Cadeia de Valor CO₂ para Aplicações em EOR

Como mencionado anteriormente, o seqüestro de CO₂ em reservatórios de petróleo teve início nos esforços da indústria em aumentar o fator de recuperação de seus campos maduros, prolongando a vida útil dos projetos. Em muitos casos, CO₂ passou a ser injetado após toda recuperação econômica possível com injeção de água.

Contudo, a aplicação de CO₂ em projetos de produção de óleo e gás não é trivial. Uma série de aspectos multidisciplinares deve estar equacionado a fim de tornar tecnicamente viável a utilização deste componente no projeto.

Em primeiro lugar, a disponibilidade do recurso: normalmente a presença de óleo em rochas permoporosas não está associada à existência de CO₂, o que implica na necessidade de obter o componente externo ao projeto. Como há pouquíssimas fontes naturais de CO₂ puro, a aplicação do recurso envolve algum processo de captura, a partir de uma fonte antropogênica, seja de usinas termoelétricas, seja de algum processo industrial, como siderúrgicas ou produção de amônia. Existem diferentes tecnologias e processos para a captura do CO₂, e sua escolha depende do volume gerado, grau de pureza e pressões de trabalho. Vale ressaltar que, adicionar um processo de captura reduz a eficiência da planta, uma vez que é necessário dispêndio energético para se

obter CO₂ puro e pressurizado para transporte, ao invés de ventilá-lo, como é feito na maior parte dos casos. Como será visto mais adiante, o maior custo da cadeia do CO₂ está nesta etapa.

Em seguida, faz-se necessário transportar o CO₂ de sua fonte geradora até as instalações de produção de petróleo, onde será injetado. O projeto de um caroduto, como é chamado dutos de transporte de dióxido de carbono, difere de um gasoduto em certos aspectos, como classificação do fluido, consequências em casos de despressurização, seleção de materiais devido à corrosão, e garantia de escoamento, uma vez que CO₂ é transportado em estado supercrítico ou denso, com propriedades que se assemelham a um líquido, o que facilita o bombeio.

Uma vez na locação, o CO₂ deverá ser repressurizado e injetado no reservatório. Poços em que haja presença de dióxido de carbono devem ser especialmente projetados para tal. Aspectos de integridade de poço, como a interação CO₂-cimento, causada pela dissolução deste a partir daquele, ou mesmo a seleção de materiais, tanto metais quanto elastômeros, deve ser muito mais criteriosa, devido aos altos valores de corrosão atingidos quando o CO₂ entra em contato com água livre.

Após injeção na rocha reservatório, o CO₂ irá interagir com o fluido presente no mesmo. A depender da composição do petróleo, e em função da pressão e temperatura que estão submetidos, o CO₂ poderá tornar-se miscível com o fluido, seja em primeiro ou múltiplos contatos. Uma vez atingido o ponto de miscibilidade, tem-se uma fase única, de menor densidade e viscosidade. Com o CO₂ dissolvido no petróleo, há o inchamento deste, o que leva a um deslocamento do fluido no meio poroso em direção a região de menor pressão, onde estão localizados os poços produtores. A injeção de CO₂ é capaz de reduzir substancialmente o óleo residual, o que leva a um aumento do fator de recuperação.

Conforme a operação do campo prossegue, mais CO₂ é injetado, até o momento em que a frente de óleo, já misturado com CO₂, e às vezes com água, atinge os poços produtores, o que é chamado na indústria de *breakthrough*. A consequência é que outros elementos do projeto devem estar preparados para lidar com CO₂, a começar pelos poços produtores, que sofrerão do mesmo processo corrosivo que os injetores. Ainda, a planta de processo deverá estar equipada para separar o CO₂ do restante da fase gasosa, tendo ainda compressores suficientes para reinjetar o componente de volta ao reservatório,

sem ventilá-lo na atmosfera. Estes equipamentos são intensivos no uso de energia, necessitando de geradores adicionais.

Do ponto de vista de garantia de escoamento, o CO₂ influencia na deposição de asfaltenos, pois a mistura miscível do dióxido de carbono com o petróleo altera o equilíbrio deste, levando à precipitação dos asfaltenos em solução, e também na dissolução da rocha, quando carbonática, causando precipitação de CaCO₃, formado a partir do ácido carbônico, que por sua vez foi gerado do CO₂ em contato com o meio aquoso. Estes problemas podem levar ao entupimento da coluna e perda de produção.

Portanto, a decisão de aplicação de EOR CO₂ em um projeto de produção de petróleo não é uma escolha trivial. Uma série de desafios técnicos devem ser superados a fim de viabilizar este método de recuperação. Todas as adaptações aqui mencionadas ao longo da cadeia de valor do CO₂ envolvem investimentos adicionais que não se teria, em caso de recuperação convencional e ventilação do dióxido de carbono. Desta forma, a fim de verificar a aplicabilidade deste método para a indústria do petróleo, é necessário quantificar os benefícios e calcular sua atratividade econômica. Vale lembrar, ainda, que projetos exclusivamente de captura e sequestro de carbono representam apenas investimentos e despesas operacionais para seus acionistas, enquanto que o EOR CO₂ pode atingir os mesmos benefícios ao meio ambiente, na redução de dióxido de carbono na atmosfera, trazendo ainda dividendos monetários aos realizadores do projeto.

1.3 Objetivos, Motivação, Metodologia e Estrutura da Dissertação

A presente dissertação tem como objetivo realizar um estudo técnico-econômico da aplicação de CO₂ para recuperação avançada em campo produtor de petróleo, considerando todas as etapas da cadeia de valor do dióxido de carbono até sua aplicação final.

A primeira meta deste trabalho é levantar os principais aspectos teóricos, melhores práticas, desafios e lições aprendidas em cada sub-processo envolvido na cadeia de valor do CO₂. Para tal, além de publicações acadêmicas, buscar-se-á artigos elaborados por outros profissionais da indústria, conferindo uma abordagem mais direta e prática de cada tema. Desta forma, um dos principais produtos desta dissertação será a consolidação de uma série de conhecimentos técnicos multidisciplinares, que normalmente encontram-se dispersos, em um único sítio, capaz de atender àqueles que estejam envolvidos com a

implementação de EOR CO₂, desde sua captura até a re-injeção no reservatório após *breakthrough*.

Adicionalmente, o segundo objetivo é verificar a viabilidade econômica de um projeto de sequestro de carbono via EOR CO₂, incorrendo em todos os gastos envolvidos na cadeia, inclusive a captura do dióxido de carbono. Serão realizadas análises de sensibilidade, a fim de investigar, sob quais parâmetros, tais projetos tornam-se viáveis. Esta informação é de extrema relevância, dada à gravidade da degradação do meio ambiente e de suas consequências, caso não se altere o perfil da matriz energética.

Portanto, a identificação da viabilidade econômica de projetos de captura e sequestro de CO₂ pode suscitar o interesse corporativo das empresas petrolíferas, o que certamente contribuirá para a difusão deste tipo de projeto.

Para tal, pretende-se iniciar a dissertação contextualizando o que é CO₂, suas propriedades físicas e químicas, diagrama de fases e reações do dióxido de carbono com outros compostos frequentemente presentes em projetos de produção de petróleo, de forma a homogeneizar o conhecimento no tema.

Em seguida, serão apresentadas as diferentes rotas tecnológicas para captura do CO₂, e como cada uma se aplica aos diferentes segmentos industriais emissores de dióxido de carbono. Também serão abordados os principais desafios neste segmento.

O capítulo 4 aborda os principais elementos de um projeto de caroduto, como dimensionamento, materiais, riscos de segurança e melhores práticas internacionais.

Na sequência, será explicado o arcabouço teórico da recuperação avançada de petróleo através da injeção de CO₂. Ainda, o capítulo apresenta quais dados, ensaios e testes são necessários para elaborar um plano de drenagem utilizando EOR CO₂. Por fim, lições aprendidas em projetos anteriores são compartilhadas, e suas aplicabilidades discutidas caso a caso.

O capítulo 6, Projeto de Poço, trata os itens mais relevantes quando da presença do CO₂, a saber, seleção de materiais e cimentação. É apresentada metodologia para definição de metalurgia mais recomendada a partir dos parâmetros iniciais, assim como uma explicação da interação cimento com CO₂ e o que vem sendo desenvolvido no sentido de mitigar problemas passados.

Prosseguindo, no capítulo 7 é apresentado o estudo de caso deste trabalho, a começar pela definição do escopo do projeto sendo simulado. Estimativas de custos são apresentadas, com base em montantes divulgados por outros autores, assim como métricas da indústria. Na sequência, é

apresentado plano de desenvolvimento do projeto, com curva de produção esperada através do EOR CO₂. Finalmente, avaliação econômica é realizada, assim como uma análise de sensibilidade, de forma a verificar os principais parâmetros que conferem economicidade e robustez para o caso simulado.

Por fim, tem-se a conclusão, onde são consolidadas as principais considerações elaboradas ao longo desta dissertação, além de sugeridos desdobramentos futuros, para aprofundamento dos estudos.

2 PROPRIEDADES CO₂

Dióxido de carbono, ou CO₂, é uma molécula composta de um átomo de carbono e dois de oxigênio, e está presente na atmosfera em pequenas, porém crescentes concentrações, atualmente em 390 ppm (NATIONAL..., 2011). Possui papel fundamental no ciclo de vida de animais e plantas, como produto da respiração e insumo para fotossíntese. Ainda, dióxido de carbono é o principal gás causador de efeito estufa, uma vez que também é produto da queima de combustíveis, sendo fósseis os mais utilizados.

Este capítulo procura apresentar sucintamente os aspectos mais relevantes a respeito do dióxido de carbono, suas propriedades físicas e químicas, assim como seus efeitos em seres humanos, questão especialmente relevante para as instalações industriais de captura, transporte e injeção de CO₂.

2.1 Propriedades Físicas

O estado físico do CO₂ é função da pressão e temperatura que está submetido, como pode ser visto na Figura 2.1 – Diagrama de fases CO₂, gerado segundo Span e Wagner (1996) pelo aplicativo CO₂Tab.

Sob baixas temperaturas, o CO₂ tem estado sólido, passando diretamente para o gasoso em pressões menores que 5,1 bar. Em temperaturas intermediárias, desde -56,4°C (ponto triplo) até 31,1°C (ponto crítico), CO₂ pode ser passado do estado gasoso para o líquido através da sua compressão, aumentando a pressão e tendo como sub-produto a geração de calor, que deve ser retirado. O ponto crítico do CO₂ é atingido em 31,1°C e 73,9 bar, a partir do qual o fluido encontra-se em estado supercrítico.

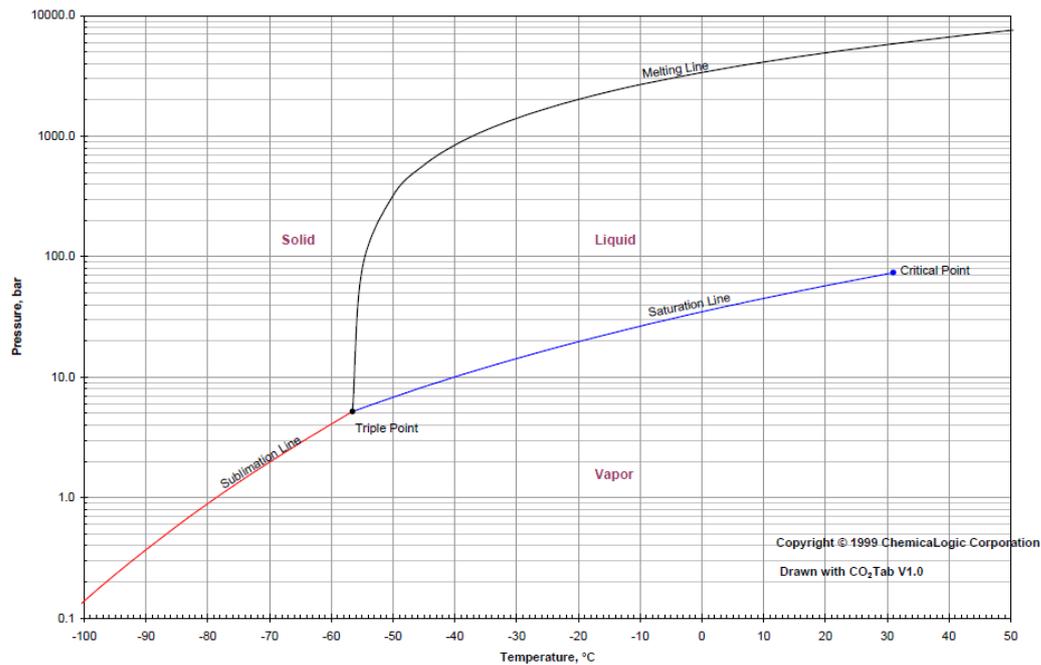


Figura 2.1 – Diagrama de fases CO₂

Fonte: ChemicalLogic, 2011.

Fluidos supercríticos podem ser definidos como substâncias acima de suas temperaturas e pressões críticas, em um estado onde a matéria é compressível, ocupando o espaço de um gás, porém com densidade semelhante ao líquido. São considerados bons solventes, pois possuem altas taxas de difusão para reagir com partículas sólidas (MCHUGH e KRUKONIS, 1994).

Outro aspecto de fluidos supercríticos é a inexistência de tensões interfaciais entre as fases gasosa e líquida. A sequência de imagens apresentada abaixo ilustra a transição entre as fases até atingir estado supercrítico, quando não mais se distingue parte gasosa e líquida (LEEDS..., 2011). Outro aspecto relevante é que mudanças de fase a partir do estado supercrítico para líquido ou gás não envolve troca de calor.

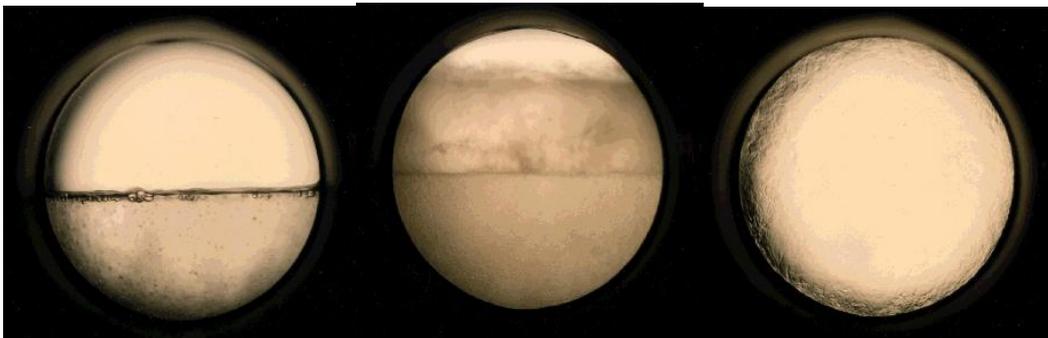


Figura 2.2 – Transição do CO₂ para estado supercrítico

Fonte: LEEDS CLEANER SYNTHESIS GROUP, 2011.

As propriedades físicas do CO_2 podem sofrer grandes alterações, quando comparado ao puro, na presença de contaminantes, mesmo em pequenas proporções. Esta informação é de extrema relevância no projeto de equipamentos que lidem com o elemento. A principal alteração é no ponto de ebulição das misturas, como se pode notar na Figura 2.3 – Diagrama de fases CO_2 com contaminantes.

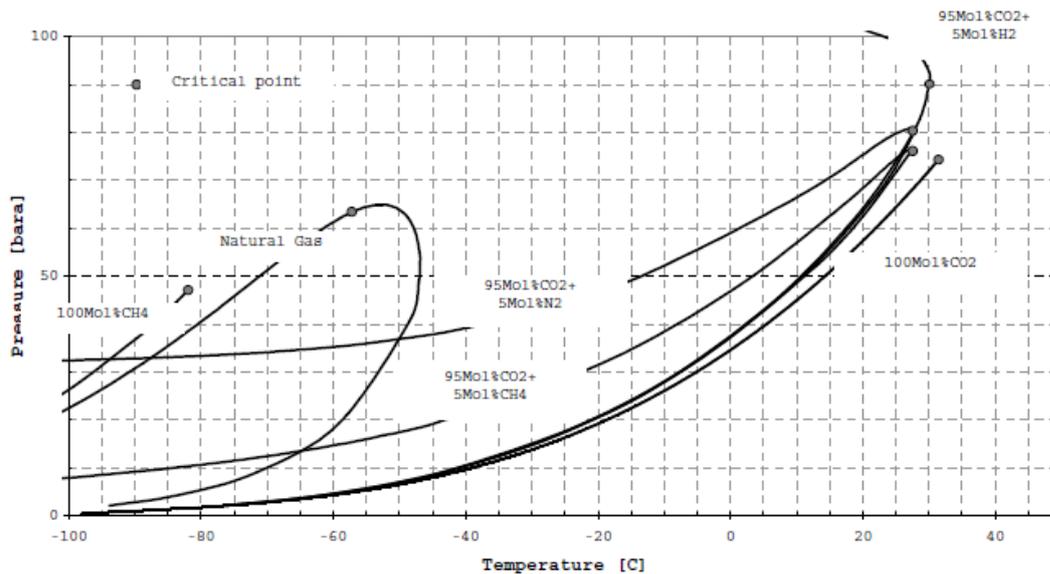


Figura 2.3 – Diagrama de fases CO_2 com contaminantes

Fonte: DNV-RP-J201 (2010)

Em seguida, a densidade do CO_2 em função da pressão e temperatura é apresentada na Figura 2.4. Importante notar, para estudo de EOR CO_2 , que o dióxido de carbono em condições supercríticas, que é o caso em questão, possui densidades comparadas a um líquido, e portanto ao óleo em condições de reservatório. Outro aspecto relevante, para o transporte do CO_2 , é que a densidade é altamente influenciada pela temperatura, na faixa de 30°C a 60°C , e esta propriedade impacta diretamente perda de carga, e logo vazões do duto.

A combinação do alto peso molecular com um baixo fator de compressibilidade (Z) é que faz a densidade do CO_2 ser tão dependente da temperatura. A densidade do CO_2 também é alterada com pequenas concentrações de outros compostos, como mostrado por OOSTERKAMP e RAMSEN (2008), que com 2% de outros elementos a densidade da mistura chega a variar 50% em algumas faixas de temperatura e pressão.

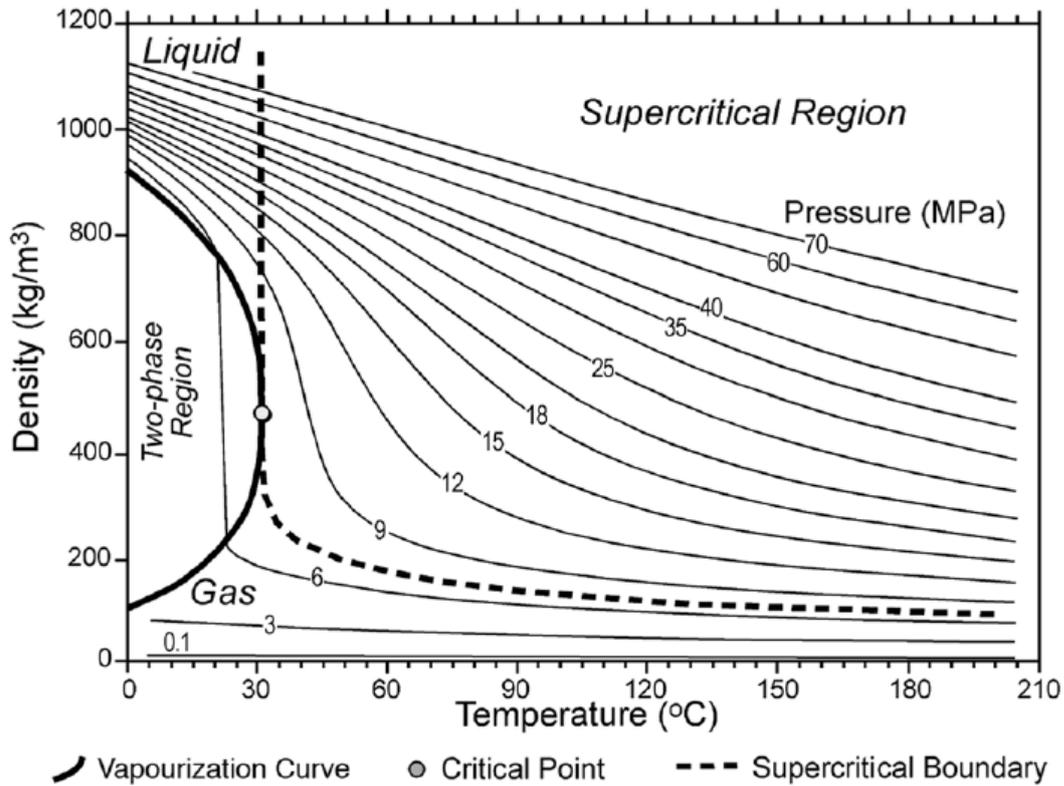


Figura 2.4 – Densidade CO₂ em função de P e T

Fonte: BACHU, 2003.

O gráfico mostra o fator de compressibilidade do CO₂ para diferentes temperaturas e pressões. Nota-se que a faixa entre 30°C e 50°C e 80 à 100 bara é mais suscetível a grandes mudanças de compressibilidade. Esta informação é alta relevância para o projeto de dutos de transporte.

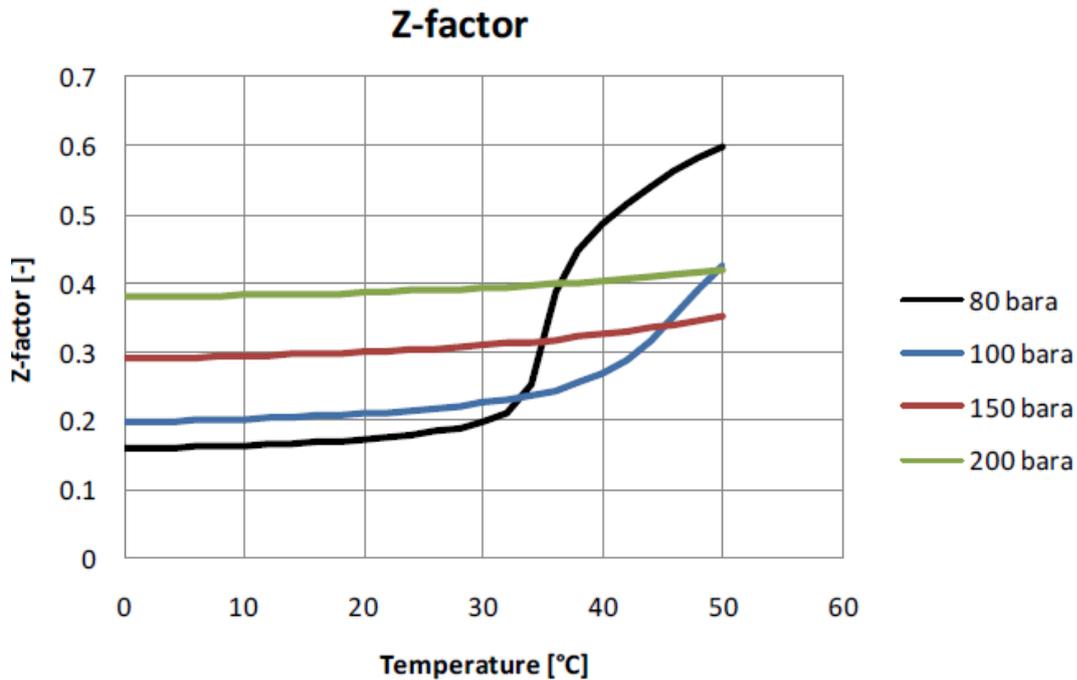


Figura 2.5 – Fator de compressibilidade CO₂ em função de P e T

Fonte: NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY, 2011.

Diferente de sua densidade que se assemelha a de um líquido, a viscosidade do CO₂ é relativamente baixa. Como se pode notar pela Figura 2.6, o aumento de pressão e temperatura levam a um acréscimo de viscosidade, que é mais sensível na faixa de temperatura próxima à crítica. No entanto, são valores relativamente baixos, mesmo quando comparados a outros gases.

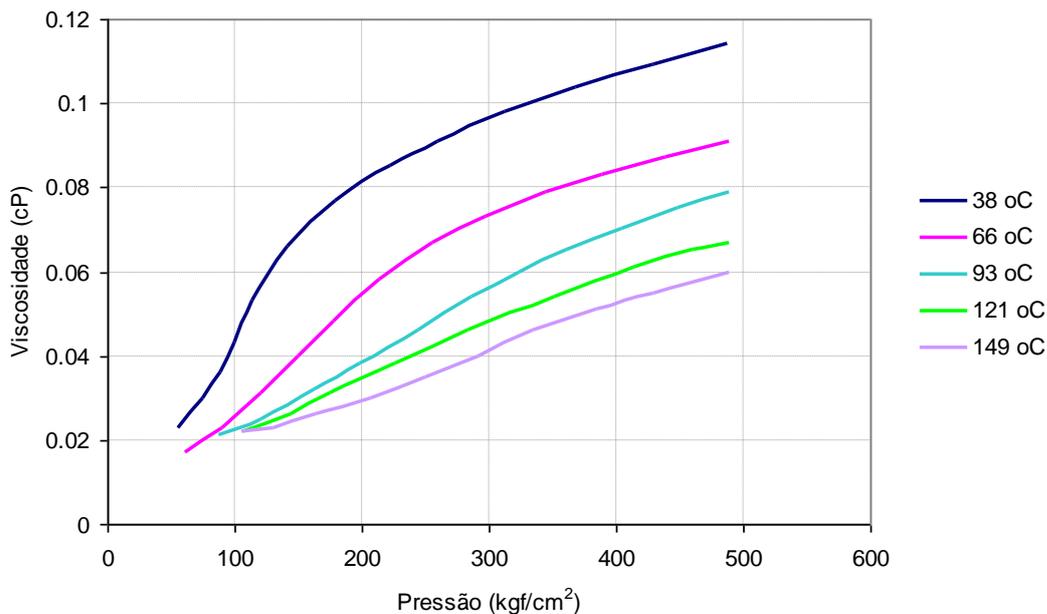


Figura 2.6 – Viscosidade do CO₂ em função de P e T

Fonte: Modificado de KLINS (1984).

2.2 Propriedades Químicas

Nesta seção, será dado destaque à interação entre o CO₂ e a água, e às consequências de um no meio do outro.

Em primeiro lugar, as propriedades de solvência de água em meio de CO₂ dependem do estado deste, além de pressão e temperatura. Na fase gasosa, a capacidade do CO₂ de dissolver água tem correlação positiva com temperatura e negativa com a pressão, relação semelhante a um gás natural. Quando passa para a fase líquida, há uma mudança brusca de patamar de solubilidade da água no CO₂, sendo que a solubilidade passa a aumentar com a pressão, efeito inverso da fase gasosa. O ponto máximo de solvência é obtido na condição supercrítica. A Figura 2.7 ilustra o conceito apresentado.

As condições de projeto, seleção de materiais e fluido são muito relevantes, pois a existência de água livre pode levar à corrosão ou formação de hidratos.

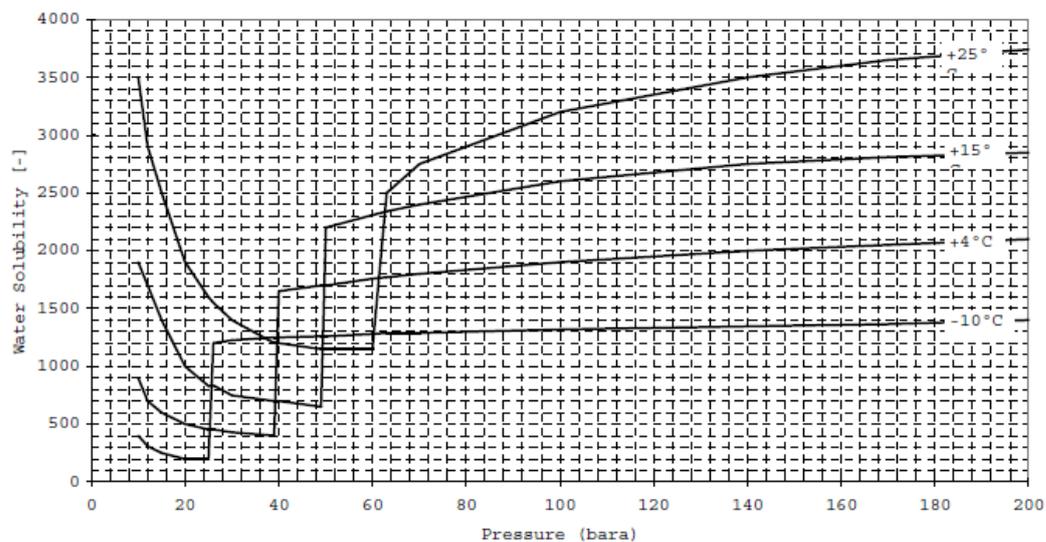


Figura 2.7 – Solubilidade da água no CO₂

Fonte: DNV (2010)

Já a solubilidade de CO₂ na água possui correlação positiva com a pressão e negativa com a temperatura. Ainda, a solubilidade é reduzida em até uma ordem de grandeza com o aumento da salinidade (KOHL; NIELSEN, 1997). O CO₂, se liberado em meio aquoso, reage com a água, através de uma série de equações apresentadas abaixo, formando ácido carbônico (H₂CO₃), ânion bicarbonato (HCO₃⁻¹) e ânion carbonato (CO₃⁻²) (INTERGOVERNMENTAL, 2005).

- (1) $\text{CO}_2(\text{g}) \leftrightarrow \text{CO}_2(\text{aq})$
- (2) $\text{CO}_2(\text{aq}) + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2\text{CO}_3(\text{aq})$
- (3) $\text{H}_2\text{CO}_3(\text{aq}) \leftrightarrow \text{H}^+(\text{aq}) + \text{HCO}_3^{-1}(\text{aq})$
- (4) $\text{HCO}_3^{-1}(\text{aq}) \leftrightarrow \text{H}^+(\text{aq}) + \text{CO}_3^{-2}(\text{aq})$

A adição de CO_2 na água aumenta a quantidade de CO_2 dissolvido (1). O CO_2 dissolvido reage com a água, formando ácido carbônico (2). Por sua vez, este se dissocia do hidrogênio, formando ânions bicarbonatos (3), que podem perder mais um átomo de hidrogênio, formando ânions carbonatos (4).

O efeito líquido destas equações, da presença de CO_2 na água, é a redução de seu pH. Conforme apresentado na Figura 2.8, a presença de 10% de CO_2 no meio aquoso é capaz de reduzir o pH da solução para 3, valor considerado ácido. Ainda, de acordo com o Handbook of Chemistry and Physics (2000), variações de pressão pouco influenciam a alteração do pH. Um acréscimo de 250 bar teria um efeito equivalente a uma mudança de apenas 2°C na temperatura da água.

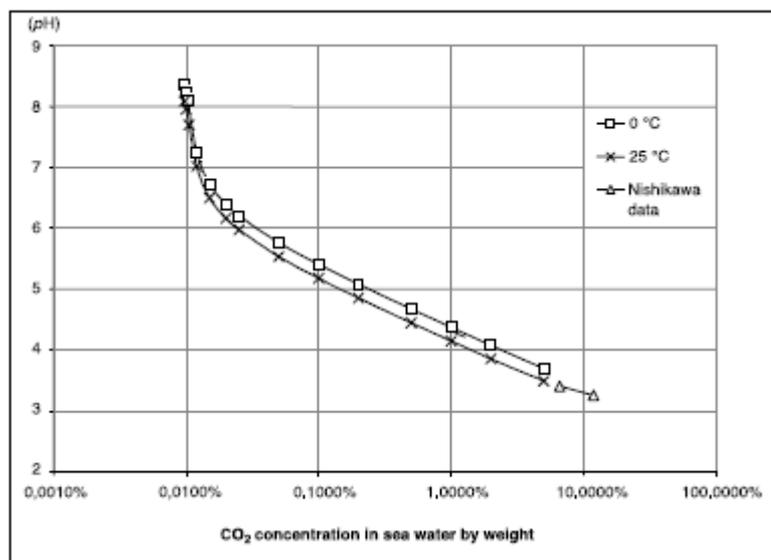


Figura 2.8 – pH da água em função da concentração de CO_2

Fonte: INTERGOVERNMENTAL, 2005.

Por fim, uma das grandes dificuldades em projetos que envolvem uso de CO_2 é a falta de dados suficientes na literatura sobre propriedades físicas e químicas de correntes de CO_2 não puro, com outros componentes, que como mencionado anteriormente, alteram de forma significativa as propriedades finais.

2.3 Exposição Humana

Nas condições encontradas na atmosfera, o CO₂ não apresenta riscos à saúde humana. Contudo, por ser 1,5x mais denso que o ar na CNTP, em caso de vazamentos, tenderá a se posicionar próximo ao solo, o que é ainda mais crítico se estiver em espaços confinados, como construções ou mesmo vales, criando situações de risco. A liberação de CO₂ torna-se mais perigosa pelo fato do gás não ter cor nem cheiro, exceto em altas concentrações (INTERGOVERNMENTAL, 2005).

Segundo Fleming, Brown, Cook (1992), a concentração de CO₂ máxima permitida em seres humanos por períodos até 8 horas é de 0,5%. Já para curtos períodos, é de 3%. CO₂ age como asfixiante a partir de 7%, e em concentrações maiores que 20% a morte é fulminante, entre 20-30 minutos.

Além dos riscos de asfixia, há outros pontos de atenção quando lidando com CO₂ pressurizado. O principal é que em caso de escapamento do gás, haverá descompressão da matéria, reduzindo drasticamente a temperatura do meio ao redor. Portanto, há o risco de ulcerações produzidas pelo frio. Outro aspecto neste caso é o dano sonoro durante a descompressão.

Como mencionado, sob certas condições de temperatura e pressão, CO₂ e água podem formar hidratos, que entopem dutos. Quando liberados, são lançados em altíssima velocidade, apresentando um risco operacional aos que estiverem no terminal do duto.

3 CAPTURA

Como mencionado na Introdução, o primeiro passo em um projeto de CCS é a captura de CO₂ a partir de uma fonte. O objetivo desta etapa é a obtenção de uma corrente rica em CO₂ em alta pressão, a fim ser transportada ao local de sequestro ou aplicação (INTERGOVERNMENTAL, 2005).

A primeira etapa é a escolha da fonte. Os maiores esforços até o momento concentram-se em fontes estacionárias de grande porte, notadamente geração termoelétrica. Alguns processos industriais também liberam volumes expressivos de CO₂, e serão tratados ao longo do capítulo. De qualquer forma, é importante ressaltar que a separação de CO₂ requer gasto energético, o que reduz a eficiência da fonte geradora, implicando em maior consumo de combustíveis, para um mesmo nível produtivo.

Atualmente, há 03 rotas principais para captura de CO₂ a partir de termoelétricas ou processos industriais: (i) pós-combustão, que separa o CO₂ presente no gás liberado pela combustão, seja de matéria orgânica fóssil ou biomassa; (ii) pré-combustão, que processa o combustível primário em reator, retirando duas correntes, CO₂ e hidrogênio (H₂), sendo este usado como fonte de energia em processo posterior; e (iii) oxigênio-gás, que utiliza oxigênio (O₂) ao invés de ar para combustão, gerando água e CO₂ como produtos, facilitando a captura deste.

A tecnologia adotada para separação do CO₂ varia com a rota escolhida, o volume de gás a ser tratado, com os intervalos de concentração de CO₂ na entrada e desejado na saída, pressões de trabalho, além do espaço físico disponível para a instalação.

3.1 Processo Separação CO₂

3.1.1 Absorção Química

Consiste no uso de solventes orgânicos ou inorgânicos, que quando em contato com gás que contém CO₂, reagem com este, separando-o dos demais elementos. Esta reação é realizada com pressões parciais baixas de CO₂. O composto formado pelo solvente+CO₂ passa por uma redução de pressão ou aumento de temperatura para liberar este e regenerar aquele (DNV-RP-J201,

2010), que retorna para nova mistura com o gás de entrada, tornando seu uso cíclico.

Os solventes químicos mais comuns são os orgânicos, a base de amina, notadamente o MEA (monoetanolamina). Como solvente inorgânico pode-se citar o carbonato de potássio.

Este processo possui como principal contrapartida a quantidade de solvente necessária para processar alta vazão de CO₂, o que leva a estruturas fisicamente muito grandes e a um elevado dispêndio energético para regenerar o solvente, o que se reflete em perda de eficiência e custos adicionais (INTERGOVERNMENTAL..., 2005).

A absorção química é normalmente aplicada em processos em que o gás de entrada possui baixa concentração de CO₂, uma vez que sua eficiência energética é pouco influenciada por baixas pressões parciais.

A figura abaixo apresenta de forma gráfica os métodos de separação de CO₂ apresentados neste sub-capítulo.

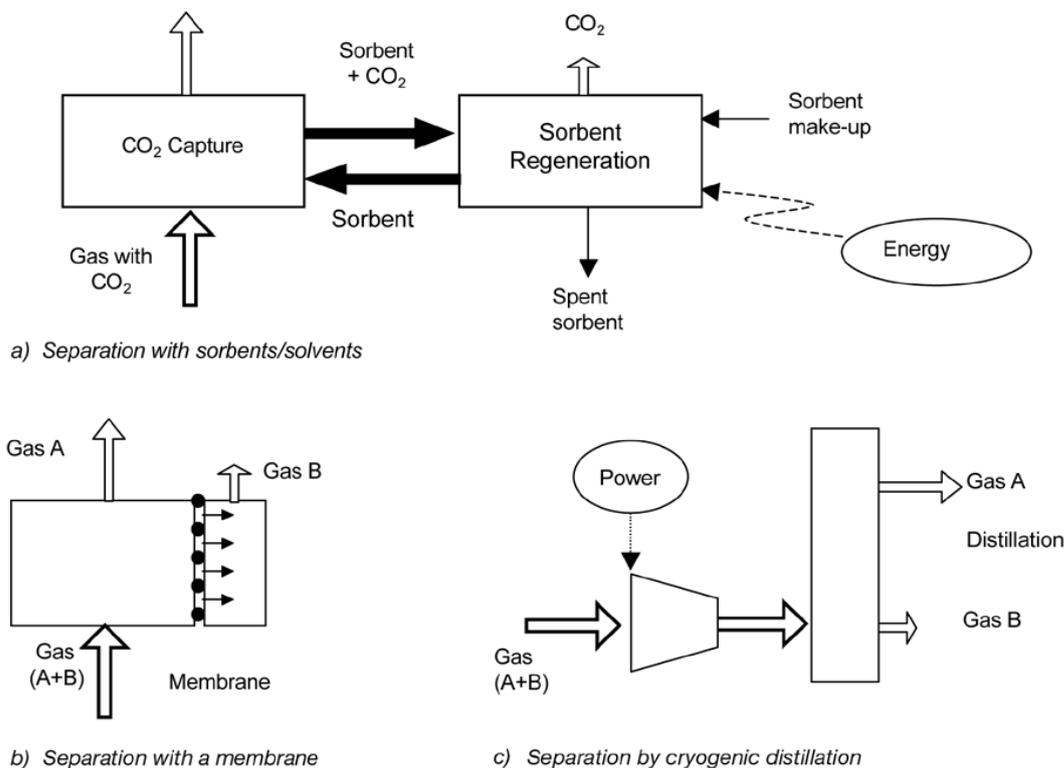


Figura 3.1 – Tecnologias de separação CO₂

Fonte: INTERGOVERNMENTAL..., 2005

3.1.2 Absorção Física

O processo é semelhante aos solventes químicos, porém a reação solvente-CO₂ é mais fraca que a anterior, sendo necessária menos energia na regeneração do solvente. A ligação de absorção acontece sob altas pressões, e o CO₂ é liberado pelo solvente com a redução da mesma. Os solventes físicos mais comuns são metanol e o polietileno glicol (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002).

Quando comparado ao método anterior, a absorção física é normalmente utilizada quando há pressões parciais de CO₂ altas, seja pela concentração no gás de entrada, seja pelas pressões de trabalho (DNV-RP-J201, 2010).

3.1.3 Adsorção

Consiste no uso de materiais sólidos, propiciando o contato físico entre a superfície de contato e o gás de entrada, que acumula nos poros do material por adesão molecular. As principais variáveis deste sistema são a temperatura, pressão, forças e tamanho dos poros.

A adsorção funciona de forma cíclica, com o material sendo regenerado através da redução da pressão ou aumento da temperatura, quando há liberação do CO₂.

Atualmente este processo não é economicamente atrativo para aplicações em larga escala, pois a seletividade e capacidade de separação do CO₂ a partir do gás exausto são baixas nos materiais existentes (DNV-RP-J201, 2010).

3.1.4 Membranas

São barreiras físicas compostas de materiais semipermeáveis, permitindo que apenas alguns componentes passem por eles enquanto os demais permanecem do outro lado. Podem ser de cerâmica, poliméricos ou mesmo cerâmico-poliméricos.

O princípio de funcionamento das membranas reside na diferença entre pressões parciais do gás em ambos os lados, criando uma força que desloca a matéria através de seus poros para o outro lado, permeando o componente desejado.

Sua aplicação normalmente está associada à separação de H₂ ou de CO₂ a partir de processos industriais, que trabalham com maiores pressões e

concentrações do gás de entrada. Para uso em termoelétricas, contudo, não é muito recomendável devido à baixa eficiência de separação e baixo grau de pureza de CO₂ permeado, quando a partir de gás exausto da combustão (DNV-RP-J201, 2010).

3.1.5 Destilação Criogênica

Realiza a separação de gases a partir da condensação, considerando que cada componente possui um ponto de vaporização. Para tal, necessita de energia para resfriar gás de entrada até temperatura que componente desejado seja separado (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002).

Normalmente é aplicável a gases que já possuem alta concentração de CO₂, obtendo produto com alto grau de pureza. Sua desvantagem é a energia despendida para o resfriamento (DNV-RP-J201, 2010).

3.2 Rotas de Captura

As usinas termoelétricas, através da queima de combustíveis fósseis, são responsáveis pela emissão de 34% de todo o CO₂ antropogênico gerado e ventilado na atmosfera, o que significa cerca de 11.500 Mton/ano. O que segue são as principais formas de separar o dióxido de carbono do restante do gás, permitindo seu sequestro.

3.2.1 Pós-Combustão

Este processo captura o CO₂ gerado a partir da combustão de matéria orgânica com o ar. O gás exausto, pós-combustão, possui concentrações baixas de CO₂ (10-15%), o que implica em grandes volumes a serem tratados e normalmente está sob pressão atmosférica. A pós-combustão utiliza, principalmente, solventes químicos à base de amina para realizar a separação, pois a concentração de dióxido de carbono no exausto é baixa (VALLENTIN, 2007), e a eficiência deste processo não requer pressões parciais altas de CO₂. Contudo, solventes químicos requerem maior energia para regenerarem (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY 2007).

Sua implementação em usina termoelétrica aumenta o dispêndio energético, gasto para regenerar o solvente, reduzindo sua eficiência e competitividade perante outras usinas.

3.2.2 Pré-Combustão

A pré-combustão consiste em separar o CO_2 antes da queima do combustível, que é liberado em alta pressão e alta concentração de dióxido de carbono. O combustível reage com ar, formando novo combustível que contém CO e H_2 . Este, por sua vez, entra em contato com vapor em reator, formando CO_2 e H_2 . Finalmente, CO_2 é separado e o H_2 é utilizado como combustível em turbina a gás de ciclo combinado (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2007).

As rotas tecnológicas mais utilizadas são absorção química e física, além de membranas poliméricas. Este processo tem aplicação apenas em usinas termoelétricas com sistema de gaseificação (IGCC e NGCC), possuindo bons níveis de eficiência energética. Apesar de ter tecnologia comprovada, nenhuma térmica com sequestro de CO_2 via pré-combustão jamais foi construída (INTERGOVERNMENTAL..., 2007).

3.2.3 Oxi-combustão

Neste processo, O_2 é utilizado na combustão ao invés de ar, o que gera um gás exausto com alta concentração de CO_2 , em cerca de 90%, sendo normalmente utilizada a destilação criogênica para obter o grau de pureza desejado. O crítico deste processo é a obtenção de grandes quantidades de O_2 , que consome muita energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2007).

A oxi-combustão ainda não é uma rota estabelecida e sua aplicação é incipiente.

A tabela abaixo resume as aplicações para termoelétricas, prós e contras, além de rotas preferenciais.

| ROTA CAPTURA | VANTAGENS | DESvantagens | PROCESSOS |
|---------------|---|---|---|
| Pós-combustão | <ul style="list-style-type: none"> • Possui tecnologia madura e já aplicada em outros segmentos • Implementação facilitada para térmicas existentes pois equipamentos de captura são instalados após término processo • Reduções de custos possíveis com desenvolvimento do segmento | <ul style="list-style-type: none"> • Possui o maior dispêndio energético (~30%) • Alto custo para o CO₂ capturado | Absorção Química |
| Pré-combustão | <ul style="list-style-type: none"> • Menor dispêndio energético e menores custos que pós-combustão • CO₂ pressurizado na saída do processo reduz custos com compressão • Reduções de custos possíveis com desenvolvimento do segmento | <ul style="list-style-type: none"> • Aplicação possível apenas para térmicas com sistema de gaseificação • Aplicação em térmicas existentes é praticamente inviabilizada por altíssimo custo de capital | Absorção Química Absorção Química Membranas Poliméricas |
| Oxi-combustão | <ul style="list-style-type: none"> • Potencial para obter as maiores eficiências • Reduções de custos possíveis com desenvolvimento do segmento | <ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia em desenvolvimento • Necessários novos materiais para lidar com temperaturas • Necessidade de unidade de separação de oxigênio | Destilação Criogênica |

Tabela 3.1 – Análise rotas captura CO₂ para aplicação em termoelétricas

Fontes: Modificado de BENSON (2005) e IPCC (INTERGOVERNMENTAL..., 2005)

3.2.4 Processos Industriais

Alguns processo industriais emitem grandes quantidades de CO₂, algumas vezes até como sub-produtos com altos graus de pureza, o que facilita a aplicação para projetos de EOR CO₂ que envolvam seqüestro de carbono.

O primeiro deles é a produção de jazidas petrolíferas de gás natural. De acordo com o IPCC (INTERGOVERNMENTAL..., 2005), até 50% dos campos de gás natural possuem concentrações de CO₂ superiores a 4%, implicando na necessidade de sua remoção para enquadrar na especificação de exportação. Estima-se que 50 Mton CO₂/ano são separados do gás natural. A rota tecnológica mais comum é a absorção química com uso de solventes a base de amina, sendo que no caso do gás natural, operam em alta pressão. Caso a concentração de CO₂ seja alta, a preferência é pelo uso de membranas. Algumas vantagens desta rota é ser aplicável a áreas remotas, como *offshore*, sendo fisicamente menor e consumir menos energia.

Outro processo industrial é a siderurgia, setor fabril com maior consumo energético do mundo, responsável pela emissão anual de aproximadamente 1500 Mton CO₂. As oportunidades de captura de dióxido de carbono usam processo pré- ou oxi-combustão na cadeia de fabricação do aço.

O terceiro processo industrial é a fabricação de cimento, responsável por cerca de 6% das emissões de CO₂ a partir de fontes estacionárias. Sua fabricação gera gás exausto com 15-30% de CO₂, logo rotas usadas em pós-

combustão são também aplicáveis neste caso, apenas envolvendo gasto energético adicional para aquecer e regenerar solvente (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002).

Finalmente, a fabricação de amônia NH_3 é de extrema importância, pois gera CO_2 puro como subproduto, após a reforma do metano, o que facilita sua aplicação em projetos de EOR CO_2 . Atualmente esta indústria gera 127 Mton CO_2 /ano, contudo nem tudo estaria disponível para aplicação, dado que fábricas de uréia normalmente são acopladas à amônia, utilizando cerca de 70% do CO_2 gerado (INTERGOVERNMENTAL..., 2005).

Para cada rota de captura, pré, pós ou oxi-combustão, e tipo de indústria ou térmica de origem, há uma composição distinta de corrente de CO_2 gerada. A Tabela 3.2 apresenta as composições normalmente encontradas para distintas rotas. É importante notar a variação de concentração de CO_2 e a quantidade de elementos presentes. O resultado é que as propriedades físicas e químicas da corrente utilizada no projeto poderão ser muito distintas do CO_2 puro, sendo necessários ensaios e estudos específicos para a mistura.

| | Pós-Combustão | Pré-Combustão | Oxi-combustão |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|
| CO_2 | >99 vol% | >95,6 vol% | >90 vol% |
| CH_4 | <100 ppmv | <350 ppmv | - |
| N_2 | <0,17 vol% | <0,6 vol% | <7 vol% |
| H_2S | Traços | <3,4 vol% | Traços |
| C_2^+ | <100 ppmv | <0,01 vol% | - |
| CO | <10 ppmv | <0,4 vol% | Traços |
| O_2 | <0,01 vol% | Traços | <3 vol% |
| NO_x | <50 ppmv | - | <0,25 vol% |
| SO_x | <10 ppmv | - | <2,5 vol% |
| H_2 | Traços | <3 vol% | Traços |
| Ar | Traços | <0,05 vol% | <5 vol% |

Tabela 3.2 – Composição correntes de CO_2 para diferentes rotas de captura

Fontes: OOSTERKAMP; RAMSEN, 2008.

3.3 Estimativa de Custos

As estimativas de custos para captura de CO_2 publicadas variam substancialmente. A razão principal é o uso de premissas distintas, no que diz respeito ao projeto da planta e a operação, como por exemplo, considerações sobre escala, eficiência, despacho, custo dos insumos, grau de pureza, custos de capital e vida útil do projeto. Ainda, vale lembrar que há poucos projetos de

captura do CO₂ em nível industrial. Portanto, os valores aqui apresentados são estimativas de plantas hipotéticas.

Para fins desta análise, o custo de captura de CO₂, em US\$/tonCO₂, é definido como (IPCC, 2007):

$$\frac{\{[\text{Custo geração energia (US\$/kWh}^{-1}) \text{ planta com sistema captura CO}_2] - [\text{Custo geração energia (US\$/kWh}^{-1}) \text{ planta sem sistema captura CO}_2]\}}{\text{massa CO}_2 \text{ capturado (em ton CO}_2/\text{kWh}^{-1})}$$

Sendo que, para manter a coerência, as plantas com e sem CO₂ são consideradas iguais, mesma capacidade, processo, insumos, etc. Ainda, considera-se a compressão do CO₂ no custo, pronto para transporte.

Desta forma, a Tabela 3.3 apresenta, de forma consolidada, os custos esperados para os diferentes processos de captura do CO₂. Para usinas termoelétricas, é apresentada uma faixa de valores, que refletem sensibilidade às premissas de projeto, como escala, eficiência, tecnologia. Ainda, os dados apresentados são médios, gerados a partir de uma série de fontes.

| Tipo Indústria | Custo Captura (US\$/tCO ₂) | |
|-------------------------------------|--|-------|
| | min | max |
| Térmica carvão | \$45 | \$84 |
| Térmica gás natural ciclo combinado | \$52 | \$105 |
| Térmica singás ciclo combinado | \$48 | \$80 |
| Fabricação cimento | \$46 | \$68 |
| Siderúrgicas | \$57 | \$82 |
| Produção amônia | \$7 | \$14 |

Tabela 3.3 – Custos de captura CO₂

Fontes: FINKENRATH, 2011; RUBIN; CHEN; RAO 2007; INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2007; HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004.

Os custos de captura listados acima consideraram como premissa a disponibilidade atual de tecnologia, sem nenhum tipo de curva de aprendizado. As faixas de valor para cada tipo de indústria refletem as diferenças de *Capex* necessárias, premissas de projeto como escala, custo insumo, etc.

Sistemas de captura em térmicas são capazes de reduzir emissões de CO₂ em 85-90% quando comparados a usinas sem estes sistemas. Contudo, o custo da eletricidade aumenta entre 20% e 85%, a depender do tipo de processo de geração. Este acréscimo é função do aumento entre 25-50% do consumo de combustível para a mesma energia gerada. Aproximadamente metade deste

acrécimo energético é gasto com a regeneração das aminas e um terço na compressão do CO₂ para transporte (INTERGOVERNMENTAL..., 2007).

4 TRANSPORTE

A utilização de CO₂ em um projeto, seja para captura e armazenagem de carbono ou visando recuperação avançada de petróleo, passa pelo transporte do fluido, a partir de sua origem até aplicação final.

O transporte de CO₂ é preferencialmente realizado pelo modal dutoviário. Outras opções são via caminhões-tanque, muito mais caros e de capacidade limitada, ou através de navios, transportando CO₂ no estado líquido, similarmente ao GLP e GNL. Contudo, este modal ainda é embrionário para aplicações com CO₂, existindo apenas 04 pequenos navios em operação no mundo, utilizados para o segmento alimentício (refrigerantes e gelo seco, principalmente) (INTERGOVERNMENTAL..., 2005).

A utilização de dutos para transporte de CO₂ teve início com o projeto Sacroc, no Texas, EUA, em 1970, com 352 km e movimentação de 12.000 ton CO₂/dia para injeção em reservatórios de petróleo, visando recuperação avançada (WEST, 1974). Deste então, outros carbodutos³ foram construídos, totalizando 14 projetos e 3800 km, movimentando cerca de 78 Mton CO₂/ano, sendo a grande maioria no Texas, EUA (OOSTERKAMP; RAMSEN, 2008).

Devido a suas propriedades físicas, químicas e consequências de exposição a seres humanos, os projetos de carbodutos são distintos da aplicação para gás natural, como será detalhado mais adiante. Este capítulo dá ênfase nas particularidades de carbodutos, tanto na fase de projeto como operação.

4.1 Projeto Carboduto

4.1.1 escoamento – Perfil Termo-hidráulico

Simulações de escoamento têm por objetivo calcular as pressões, temperaturas, vazões e composições do fluido sendo transportado pelo duto. O modelo de escoamento deve levar em consideração diâmetro, comprimento e traçado do duto; as perdas de carga por atrito; efeitos de hidrostática sobre a distribuição de pressões; a temperatura ao longo do duto e trocas com o ambiente; efeitos cinéticos de compressibilidade; e as propriedades físicas e

³ Dutos que transportam dióxido de carbono

químicas do fluido, como densidade, viscosidade, fator de compressibilidade, número de Reynolds. Estes últimos são de extrema relevância em carboxitos porque seus valores são altamente influenciados pela pressão e temperatura, além da composição do fluido, na faixa de valores que normalmente operam tais empreendimentos. Algumas destas variáveis são retiradas a partir das equações de estado⁴, o que reforça a importância da escolha adequada.

SWINK (1982), TIHANYI, CSETE, DRAGOSSY (1985), HEIN (1986), MOHITPOUR, GOLSHAN, MURRAY, (2007), MEDEIROS, VERSIANI, ARAÚJO, (2008), OOSTERKAMP e RAMSEN (2008), SEEVAM et. al. (2008) apresentam modelos para escoamento do CO₂. Abaixo são detalhadas algumas considerações relevantes apresentadas pelos autores, divididas por tema:

Pressão

A pressão do CO₂ supercrítico ao longo de um duto é composta de 3 fatores:

1. Energia potencial devido ao relevo do duto, calculada através da discretização do duto em pequenos intervalos, cada qual com sua pressão, temperatura, e composição de fluido, de modo a se obter a densidade, baseada em equação de estado;

2. Perdas de carga devido ao atrito, comumente calculado usando a correlação Darcy-Weisbach, conforme abaixo:

$$\Delta P = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}, \text{ onde:}$$

ΔP = perda de carga, f = fator de atrito Darcy, L = comprimento, D = diâmetro, ρ = densidade do fluido, v = velocidade

3. Efeitos cinéticos (momento) que contribuem para os ganhos e perdas de pressão totais.

Deve haver uma escolha de equação de fluxo apropriada, com uso de modelos composicionais, utilizando fontes seguras de propriedades físicas e termodinâmicas. As principais equações de estado para CO₂ puro utilizadas são Redlich-Kwong (1949), Redlich-Kwong-Soave (1972), Peng-Robinson (1976). Para compostos com alta concentração de CO₂ ainda há poucos dados na literatura.

⁴ Equações de estado ou EOS (em inglês) relacionam de forma algébrica propriedades físicas e termodinâmicas de um fluido, líquido ou gasoso, como pressão, temperatura, volume e energia.

Finalmente, carbodutos normalmente operam em faixa alta de pressão, para minimizar risco de formação de 2 fases, entre 10-18 MPa, tendo como pressão de operação máxima definida a partir de normas e especificação do material.

Temperatura

Já a temperatura do fluido, é calculada levando-se em conta aspectos como aquecimento gerado pela compressão, efeito Joule-Thomson, trocas de calor com o ambiente (coeficientes térmicos e temperaturas externas), e tempo de residência em cada ponto. Para carbodutos *offshore*, outros aspectos tornam o problema mais complexo, como obtenção de tomadas precisas de temperatura ambiente, e trocas de calor influenciadas por fatores não controlados, como correntes, profundidade, condutividade térmica do solo, etc.

Como visto no item 2.1, a densidade do fluido é altamente dependente da temperatura. Ainda, pela Figura 2.1 – Diagrama de fases CO₂, percebe-se que para temperaturas maiores que 31,1°C, caso as perdas de carga no duto façam com que a pressão caia abaixo de 73,9 bar, haverá formação de gás, com as consequências na capacidade de transporte como mencionado. Por outro lado, para temperaturas menores que a crítica, como 10°C o fluido permanece no estado líquido para pressões até 40 bar, por exemplo. Desta forma, a janela operacional de um carboduto é maior para temperaturas menores.

Esta questão é de extrema relevância quando se considera o país em que será instalado o duto, e suas variações climáticas. Desta forma, o projeto deve levar em conta as diferentes condições de fluxo que fluido será submetido. Uma mitigação desta questão enterrando o duto alguns metros no solo, troca de calor com o ambiente externo. O resultado é um aumento em até 25% da distância transportada (ZHANG et. al., 2006).

Modelos que desconsiderem trocas de calor com o ambiente e variações de temperatura do fluido, que normalmente impactam em aumento desta, tendem a superestimar valores de densidades trecho à trecho, subestimando a velocidade de deslocamento, e logo o atrito também. O resultado é um duto projetado com diâmetro menor que o necessário e incapaz de transportar a vazão pela distância requerida (MEDEIROS; VERSIANI; ARAÚJO, 2008).

Capacidade transporte

Em termos de capacidade de transporte, JUNG e NICOT (2010) mostram que a opção por condições supercríticas do fluido permitem até o dobro da

vazão, comparado ao transporte de CO₂ no seu estado gasoso. Neste caso, a baixa densidade faz com que se aumente a velocidade do fluido, para mesma vazão mássica, gerando substancial incremento em perdas de carga por atrito, tendo como resultado a redução da capacidade de transporte.

Compressibilidade

O CO₂ supercrítico possui alta compressibilidade, comparável a outros gases, apesar de densidades próximas a líquidos. Quanto mais alta a temperatura acima do ponto crítico, maior o fator de compressibilidade. O impacto, é que para certas faixas de pressão, a densidade do fluido no estado supercrítico varia substancialmente, e isso deve ser evitado em projeto. Entre 30° e 50°C e 8 a 10 MPa, uma pequena redução na pressão altera consideravelmente a densidade, o que faz com que a velocidade do fluido aumente, impactando positivamente as perdas por atrito, que são em função do quadrado da velocidade, que por sua vez, reduz ainda mais a pressão no duto. Percebe-se que um ciclo é formado, com cada vez maiores perdas de carga. Desta forma, a opção por pressões de trabalho do duto deve levar este aspecto em conta, evitando esta faixa mais sensível.

Relevo

Como mencionado anteriormente CO₂ se comporta como um fluido compressível com densidade semelhante ao líquido. Desta forma, durante segmentos de duto com subidas elevadas, ocorre expansão adiabática do fluido, devido à perda de momento causada pela gravidade. Esta perda poderia ser, à princípio, reversível durante o trecho de descida. Contudo, devido à rápida expansão do fluido, há uma redução de sua densidade, o que leva ao aumento da velocidade de transporte, gerando perdas de carga adicionais por atrito (função do quadrado da velocidade). O impacto é que o fluido, após a descida, está em pressão inferior que teria caso o trecho tivesse sido em linha reta. Portanto, modelos que desconsideram os efeitos de compressibilidade e relevo do duto tendem a subestimar as perdas de carga, logo o escoamento não será possível para a pressão e vazão calculadas.

Ainda, SWINK (1982) lembra que devido à densidade do CO₂ no estado supercrítico, a pressão adicional ou perda devido à energia potencial (relevo), pode ser equivalente ou até maior que a redução de pressão por atrito. Este foi o caso do caroduto de Sheep Mountain, que chega em seu destino em pressão maior que de entrada.

Composição Fluido Transportado

Como mencionado no Capítulo 3, a composição da corrente de CO₂ transportado dependerá da fonte utilizada pelo projeto. O nível exato de impurezas é uma função da tecnologia de captura e também econômica, pois especificações mais restritivas estão associadas a maiores custos.

Em projeto de caroduto deve ser dada muita importância ao grau de pureza do CO₂ transportado, pois em vias de regra, misturas tendem a possuir uma pressão crítica maior com uma temperatura crítica menor. Ainda, o envelope de fases apresenta maior faixa para região gás-líquido, como foi mostrado na Figura 2.1 – Diagrama de fases CO₂. O resultado é que há uma redução da janela operacional ótima do duto, além de uma redução na capacidade de transporte (vazão), para mesmo duto e condições iniciais.

Neste sentido, o processo de captura com maior grau de pureza, pós-combustão, tende a apresentar os melhores resultados, como pode ser visto na Figura 4.1 – Perfil de pressão em duto CO₂ e misturas.

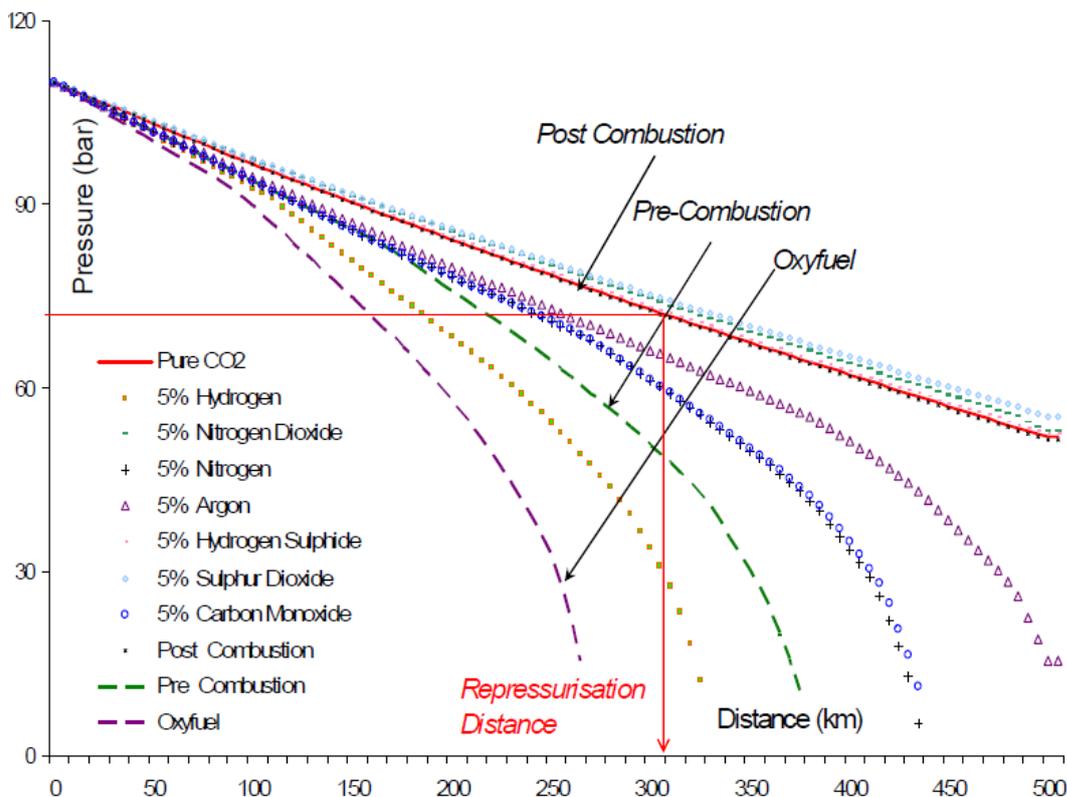


Figura 4.1 – Perfil de pressão em duto CO₂ e misturas

Fonte: SEEVAM et al., 2008

4.1.2 Seleção de Materiais

As particularidades do CO₂ no transporte por dutos afeta a escolha dos materiais que estarão em contato físico com o fluido. As principais considerações neste sentido são:

- (i) CO₂ em estado supercrítico é um excelente solvente,
- (ii) Corrosão causada por reação de CO₂ com água livre,
- (iii) Despressurização descontrolada reduz temperatura drasticamente do meio, e logo do material, que deve manter integridade,
- (iv) O duto de CO₂ é considerado mais suscetível à fratura propagante devido à velocidade de descompressão.

No que diz respeito à corrosão de metais, ela ocorre em função de reações eletroquímicas entre o metal no duto e os ânions bicarbonato e carbonato, estes por sua vez formados pela reação do CO₂ com água livre. Anodos ($\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$) e catodos ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3 + \text{e}^- \rightarrow (\text{HCO}_3)^- + \text{H}_0$) reagem, formando FeCO₃, corroendo material em taxas até 10 mm/ano. Ainda, a corrosão tende a ser localizada, o que a torna mais crítica (SEIERSTEN; KONGSHAUG, 2005). Vale lembrar que a solubilidade da água no CO₂, causa original das reações químicas, é função da pressão e temperatura, além da composição da mistura.

Há diversos estudos disponíveis na literatura sobre corrosão de dutos na presença de CO₂. A grande maioria diz respeito a transporte de hidrocarbonetos, com concentrações pequenas, até 5%. Contudo, as taxas de corrosão encontradas variam 2 ordens de grandeza, de acordo com OOSTERKAMP e RAMSEN (2008). Quase não há evidência de experimentos realizados com altas pressões parciais de CO₂, o que é o caso em carbodutos. A modelagem da corrosão torna-se mais complexa, pois uma série de reações eletroquímicas e de transporte de massa interdependentes acontecem simultaneamente. Quando confrontados com dados experimentais, os modelos atuais superestimam a corrosão (BARRIE et al., 2004).

Para transporte de CO₂ seco em aço carbono há pesquisa laboratorial e experiência suficientes para tornar esta opção segura. As taxas de corrosão são mínimas (0,00025-0,0025 mm /ano) (INTERGOVERNMENTAL, 2005). Atenção especial deve ser dada nas condições que o fluido é submetido para evitar formação de água livre. Por exemplo, secar o CO₂ em alta pressão e baixa temperatura, como feito com gás natural, não é indicado, pois, como visto no

item 2.2, a massa de água dissolvida aumenta com a pressão. Logo, quando fluido retornar às condições de operação (menor pressão), poderá formar fase aquosa. Portanto, a melhor medida preventiva consiste em especificar fluido com teor de água abaixo do menor limite de solubilidade, em todas as condições que o duto estará sujeito (BRAFTOS et al., 2007).

No projeto de um carboduto, além de metais, sujeitos à corrosão, há também elastômeros em contato com o fluido transportado. Para estes materiais, pode ocorrer o seu inchamento, devido à alta solubilidade/difusividade do CO₂ supercrítico neste meio. Ainda, esta questão torna-se mais crítica em caso de descompressão do duto, pois o CO₂ permeado no elastômero tende a se expandir, podendo causar até a explosão do material. Em casos mais brandos, o elastômero é danificado, perdendo suas propriedades selantes. Os registros de inchamento disponíveis na indústria ocorreram com a nitrila, polietileno e compostos etileno-propileno (OOSTERKAMP; RAMSEN, 2008).

4.1.3 Outras considerações

O projeto de um carboduto difere do transporte de gás natural também na definição do traçado, por motivos principais: (i) energia potencial e (ii) dispersão do CO₂. Como mencionado anteriormente, a pressão por energia potencial é um fator relevante no cálculo do escoamento do fluido pelo duto. Portanto, a escolha do traçado impacta de sobremaneira nas perdas de carga, e portanto diâmetro do tudo, necessidade de compressão ou bombeio, o que finalmente, se reflete em custo.

Desta forma, a otimização do traçado de um carboduto é um esforço integrado de projeto, devido às interdependências mencionadas. Ainda, deverá levar em consideração a particularidade que CO₂, por ser mais denso que o ar, tende a se acumular em depressões ou ambientes com baixa circulação de ar, em casos de vazamentos.

Outra consideração relevante para carbodutos diz respeito a possibilidade de ocorrência de fraturas propagantes dúcteis, que ocorrem quando a velocidade de fratura ao longo do duto supera a velocidade de descompressão do fluido. Neste caso, a pressão na ponta da fratura seria suficiente para sua propagação (CRAIDY; JUNIOR, 2010).

MAXEY (1974) define critério em que fraturas dúcteis não irão propagar caso duto seja projetado em que:

$$3,33 * \frac{\sigma_c}{\sigma_f} > \frac{2}{\pi} * \cos^{-1} * \exp\left(\frac{-\pi * E_N}{24}\right)$$

$$\text{onde, } \sigma_c = \frac{P_d * D}{2 * t} \text{ e } E_N = \frac{E * CVN}{A * \sigma_f^2 * \left(\frac{D * t}{2}\right)^{\frac{1}{2}}}$$

sendo: σ_c – tensão circunferencial após descompressão (Pa); σ_f – tensão fluxo (“pipe steel flow stress”), sendo $\sigma_f = \sigma_y + 68,95$ (MPa); σ_y – limite de escoamento (MPa); E_N – tenacidade normalizada; P_d - pressão após descompressão (Pa); D – diâmetro externo duto (m); t – espessura (m); E – módulo de Young (Pa); CVN – tenacidade material representada pela energia consumida de corpo de prova Charpy (J); A – área corpo de prova (m²).

Para carבודutos, esta questão é acentuada devido à velocidade de descompressão do fluido, diferente do gás natural. O dióxido de carbono, quando em estado supercrítico, descomprime inicialmente com rápida velocidade, como líquido até atingir pressão de saturação. A partir deste ponto, a pressão é mantida mas o fluido divide-se em duas fases, com o gradual aumento da quantidade no estado gasoso. O risco, portanto, é que esta pressão de saturação, sendo mantida durante a descompressão, seja suficientemente alta para que a fatura se propague.

KING (1981) mostra em que enquanto em fase única, a velocidade do som, e logo de escape do fluido, atinge 730 m/s contra 50 m/s quando a descompressão atinge envelope com duas fases. Fraturas propagantes dúcteis tendem a possuir velocidade entre 100 e 250 m/s. O gráfico a seguir demonstra como a pressão em duto estudado reduz a partir de ponto inicial em 13 MPa e 5°C. Desta forma, é esperado que velocidade de propagação da fratura mantenha-se em patamar superior, e portanto, continue avançando.

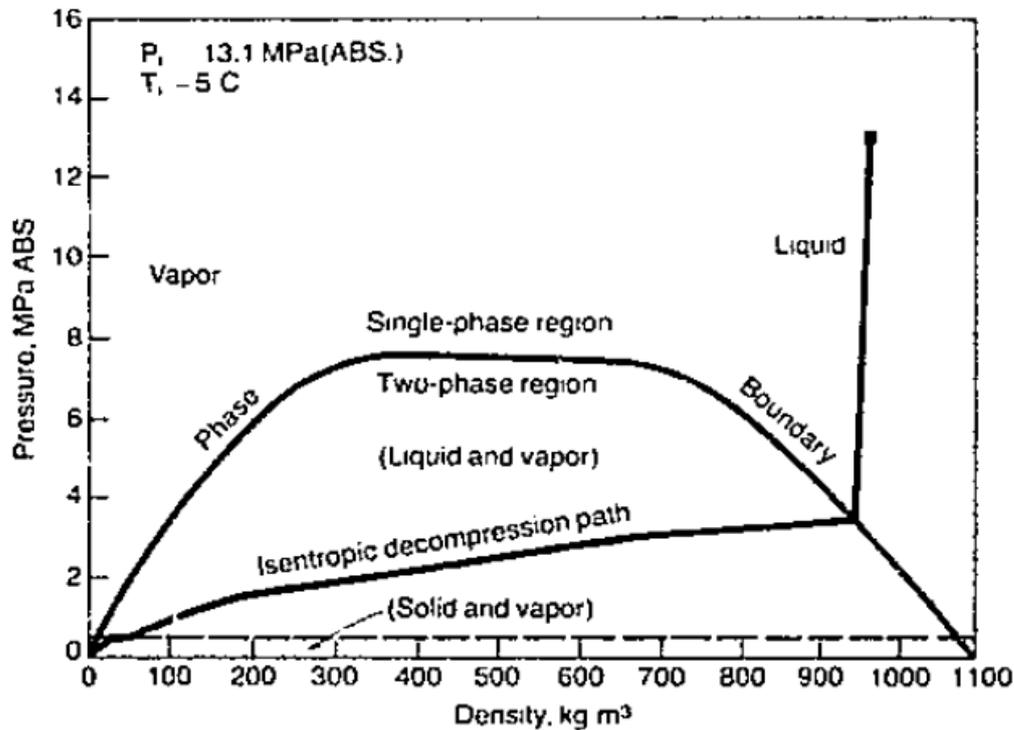


Figura 4.2 – Comportamento pressão-densidade do CO₂ durante decompressão

Fonte: KING, 1981

Desta forma, a prevenção é pelo atendimento aos critérios de projeto mencionados acima, com aumento da espessura ou pela seleção de material com maior tenacidade. Outra opção é a instalação de enrijecedores em certos intervalos, que aumentam a espessura da parede, criando maior resistência, e impedindo a continuidade da trinca.

Ainda, novamente, modelos que simulem compostos com altas concentrações e pressões de CO₂ são necessários, assim como dados experimentais para serem confrontados, pois atualmente o assunto é ainda escasso na literatura.

4.2 Estimativa de Custos

O processo de construção de carodutos, o tipo de material e equipamentos envolvidos é similar a dutos de gás ou óleo, onde fornecedores, tecnologias e métodos já estão estabelecidos. Portanto, muito se aproveita de lições aprendidas pela indústria. Ainda assim, é importante mencionar que o transporte de CO₂ teve início nos 70 nos EUA, onde aproximadamente 110 milhões m³/d são movimentados atualmente, sendo a maior parte das vezes por distâncias superiores a 100 km (FREUND; DAVISON, 2002).

Os principais itens de custo no transporte de CO₂ são materiais (dutos, proteção catódica, estações compressão), serviços de instalação e o projeto de engenharia.

As características que influem no custo global também são semelhantes a outros dutos, como:

- Distância, que impacta na quantidade de material necessário. Sendo que a maior parte é feita de ligas metálicas, sujeitas à cotação da *commodity*;
- Vazões a serem transportadas, que influenciam no diâmetro do duto, como mencionado no item 4.1. HEDDLE et al. (2003) apresentam a figura abaixo, correlacionando a questão:

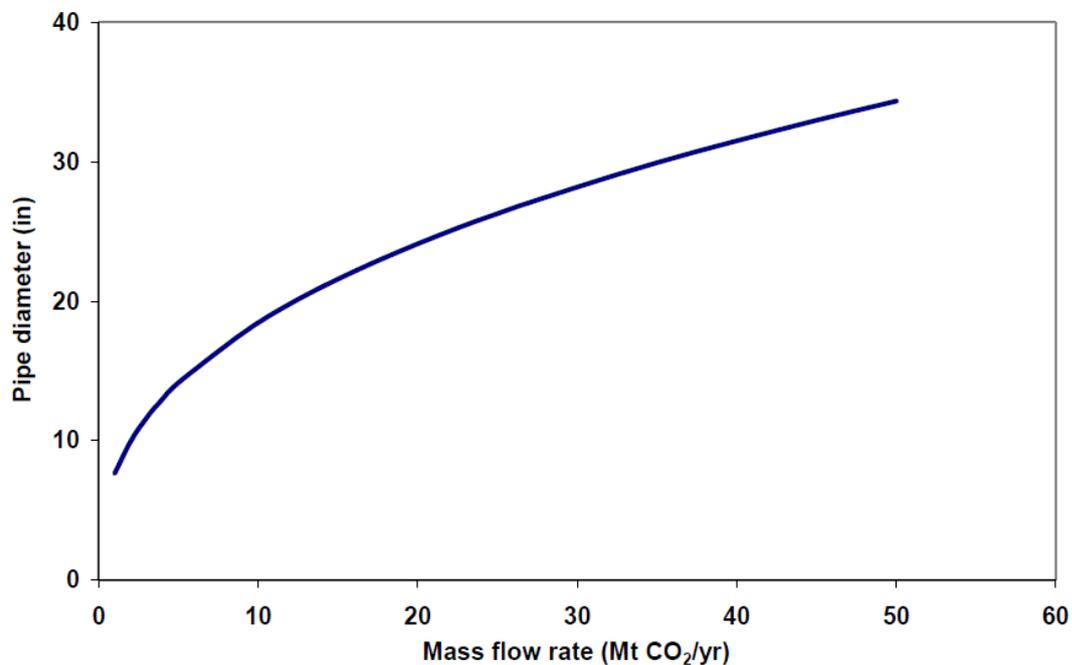


Figura 4.3 – Diâmetro do duto x vazão de CO₂

Fonte: HEDDLE et al., 2003

- Estações de compressão/bombeio. Sua necessidade pode ser otimizada com escolha adequada de diâmetro do duto e velocidade de transporte (função das pressões de trabalho);

- Se em terra, um traçado com relevo acidentado e que tenha presença de áreas urbanas pode aumentar em até 100% do custo do duto. Ainda, a necessidade de se estabelecer uma nova faixa de domínio influencia no montante;

- Se no mar, a lâmina d'água define o custo do serviço de instalação do duto, sendo que para águas profundas barcos de lançamento possuem taxas diárias até a US\$ 1 milhão/dia;

Portanto, o investimento requerido para um caroduto é extremamente dependente das condições do projeto sendo considerado. Ainda assim, alguns autores como BODE e JUNG (2006), NEAL et al. (2010), SINGH (2004), ZHANG et al. (2006) procuraram estabelecer faixas de valores, por ton CO₂.km transportado.

A distribuição de custos publicada varia entre US\$ 2-12 / tCO₂ a cada 100 km transportados. A metodologia utilizada considera transformar o montante de investimentos de capital em um fluxo de pagamentos, capitalizados por uma taxa, normalmente 10%, correspondentes a vida útil esperada do duto.

GITTMAN (2004) denomina de anuidade (PMT) este fluxo de pagamentos equivalente a certo valor presente, neste caso, investimentos de capital. São periódicos, iguais e por prazo determinado.

$$PMT = \frac{\text{Valor Presente}}{FVPA_{i,n}}$$

Onde,

$$FVPA_{i,n} = \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t}$$

Em seguida, divide-se o valor obtido (PMT) pela capacidade de CO₂ a ser transportado para se obter uma tarifa unitária, em US\$/ tCO₂.

Finalmente, o IPCC (INTERGOVERNMENTAL, 2005) procurou correlacionar o custo de transporte com a vazão, obtendo os valores apresentados na Figura 4.4 abaixo. São apresentadas faixas, além de distinção se o duto é em terra ou marítimo.

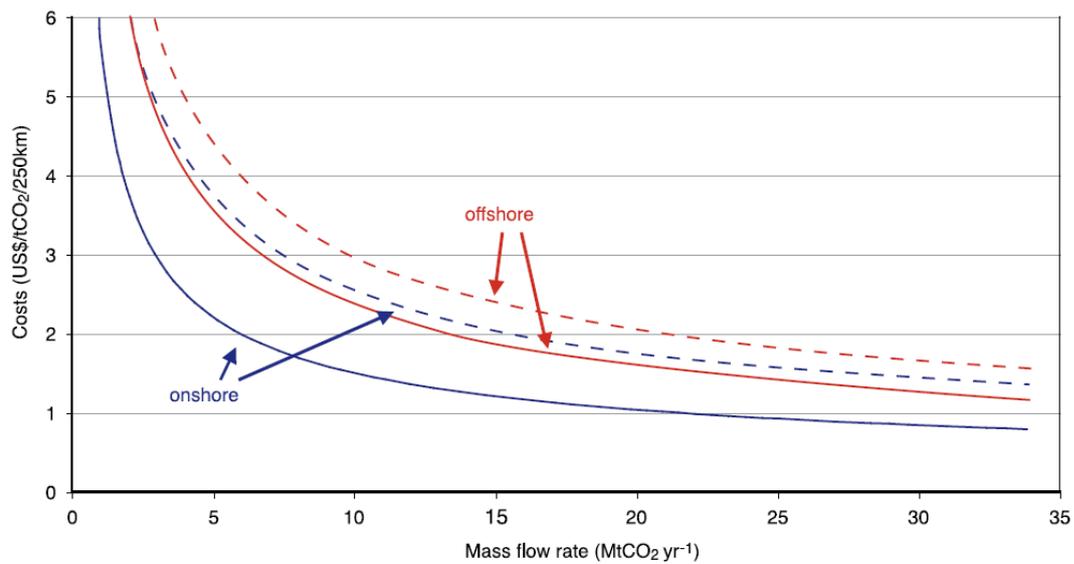


Figura 4.4 – Custo transporte de CO₂ x vazão

Fonte: INTERGOVERNMENTAL..., 2005.

5 RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

O primeiro e mais simples método de recuperação desenvolvido pela indústria do petróleo para a produção foi o uso da energia natural do reservatório, denominado recuperação primária. Tem origem no gás em solução no óleo, em uma capa de gás, ou no influxo de água a partir de um aquífero.

A energia deve ser tal que o óleo vença os caminhos tortuosos do meio poroso, entre na coluna de produção do poço, e supere as perdas de carga até atingir o separador na superfície. Projetos com produção exclusivamente através de energia natural normalmente não são econômicos. Tipicamente, são atingidos fatores de recuperação⁵ menores que 20% (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

O principal método de recuperação utilizado na indústria do petróleo para a produção é a injeção de água, contribuindo para a recuperação de óleo através da manutenção da pressão do reservatório e atuando no deslocamento deste, empurrando o óleo em direção aos poços produtores. Algumas vantagens incluem (i) a aceleração da produção, com altas vazões no início do projeto, (ii) garantia, preferencialmente, que o reservatório permaneça acima da pressão de saturação, evitando formação de fase e canalização do gás presente, e (iii) insumo geralmente com baixo custo de aquisição. A principal contrapartida é o aumento da vazão de água produzida, sendo necessário prever no projeto facilidades para o devido tratamento e descarte desta. Segundo ROSA, CARVALHO e XAVIER (2006) são atingidos fatores de recuperação entre 30-50% para injeção de água.

Em muitos projetos em que a injeção de água não é mais atrativa economicamente, ou quando não é a solução mais indicada para recuperação (como será visto adiante), é levado adiante um projeto usando métodos especiais de recuperação⁶. Estes métodos procuram melhorar as eficiências de varrido areal e de deslocamento ou fatores de contato, com o objetivo final de recuperar uma fração do óleo que não era possível com outro método. São divididos nas seguintes categorias: métodos térmicos, injeção de polímeros, e métodos miscíveis com injeção de hidrocarbonetos ou CO₂, conforme será detalhado posteriormente. Especificamente para o EOR CO₂, objeto deste

⁵ Fator de recuperação (FR) – Definido como o volume total produzido no campo sobre volume *in place*, em condições de reservatório. Expresso em percentual.

⁶ Conhecido em inglês como Enhanced Oil Recovery (EOR)

trabalho, são possíveis recuperações adicionais à injeção de água entre 5% a 22% do óleo *in-place*, segundo BROCK e BRYAN (1989) em levantamento dos projetos existentes nos EUA, com média de 10%, de acordo com SHEDID, ZEKRI e ALMEHAIDEB (2007).

Suas aplicações não estão restritas a campos em fim de vida econômica, mas sim devem ser avaliados e comparados com métodos tradicionais, como injeção de água, nas fases iniciais de projeto conceitual e básico, pois, apesar de envolverem alguns custos adicionais, tendem a possuir maior FR, sendo, portanto, uma tomada de decisão do método de recuperação uma função de índices de preços e economicidade, e não exclusivamente técnica.

Este capítulo busca nos próximos itens contextualizar e explicar os mecanismos de produção que levam a um acréscimo do FR com a injeção de CO₂. Em seguida, apresenta como é realizada a modelagem de um projeto, os dados de entrada necessários, e as opções existentes para a simulação numérica. Finalmente, os principais fatores que afetam o resultado global de um projeto são discutidos.

5.1 Eficiência de Recuperação

Uma forma simplificada de se estimar o fator de recuperação de um projeto envolve dividir o problema em sub-categorias:

$$E_R = E_A \cdot E_V \cdot E_D \cdot E_M$$

onde:

E_R - eficiência de recuperação

E_A - eficiência de varrido areal

E_V - eficiência de varrido vertical

E_D - eficiência de deslocamento

E_M - eficiência de mobilização

Eficiência de Varrido Areal

É definida como a fração da área total do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado. As principais variáveis que definem a eficiência areal são o plano de drenagem (posicionamento dos poços) e a mobilidade dos fluidos (KLINS, 1984).

Lembrando que mobilidade de um fluido (λ_i) é definida por:

$$\lambda_i = \frac{k_{r_i}}{\mu_i}$$

E razão de mobilidade (M) por:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Em deslocamentos miscíveis, as permeabilidades relativas são consideradas iguais, reduzindo a razão de mobilidade apenas às viscosidades. Ainda, mesmo após o *breakthrough*, há aumento de E_A com a continuidade da injeção.

Eficiência de Varrido Vertical

É a fração da seção vertical do reservatório que o fluido injetado penetrou. A eficiência máxima ocorre quando a frente injetada percorre todas as camadas perpendicularmente ao plano do reservatório.

Os principais fatores que reduzem E_V são: (i) efeitos gravitacionais, pois por diferença de densidade o fluido injetado tende a canalizar para o topo ou base do reservatório, e (ii) heterogeneidades deste, pois criam caminhos preferenciais para o fluido injetado.

Eficiência de Deslocamento

Segundo ROSA *et al.* (2006) é definida como a fração de óleo móvel que foi deslocada dos poros do reservatório.

$$E_D = \frac{So_i - So_r}{So_i}$$

onde:

So_i – saturação de óleo no início do projeto, So_r – saturação de óleo residual

Mesmo para métodos imiscíveis, E_D pode atingir 1, a questão é que o tempo tende a infinito e o volume poroso injetado também. Desta forma, nestes casos, é importante estabelecer um limite de economicidade para calcular a rentabilidade do projeto.

Eficiência de Mobilização

Representa a quantidade máxima, em fração do óleo *in place*, que poderia ser recuperado caso tivesse um método com E_A , E_V e E_D iguais a 100%. É o alvo de todo processo de recuperação avançada. Sua fórmula é:

$$E_M = \frac{So_i / Bo_i - So_{rp} / Bo_f}{So_i / Bo_i}$$

onde:

So_i – saturação de óleo no início do projeto, Bo_i – fator volume de formação do óleo, So_{rp} – óleo residual do projeto, e Bo_f – fator volume de formação do óleo no final do projeto

Métodos de recuperação avançada buscam reduzir o So_{rp} , o que é atingido pela redução da viscosidade do óleo, alteração nas forças capilares, e tensões interfaciais. Ainda, o valor final de So_{rp} em um projeto é afetado pela molhabilidade e estrutura dos poros específicos da rocha reservatório em questão.

Outra forma de atuação envolve Bo_f , que é afetado pela transferência de massa entre fases. No caso da injeção de CO_2 , com a dissolução deste no óleo, há aumento do seu volume, e portanto, melhora na eficiência de mobilização.

5.2 Mecanismos de Produção

Métodos especiais de recuperação secundária podem ser classificados como térmicos, químicos e miscíveis, sendo que será dada maior ênfase a este último, onde se insere o EOR CO_2 .

5.2.1 Métodos Térmicos

Atuam baseados em dois princípios:

- 1) Redução de viscosidade de um fluido quando aquecido, aumentando sua mobilidade e logo eficiência de varrido areal.
- 2) Expansão e destilação do óleo, contribuindo para manter a pressão e aumentando a eficiência de deslocamento.

Possuem maior aplicação em óleos pesados, normalmente entre 10 e 20° *API*, que tendem a possuir maior viscosidade.

A geração de calor pode ocorrer de duas formas: (i) combustão in situ, através da ignição de uma fração do óleo com contínua injeção de ar ou (ii) injeção de fluidos quentes ou vapor. Neste segundo caso, há um significativo gasto e perda energética para gerar fluido aquecido e as perdas de calor até atingir o reservatório.

5.2.2 Métodos Químicos

Consistem de produtos químicos injetados em pequenas concentrações, junto com a água, que alteram algumas propriedades desta, e de sua interação com o óleo, a fim de aumentar o fator de recuperação. São dois tipos principais:

1) Polímeros, que atuam na eficiência de varrido, melhorando a razão de mobilidades, ao aumentar a viscosidade da água. Alguns também conseguem reduzir K_{rw} .

2) Surfactantes, que agem reduzindo as tensões interfaciais entre o óleo e o fluido injetado, que por sua vez, resultam em maior eficiência de deslocamento, ao reduzir a saturação de óleo residual.

5.2.3 Métodos Miscíveis

São processos de recuperação de óleo nos quais são reduzidas tensões interfaciais, causadas por forças capilares, e permitindo recuperar maior quantidade de óleo. A miscibilidade entre fluidos é função de suas propriedades químicas, além das condições de pressão e temperatura, sendo necessária análise caso a caso.

Alguns exemplos de métodos miscíveis incluem injeção de: (i) banco de GLP (C_3 - C_4) em estado líquido, deslocado por gás seco alternado com água, em que o GLP atinge miscibilidade com o óleo em primeiro contato, removendo-o totalmente, e deixando para trás apenas gás residual e água; (ii) gás enriquecido, método semelhante ao anterior, porém usando gás rico ao invés de GLP, obtém-se miscibilidade através de múltiplos contatos, com a condensação das suas frações mais pesadas (ricas) para o óleo, até criar frente com fluido totalmente miscível; (iii) gás pobre e seco a alta pressão, também se obtém miscibilidade através de múltiplos contatos, porém com a vaporização de frações leves do óleo para o gás; e (iv) injeção de CO_2 , explicado abaixo.

Injeção de CO_2

Segundo METCALFE e YARBOROUGH (1979), o deslocamento miscível entre óleo e CO_2 acontece através de múltiplos contatos, com o CO_2 condensando no óleo, tornando-o mais leve, e extraíndo metano do banco de óleo. Os componentes mais leves do óleo vaporizam no CO_2 , tornando-o mais rico, até que as misturas, geradas por ambos processos, tornam-se uma fase

única. Qual processo prevalece depende de caso a caso (P, T). Devido às suas propriedades já apresentadas, e às pressões e temperaturas que reservatórios normalmente se encontram, o CO_2 é injetado em estado supercrítico, com densidade próxima a do óleo, minimizando efeitos de segregação gravitacional.

A Figura 5.1, denominado diagrama ternário de fases, explica como é atingida a miscibilidade no caso de vaporização do óleo. Este processo cria uma zona de transição no reservatório, desde gás 100% CO_2 até óleo virgem.

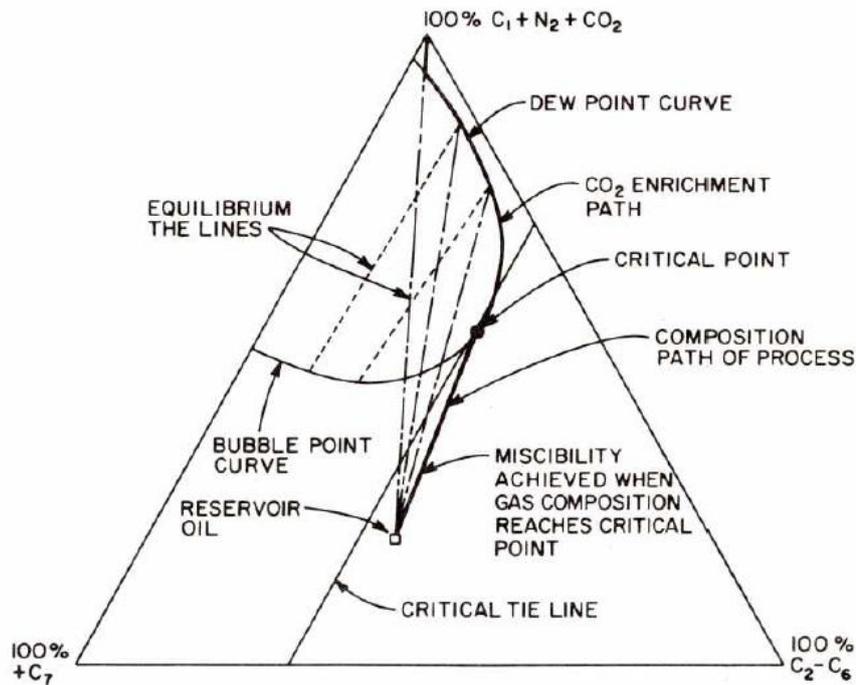


Figura 5.1 – Diagrama ternário com miscibilidade de múltiplos contatos

Fonte: Metcalfe e Yarborough (1979).

Uma vantagem da injeção do CO_2 é o vasto intervalo de vaporização de hidrocarbonetos, entre C_2 - C_{30} , sendo aplicável a uma grande gama de reservatórios.

Outro efeito da injeção de CO_2 no óleo é o inchamento deste, que pode aumentar entre 10% a 30% de volume (MILLER; JONES, 1981). Este inchamento é importante, pois como apresentado, leva a um aumento do Bo_f , que por sua vez é inversamente proporcional ao So_r , e logo melhora na E_M . Ainda, moléculas de óleo ocupando maior volume expulsam a água dos poros em um processo de drenagem em reservatórios molhados a água. Este processo apresenta maiores permeabilidades relativas do óleo, quando comparado a embebição. Finalmente, o último benefício é um aumento da energia primária do óleo, com mais gás em solução, contribuindo para o escoamento.

O processo de injeção de CO_2 pode ser feito de diferentes maneiras, como contínuo, deslocado por água, deslocado por gás, injeção alternada com água, deslocado por injeção alternada de água e gás. A vantagem de injetar água após o CO_2 é o controle da mobilidade, melhorando a eficiência de varrido areal. Portanto, o método mais comum é a injeção alternada de CO_2 e água, denominado WAG (*Water Alternating Gas*).

A Figura 5.2 ilustra como se organizam os fluidos quando injetados no reservatório no método WAG.

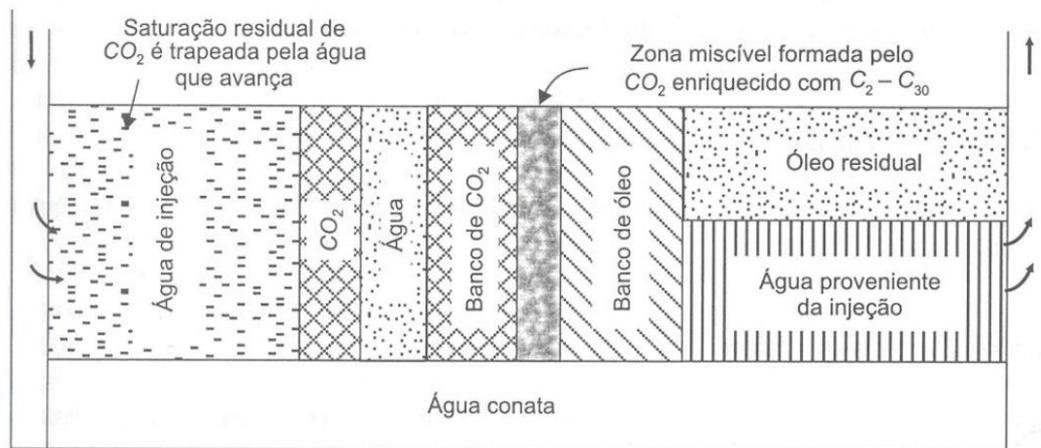


Figura 5.2 – Injeção miscível WAG CO_2

Fonte: ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006.

Neste processo, o CO_2 atua reduzindo as tensões interfaciais e portanto a saturação de óleo residual, melhorando a eficiência de deslocamento; na eficiência de varrido areal, ao reduzir a viscosidade do óleo, melhorando a razão de mobilidade com a água, além de aumentar o fator volume de formação final, aumentando a eficiência de mobilização.

5.3 Ensaios Requeridos

O processo de construção de um modelo de simulação numérica de reservatório com injeção de CO_2 requer o uso de equações de estado capazes de prever o comportamento, composição e equilíbrio das interações gás, óleo, água e CO_2 (WILLIAMS; ZANA; HUMPHRYS, 1980). Estas, por sua vez, para correto uso, necessitam de uma série de informações a cerca das propriedades dos fluidos e interação com a rocha reservatório. Por este motivo, projetos EOR CO_2 necessitam e investem em ensaios laboratoriais específicos. Este é um fator

crítico para a capacidade de o modelo prever o comportamento do reservatório, e portanto, de sucesso do projeto. Alguns exemplos são:

- Análise PVT completa (flash e diferencial);
- Composição dos fluidos;
- Ensaio para determinar pressão mínima de miscibilidade
- Teste de inchamento;
- Deslocamento através de *slim tube*;
- Deslocamento através de testemunho saturado em petróleo;

Na liberação flash, à medida que a pressão é reduzida e o gás é liberado, mantém-se contato deste com o óleo, no mesmo recipiente. Já na diferencial, o gás é retirado, alterando-se a composição da mistura. A partir destes ensaios é possível se obter informações relevantes, como o fator volume de formação do óleo (B_o), razão de solubilidade (R_s), massa específica da fase óleo (ρ_o), fator volume de formação do gás (B_g), densidade do gás (γ_g), densidade do óleo (γ_o), fator de compressibilidade (Z), massa molecular, pressão de ponto de bolha e composição molar dos gases, todos esses dados para as diversas liberações e suas pressões, correlacionando os mesmos com as devidas composições. Ensaio PVT normalmente são conduzidos apenas para o óleo vivo amostrado no reservatório. Contudo, GARDNER, ORR e PATEL (1981) recomenda também ensaio com misturas incluindo uma fase rica em CO_2 para melhor modelagem das propriedades pós-injeção deste no projeto.

Testes de inchamento são realizados adicionando pequenos volumes de gás (CO_2 ou mistura) à fase óleo, aumentando a pressão até que retorne à fase líquida. Em seguida, o volume é expandido até atingir nova pressão de saturação. Informações relevantes são obtidas como alterações das pressões de bolha e comparações de volume início vs fim teste.

Já ensaios de *slim tube* são usados tubos de alguns metros de comprimento e menos de 1 cm de diâmetro, repletos de areia e saturados do óleo original, em pressão de reservatório, com o objetivo de testar o deslocamento miscível do CO_2 , que é injetado por uma das extremidades. Este ensaio procura examinar apenas o comportamento das fases, eliminando aspectos gravitacionais, heterogeneidades e água. São medidos dados como produção de óleo em função de volume de gás injetado, pressões, razão gás-óleo, composições do fluido produzido, permeabilidades relativas e pressão mínima de miscibilidade, preferencialmente conduzidos para um envelope de dados de entrada, incluindo faixa próxima do ponto crítico, quando as propriedades do CO_2 alteram muito.

Testes com deslocamentos de fluido em testemunho possuem o mesmo princípio que o anterior, diferindo apenas do meio. Contudo, interpretações de resultados são muito difíceis, pois aspectos como canalização de fluidos, molhabilidade, segregação gravitacional, podem ocorrer em diferentes medidas quando comparando o testemunho ao reservatório. Testemunhos são utilizados também para verificar a ocorrência de histerese e obter curvas de permeabilidade relativa.

Por fim, todos estes dados são utilizados para calibrar as equações de estado e demais propriedades dos fluidos requeridas pelo modelo de simulação numérica.

5.4 Métodos de Simulação

A partir do modelo geológico do reservatório elaborado pela equipe de geocientistas, tem início o trabalho com a simulação de fluxo. O objetivo de todo simulador numérico é ser capaz de prever, a partir das equações e dados de entrada, o comportamento e resultados esperados com a produção de certo campo – volumes, pressões e saturações. São utilizados os princípios de conservação de massa, energia e momento, além das equações da difusividade hidráulica e de escoamento em meio poroso, e equações de estado para propriedades dos fluidos, a fim de obter-se o arcabouço matemático do modelo.

Os softwares utilizados se encontram em constante evolução. No entanto, as duas principais abordagens utilizadas na indústria permanecem inalteradas:

5.4.1 Modelo Black Oil

O fluxo de hidrocarbonetos é modelado considerando-se apenas três elementos, óleo, gás e água. PEACEMAN (1977) lista as outras principais hipóteses do modelo, como: temperatura constante, equilíbrio instantâneo entre fases, componentes voláteis aproximadas por gás semelhante ao metano, e ausência de reações químicas.

Modelos Black Oil consideram também a miscibilidade em primeiro contato entre CO_2 e o óleo caso o reservatório esteja acima da MMP e abaixo desta, o CO_2 é considerado semelhante ao gás. Esta premissa tende a

superestimar a vazão, pois a miscibilidade em múltiplos contatos tende a deixar algum óleo residual.

5.4.2 Modelo Composicional

Já em modelos composicionais o fluxo é modelado considerando-se cada componente individualmente. Segundo CHANG (1990), COATS (1980), WATTS (1986), dentre outros, é o modelo mais apropriado para simular EOR CO₂. Todavia, exige maior capacidade de processamento computacional.

Para mitigar esta questão, é muito comum a utilização de pseudo-componentes, agrupando elementos com propriedades comuns. Cada qual possui suas correspondentes EOS parametrizadas conforme ensaios experimentais. A quantidade recomendada varia dependendo da fonte, entre 5 e 10 (JARRELL et al., 2002).

Modelos composicionais são mais aplicáveis que black oil em casos de presença de CO₂ por melhor representar o escoamento. Ainda, devem ser utilizados quando houver grande variação na concentração e número de componentes em cada fase, ou na presença de óleos voláteis, melhor estimando a recuperação de líquidos (LOHRENZ; CLARK; FRANCIS, 1963).

Outra consideração é feita por JARRELL et al. (2002), lembrando que o modelo composicional incorpora alterações na pressão mínima de miscibilidade, célula à célula, em função, por exemplo, de injeção continuada de correntes impuras de gás, como ocorre quando metano e nitrogênio são utilizados.

Finalmente, uma comparação entre modelos de simulação e um caso real foi realizada por GARCIA (2005), especificamente para um projeto de injeção de CO₂, concluindo pela preferência e melhor ajuste do composicional.

5.5 Fatores de Sucesso e Otimizações de Projeto

‘Apesar das vantagens mencionadas no item 5.2 Mecanismos de Produção a respeito da aplicação da injeção de CO₂, com redução da saturação de óleo residual e conseqüente aumento do fator de recuperação, cada projeto apresenta particularidades que contribuirão para definir a possibilidade e grau de sucesso deste método de recuperação.

A decisão da aplicação do EOR CO₂ passa, como apresentado anteriormente, por etapas iniciais de recolhimento de dados (sísmica, perfuração

de poços, amostragem, ensaios laboratoriais), modelagem geológica, fluido e fluxo, para ser possível prever, a partir de um modelo de simulação, a resposta do reservatório à injeção do dióxido de carbono. É somente a partir deste momento, e em casos favoráveis, que se tem continuidade para avaliações de custo e economicidade. Caso aprovado, o estudo segue para projeto de engenharia básica.

Contudo, a resposta do reservatório depende de certos parâmetros físicos do mesmo, além de aspectos de projeto, que são críticos para seu sucesso, como heterogeneidades, fraturas, permeabilidades, angulação, dentre outros. Ainda, na fase de estudos, existem algumas opções com respostas já comprovadas, que podem otimizar os resultados obtidos, como volumes de CO₂ injetado, tipo e posição dos poços, etc. Desta forma, a seguir são listados tais itens que influenciam diretamente na rentabilidade de um projeto EOR CO₂. Ainda, a amplitude de aspectos reforça a dificuldade em se estabelecer regras gerais com vazões e fatores de recuperação equiparáveis.

5.6 Aspectos Relativos ao Fluido

Viscosidade do Óleo

Conforme mostrado anteriormente, fluxo fracionário e eficiência de varrido areal são funções diretas da viscosidade do óleo. Para maiores valores de μ_o , há um deslocamento da curva de fluxo fracionário para a esquerda, o que leva a uma maior vazão de gás para o mesmo s_g , antecipando o *breakthrough* do gás. Ainda, há uma piora na razão de mobilidade (maior μ_o) diminuindo E_A .

Desta forma, com base na experiência da indústria, KLINS (1984) recomenda o uso de injeção miscível de CO₂ para óleos com viscosidade até 12 cP. Em experimento laboratorial, SHEDID, ZEKRI e ALMEHAIDEB (2007) obteve recuperação de óleo 14% com óleo de viscosidade 1cP comparado a outro com 2,6 cP, mostrando que o impacto pode ser relevante.

Densidade

A densidade do óleo tende a possuir uma correlação positiva com a viscosidade, motivo que já levaria para não recomendação a partir de certo patamar. Adicionalmente, a miscibilidade com CO₂ é atingida através da vaporização ou condensação em uma fase gasosa ou líquida rica em CO₂, o que requer a forte presença de elementos intermediários (C₅-C₂₀) no óleo.

Geralmente não é o caso para óleos pesados, daí o limite superior estabelecido por KLINS (1984) de 30° API.

A Figura 5.3 correlaciona os dois elementos citados, viscosidade e densidade do óleo com a possibilidade de atingir miscibilidade em projeto EOR CO₂. Os valores são muito próximos aos citados anteriormente, onde projetos no quadrante do superior esquerdo apresentam fluxo imiscível.

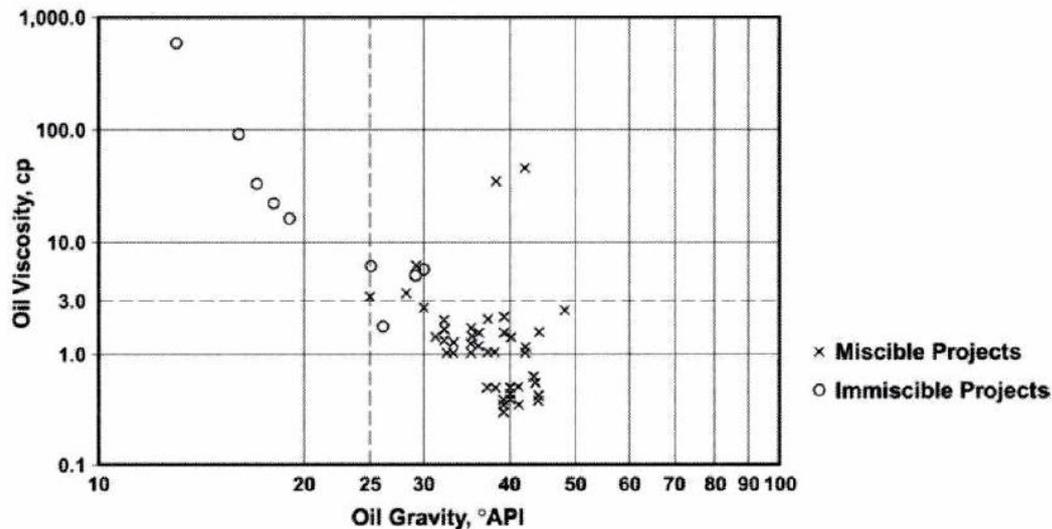


Figura 5.3 – Viscosidade, densidade e miscibilidade de projetos EOR CO₂

Fonte: MORITIS, 1992.

Histerese e a Perda de Injetividade

Entende-se por histerese um fenômeno percebido na diferença de curvas de permeabilidade relativa do mesmo fluido, causada por diferentes processos de saturação (embebição e drenagem), pressões capilares e molhabilidade.

A Figura 5.4 apresenta o processo de histerese para um reservatório molhável à óleo e o impacto na permeabilidade relativa da água. A diferença fundamental entre as curvas de K_{rw} é a saturação mínima que produz fluxo do fluido não molhante (água). Fisicamente, segundo ROSA, CARVALHO e XAVIER (2006), o que ocorre é que, em reservatórios molháveis a óleo, em um processo de embebição, a água é deslocada para os capilares de maior diâmetro, até ponto em que não existe mais fase contínua, ficando “ilhado”. Na drenagem, com saturações decrescentes de óleo e crescentes de água, esta ocupa as partes centrais dos canais de fluxo, verificando-se que a saturação mínima para que forme uma fase contínua de fluxo é menor que a saturação de água conata.

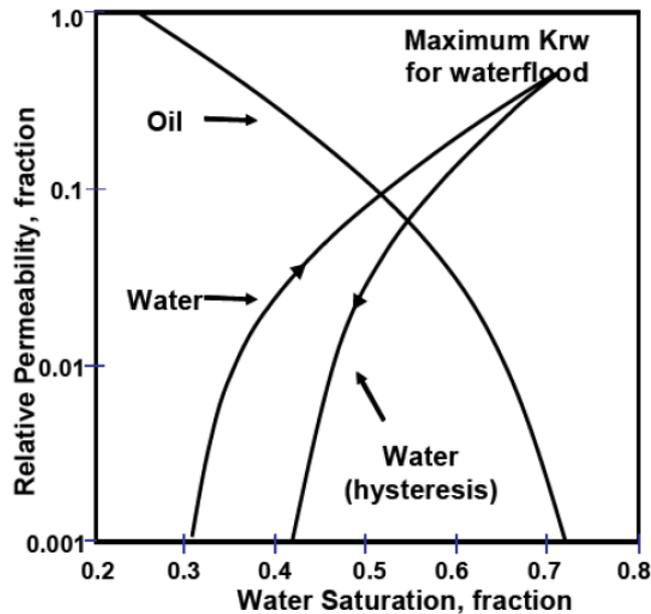


Figura 5.4 – Permeabilidades relativas e histerese da água em reservatório molhável ao óleo

Fonte: JARRELL et al., 2002.

O resultado deste processo é que a K_{r_o} para o novo ponto de saturação de água irreduzível é menor que o K_{r_o} anterior com água conata, o que gera redução da vazão de óleo do reservatório. Ainda, para piorar, a injetividade da água pode ser reduzida severamente, causada por uma redução da permeabilidade relativa da água próxima ao poço, comprometendo todo o método de recuperação, caso esteja sendo utilizado o WAG.

O motivo pelo qual este fenômeno acontece é a injeção de CO_2 , relacionado com o efeito deste na permeabilidade relativa da água.

5.6.1 Aspectos Relativos ao Reservatório

Profundidade e Pressão

A pressão que um reservatório se encontra é função de sua profundidade. Ainda, sua ocorrência em terra ou mar, e lâmina d'água também influenciam. Considerando um ganho de pressão médio em 0,5 psi/pé, seriam necessários 3000 pés (cerca de 900 metros) para atingir profundidade tal que seja possível se obter a pressão mínima de miscibilidade de 1500 psi, estabelecida por HOLM e JOSENDAL (1982). Evidentemente que este valor é uma aproximação, e depende fortemente das características de cada óleo.

Segregação Gravitacional

Este aspecto está relacionado com a geometria do reservatório e o fato do CO₂ injetado possuir, para a maior parte dos casos, densidade inferior ao óleo *in place*, levando o mesmo a canalizar em direção às camadas superiores do reservatório, afetando diretamente a recuperação, pois o solvente injetado deixa de entrar em contato com uma parcela do fluido pré-existente, não ocorrendo, portanto, os fenômenos de recuperação explicados anteriormente.

Caso o reservatório em estudo apresente alto ângulo, esta característica é favorável, pois permite a formação de uma frente de deslocamento mais estável, com o CO₂ sendo injetado no topo da estrutura (PERRY, 1982).

Homogeneidade

A miscibilidade entre o óleo presente no reservatório e o CO₂ só pode ser atingida havendo contato entre si. Como se sabe, heterogeneidades em um reservatório, como camadas super K, camadas de baixa transmissibilidade, *pinch out*, tendem a criar caminhos preferenciais para o fluxo, reduzindo a superfície de contato, e logo a recuperação.

CHOPRA (1988) mostrou que a injeção alterada de água/CO₂ é mais sensível às propriedades do reservatório (permeabilidades, principalmente) que a injeção de água apenas. Ainda, injeção contínua de CO₂ mostrou-se ainda mais afetada por alterações nas propriedades da rocha. A razão é a maior mobilidade do gás

Portanto, quanto mais homogêneo o reservatório, melhor será o varrido e maior será o volume produzido.

Fraturas

Fluidos injetados tendem a canalizar por fraturas condutivas, o que implica na redução do contato e eficiência de varrido, e logo, recuperação de óleo.

Molhabilidade

A molhabilidade da rocha deve ser conhecida antes do início da operação, pois influencia diretamente em como o reservatório será drenado. Como visto anteriormente, em rochas molhadas ao óleo, pode ocorrer histerese em K_{rw} , impactando vazões produzidas e injetadas.

Para reservatórios molháveis à água, o mais recomendável é a injeção contínua de CO₂, com talvez um ciclo WAG ao final. O motivo é que se a água

se mover à frente do CO₂, ela pode bloquear o óleo nos poros, impedindo seu contato com o gás, não ocorrendo, portanto, o mecanismo de recuperação adicional (CRAIG, 1971).

Ainda, a escolha dos ciclos de injeção é importante pois afeta a quantidade e tipos de fluidos produzidos, que por sua vez, define as instalações de superfície a serem investidas.

5.6.2 Aspectos Relativos ao Projeto

Volume Frente CO₂

Em projetos WAG, foco é dado aos volumes de CO₂ e água a serem injetados de forma alternada. Esta definição, além de considerações sobre eficiência de varrido e recuperação de óleo, afeta diretamente a rentabilidade do projeto, pois a aquisição de dióxido de carbono é um custo alto, assim como o porte das unidades de tratamento na superfície, que dependem da expectativa de produção do mesmo, que por sua vez é função do volume injetado.

Portanto, deve ser elaborada análise de sensibilidade para o volume injetado, obtendo um ponto ótimo, específico para o cenário econômico analisado. PARIANI et al. (1992), por exemplo, sugere iniciar um projeto WAG com uma razão baixa de CO₂, o que melhoraria a economicidade e o varrido.

Geometria e Locação de Poços

Ao modelar projeto EOR CO₂, devem ser estudadas diferentes opções de geometria de poços, como horizontais, além de opções no plano de drenagem, como *infill drilling*, buscando sempre otimizar o fator de recuperação e economicidade. De uma maneira geral, para casos de campos já em recuperação secundária, ao se analisar a aplicabilidade de injeção de CO₂, deve-se ter em mente que quaisquer dificuldades com eficiência de varrido apresentada pela injeção de água, só será intensificada e piorado com o CO₂.

Portanto, a locação dos poços é tão importante, assim como a gestão do reservatório, monitorar pressões, frentes de avanço, ciclos WAG, a fim de minimizar canalizações e melhorar varrido.

Poços horizontais, por exemplo, podem ser usados como produtores, no topo de uma estrutura com a injeção de CO₂ na base, postergando *breakthrough*. Ainda, usados como injetores em intervalos de baixa permeabilidade, para garantir influxo do fluido. Contudo, LIM et al. (1992) lembra

da importância da escolha do intervalo, pois caso errado, pode ocorrer canalizações e redução do fator de recuperação.

6 PROJETO DE POÇO

Os poços existentes em projetos de EOR CO₂ possuem algumas particularidades, quando comparados aos utilizados para a recuperação primária e secundária. De uma maneira geral, aspectos como pressões de trabalho, potencial de corrosão, vazões de produção e injeção são maiores. Ainda, em função dos equipamentos especiais alocados no poço, seja por metalurgia, elastômeros específicos, classe de pressão, ou seja, por sofisticados itens de completação, para monitorar pressão/temperatura ou injetar produtos químicos, são esperados custos maiores em poços projetados para operarem com produção ou injeção de CO₂.

Outro fator relevante em poços EOR CO₂ é a interação do contaminante com a pasta de cimento, que em caso de falha, pode criar zonas permeáveis, não isolá-las, além de expor o revestimento ao fluido do reservatório, intensificando a corrosão.

Todas estas questões tornam a integridade do poço um dos principais fatores de risco em projetos de EOR CO₂ (METZ et al., 2005; BACHU; CELIA, 2007; OLDENBURG; BRYANT; NICOT, 2009). Por integridade de poço, é definido como a aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais, de forma a minimizar a chance de ocorrer fluxo descontrolado de qualquer fluido, vindo da subsuperfície, ao longo do ciclo de vida completo do poço (NORSOK Standard D-10, 2004).

É importante garantir que os equipamentos, materiais e cimento utilizados no poço irão manter suas propriedades e funções originais durante toda a operação e após o abandono, no caso do último.

O caso de falha mais grave no sistema é quando culmina no vazamento do CO₂ por outras zonas que não seja a de interesse. O problema pode ter início em algum equipamento na coluna, gerar corrosão em revestimentos, e pela interação cimento-CO₂, levar ao influxo deste em regiões indesejadas. O impacto mais imediato é o insucesso do projeto de recuperação avançada, com a redução de sua economicidade. Contudo, outros mais sérios como ambientais e que afetem a vida humana podem ocorrer. Alguns exemplos seriam (i) contaminação de aquíferos mais rasos, (ii) acidificação do solo, impactando a agricultura, e (iii) acúmulo de CO₂ na superfície, levando a concentração em depressões (HOSSAIN; AMRO, 2010).

Portanto, a aplicação segura e eficiente de CO₂ na área de engenharia de poços também possui algumas particularidades, e este capítulo irá abordar os principais fatores impactados, a saber: (i) seleção de materiais, (ii) cimentação, e (iii) completação.

6.1 Seleção de Materiais

O mecanismo de corrosão gerado pelo CO₂ quando em contato com ligas metálicas foi explicado no capítulo 4.1.2, em que reações catódicas e anódicas acontecem em meio aquoso, com a perda de Fe do material para formação de carbonatos ou bicarbonatos de ferro. A definição de metalurgia apropriada para as condições de operação de um poço de projeto EOR CO₂ possui um papel preponderante para garantir sua integridade.

A corrosão do CO₂ se dá na presença de água livre. Em carboxutos, conforme mencionado, através da correta especificação do fluido e controle do processo, tem-se grande confiabilidade sobre sua ocorrência, e logo sobre a taxa esperada de corrosão. No caso de poços, a especificação de materiais deve levar em conta a constante presença de água e CO₂ em altas pressões. No caso de injetores, em períodos de *shut-in*, pode ocorrer o influxo de fluido do reservatório para o poço, com água e CO₂. Ainda, o potencial de corrosão torna-se mais crítico devido à possibilidade de ocorrência de O₂ na água injetada, gerando hidróxidos que também reagem com a liga metálica. No caso de produtores, a partir do momento de *breakthrough*, ocorre produção destes, além do óleo.

Portanto, as condições de corrosão para materiais utilizados em poços de EOR CO₂ são muito mais severas que para carboxutos.

Existe no mercado uma série de modelos que prevêm a corrosão. Eles podem ser classificados em duas categorias, os que realizam modelagem das interações químicas e eletroquímicas e os que utilizam correlações empíricas de dados laboratoriais e campo. A principal diferença prática entre eles está na forma como lidam com a molhabilidade do óleo com relação ao metal e a ocorrência de película de carbonato de ferro protetora do restante do metal, causada em ambientes com alto pH ou temperatura.

Para referência, o modelo mais conhecido na indústria chama-se *de Waard*, desenvolvido em 1975 e aprimorado nas décadas seguintes, passando a considerar nas suas previsões os efeitos de pressão parcial do CO₂, temperatura, pH, velocidade do fluido, BSW e tipo de óleo. Podem-se citar outros

modelos, como o Cassandra, desenvolvido pela BP, o Norsok, elaborado pela Statoil e Hydro, baseado em relações empíricas, o Cormed, pela Elf, o Lipucor, pela Total, e o Hydrocor, pela Shell, entre outros (NYBORG, 2002).

6.1.1 Parâmetros & Corrosão

São diversos fatores que impactam a definição do ambiente corrosivo. Alguns deles são composição química da água produzida com seus teores de bicarbonato, acetato, cloreto, as concentrações de CO₂ (%) e H₂S (ppmv), as pressões de trabalho (estática, em fluxo e de bolha), temperaturas, tipo de fluxo e vazão, além do BSW, e todos estes elementos como uma função ao longo do tempo.

Determinação do pH

Um dos fatores mais críticos que afetam a taxa de corrosão é a definição do pH da água no meio. Em casos de presença apenas de água condensada, deve-se avaliar se os bicarbonatos gerados pela corrosão afetam seu pH. Contudo, no caso de metalurgia para poços, a questão mais relevante é a obtenção de uma amostra representativa da água presente no reservatório. Amostragens devem ser feitas em condições *in situ*, o que envolve operação especial e específica para tal, com sonda, sendo de custo elevado.

Ocorrência de Películas de Proteção

Como mencionado, alguns modelos diferem da forma como tratam a formação de filmes de proteção de corrosão, gerados pela formação de carbonato de ferro. Esta questão é mais relevante para ambientes com altas temperatura e pH. Em baixas temperaturas, a solubilidade do carbonato de ferro é elevada, com baixa taxa de precipitação, e portanto, não ocorre a formação de tal película. Em ambientes com alta temperatura, ocorre o inverso, sendo possível a ocorrência de densas camadas protetoras, reduzindo taxas de corrosão de alguns mm/ano para 0,1 mm/ano (NYBORG, 2002). Portanto, o tratamento deste efeito físico é de extrema relevância para a correta previsão dos modelos.

Molhabilidade do Óleo

Outro fator relevante e que é tratado de forma distinta entre modelos, é a definição se os equipamentos no poço são molháveis preferencialmente ao óleo

ou à água, em condições *in situ*. Como a corrosão ocorre apenas caso haja meio aquoso diretamente em contato com o metal, questões de molhabilidade passam a afetar a corrosão no meio. Ainda, este parâmetro é afetado pelas condições e tipo de fluxo observado no poço, ocorrência de emulsões ao invés de água livre, BSW e propriedades de cada fluido (DE WAARD; SMITH; CRAIG, 2001).

Presença de H₂S

A ocorrência, mesmo em baixas concentrações, de H₂S altera o processo de corrosão, uma vez que o produto preferencial passa a ser sulfato ferroso, devido a sua menor solubilidade, precipitando mais rápido que o carbonato de ferro. Neste caso, o H₂S intensifica as reações anódicas do ferro, aumentando a corrosão pela formação de FeSO₄ e reduzindo o pH da solução (KERMANI; MARTIN; ESAKLUL, 2006).

6.1.2 Definição Metalurgia

A partir dos dados de campo, condições de operação e a utilização de modelos de previsão de corrosão, conclui-se sobre qual material é mais apropriado para cada equipamento do poço. Deve-se levar em conta que a seleção de materiais é uma análise custo-benefício, onde se procura aplicar metalurgia que atenda às especificações e fatores de segurança, com o menor dispêndio possível.

Ainda, deve-se ponderar a viabilidade técnica de realizar inspeção, manutenção e troca de equipamentos, o que em caso de poços, é muito pouco recomendável, dados os elevados custos de sonda. Portanto, deve-se prever material resistente para todo o ciclo de vida do projeto.

Desta forma, o American Petroleum Institute (2007) elaborou recomendação tabela abaixo, em que são apresentados, para cada componente, o material mais apropriado e praticado pela indústria.

| <u>Component</u> | <u>Materials</u> |
|---------------------------------|---|
| Upstream Metering & Piping Runs | 316 SS, Fiberglass |
| Christmas Tree (Trim) | 316 SS, Nickel, Monel |
| Valve Packing and Seals | Teflon, Nylon |
| Wellhead (Trim) | 316 SS, Nickel, Monel |
| Tubing Hanger | 316 SS, Incoloy |
| Tubing | GRE lined carbon steel, IPC carbon steel, CRA |
| Tubing Joint Seals | Seal ring (GRE), Coated threads and collars (IPC) |
| ON/OFF Tool, Profile Nipple | Nickel plated wetted parts, 316 SS |
| Packers | Internally coated hardened rubber of 80 -90 durometer strength (Buna - N), Nickel plated wetted parts |
| Cements and Cement Additives | API cements and/or acid resistant specialty cements and additives |

Tabela 6.1 – Metalurgia recomendada para poços injetores CO₂

Fontes: API (AMERICAN, 2007).

6.2 Cimentação

A etapa de cimentação é crítica para a integridade do poço ao longo de sua vida útil. A pasta é deslocada e posicionada entre a formação e o revestimento, garantindo isolamento hidráulico e térmico entre diferentes zonas e fluidos, e estabilidade estrutural ao poço.

A indústria de óleo e gás faz uso de cimentos Portland, e inclusive, para projetos EOR CO₂. Entretanto, o mesmo é instável termodinamicamente quando em contato com o CO₂ e água, causando sua degradação e perda das propriedades estruturais e de isolamento desejadas.

O processo tem início conforme o fluido contendo água e CO₂ permeia na matriz do cimento, e o ácido carbônico desassociado (H₂CO₃) reage com o hidróxido de cálcio (Ca(OH)₂), que representa 20% do cimento e o silicato de cálcio hidratado (C-S-H) (BRUCKDORGER, 1986). O produto das reações, carbonato de cálcio (CaCO₃) é solúvel, migrando e saindo da matriz do cimento. O acúmulo deste processo leva ao cimento perder sua capacidade de resistência aos esforços e tensões de compressão. Enquanto isso, sua porosidade e permeabilidade aumentam, causando perda de isolamento entre zonas (SYED; CUTLER, 2010). As equações abaixo descrevem estas etapas:

- (i) $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$
- (ii) $\text{H}_2\text{CO}_3 + \text{Ca}(\text{OH})_2 \rightarrow \text{CaCO}_3$
- (iii) $\text{C-S-H} + \text{H}_2\text{CO}_3 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{sílica}$

O processo continua com o carbonato de cálcio reagindo com ácido carbônico, levando a formação de bicarbonato de cálcio (Ca(HC₃)₂), que por sua vez reage com o cimento, levando à formação de mais CaCO₃ e H₂O. A contínua

presença de água permite que mais ácido seja gerado, em uma reação em cadeia (BENGE, 2005).



Como a reação do CO_2 com cimento é termodinamicamente favorável, a mesma não pode ser integralmente prevenida. Desta forma, a indústria gerou algumas soluções para reduzir as reações que atacam a pasta de cimento. A maior inovação tecnológica está na mistura da pasta com alguns aditivos que não reagem com o CO_2 , como sílica, latex, pozolan, e outros componentes resistentes á ácidos, dando maior estabilidade à mesma. Outra alternativa é a redução da proporção de água na pasta, porém tem a desvantagem do maior peso do fluido e conseqüente pressão hidrostática no poço (AMERICAN..., 2007).

Finalmente, em processos de cimentação satisfatórios, devido à alta alcalinidade da pasta (12,5-13,5), é formada uma camada de óxidos que contribui para proteger o revestimento de corrosão. Como mostrado, a presença de CO_2 forma ácidos e consome o hidróxido de cálcio, reduzindo o pH e impedindo a formação desta película. O resultado é que a seleção de materiais de um projeto é afetada e deve levar em consideração possíveis falhas na cimentação do poço (HOSSAIN; AMRO, 2010).

Atualmente, nos projetos do pré-sal da Bacia de Santos, tem-se procurado, ao lado dos fornecedores, desenvolver formulações resistentes ao ataque químico do CO_2 , testando diferentes componentes.

6.3 Completação

Além da metalurgia mais adequada, o desenho de um poço em projeto de EOR CO_2 requer equipamentos que usualmente não estão presentes em outros projetos.

Em primeiro lugar, a presença de CO_2 afeta aspectos de garantia de escoamento, principalmente no que tange a deposição de asfaltenos e ocorrência de incrustações. Desta forma, em muitos casos, a completação destes poços envolve a inclusão de mandris para injeção química. No caso do potencial de incrustação, o mesmo aumenta em função do *drawdown* submetido no poço (menor índice de produtividade). Este, por sua vez, é maior na região dos canhoneados do que ao longo da coluna de produção. Portanto, pode vir a

ser necessário a instalação de linhas hidráulicas até o final da coluna, através dos *packers*, que passam a ser denominados *feedthrough*. O uso destes equipamentos torna mais complexa e longa a execução da completação. Ainda, a instalação de mandris adicionais pode ser necessária, caso se deseje injetar no poço inibidores de corrosão, de forma a aumentar a vida útil dos equipamentos, reduzindo assim número de intervenções e respectivos custos.

Deve ser dada especial atenção também à especificação de certos equipamentos e condições de operação esperadas e extremas que podem vir a acontecer. Classes de pressão e vedação para válvulas, levando em conta períodos de *shut-in* e eventual aumento de pressão por conta da recuperação avançada. Este aspecto é ainda mais relevante quando o projeto EOR CO₂ foi precedido de outro método com outras condições de contorno, e para minimizar investimentos adicionais, foram reaproveitados parte dos poços pré-existentes. Nesta situação, deve-se verificar os elastômeros que equipam os poços, para reduzir risco de problemas de integridade. Como mencionado no capítulo 4.1, devido à alta solubilidade/difusividade do CO₂, o mesmo pode permear e inchar os elastômeros presente no poço. Alguns materiais recomendados nestes casos são Teflon, nylon e borrachas 80 Bruna-N (PARKER; MEYER; MEADOWS, 2009).

Finalmente, conforme mostrado no capítulo 5, o gerenciamento de um reservatório que envolva a injeção de qualquer gás, incluso CO₂, pelas propriedades destes fluidos, é muito mais complexa que a produção por recuperação primária e secundária. Esta gestão do reservatório se dá pela seleção de cotas de injeção e produção, definição de pressões de trabalho, e pelo acompanhamento dos resultados obtidos no campo.

Portanto, a fim de maximizar a recuperação do óleo, justifica-se a implementação, nos poços, de sistemas denominados completação inteligente (C.I.). Tais sistemas podem ser definidos como conjunto de equipamentos e tecnologias capazes de compartimentar o poço em distintas zonas de interesse, sendo dotado de conjunto de sensores, energia e infraestrutura de telecomunicações, capazes de abrir e fechar válvulas e obter dados de temperatura e pressão, tudo remotamente (WARREN e KONOPCZYNSKI, 2008).

A motivação para sua aplicação também passa pela redução de custos operacionais, pois a capacidade de abrir e fechar válvulas remotamente reduz a necessidade de sondas para intervenções em poços.

A aplicação de completção inteligente em poços produtores em reservatórios heterogêneos permite o controle do *drawdown* e vazões produzidas em cada zona. Intervalos podem ser fechados caso haja *breakthrough* de água ou haja aumento da vazão de CO₂ em concentrações acima dos limites da planta de processo. Para os poços injetores, a completção inteligente se mostra ainda mais importante, com a alternância de cotas de injeção favorecendo a obtenção de maiores eficiências de varrido vertical, e o controle das mobilidades dos fluidos injetados, uniformizando o avanço da frente de água e gás, garantindo maior eficiência de varrido areal. Como mencionado, todas estas vantagens levam, na prática, a um maior volume produzido e fator de recuperação do campo.

7 ESTUDO DE CASO

Esta dissertação procurou, até o momento, apresentar os grandes desafios técnicos e tecnológicos a serem superados, nas mais diversas disciplinas de engenharia envolvidas em projeto de desenvolvimento da produção, para a aplicação, com sucesso, de recuperação secundária avançada, utilizando injeção de CO₂.

Foram mostradas as principais propriedades do componente, abordados os processos de separação e captura de CO₂, metodologias para cálculo de perfil termodinâmico para seu transporte, corrosão e seleção de materiais apropriados para a vida útil esperada, interação cimento-CO₂, projetos de completação de poços, e aspectos de garantia de escoamento.

Esta seção tem por objetivo complementar o estudo realizado até o momento, com uma abordagem técnico-econômica da viabilidade em implementar projetos de recuperação especial com CO₂ a partir de fontes antropogênicas. É definido um escopo de projeto a ser analisado, apresentado as alternativas de desenvolvimento, sempre ressaltando como, porquê, e quais equipamentos e custos adicionais são necessários para o cenário com uso de dióxido de carbono. Em seguida, procura-se averiguar se o benefício devido ao óleo incremental é suficiente para arcar com os investimentos necessários, e principalmente, com a compra do CO₂. No limite, tenta-se estabelecer qual valor máximo, ou faixa de valores, dadas as incertezas do método, aceitável para a indústria de petróleo pagar por este insumo, e se o mesmo seria viável em tais condições.

7.1 Definição de Escopo e Premissas Estudo

O projeto em análise nesta dissertação diz respeito a um campo hipotético, denominado Alfa, situado no *offshore* da Bacia de Campos, recentemente descoberto. Após passar por um período de avaliação, com poços de extensão, a empresa Beta, Operadora da concessão, está elaborando projetos conceituais para o seu desenvolvimento. Sua lâmina d'água é aproximadamente 1500 metros, próximo aos campos existentes na Bacia de Campos, e à distância da costa de 150 km, conforme ilustração a seguir:

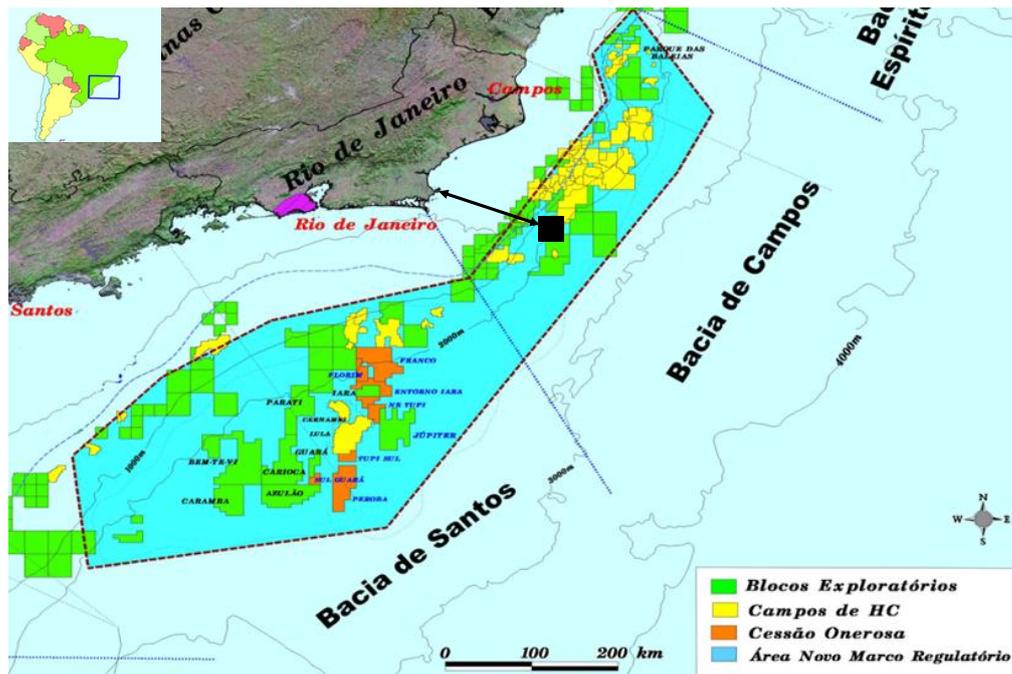


Figura 7.1 – Bacia de Campos e localização projeto Alfa

Fonte: Modificado de Petrobras (2012).

A companhia Operadora considera 2 alternativas para a drenagem do reservatório: método recuperação secundária (injeção de água) ou uso de métodos especiais, em especial o WAG CO₂. Cada qual apresenta requerimentos e especificações distintas para o sistema de coleta, produção e poços, como será detalhado adiante. Serão estudadas as duas alternativas, cada qual com custos e receitas específicas.

A Figura 7.2 apresenta esquemático de como seria a alternativa de exploração considerando uso do CO₂. Uma fonte estacionária de emissão de dióxido de carbono (1) é responsável pela captura, tratamento (adequação a especificações) e compressão do componente até atingir estado supercrítico. Em seguida, CO₂ é transportado por carodutos terrestres e submarinos (2) até atingir local onde está instalada unidade de produção (3). O CO₂ recebido pelo FPSO é direcionado para os compressores, e injetado no reservatório através de linhas flexíveis (4) capazes de suportar as altas pressões envolvidas. Conforme se avança com a operação, o fluido produzido passa a conter CO₂ na fase gasosa, em concentrações crescentes (5). Este gás é direcionado na planta de processo para membranas de separação de CO₂ (6), sendo o gás permeado tratado e reinjetado no reservatório, junto com a fração importada (7), e o gás hidrocarboneto, especificado, é exportado para venda.

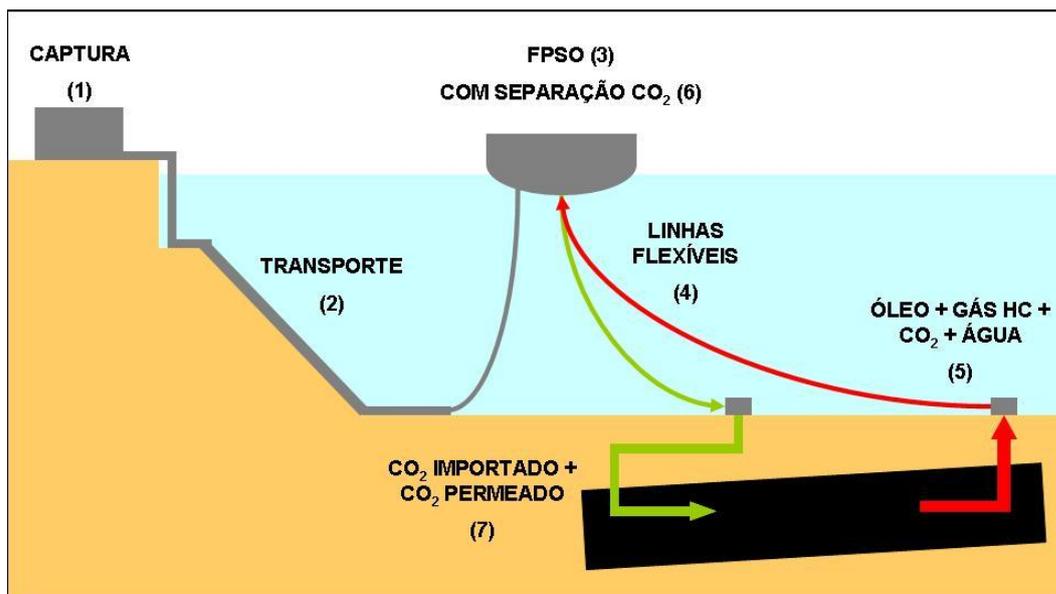


Figura 7.2 – Esquema projeto EOR CO₂ offshore
 Fonte: AUTOR, 2012.

Vale ressaltar que a aplicação de CO₂ em ambiente *offshore* ainda é incipiente, tendo os projetos do pré-sal da Bacia de Santos seu 1º caso no Brasil, porém nesta situação o insumo não é de fonte antropogênica em terra, e sim do próprio reservatório. A operação no mar potencializa os desafios do método, com maiores pressões de trabalho, inventário de CO₂, questões como espaço confinado e evacuações emergenciais em caso de liberação do gás, entre outras questões.

Um aspecto interessante é a discussão muito comum na indústria sobre qual momento ideal em um projeto para iniciar a injeção miscível de CO₂. Apesar de normalmente aplicada após a injeção de água atingir seu limite econômico, e daí ser classificada como um método EOR, após alternativas tradicionais terem exaurido, talvez esta não seja a decisão ótima para se desenvolver um campo. SHEDID, ZEKRI e ALMEHAIDEB (2007) procuraram obter os fatores de recuperação máximos para a mesma amostra de rocha, e o resultado foi que a injeção de CO₂ desde a saturação inicial de óleo contra apenas após a injeção água, recuperou 18% mais óleo que a 2ª alternativa. O motivo levantado foi a maior facilidade, quando sob condições originais, do CO₂ formar banco miscível. Desta forma, o autor sugere a aplicação do método como alternativa à injeção de água, e não apenas após seu término.

Ainda, no caso de aplicação de EOR CO₂ em campos maduros, na maior parte dos casos as instalações (metalurgia de poços e sistema de coleta, planta de processo sem módulos de separação de CO₂ e compressão suficiente) não

são adequadas, requerendo investimentos consideráveis, em fase da vida do campo em que as produções são reduzidas. Logo, a perspectiva desta opção ser econômica, principalmente para campos *offshore*, é muito menor que novos desenvolvimentos.

Por ambos os argumentos, é que o escopo optado é por aplicação *green field* do método EOR CO₂. O motivo é que o presente trabalho tenta avaliar a viabilidade de uso de fontes antropogênicas para recuperação de óleo, e a maior probabilidade de aplicação está na aplicação desde a concepção inicial, pois apresenta maior rentabilidade.

Adicionalmente, supõe-se que o reservatório e fluidos hipotéticos encontrados atendem aos requisitos para aplicação miscível de EOR CO₂. Conforme mostrado no capítulo

5.5 Fatores de Sucesso e Otimizações de Projeto, alguns fatores devem estar presentes para plenitude do método. A miscibilidade, por exemplo, só atingida com soterramentos da ordem de 2000 metros, e também varia com a temperatura. A viscosidade do óleo tem papel relevante no FR final, devendo estar entre 1 cP e 12 cP.

Para a caracterização da rocha, considera-se que o campo Alfa possui sísmica 3D realizada, processada e interpretada; além de poços exploratórios perfurados, que contribuíram com testemunhos, perfis, dados de pressão, temperatura, etc, permitindo a elaboração de modelo geológico apropriado. Ainda, para a caracterização dos fluidos, amostras e ensaios laboratoriais rigorosos foram realizados. Como um dos métodos de recuperação a serem estudados é o WAG CO₂, também foram realizados testes de inchamento e miscibilidade do óleo *in place* com diferentes gases injetados. Desta forma, conclui-se que as equações de estado utilizadas são capazes de prever o comportamento, composição e equilíbrio das interações gás, óleo, água e CO₂.

7.2 Reservatório e Estratégia de Desenvolvimento

Neste item serão apresentados os aspectos relativos ao modelo geológico e as simulações de fluxo de engenharia de reservatórios, com os respectivos resultados em termos de previsões de produção, em ambas alternativas de desenvolvimento.

Modelo Geológico

Foi utilizado modelo com propriedades heterogêneas. A figura a seguir apresenta um mapa estrutural:

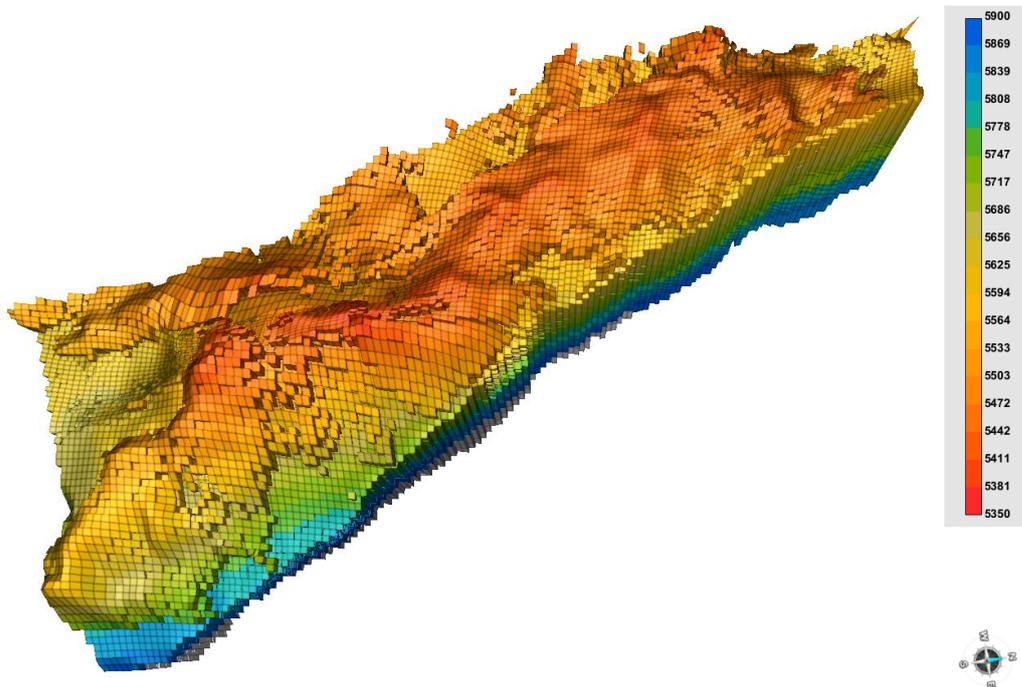


Figura 7.3 – Mapa estrutural campo Alfa

Fonte: AUTOR, 2012.

Algumas informações sobre o modelo geológico:

- Porosidade: distribuída segundo um mapa de tendências;
- Permeabilidade: isotrópicas nas direções X e Y, sendo a permeabilidade vertical considerada como 1% da permeabilidade horizontal;
- 1,2 milhões células (108x144x76), sendo 350 mil ativas;
- Campo apresenta contato O/W, mas não G/O.

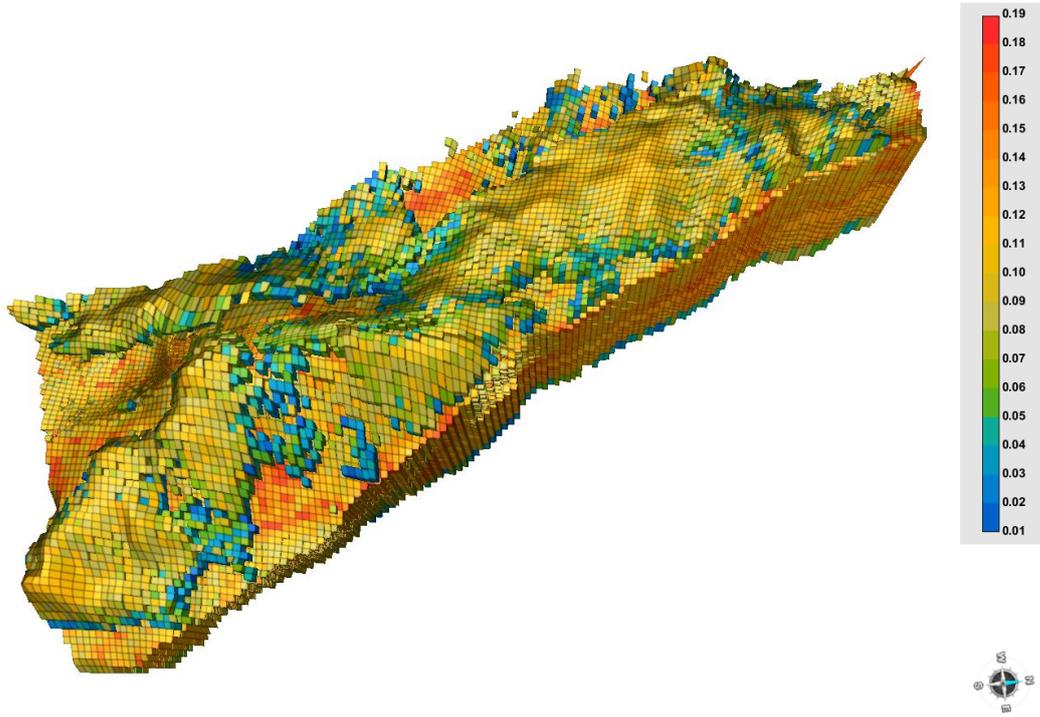


Figura 7.4 – Distribuição porosidades campo Alfa
Fonte: AUTOR, 2012.

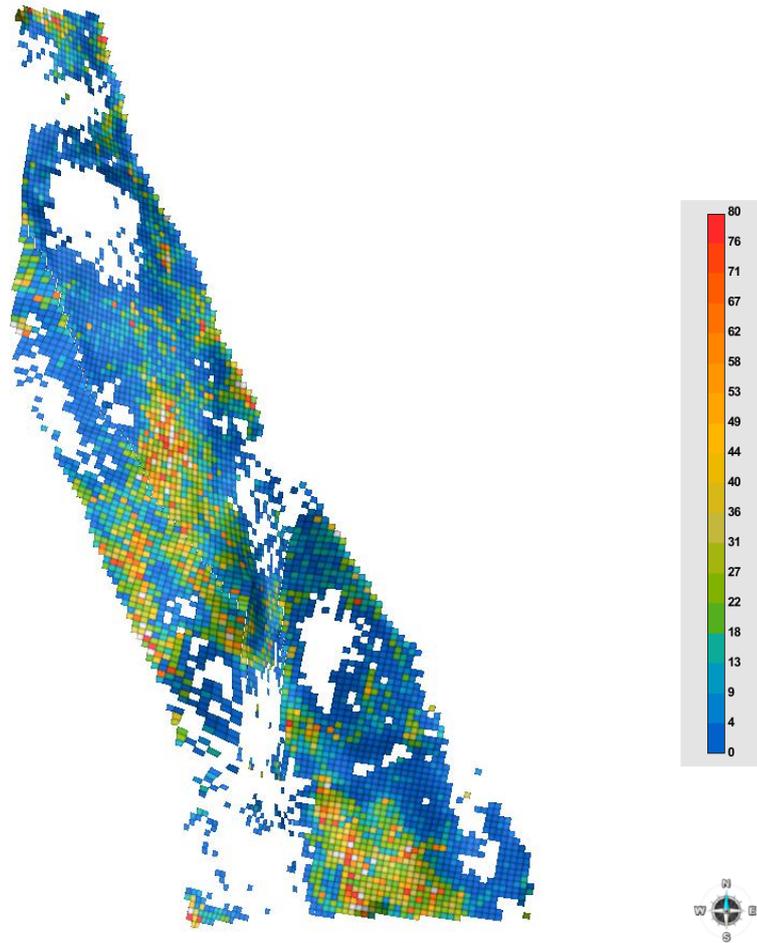


Figura 7.5 – Seção horizontal permeabilidades campo Alfa

Fonte: AUTOR, 2012

Dados de Fluidos

Para os dados de fluidos, considerou-se fluido hipotético, com API = 30° e RGO = 200, em média, dependendo da profundidade.

Alguns dados adicionais:

- Pb variando de 314 a 400 kgf/cm² conforme profundidade;
- Pr = 550 kgf/cm²
- Volume de óleo in place: 210 milhões m³ óleo (1,32 bi bbl óleo) e 2,1 bi boe.
- Curvas de permeabilidade relativa normalizadas geradas utilizando dados de campos análogos;

O fluido foi ajustado às equações de estado nos diferentes ensaios de laboratório, tais como pressão de saturação, expansão volume constante, liberação diferencial e ensaios separador, tornando-o válido e representativo.

Engenharia de Reservatórios

O mecanismo primário de recuperação predominante é o de gás em solução. Para a manutenção de pressão do reservatório, serão testadas duas alternativas de exploração, conforme mencionado anteriormente: (i) injeção de água, e (ii) WAG – *water alternating gas*, utilizando CO₂ importado de fonte antropogênica.

Os estudos de simulação de fluxo no meio poroso utilizaram a formulação *black-oil* com *API Tracking* para representar o comportamento da mistura de hidrocarbonetos no reservatório, considerando o método de recuperação por injeção de água. Para o método WAG CO₂, foi utilizada formulação composicional. Em ambos os casos, foram utilizados aplicativos da companhia canadense CMG, IMEX e GEM, respectivamente. A equação de estado utilizada foi a de Peng-Robinson com o uso de 9 pseudocomponentes, por questões de tempo de processamento. Ainda, ao longo da vida do campo, foi mantida pressão média do reservatório acima da pressão mínima de miscibilidade.

Os poços produtores foram controlados por curva de fluxo multifásico, com pressão mínima de cabeça de 25 kgf/cm², e foi utilizado fator operacional de 95%.

A distribuição de poços buscou posicionar os produtores nos altos estruturais e nas regiões de maior HPhiSo e os injetores nos baixos do reservatório. A partir dos resultados das primeiras simulações, foram feitas alterações pontuais nos poços que apresentaram problemas de alta RGL e/ou alto *Water Cut*, que resultaram em menores produções e fechamentos prematuros. Desta forma, obteve-se o plano de drenagem considerado ótimo, que maximizou o fator de recuperação. Em ambas estratégias de exploração, foram considerados 08 poços produtores e 05 injetores.

A Figura 7.6 apresenta o mapa estrutural do reservatório do campo Alfa com a disposição dos poços.

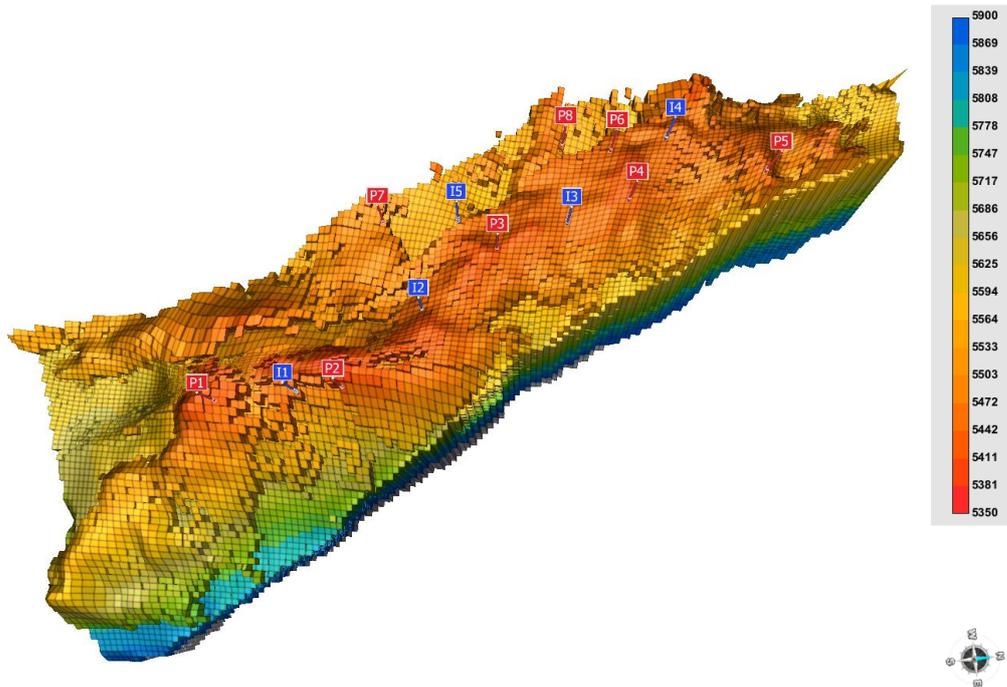


Figura 7.6 – Plano de drenagem campo Alfa

Fonte: AUTOR, 2012.

Ainda, especificamente no caso do WAG CO_2 , foram necessárias algumas rodadas de modo a otimizar os volumes de injeção, principalmente do banco de CO_2 . O principal motivo é a influência deste na rentabilidade final de projeto EOR. Jarrel et al. (2002) menciona que a despesa com importação de CO_2 representa cerca de 65% dos custos operacionais deste tipo de projeto, e a otimização do seu uso faz grande diferença na rentabilidade final. SHEDID e ZEKRI (2008) realizaram análise de sensibilidade do volume de óleo recuperado em função da vazão de injeção de CO_2 , normalizado para número de volumes porosos. A conclusão obtida é que alterar de 0,15 volumes porosos para 0,30 e depois 0,45 aumentou a produção de óleo em apenas 1,1% e 3,4%, mostrando que existe de fato um ponto econômico ótimo no projeto de recuperação avançada usando CO_2 .

As figuras 7.7 e 7.8 a seguir apresentam as curvas de produção em ambos casos de desenvolvimento.

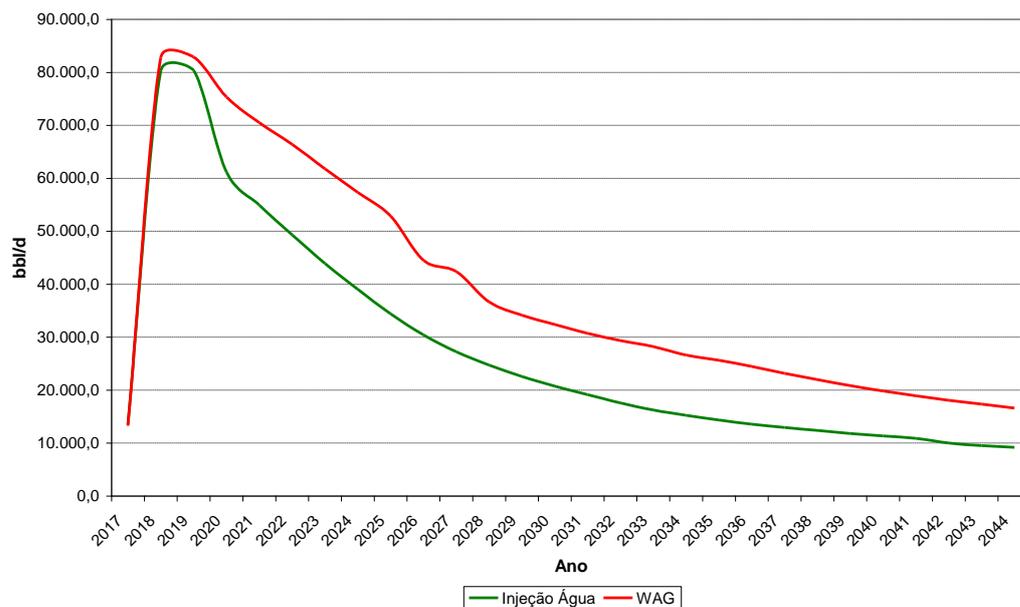


Figura 7.7 – Curva de produção de óleo

Fonte: AUTOR, 2012.

Como se pode perceber, no método WAG CO₂ é possível reduzir a taxa de declínio do campo. Ainda, permite melhor controle das frentes de avanço, e redução do óleo residual, levando a vazões cerca de 20% maiores no início do projeto, chegando a 80% no final da vida útil.

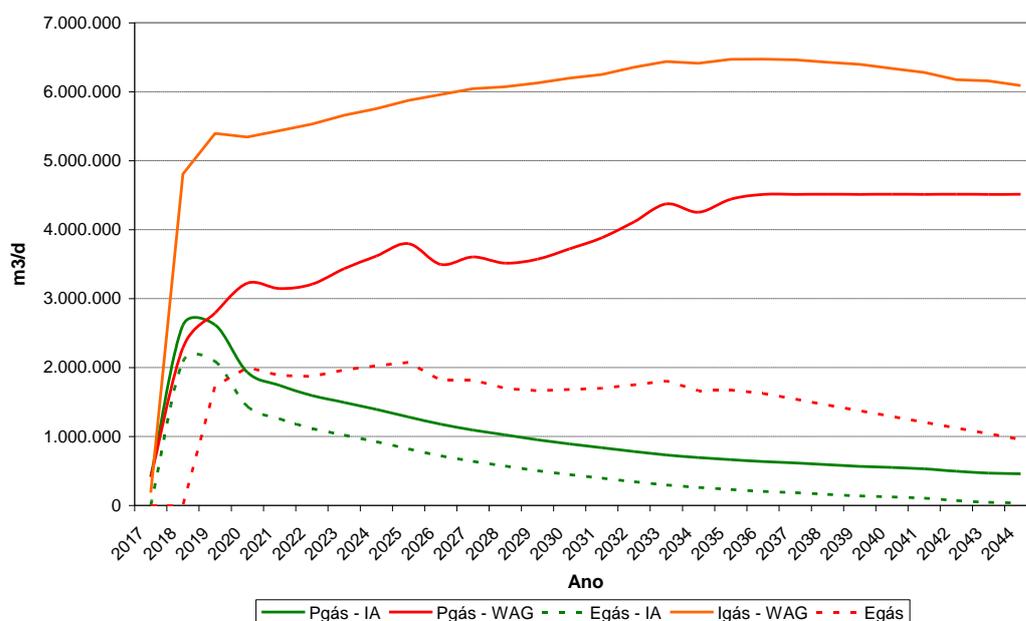


Figura 7.8 – Curvas de produção e balanço de gás

Fonte: AUTOR, 2012.

A respeito do balanço de gás, a primeira observação são os volumes consideravelmente maiores movimentados pela injeção WAG. Devido à injeção permanente de CO₂, e sua miscibilidade com o óleo, o fluido presente no reservatório muda de composição ao longo do projeto, levando a maiores RGOs no final. A entrega de gás para o caso de injeção de água desconta perdas e consumo da unidade de produção. Para o caso WAG, levou-se em consideração, além destes, o volume de CO₂ que é permeado (separado do gás produzido), e reinjetado no reservatório. A fim de otimizar os indicadores do projeto, no método WAG, optou-se por exportar a parcela de gás hidrocarboneto, após separação do CO₂.

A Tabela 7.1 procura mostrar alguns indicadores comparando ambos métodos de recuperação. Como era esperado, o caso de injeção de CO₂ drena maior volume de óleo. Contudo, como será mostrado mais adiante, possui maiores custos envolvidos. A análise ficará completa ao abordar os aspectos econômicos, no capítulo 7.4.

| Caso Base (P50) | | | |
|-----------------|-------|-------------|-------------|
| | FR | Np | Npa @10% |
| Injeção de Água | 21,2% | 279.967.428 | 133.952.316 |
| WAG CO2 | 29,7% | 392.429.641 | 170.226.071 |

Tabela 7.1 – Indicadores métodos de recuperação

Fonte: AUTOR, 2012.

A fim de tornar as vazões de saída de ambos os métodos de recuperação comparáveis, é importante verificar alguns parâmetros de simulação do reservatório. Os principais são a pressão média durante a produção e o balanço de massa.

O gráfico abaixo apresenta as vazões anuais médias injetadas de água, nos casos WAG CO₂ (azul) e homônimo (vermelho), além de dióxido de carbono (rosa). Como se pode perceber, volume injetado de água no reservatório no caso WAG CO₂ é inferior ao caso com apenas de injeção do mesmo. Contudo, quando combinado ao volume de CO₂ injetado, a reposição de massa é maior neste caso.

Este fato acontece por 02 motivos. O primeiro aspecto é que devido a maior injetividade do gás, o mesmo consegue maior vazão que a água. Segundo, o caso injeção de água não está repondo maior massa ao reservatório por incapacidade do reservatório absorver (injetividade). Portanto, a solução para o caso de injeção de água seria aumentar o número de poços, o que inviabilizaria a comparação entre os cenários.

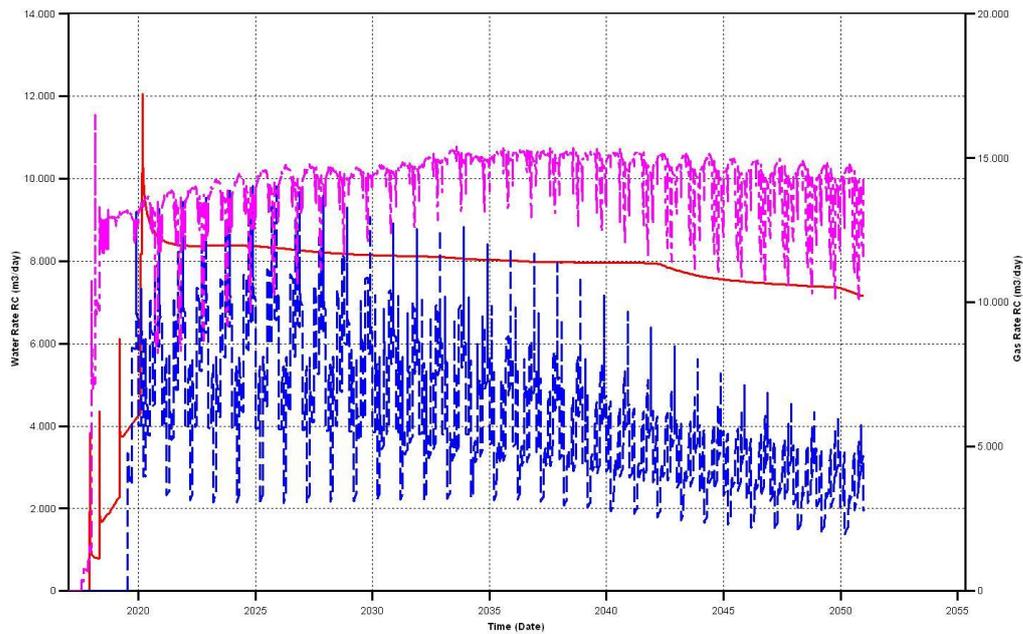


Figura 7.9 – Curvas de injeção de água e CO₂, em ambos métodos de recuperação
Fonte: Autor, 2012.

Finalmente, a informação complementar às vazões injetadas é a pressão média do reservatório. Como fruto da maior massa reposta ao óleo produzido, o caso WAG CO₂ apresenta maiores pressões médias que a injeção apenas de água.

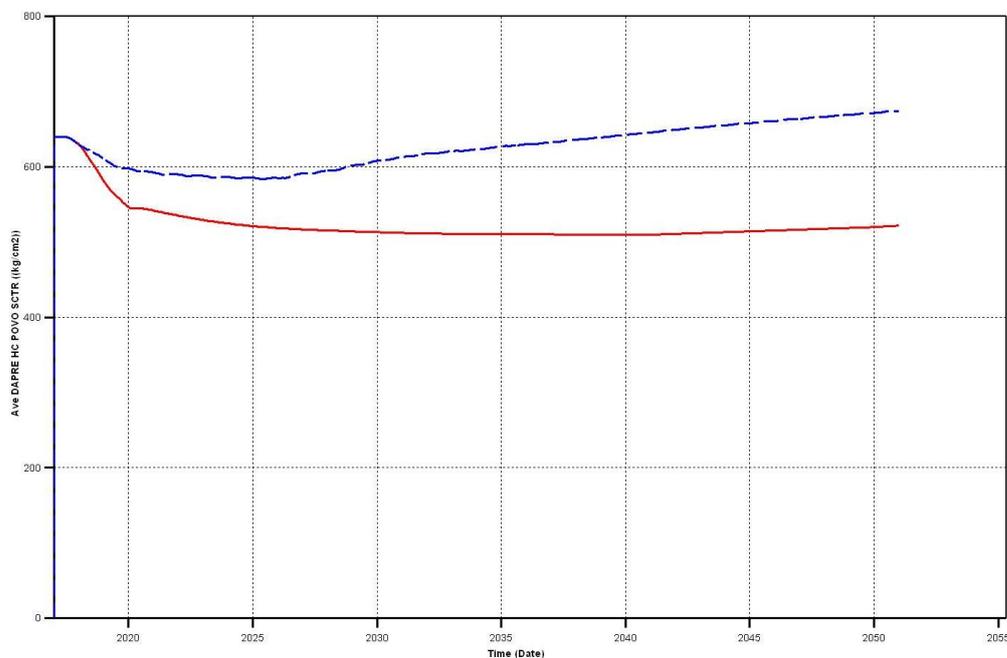


Figura 7.10 – Pressões médias do reservatório, ambos os métodos de recuperação
Fonte: Autor, 2012.

Análise de Incertezas

Conforme mencionado no Capítulo

5.5 Fatores de Sucesso e Otimizações de Projeto, existe uma série de fatores que impactam o resultado do método EOR CO₂, gerando incertezas significativas nas previsões de produção e estimativas de reservas. Desta forma, procurou-se analisar o impacto das principais variáveis dos modelos geológicos e de fluidos no resultado final, de modo a fornecer uma idéia quantitativa da faixa de variação esperada nas curvas de produção, e que irá impactar diretamente no valor máximo a ser pago pelo CO₂.

Os itens que entraram na análise de incertezas foram: porosidades – histograma e cut-off, permeabilidades - histograma, relação Kv/Kh, transmissibilidade de falhas, contato óleo-água, e curva de permeabilidade relativa. Como método de amostragem, foi adotado o Hipercubo Latino, com a realização de 120 simulações. A função objetivo utilizada foi produção acumulada atualizada. O resultado obtido é apresentado na Figura 7.11, destacando as curvas P10, P50 e P90.

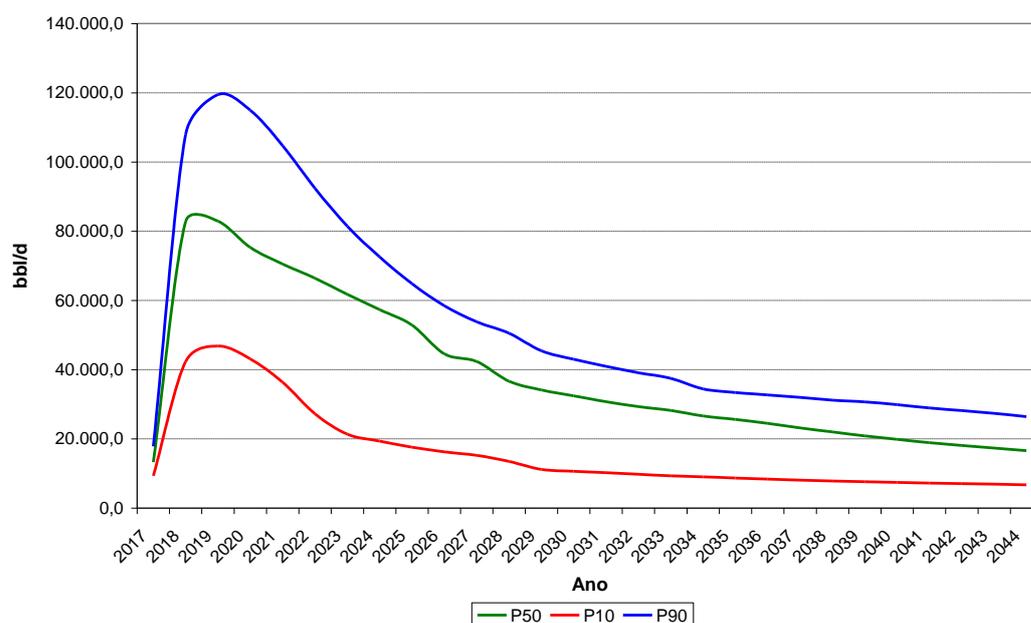


Figura 7.11 – Curvas de produção P10, P50 e P90

Fonte: AUTOR, 2012.

Como se pode perceber, a faixa de vazões possíveis, dadas as incertezas de reservatório e fluido, são consideráveis, a ponto de alterar a tomada de decisão quanto à continuidade do projeto, como será visto adiante. Portanto, ações que mitiguem tais riscos são muito importantes para garantir que haja retorno econômico.

Ainda, vale lembrar que esta análise de sensibilidades não é exaustiva, no que diz respeito a fatores que afetam o fator de recuperação do EOR CO₂. Outras influências, como ambiente deposicional, temperatura e pressão do reservatório, efeitos gravitacionais e histerese podem tornar a incerteza com relação à curva de produção ainda mais ampla (maior desvio-padrão), o que apenas reforça o risco associado ao método e as salvaguardas que empresas Operadoras devem obter ao implementarem tais projetos.

7.2.1 Métricas CO₂ - óleo

Outra informação relevante para os estudos econômicos e dimensionamento da planta de processo é a vazão de CO₂ necessária para produzir este óleo incremental. Vale lembrar que o CO₂ tende a recircular, após o *breakthrough* nos poços produtores, de forma que a demanda por importação é marginalmente decrescente. Inclusive, esta é uma das grandes dificuldades na implementação do método, pois a fonte de suprimento usualmente tem uma produção constante de dióxido de carbono.

A Figura 7.12 ilustra a produção esperada de CO₂ no caso P50, e a vazão a ser importada. Percebe-se esta tendência, com redução gradual da necessidade de CO₂ ao se aproximar o fim do período de concessão do campo. O saldo entre as curvas representa a quantidade de CO₂ importada que foi armazenada, ao longo dos 27 anos de produção: 43 bilhões de m³ de CO₂, ou 77 milhões de toneladas.

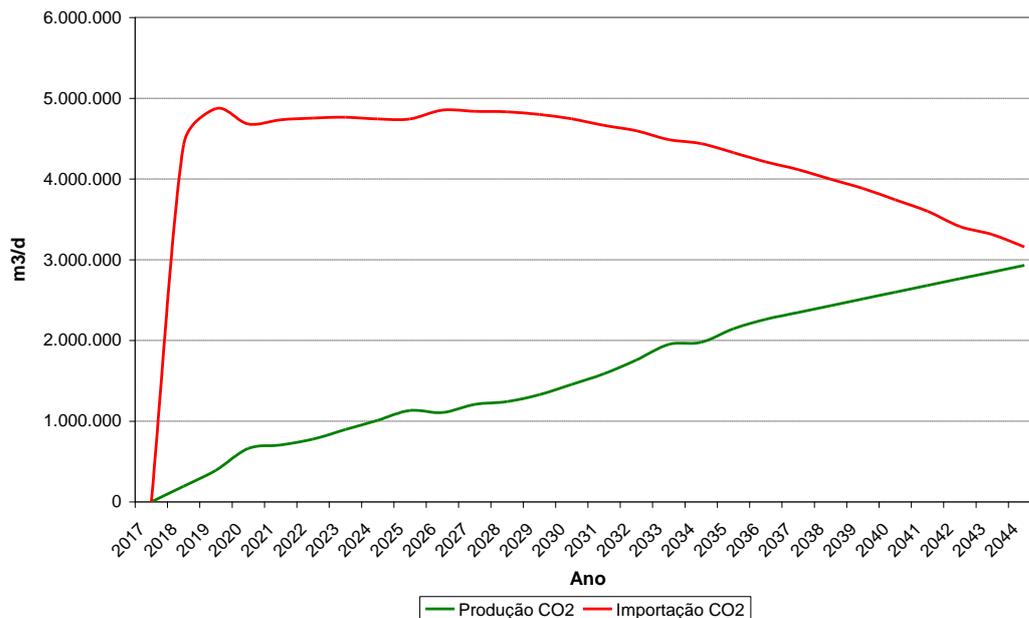


Figura 7.12 – Produção e importação de CO₂

Fonte: AUTOR, 2012.

Para fins de comparação com os dados presentes na literatura especializada, decidiu-se comparar a quantidade de óleo incremental produzida neste estudo de caso com o volume de CO₂ importado e injetado no reservatório. No campo Alfa foram produzidos 106 milhões de barris de óleo adicionais à injeção de água, devido ao método WAG CO₂, no caso P50. A Tabela 7.2 compara com outros casos na indústria, mostrando como as variações na análise de incerteza impactam este indicador, como eficiência de varrido, saturação de óleo residual, fatores volume de formação óleo e gás, dentre outros.

| Volume CO ₂ (m ³) | Volume óleo (bbl) | Fonte |
|--|-------------------|--|
| 635 | 1 | Campo Alfa - Caso P10 |
| 382 | 1 | Campo Alfa - Caso P50 |
| 479 | 1 | Campo Alfa - Caso P90 |
| 210-460 | 1 | MARTIN D.F. e TABOR, J.J. <i>Carbon Dioxide Flooding</i> . J. Petr. Tech., p396-400. 1992 |
| 140-700 | 1 | KLINS, M.A.: <i>Carbon Dioxide Flooding. Basic Mechanisms and Project Design</i> . IHRDC (International Human Resources Development Corporation). 1984. |
| 305-445 | 1 | HEDDLE, G. et al. <i>Economics of CO₂ Storage</i> . MIT LFEE. 2003. |
| 300 (média West Texas) | 1 | McCoy, S. <i>The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs</i> . Tese PhD Carnegie-Mellon University. 2008. |
| 550 (média conservadora) | 1 | MEDEIROS, J., VERSIANI, B. e ARAÚJO, O. <i>A model for pipeline transportation of supercritical CO₂ for geological storage</i> . Journal of Pipeline Eng. Vol. 7, No 4. 2008. |
| 400-750 | 1 | MEDEIROS, J., VERSIANI, B. e ARAÚJO, O. <i>A model for pipeline transportation of supercritical CO₂ for geological storage</i> . Journal of Pipeline Eng. Vol. 7, No 4. 2008. |

Tabela 7.2 – Relação óleo-CO₂

Fonte: AUTOR, 2012.

Os valores encontrados nesta dissertação estão aderentes ao identificado na literatura, na faixa superior. Uma hipótese está no fato do estudo de caso ser de campo heterogêneo, realizado de forma conservadora quanto à eficiência de varrido do método WAG e da saturação final de óleo. Estes motivos levaram a ligeiramente maiores vazões de injeção de gás para extrair o óleo *in place*. Ainda, certos dados encontrados na literatura apresentam esta métrica do ponto de vista de carbono armazenado na subsuperfície, desta forma descontando do valor injetado a futura queima do barril de óleo produzido. Por isso, alguns valores foram adaptados, somando ao montante injetado. O saldo de sequestro de carbono é tratado no item seguinte.

7.2.2 Balanço de sequestro de carbono

Conforme comentado no capítulo 1 - INTRODUÇÃO, o CO₂ antropogênico é o principal componente causador do efeito estufa. A gravidade é tamanha que o aumento de temperatura na Terra poderá causar invasão dos oceanos em regiões litorâneas, impacto a vida nas cidades e diversos ecossistemas.

O sequestro de carbono é uma das 03 ações possíveis para reverter este quadro. A difusão do método EOR CO₂, pelo apelo econômico associado à produção de óleo, deve ser a principal categoria de projetos CCS no futuro.

Em compensação, justamente por produzir óleo, sua eficiência ambiental é menor. Ou seja, apesar do projeto Alfa ter armazenado 77 milhões de toneladas de dióxido de carbono, a sua produção de óleo liberou outro montante à atmosfera. Portanto, é necessária elaboração de cálculo do saldo retirado de fato da atmosfera. A Tabela 7.3 apresenta a memória de cálculo a fim de obter a quantidade de dióxido de carbono gerado a partir de 01 barril de óleo produzido, partindo do grau API do estudo de caso.

| | |
|--------------------------------|---------------------------------|
| API óleo | 30 |
| Densidade óleo | 0,88 g/cm ³ |
| % carbono no óleo | 85% |
| 01 barril = | 159 litros |
| 01 barril possui: | 139 kg de óleo |
| 01 barril possui: | 118 kg de carbono (C) |
| Peso molecular CO ₂ | 44 g/mol |
| % carbono no CO ₂ | 27% |
| 01 barril possui: | 434 kg de CO₂ |

Tabela 7.3 – Emissão de CO₂ por barril

Fonte: AUTOR, 2012.

Portanto, para cada barril de óleo equivalente adicional produzido, gera-se 434 kg de CO₂. Apenas para registro, caso fossem considerados óleos de maior (20 API) e menor (40 API) densidades, a produção de CO₂ seria de 460 e 410 kg por barril, respectivamente. A partir deste ponto, foi elaborado gráfico abaixo, que compara importação de CO₂ para cada um dos cenários de produção (P10, P50, P90) com a geração de CO₂ causada pela produção adicional de óleo e gás. Todos os valores estão em ton CO₂/d. A comparação deve ser feita entre curvas da mesma cor, com tons diferentes (verde claro e escuro, por exemplo). Para todos os cenários de incertezas, o maior saldo ambiental está no início do projeto, quando as importações são altas e o benefício de injeção de dióxido de carbono ainda não está em sua plenitude. Ao final da vida do projeto, percebe-se uma inversão de tendências, com menos dióxido de carbono importado e injetado que as emissões causadas pelo óleo e gás adicional produzido (sempre comparando com o que seria possível com injeção de água).

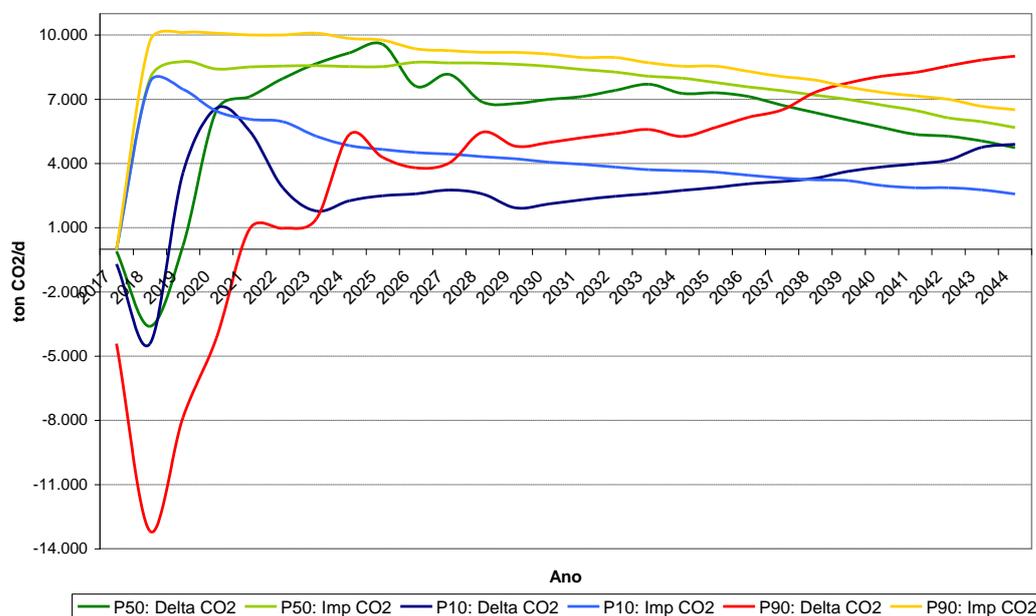


Figura 7.13 – Sequestro de carbono ao longo do projeto Alfa

Fonte: AUTOR, 2012.

Finalmente, a tabela abaixo resume os dados apresentados no gráfico, com as médias de produção adicional de CO₂ geradas pelo óleo e gás, comparados às médias de importação, e o saldo final de carbono sequestrado

pelo projeto Alfa. Por exemplo, no caso P50 foram injetadas 77 milhões de toneladas de CO₂, conforme mencionado anteriormente. Contudo, o saldo de sequestro propriamente dito é de apenas 14 milhões toneladas no caso base, dada a produção de óleo e gás incremental que não seria possível através da injeção de água. Este saldo varia entre 13 milhões no caso pessimista e 46 milhões no caso otimista. Neste, pode ser concluído que como o reservatório apresenta melhores propriedades, a produção incremental, quando comparado à injeção de água, acaba sendo menor, levando a melhor saldo de CO₂ sequestrado.

| | P50 | P10 | P90 |
|--|------------|------------|------------|
| (1) Delta (ton CO ₂ /d) | 6.108 | 2.846 | 3.718 |
| (2) Importação (ton CO ₂ /d) | 7.562 | 4.144 | 8.425 |
| (3) Balanço = (2) - (1) | 1.454 | 1.298 | 4.708 |
| Sequestro Carbono (ton CO ₂) | 14.327.680 | 12.794.061 | 46.392.668 |

Tabela 7.4 – Emissão de CO₂ por barril

Fonte: AUTOR, 2012.

Um desdobramento natural, a partir do exposto, diz respeito a projetos que reduzam a quantidade de gases causadores do efeito estufa. Os mesmos estão sujeitos ao sistema de créditos de carbono.

O mercado de carbono tem origem no Protocolo de Kyoto, em que empresas e países deveriam possuir metas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa. Uma das metodologias pensadas foi a criação de um mercado em que iniciativas sustentáveis, isto é, projetos de captura de carbono, fossem economicamente viáveis ao vender o direito para uma terceira parte de emitir na atmosfera o carbono equivalente que foi sequestrado.

Portanto, créditos de carbono consistem em um certificado que confere ao dono o direito de emitir 01 tonelada de dióxido de carbono equivalente. A emissão do certificado, por sua vez, do projeto de captura de carbono, depende da validação de órgão das Nações Unidas (UNFCCC), em longo e detalhado processo. A partir de então é que pode ser vendido. Atualmente, com a crise econômica mundial, os preços de carbono despencaram, sendo negociados por aproximadamente US\$10 / ton, queda considerável do valor inicial da iniciativa, entre US\$30 e US\$40 / ton.

Até a presente data, apesar do possível saldo positivo com redução da concentração de gases causadores do efeito estufa, projetos de EOR CO₂

antropogênico não são reconhecidos para créditos de carbono. Os argumentos principais são a falta de dados comprovados sobre a eficácia do método e principalmente existência de arcabouço metodológico para calcular devido crédito, uma vez que o balanço de carbono deve ser calculado comparando o volume injetado apenas com a quantidade de óleo incremental produzida, e não a que já seria possível através de métodos tradicionais de recuperação.

Desta forma, outros incentivos vêm sendo buscados. Os EUA, por possuírem maior indústria de EOR CO₂, encontram-se na vanguarda do assunto, já tendo ocorrido, no Texas e no Oklahoma, decisões de fornecer incentivos fiscais, como redução de até 50% no imposto de renda, sobre os projetos que utilizarem dióxido de carbono de fontes antropogênicas para produção de óleo. Este tipo de iniciativa é extremamente benéfico para o desenvolvimento do método e deve servir de exemplo para outras localidades.

7.3 Projeto Conceitual da Produção

7.3.1 Importação de CO₂

Para a análise da alternativa de desenvolvimento com EOR CO₂, faz-se necessária fonte de suprimento de dióxido de carbono, a fim de alimentar plataforma e injeção nos poços, conforme mostrado na Figura 7.16 – Esquemático de Produção: FPSO, coleta e poços.

Desta forma, como o campo Alfa situa-se na Bacia de Campos, geograficamente próximo do Norte fluminense, faz mais sentido econômico a utilização de fontes emissoras de CO₂ antropogênico existentes na região. Portanto, a alternativa principal de suprimento para o campo Alfa seria a usina Termomacaé. Esta possui capacidade aproximada de 1000 MW. Estima-se que a capacidade teórica, caso operasse em plena capacidade, seria de suprir 15.000 tCO₂/dia, caso existisse mercado consumidor para tal, seguindo proporção apresentada por MEDEIROS, VERSIANI e ARAÚJO (2008).

A Figura 7.14 apresenta a importação de CO₂ em cada um dos cenários da análise de incertezas. Pela demanda do projeto Alfa, percebe-se que uma usina de 1000MW, que exporta até 15.000 tCO₂/dia, seria capaz de atender plenamente um projeto de desenvolvimento da produção da ordem de 120.000 bdp no caso otimista, com uma folga de 50%. Para os casos base e pessimista,

haveria ainda CO₂ suficiente para atender a demanda de outro projeto de porte semelhante.

Importante mencionar também as quantidades totais de CO₂ sequestrado para o projeto Alfa ao longo dos 27 anos de produção, variando entre 42 milhões à 86 milhões de toneladas, sendo 77 milhões no caso base.

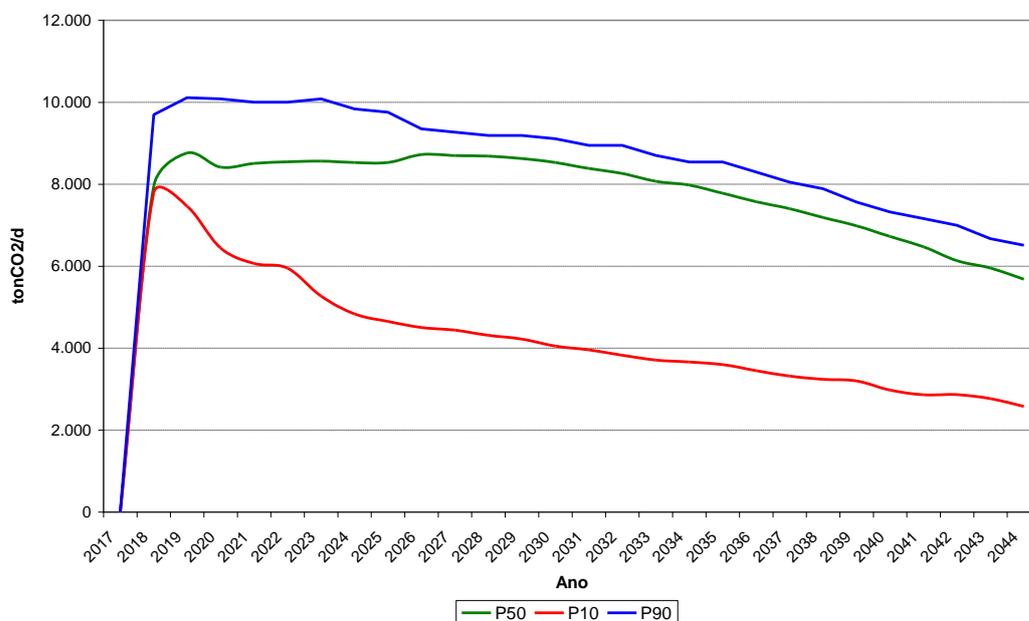


Figura 7.14 – Demanda de importação de CO₂ para casos pessimista, base e otimista

Fonte: AUTOR, 2012.

Conforme mencionado no Capítulo 3, este tipo de fonte apresenta custos de captura na faixa de US\$52-105 /tCO₂, ou US\$ 0,09-0,19 /m³ CO₂.

Outra alternativa, bem menos custosa, para o suprimento de dióxido de carbono seria a partir de plantas de fertilizantes, com produção de amônia, pois têm o CO₂ como sub-produto natural. O problema reside na localização física destas unidades: há 02 operando no Nordeste (Sergipe e Bahia) e 03 planejadas pela Petrobras – 01 em Minas Gerais, outra em Mato Grosso do Sul, e a última no Espírito Santo. Apenas esta última está próxima do potencial cliente do estudo, as demais tornariam o investimento em transporte proibitivo.

Ao detalhar esta alternativa, as informações disponíveis para a planta indicam capacidade de produzir 763 mil toneladas de ureia/ano, 790 mil toneladas/ano de metanol e teoricamente 500 mil toneladas/ano de amônia (estimativa do autor). O custo associado deste tipo de fonte é muito menor, da ordem de US\$7-14 /tCO₂. O problema, contudo, é que o projeto desta planta inclui unidade de fabricação de ureia, que utiliza como insumo justamente o CO₂, não havendo, portanto, disponibilidade do mesmo para exportação. Outro

agravante é a capacidade fabril, com entrega possível estimada em 1.300 tCO₂/d, montante muito inferior à demanda do projeto estudado. A conclusão obtida é que plantas de fertilizantes, pela sua escala atual, não devem ser consideradas fontes de dióxido de carbono para projetos de EOR *offshore*, que normalmente são de grande porte.

Por este motivo, este estudo de caso não irá analisar a atratividade econômica do projeto considerando a importação de CO₂ a partir desta planta no Espírito Santo, pois sua escala não permite, mesmo na hipótese de exportação de dióxido de carbono, volumes suficientes para suprir a demanda do projeto Alfa.

A jusante da captura do dióxido de carbono deve ser instalada duto de transporte do insumo até local de aplicação. Para este estudo de caso, o projeto do caroduto deverá ser bastante desafiador, uma vez que a rota passa por trecho terrestre, com os riscos operacionais em caso de vazamentos mencionados no Capítulo 4 TRANSPORTE, além do longo trecho marítimo, em 150 km com desnível total de 1500 m, impondo dificuldades na modelagem das características do fluido, devido à troca de temperatura ao longo do duto, trocas com o ambiente; efeitos cinéticos de compressibilidade, energia potencial, e sempre pensando nas propriedades físicas e químicas do fluido, que resultarão na capacidade de transporte até a plataforma *offshore*.

Para o transporte de até 10.000 m³/d de CO₂, conforme Figura 4.3 – Diâmetro do duto x vazão de CO₂, estima-se ser necessário duto com 15 polegadas de diâmetro, a um custo de transporte de US\$5 / tCO₂.

7.3.2 Sistema de Produção

Para desenvolver o campo Alfa existem algumas opções de plataformas flutuantes. A Figura 7.15 resume as alternativas existentes na indústria, sendo que para este estudo de caso será considerado como caso base a escolha de uma unidade do tipo FPSO – *Floating Production Storage Offloading* – em ambas alternativas de desenvolvimento, pois é a opção usualmente praticada no Brasil para esta lâmina d'água.

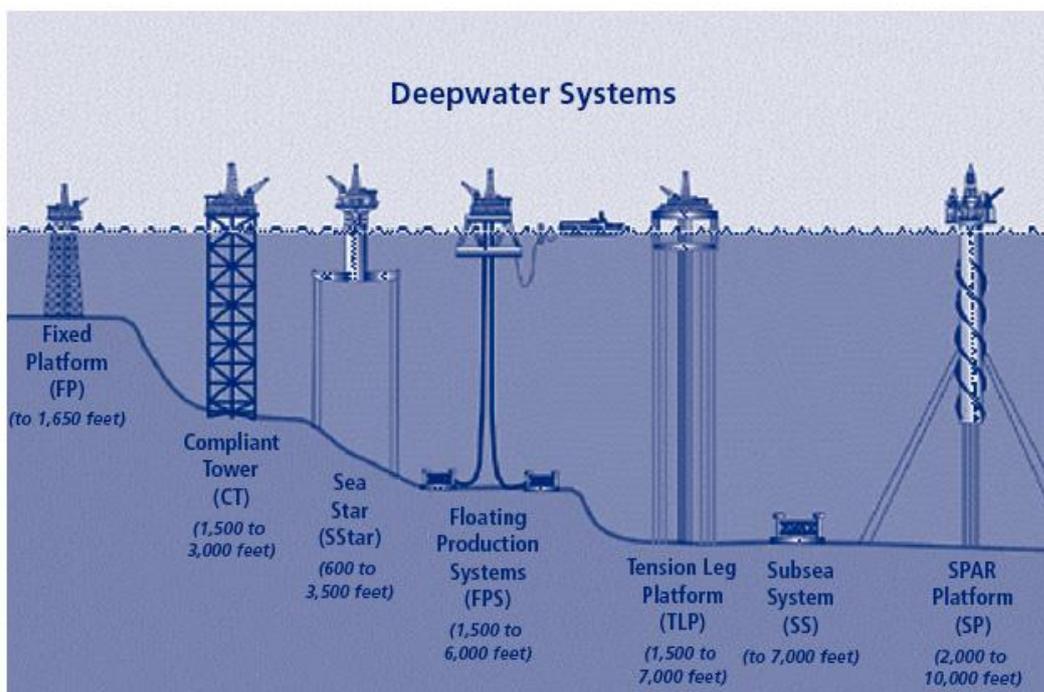


Figura 7.15 – Sistemas de Produção Offshore

Fonte: U.S. Minerals Management Service (1999)

Neste sistema de produção, os poços têm completação molhada, e são satélites ou fazem uso de manifold. Para a conexão dos mesmos com a UEP, serão utilizadas linhas flexíveis, conforme ilustração a seguir:

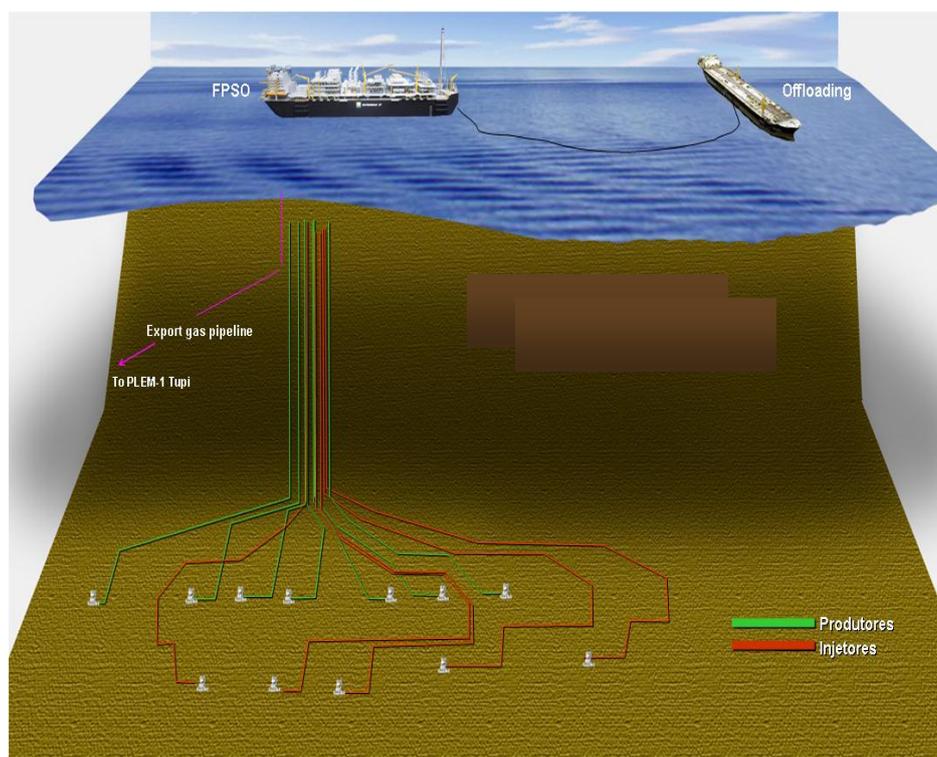


Figura 7.16 – Esquemático de Produção: FPSO, coleta e poços

Fonte: Modificado de NAKANO et al., 2009.

Tendo em vista a expectativa de produção e injeção de fluidos mencionada no capítulo 7.2, o FPSO deverá ser dimensionado para capturar os eventuais benefícios do campo, estudadas na análise de incerteza. Ou seja, deverá ter possível absorver o caso otimista de reservatórios, com capacidades de produção de 120.000 bpd de óleo, 5 MM m³/d de gás, importação de 5 MM m³/d, e 7 MM m³/d para injeção de gás.

Quando comparadas, as alternativas de desenvolvimento em estudo levam a diferenças no FPSO. A presença do CO₂ na planta de processo faz com que sejam necessários diversos equipamentos específicos para sua separação, tratamento e compressão. Devido ao fato do dióxido de carbono recircular e ser produzido cada vez em maiores frações, deve-se prever equipamento de separação deste componente do hidrocarboneto. Usualmente utilizam-se membranas, cujo funcionamento já foi abordado no capítulo 3. Após esta etapa, ocorre a compressão do fluido para permitir sua injeção no reservatório. Ainda, normalmente após cada estágio de compressão ocorre o resfriamento do gás, e a água condensada é separada nos *knock-out drums*. A depender das condições de pressão e temperatura que o dióxido de carbono será submetido, é necessário, além de compressores, bombas de CO₂, para sua injeção no reservatório. A desidratação e ajuste do ponto de orvalho se faz necessária para evitar a formação de hidratos nas linhas de injeção. O processo de resfriamento se dá por efeito Joule-Tompson, com o gás sendo reaquecido em trocadores de calor. Podem também ser utilizados solventes, como TEG, para casos de maior rigidez na especificação.

A Figura 7.17 apresenta esquemático simplificado de planta de processamento do gás. Outro requerimento relevante é o grande intervalo de vazões e concentrações de gases que os equipamentos deverão ser capazes de tratar ao longo de toda vida do projeto. Por este motivo, plantas de EOR CO₂ devem possuir maior capacidade de tratamento de gás, e também maiores separadores multifásicos, pois a tendência é de crescimento da RGO no campo, conforme a re-injeção de gás ocorre.

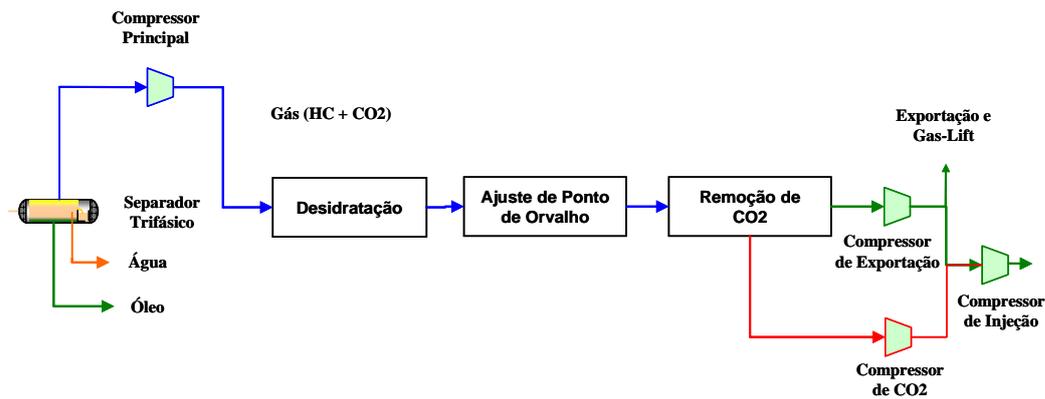


Figura 7.17 – Planta processo de gás

Fonte: AUTOR, 2012.

Todos estes aspectos, sendo os compressores o principal, fazem intenso uso de energia, demandando turbo-geradores adicionais que um sistema de produção de apenas injeção de água. Por fim, todos estes elementos adicionais, no caso do EOR CO₂, significam mais toneladas e espaço requerido no *topside*, aproximadamente entre 10 e 15% da área e peso total da planta, o que leva à necessidade de escolha de plataformas flutuantes de maior porte.

Vale ressaltar que a fase de concepção de projeto EOR CO₂ é muito mais complexa que no caso de injeção de água, pois requer uma grande integração entre os estudos de sub-superfície com a equipe de processos (GOODYEAR et al, 2011). Alternativas de desenvolvimento, como volume do banco de CO₂, padrão de injeção, WAG vs injeção contínua, projeção de produção de fluidos conforme opções, flexibilidades em vazões e concentrações, todos estes elementos afetam o projeto da planta de produção.

Ainda, contribuindo para o aumento do custo da plataforma, no caso do EOR CO₂, está a metalurgia de equipamentos sujeitos a fluidos com água e dióxido de carbono, altamente corrosivos, que levam a escolha de materiais mais nobres, com o Duplex e Super Duplex.

Desta forma, para obter o valor do investimento no FPSO, em ambas alternativas de desenvolvimento, foram utilizadas informações divulgadas nas mídias especializadas, consultorias do setor de energia, como IPA, IHS e CERA, além de entrevistas com especialistas da indústria. Para o FPSO com apenas injeção de água, considerou-se um investimento de US\$ 850 milhões, e o FPSO

para WAG CO₂ em US\$ 1.150 milhões, devido à maior complexidade, equipamentos e porte.

Para o sistema de coleta, a maior diferença entre ambos os casos está na existência de uma linha e riser adicional para cada poço injetor, a de CO₂ em alta pressão. Ainda, requerimentos de metalurgia especial também se aplicam para a coleta. Portanto, considerou-se para fins de análise econômica um custo de US\$ 60 milhões para interligação de cada poço produtor, US\$ 30 milhões dos injetores de água, e US\$ 55 milhões para injetores WAG.

7.3.3 Poços

A campanha de perfuração e completação dos poços do campo Alfa possui algumas distinções entre as alternativas de desenvolvimento propostas. Apesar do número similar de poços, no caso do método WAG CO₂, conforme abordado no item 6.3, a presença de dióxido de carbono exige projeto de completação distinta do tradicional.

Os principais requisitos não usuais em caso de injeção de CO₂, principalmente em caso de reservatórios compartimentados, com múltiplas zonas, são o uso de mandris de injeção de anti-incrustantes em frente aos canhoneados, onde ocorre o maior drawdown, e também a utilização da completação inteligente, com acionamento hidráulico e remoto das válvulas do tipo camisas deslizante e monitoramento de pressão e temperatura em cada zona, que permitem melhor monitoramento do reservatório, questão crítica ao se operar campo com injeção de fluidos distintos em zonas distintas também. Estas questões levam ao poço ser equipado com packers feedthroughs, o que por sua vez, leva a colunas bi-engastadas, com instalação em manobra única, com todos os cabos presos por clamps à coluna, exigindo maior tempo de instalação.

As figuras a seguir apresentam o projeto de completação-tipo para injeção de água e para o método WAG.

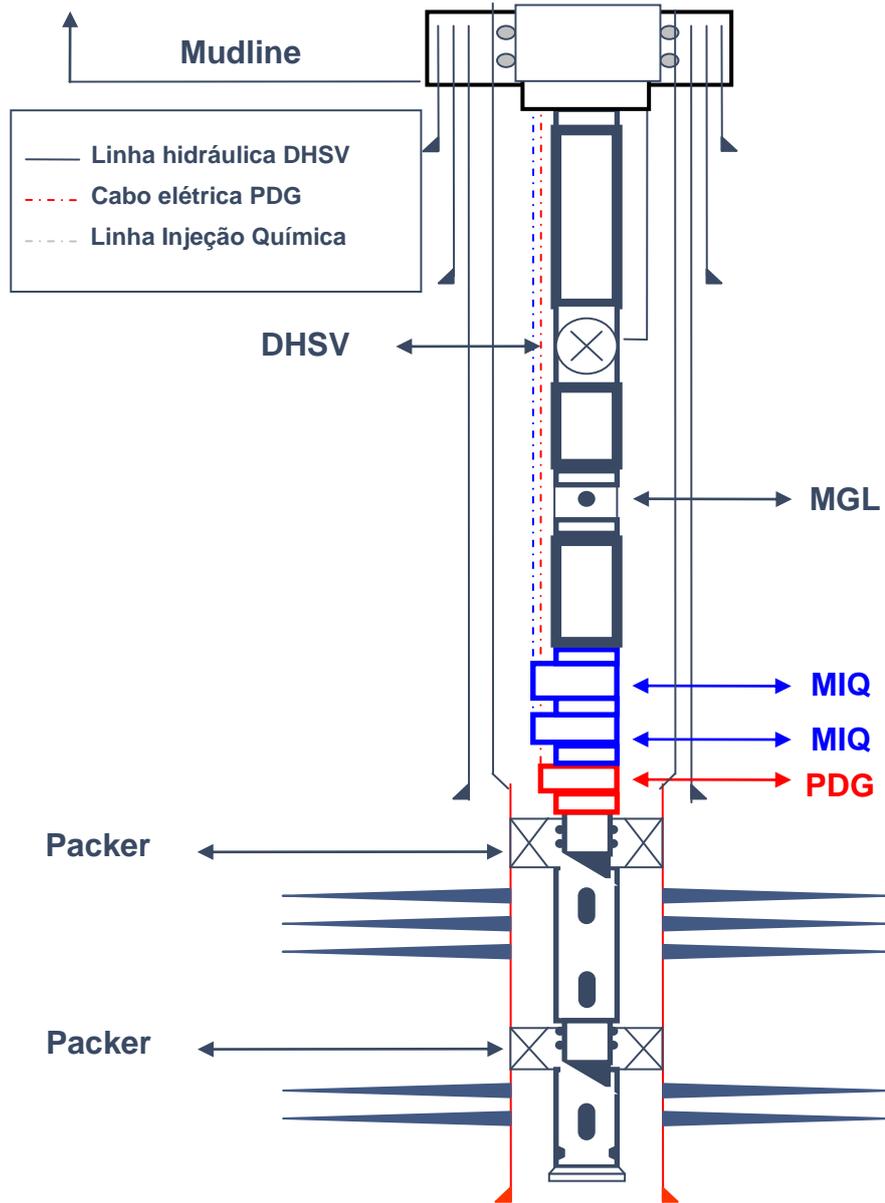


Figura 7.18 – Poço-tipo para injeção de água (seletiva mecânica)

Fonte: AUTOR, 2012.

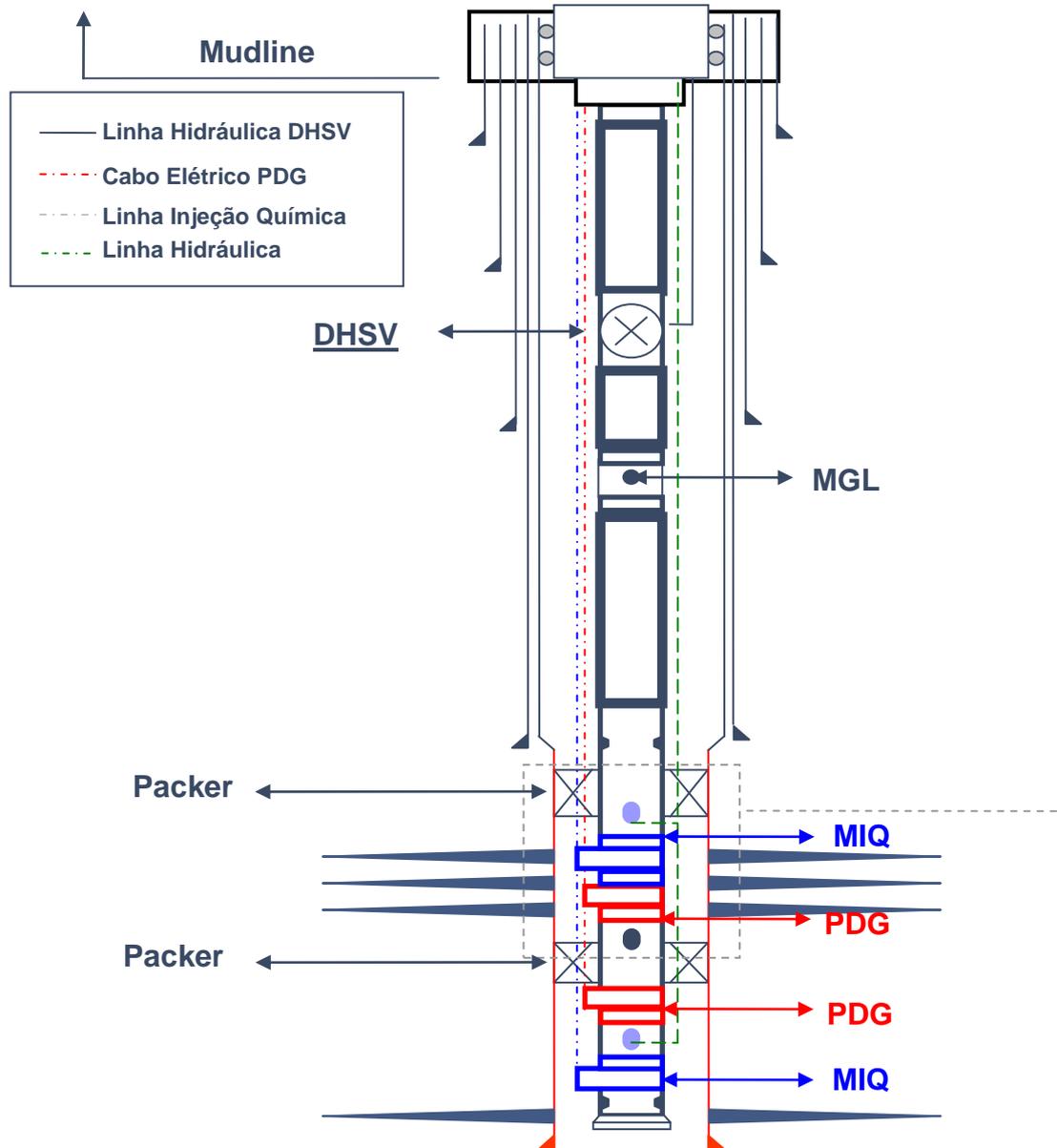


Figura 7.19 – Poço-tipo para WAG CO₂ (completação inteligente)

Fonte: AUTOR, 2012.

Desta forma, utilizando como parâmetros entrevistas realizadas com especialistas na área de poços, buscou-se estimar o custo de poços do campo Alfa, para cada cenário de exploração. Vale lembrar que além do maior tempo de instalação, no cenário WAG CO₂, os outros custos adicionais incorridos são por conta da completção inteligente, que é consideravelmente mais cara que a tradicional, e também a metalurgia especial dos poços na região molhada, devido ao maior potencial de corrosão.

Desta forma, para fins desta análise econômica, foi considerado um custo de perfuração de US\$75 milhões, e completção de US\$ 50 milhões no caso de injeção de água, e US\$ 70 milhões no cenário WAG CO₂.

7.4 Análise Econômica

7.4.1 Modelo

Após estudos de reservatório que buscaram prever a produção de óleo e gás, e os estudos de engenharia de projetos, com sistema de produção, planta de processo, equipamentos submarinos e poço, todos com os devidos orçamentos, a próxima etapa da análise de viabilidade das alternativas de desenvolvimento é a econômica.

De acordo com GITMAN (2004), projetos de capital devem ser analisados de acordo com o critério de fluxo de caixa livre (FCL) descontado, à uma taxa mínima de atratividade (TMA), que por sua vez é função do custo de capital próprio da empresa, o seu custo e proporção de dívidas, e uma análise do risco do projeto sendo estudado.

Para o trabalho desenvolvido nesta dissertação, será utilizado regime fiscal que segue os princípios estabelecidos na Lei 9.478/97, conforme Legislação Brasileira. Algumas simplificações foram realizadas, porém os principais aspectos estão considerados no modelo econômico, como cobrança de Royalties de 10% sobre a receita, cobrança de Imposto de Renda de 34% e Participação Especial conforme alíquotas estabelecidas no Decreto 2.705/98⁷.

A Tabela 7.5 apresenta passo-a-passo de cálculos até obtenção do Fluxo de Caixa Livre. Em seguida, a sequência de vetores positivos e negativos de FCL deslocados no tempo são trazidos como valores para a presente data, sendo descontados pela TMA mais apropriada, obtendo, como resultado final, o

⁷ Para referência, os procedimentos para apuração da Participação Especial são definidos pela portaria ANP nº 10, de 13/01/99, que foi retificada, no que tange os gastos, pela portaria ANP nº102, de 09/06/99. Com relação aos royalties, são definidos pela Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo). As alíquotas para fins de cálculo do Imposto de Renda (IR) são definidas pelo Decreto 3.000 de 1999 – RIR/99 e as alíquotas para Contribuição Social, bem como para PIS/PASEP/COFINS são definidas pelas Leis 10.637/02 e 10.833/03.

Valor Presente Líquido do projeto. Mais uma vez segundo GITMAN (2004), projetos com VPL > 0 são atrativos economicamente e devem ser implantados.

| |
|--|
| (+) Receitas (óleo e gás) |
| (-) Royalties (10%) |
| (-) Depreciação de Investimentos |
| (-) Custos Operacionais (*) |
| (=) Lucro Antes do Imposto de Renda |
| (-) Imposto de Renda (34%) |
| (-) Participação Especial (se aplicável) |
| (=) Lucro Líquido |
| (+) Depreciação de Investimentos |
| (=) Fluxo de Caixa Livre |

(*) inclui despesas com compra CO₂

Tabela 7.5 – Modelo Fluxo de Caixa Livre

Fonte: AUTOR, 2012.

Especificamente quanto à análise entre os métodos de recuperação, além da comparação do resultado global via VPLs, será mostrado o fluxo de caixa marginal do WAG CO₂ a fim de analisar *payback* desta alternativa.

7.4.2 Premissas Econômicas

Para fins de análise econômica, é necessário estabelecer algumas premissas para o projeto. Foi considerado o tempo de produção de 27 anos, período máximo autorizado atualmente no regime de concessão no Brasil.

Para o preço de compra do CO₂, será utilizado preço médio de térmicas a gás, em US\$75,00/ton.

No que diz respeito ao preço do óleo e gás, será utilizada projeção da Agência Internacional de Energia (IEA), uma das maiores autoridades mundiais no assunto. Serão utilizados valores previstos no cenário “*new policies*”, pois representa algumas mudanças no *modus operandis* da indústria, sem, no entanto, nenhuma ruptura. A figura a seguir apresenta a projeção de preços para óleo, de acordo com cada cenário da EIA.

aproximadamente 03 anos, e o período de construção de poços (perfuração e completção) ocorrendo a partir de meados de 2016 até fim de 2019, com o 1º óleo programado para julho/2017.

Utilizando os valores apresentados no item

7.3 Projeto Conceitual da Produção e os prazos acima, obtém-se a distribuição de investimentos no tempo, para cada cenário de desenvolvimento do campo Alfa. Ainda, foi considerada uma contingência de 20% nos investimentos, dadas as incertezas associadas aos valores. Os dados são apresentados nas tabelas abaixo:

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Total |
|-------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|----------------|--------------|--------------|-------------|----------------|
| Projeto Básico | \$18 | \$18 | \$18 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$54 |
| FPSO | \$0 | \$153 | \$357 | \$357 | \$153 | \$0 | \$0 | \$0 | \$1.020 |
| Perfuração | \$0 | \$0 | \$0 | \$180 | \$360 | \$360 | \$270 | \$0 | \$1.170 |
| Completção | \$0 | \$0 | \$0 | \$120 | \$240 | \$240 | \$180 | \$0 | \$780 |
| Exportação | \$0 | \$0 | \$0 | \$240 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$240 |
| Sistema de Coleta | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$252 | \$288 | \$180 | \$36 | \$756 |
| Total | \$18 | \$171 | \$375 | \$897 | \$1.005 | \$888 | \$630 | \$36 | \$4.020 |

Tabela 7.6 – Investimentos caso injeção de água (em US\$ milhão)

Fonte: AUTOR, 2012.

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Total |
|-------------------|-------------|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------|--------------|-------------|----------------|
| Projeto Básico | \$18 | \$18 | \$18 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$54 |
| FPSO | \$0 | \$207 | \$483 | \$483 | \$207 | \$0 | \$0 | \$0 | \$1.380 |
| Perfuração | \$0 | \$0 | \$0 | \$180 | \$360 | \$360 | \$270 | \$0 | \$1.170 |
| Completção | \$0 | \$0 | \$0 | \$168 | \$336 | \$336 | \$252 | \$0 | \$1.092 |
| Exportação | \$0 | \$0 | \$0 | \$240 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$240 |
| Sistema de Coleta | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$282 | \$348 | \$210 | \$66 | \$906 |
| Total | \$18 | \$225 | \$501 | \$1.071 | \$1.185 | \$1.044 | \$732 | \$66 | \$4.842 |

Tabela 7.7 – Investimentos caso WAG CO₂ (em US\$ milhão)

Fonte: AUTOR, 2012.

A conclusão do autor é que projetos concebidos inicialmente como EOR CO₂ possuem investimentos iniciais 20% maiores que considerando recuperação apenas por injeção de água.

Finalmente, o último item de despesas a ser considerado diz respeito aos custos operacionais. O caso WAG CO₂ envolve maior dispêndio energético na planta, maior probabilidade de workover, devido à completção inteligente, maiores gastos com produtos químicos (anti-incrustante, anti-corrosão, inibidores de parafina), além de possuir equipamentos adicionais na planta de processo, levando a um maior custo de operação e manutenção.

De acordo com estudos de JARREL et al. (2002), projetos EOR CO₂ possuem custos operacionais cerca de 25% maiores que na recuperação por injeção de água. Portanto, foi considerado um *opex* de 4% do *capex* para o caso de injeção de água, aproximadamente US\$160 milhões/ano, e US\$200 milhões/ano para o WAG CO₂.

Parte do custo operacional, não incluído acima, é a despesa com a compra de CO₂. A partir dos volumes de importação apresentados na Figura 7.14 e do preço médio de US\$75/ton para térmicas, chega-se ao gráfico abaixo, com os custos de compra de CO₂. Uma das análises de sensibilidades a serem mostradas adiante é o impacto econômico para distintos valores de importação do dióxido de carbono. Portanto, são apresentados as despesas do caso base para os limites inferior e superior de preços do CO₂ para térmicas a gás (linhas verde pontilhada e com triângulos).

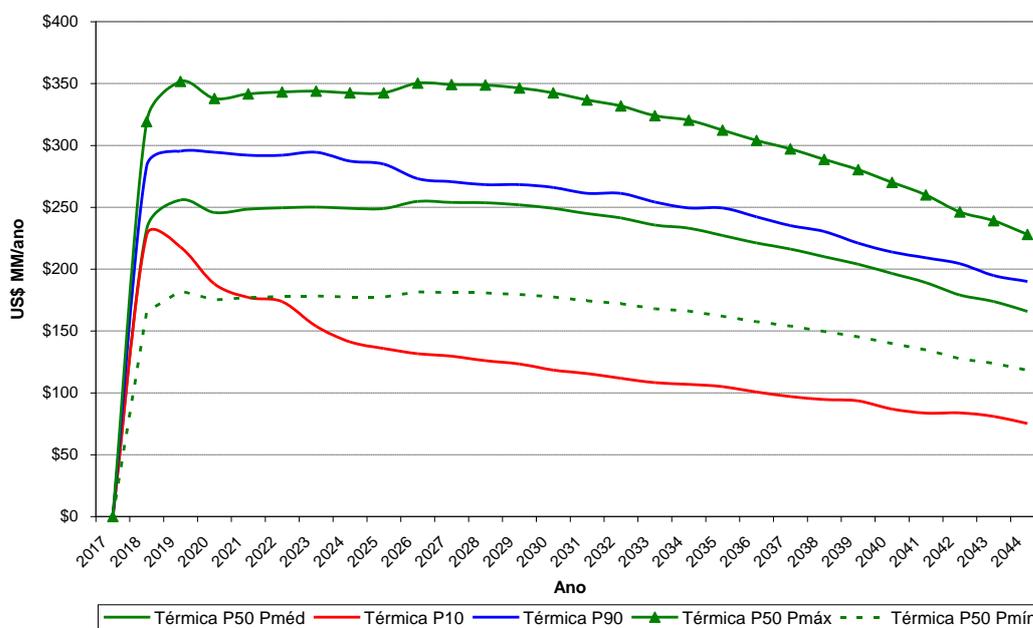


Figura 7.22 – Despesas com importação de CO₂

Fonte: AUTOR, 2012.

Percebe-se que a despesa com importação de dióxido de carbono duplica os custos operacionais de um projeto, sendo um ponto muito importante de otimização quando possível, com relevante impacto econômico.

Por fim, foram considerados US\$ 650 milhões em 2045 como custos de abandono do projeto, como retirada das linhas flexíveis, desmobilização do FPSO e cimentação e arrasamento dos poços.

7.4.4 Resultados

Fluxo de Caixa

Os quatro gráficos abaixo apresentam os fluxos de caixa livres esperados em cada um dos 2 casos de desenvolvimento do campo Alfa, sendo que para o método de injeção de dióxido de carbono, é feita análise de sensibilidade para os valores limites de importação do insumo, conforme mencionado anteriormente.

Em uma análise dos resultados, pode-se citar o menor dispêndio total necessário para a injeção de água, e conseqüentemente, com retorno dos investimentos (payback) mais rápido que pela injeção de CO₂, para qualquer custo de importação. A exposição financeira no caso de injeção de água é cerca de US\$300 milhões menor. Adicionalmente, pela curva de fluxo de caixa descontado acumulado (Figura 7.26), tem-se que o WAG com CO₂ importado com preço médio consegue ultrapassar economicamente o cenário de injeção de água somente em 2031, isto é, após 19 anos de início do projeto, mostrando claramente o longo tempo de retorno requerido para este método, um dos maiores entraves para sua ampla aplicação. Mesmo no caso de menores custos de importação, a alternativa de injeção de CO₂ torna-se mais atrativa apenas após 13 do início do projeto, reforçando argumento anterior. Já no cenário de maiores custos de importação, a injeção de água torna-se preferencial no horizonte de planejamento deste estudo de caso.

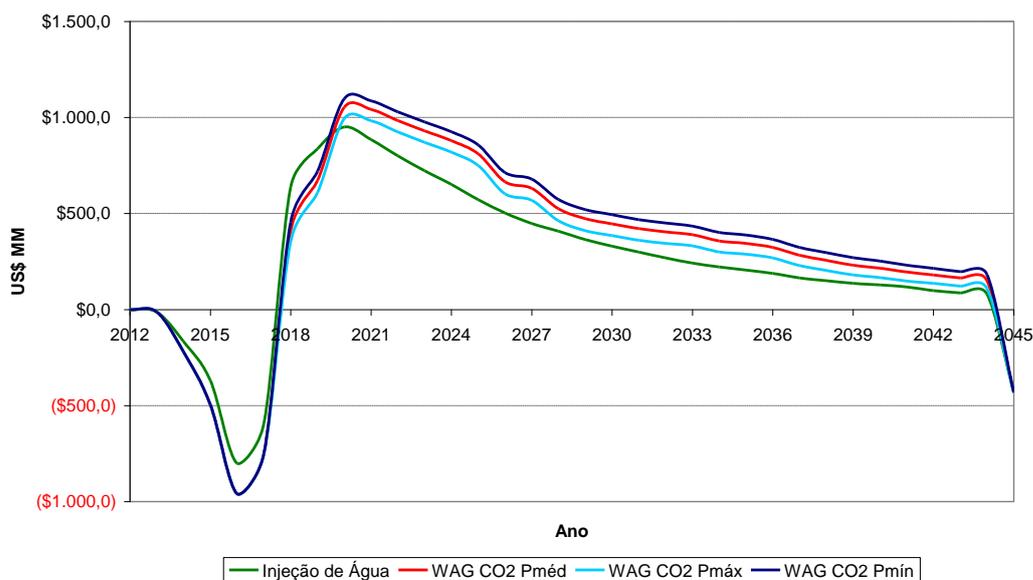


Figura 7.23 – Fluxo de caixa livre nominal anual

Fonte: AUTOR, 2012.

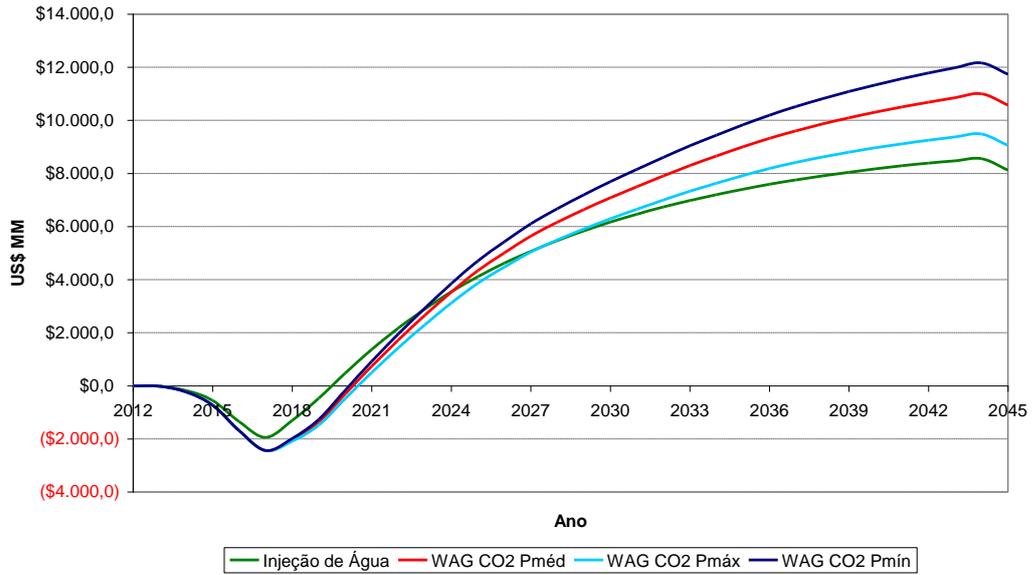


Figura 7.24 – Fluxo de caixa livre nominal acumulado

Fonte: AUTOR, 2012.

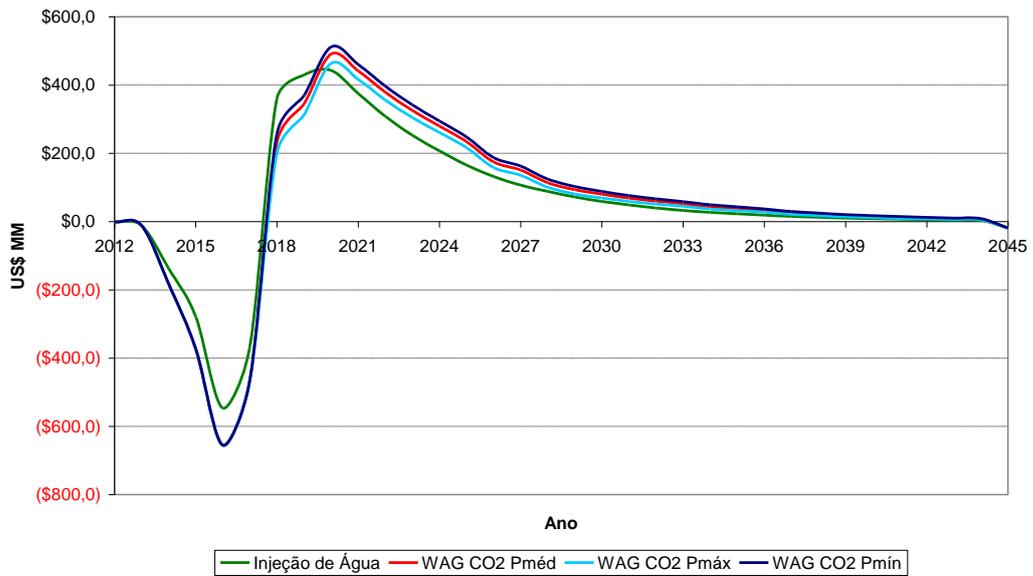


Figura 7.25 – Fluxo de caixa livre atualizado anual

Fonte: AUTOR, 2012.

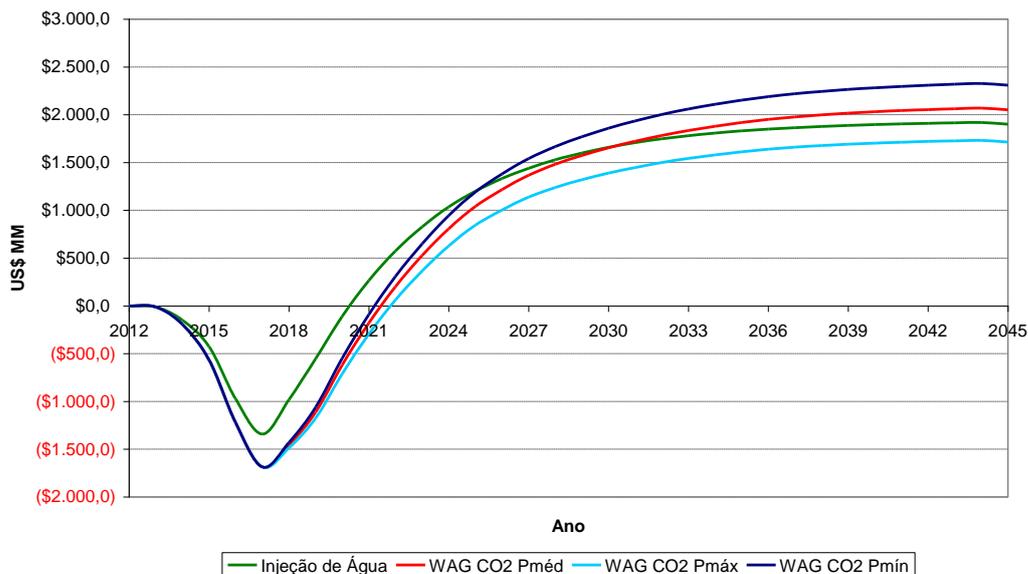


Figura 7.26 – Fluxo de caixa livre atualizado acumulado

Fonte: AUTOR, 2012.

Indicadores Econômicos

A tabela a seguir apresenta os indicadores econômicos do campo Alfa para os 02 métodos de recuperação. O primeiro conjunto de dados é um resumo da origem e aplicação dos recursos, em termos nominais, isto é, desconsiderando o valor no tempo. Como era esperado, devido ao maior fator de recuperação, o caso WAG CO₂ possui mais receitas. Uma análise interessante é que as despesas com a importação de dióxido de carbono representam entre 12% a 23% de toda receita gerada pelo projeto Alfa, a depender do preço de compra.

O segundo conjunto de dados apresenta os indicadores econômicos. A alternativa de injeção de água apresentou VPL de US\$ 1.900 milhões, contra US\$ 2.051 para injeção WAG CO₂, o que mostra a atratividade deste método. Quando variado o preço de compra para os limites inferior e superior, tem-se VPLs de US\$ 2.309 e US\$ 1.713 milhões, respectivamente. Neste caso, há inversão do método preferencial, com preferência para a injeção de água.

Apesar do maior valor presente líquido para o método WAG CO₂, quando se analisa os indicadores de rentabilidade, como TIR e VPL/IA, o caso de injeção de água apresenta melhores resultados, pois o mesmo apresenta maior índice de retorno sobre o capital investido. Ainda, o indicador preço de óleo *breakeven* representa aquele valor de venda que levaria a VPL = 0. Neste caso, a injeção

de água possui menor preço, o que é favorável. Este índice é utilizado como *proxy* do risco do projeto, pois em cenários de crise econômica e queda no preço das *commodities*, mostra até que patamar o projeto manter-se-ia atrativo.

| Valores em US\$ MM | Injeção de Água | WAG CO2 Pméd | WAG CO2 Pmáx | WAG CO2 Pmín |
|-------------------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|
| Resumo (nominal) | | | | |
| Receita | \$24.994 | \$36.998 | \$36.998 | \$36.998 |
| Investimentos | \$4.020 | \$4.842 | \$4.842 | \$4.842 |
| Custos Operacionais | \$5.244 | \$6.274 | \$6.274 | \$6.274 |
| Despesas Importação CO2 | - | \$6.181 | \$8.498 | \$4.403 |
| Impostos | \$7.605 | \$9.133 | \$8.331 | \$9.747 |
| Indicadores | | | | |
| Valor Presente Líquido (VPL) | \$1.900 | \$2.051 | \$1.713 | \$2.309 |
| Taxa Interna de Retorno (TIR) | 27,6% | 23,4% | 21,7% | 24,6% |
| Preço Óleo Breakeven | \$47,36 | \$55,28 | \$59,85 | \$51,80 |
| VPL / Investimento Atualizado | 76% | 67% | 56% | 76% |

Tabela 7.8 – Indicadores econômicos

Fonte: AUTOR, 2012.

Em que pese os melhores índices de rentabilidade, o principal indicador a ser perseguido é o valor presente. Desta forma, considerando as premissas adotadas neste estudo de caso, o método WAG CO₂ é o caso preferido, para o preço médio de dióxido de carbono. Sua sensibilidade ao preço de compra é um dos fatores críticos de sucesso do projeto.

Por fim, a Figura 7.27 apresenta graficamente o conceito amplamente discutido nesta dissertação: projetos de EOR CO₂ implicam em maiores dispêndios iniciais, maiores custos operacionais ao longo da vida do projeto, e trazem como benefício a recuperação adicional de óleo, normalmente somente alguns anos após o início da produção. A figura mostra justamente o incremento dos fatores acima quando comparados à injeção de água.

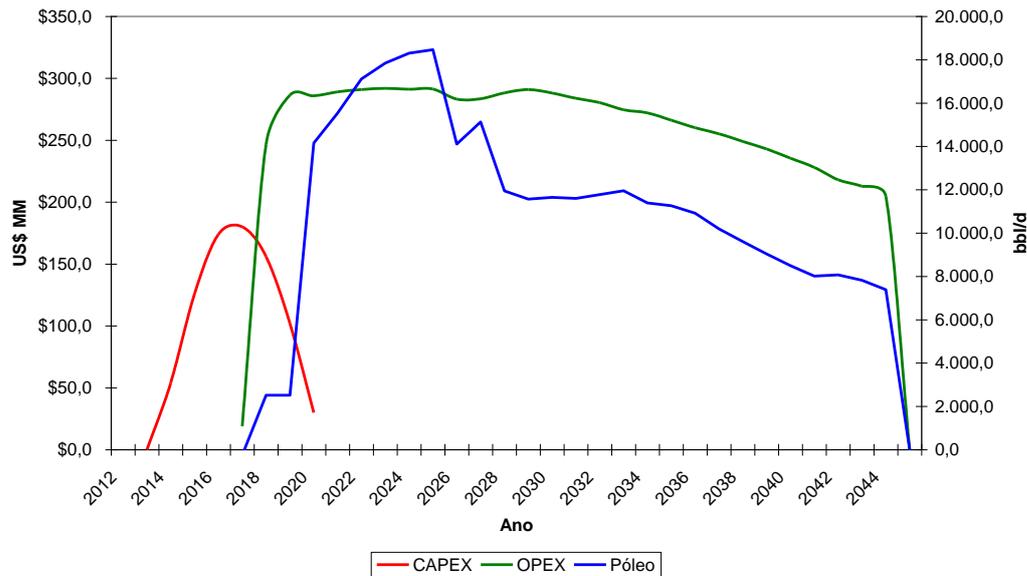


Figura 7.27 – Análise incremental método WAG CO₂

Fonte: AUTOR, 2012.

7.4.5 Sensibilidade Crédito de Carbono

Conforme mencionado no item 7.2.2, o projeto de EOR CO₂ do campo Alfa resulta em armazenamento geológico de montante de dióxido de carbono. Apesar de tal iniciativa ainda não ser apta a emitir certificados com os respectivos créditos, o objetivo desta seção é realizar uma análise de sensibilidade nos indicadores econômicos do projeto, caso assim fosse.

Para tal, será considerado o preço atual de US\$10 / ton como valor de crédito de carbono para o ano de 2012, tendendo a US\$40 no longo prazo, crescendo US\$2 / ano até 2027 quando estabiliza e permanece neste patamar.

Vale lembrar que a grande dificuldade para projetos EOR CO₂ é aferir montante que já seria produzido por métodos tradicionais, e portanto, não entraria na base de cálculo do balanço de dióxido de carbono (importação vs óleo incremental), a fim de verificar se há redução de emissões na atmosfera, e portanto, aplicável pleito de crédito de carbono.

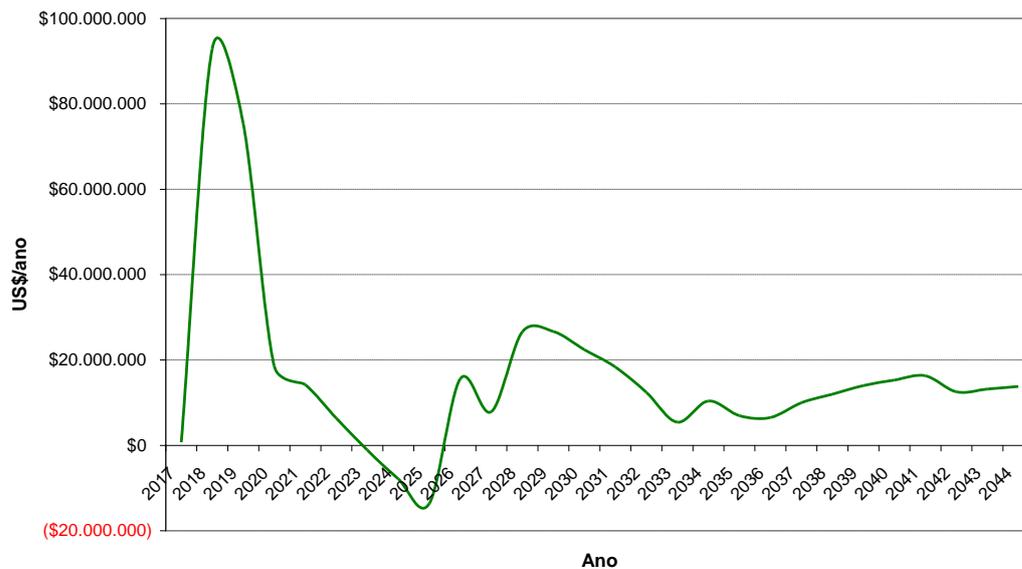


Figura 7.28 – Créditos de carbono ano a ano, caso base

Fonte: AUTOR, 2012.

Percebe-se que este padrão de projetos EOR CO₂ apresenta uma vantagem econômica interessante, que é o benefício temporal entre a injeção e armazenagem de dióxido de carbono desde o início do projeto, e o óleo incremental gerado pelo método mais adiante na vida útil. Ocorre, inclusive, uma inversão entre o sétimo e nono ano de produção, quando a produção incremental do método WAG torna-se mais eficiente e há maior emissão de carbono que o montante injetado.

Em termos de resultados econômicos, os principais indicadores são apresentados na tabela abaixo, onde são comparados os casos de injeção de água e WAG com preço médio de CO₂, ambos já apresentados, com a sensibilidade estudada neste item, de inclusão de créditos de carbono no projeto. A leitura dos dados mostra o acréscimo de US\$ 95 milhões no valor presente final, 5% acima do caso sem créditos. Os demais indicadores, como TIR, preço *breakeven* e VPL/IA também apresentam pequena melhora.

As principais razões para a pequena diferença nos resultados estão (i) no preço do crédito de carbono, ainda baixo, e principalmente (ii) que o balanço de carbono do projeto Alfa apresenta baixo saldo positivo para a atmosfera, ao menos no seu caso base, quando comparado ao total de óleo produzido.

| Valores em US\$ MM | Injeção de Água | WAG CO ₂ | WAG CO ₂ Créd Carb |
|-------------------------------|-----------------|---------------------|-------------------------------|
| Indicadores | | | |
| Valor Presente Líquido (VPL) | \$1.900 | \$2.051 | \$2.146 |
| Taxa Interna de Retorno (TIR) | 27,6% | 23,4% | 24,0% |
| Preço Óleo Breakeven | \$47,36 | \$55,28 | \$53,99 |
| VPL / Investimento Atualizado | 76% | 67% | 71% |

Tabela 7.9 – Indicadores econômicos

Fonte: AUTOR, 2012.

Apesar de não ser um montante desprezível, a principal conclusão é que a consideração sobre aplicabilidade de créditos de carbono para projetos EOR CO₂ não mudaria significativamente seus resultados econômicos, sendo a decisão sobre escolha do método desvinculada deste aspecto.

7.4.6 Análise de Risco

Análise de risco é definida pela análise dos fatores (incertezas) que levam à variações (positivas ou negativas) dos retornos associados a um ativo/projeto (GITMAN, 2004).

Neste sentido, um método tradicional consiste no uso de gráficos tipo tornado. A Figura 7.29 mostra a sensibilidade do VPL para variações de +50% e -50% dos seus principais dados de entrada – preços, produção, investimentos e custos operacionais. É apresentado apenas o projeto Alfa em seu caso base, com produção por WAG CO₂.

Como é o caso para projetos de desenvolvimento da produção, os principais fatores que afetam a rentabilidade final são preço e volume produzido. Ademais, uma conclusão interessante é a respeito da influência do preço de compra do CO₂ na rentabilidade final, dado que é um item de suma importância para o sucesso do método. Como o custo de importação é aproximadamente metade do OPEX total, tem-se que um aumento de 100% no preço do CO₂ causa uma redução de 42% no VPL, sendo que esta poderia ser anulada caso o preço do óleo e gás fosse 15% maior. Ou seja, pequenos aumentos de preços podem viabilizar inúmeros projetos de EOR CO₂. Ainda, uma redução de custos de importação da ordem de 50% leva a um aumento da ordem de 20% do VPL.

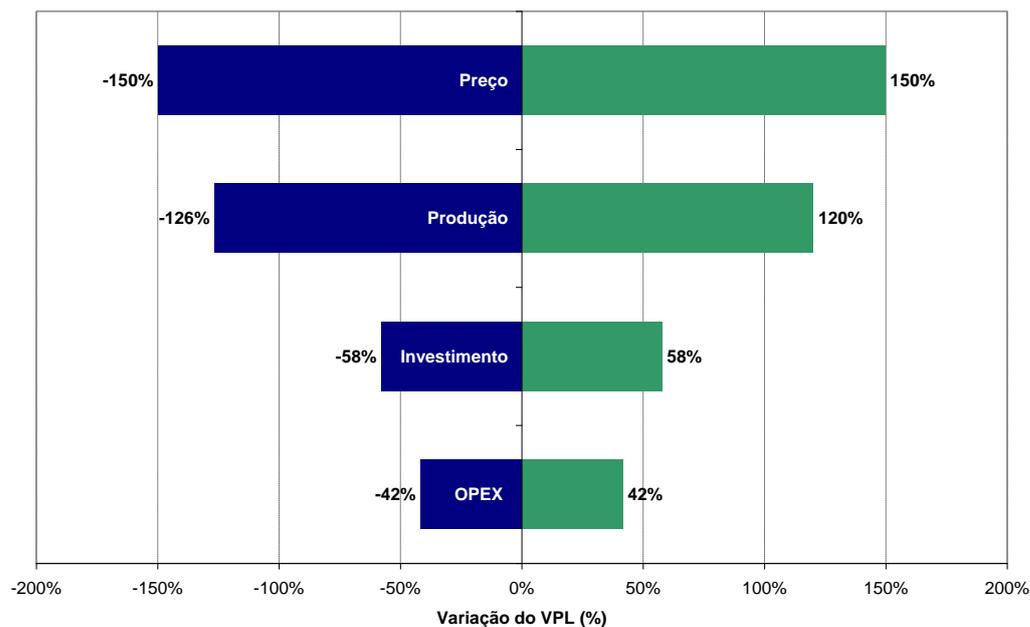


Figura 7.29 – Gráfico tornado – sensibilidade do impacto no VPL para caso base
 Fonte: AUTOR, 2012.

Conforme mencionado no Capítulo 5 RECUPERAÇÃO DE ÓLEO, as previsões de produção ao se avaliar uma descoberta, tanto para injeção de água, mas principalmente, para o comportamento da injeção de CO₂, apresentam grande amplitude de resultados, a depender de parâmetros de reservatório. Aspectos como heterogeneidades e fraturas na rocha, permeabilidades, angulação, densidade e viscosidade do óleo, molhabilidade, geometria dos poços e volumes de CO₂ injetado, são alguns elementos que afetam o resultado das simulações de produção, tornando a gama de possibilidades ainda maior que na injeção de água.

Desta forma, como a resposta do reservatório ao método EOR CO₂ representa um dos principais, senão o maior, risco do projeto Alfa, foi elaborado estudo de análise de incertezas, apresentado no item 7.2, com curvas de produção P10 e P90, além da P50, o caso base. Adicionalmente, outro fator relevante para a decisão de qual método de recuperação a ser utilizado é o custo de importação do CO₂. Outros fatores como preço de commodities e variância de investimentos são comuns a ambos os casos e, portanto, decidiu-se retirá-los da análise de risco para eliminar sua influência.

O passo seguinte é avaliar a variação econômica do método de desenvolvimento WAG CO₂. Para tal, além da curva de produção de óleo e gás, cada qual com seu respectivo volume de CO₂ importado, e usando ferramenta de simulação e análise de risco - @Risk, variou-se o preço de importação do

insumo, de forma triangular, entre US\$52 e US\$105, com valor esperado de US\$75 com 5000 rodadas.

O resultado é apresentado na Figura 7.30, com o histograma dos VPLs por frequência.

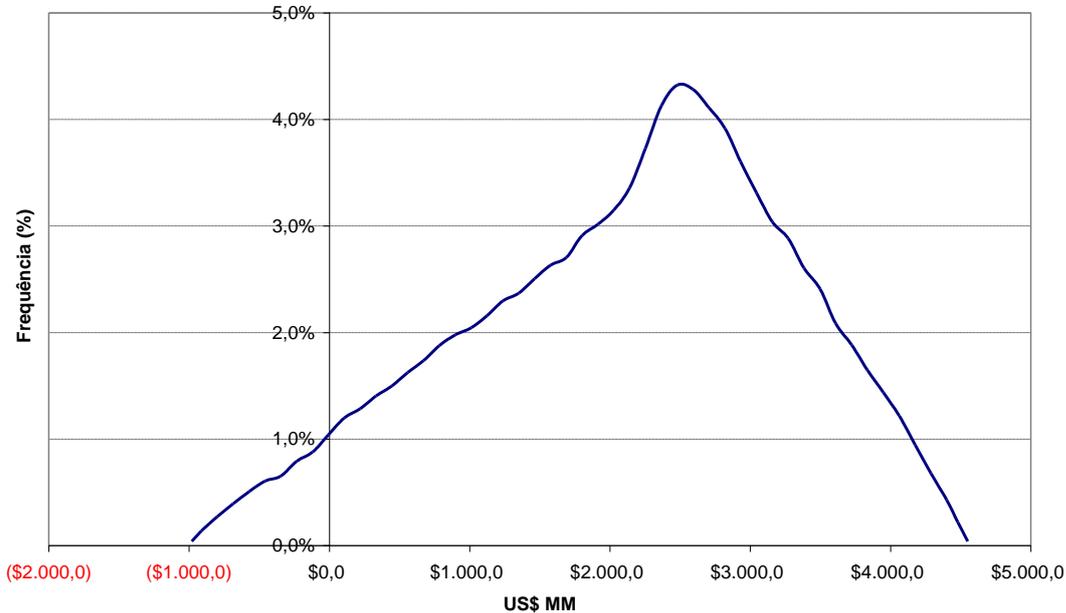


Figura 7.30 – Análise de risco do VPL

Fonte: AUTOR, 2012.

Algumas conclusões que podem ser tiradas desta análise de risco:

(i) o intervalo de VPLs do projeto Alfa, para o método WAG CO₂, e para o mesmo nível de preços de óleo/gás e de investimentos que apresentados na análise determinística, pode variar entre –US\$1,0 e +US\$4,5 bilhões de dólares;

(ii) a probabilidade do VPL do projeto Alfa ser menor que zero é de 5,3% (VaR – *value at risk*);

(iii) o valor esperado do retorno deste projeto (a média da distribuição) é de US\$2.130 milhões, 4% acima do resultado determinístico para o caso base;

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho buscou apresentar os desafios técnicos e econômicos para se desenvolver um campo de óleo e gás utilizando como mecanismo de recuperação avançada a injeção de dióxido de carbono. Foram apresentados os principais aspectos teóricos e melhores práticas de cada sub-processo envolvido na cadeia de valor do projeto, desde a captura do CO₂ até sua injeção no reservatório. O estudo de caso, apresentado no capítulo 7, teve como principal legado a metodologia de análise de projetos, evidenciando a atratividade econômica do método, os maiores entraves comerciais para sua viabilização, e os principais fatores que impactam no resultado final do projeto.

De forma a melhor estruturar os pontos mais relevantes apresentados ao longo desta dissertação, as considerações finais foram divididas em sub-tópicos, conforme abaixo:

PROPRIEDADES CO₂

O dióxido de carbono possui ponto crítico em relativa baixa temperatura e pressão, para os parâmetros da indústria de petróleo. Como fluido supercrítico, possui matéria compressível, ocupando o espaço de um gás, porém com densidade semelhante ao líquido. Em boa parte do seu transporte e injeção no reservatório, encontra-se neste estado.

Para o transporte de CO₂, o estudo de suas propriedades é extremamente relevante, principalmente pelo seu ponto crítico ser tal que pode ser facilmente cruzado ao longo do duto. O impacto é enorme, uma vez que as propriedades do CO₂ variam bruscamente ao passar do estado gasoso para supercrítico ou líquido. Alguns exemplos são a densidade, na faixa de temperatura entre 30°C a 60°C, impactando energia potencial e perdas de carga.

Para seleção de materiais e cálculo de corrosão, que é função da água livre, é de suma importância a solvência do CO₂ no meio aquoso. Este, por sua vez, é função de pressão e temperatura.

Ainda, as principais propriedades do dióxido de carbono – ponto de ebulição, densidade, diagrama de fases, fator de compressibilidade, número de Reynolds, viscosidade – podem sofrer grandes alterações, quando comparado ao CO₂ puro, na presença de contaminantes, mesmo em pequenas proporções. Esta informação gera um complicador para a ampla aplicação do método, uma vez que os projetos de desenvolvimento da produção – caroduto e planta de

processo – tendem a ser customizados para a fonte de captura, não sendo intercambiáveis. Desta forma, alterações de fornecedor não são triviais para empresas clientes do CO₂, pois suas instalações são projetadas para certas propriedades do fluido.

Esta consideração reforça a necessidade de padronização e criação de normas de qualidade, para que empresas clientes possam conceber projetos EOR CO₂, que já são suficientemente desafiantes, sem a necessidade de ter que garantir, com demasiada antecedência, o fornecedor. Do ponto de vista da companhia responsável pela captura, a padronização também traria vantagens, pois ampliaria sua base de clientes, não dependendo comercialmente de única empresa.

Por fim, uma das grandes dificuldades em projetos que envolvem uso de CO₂ é a falta de dados suficientes na literatura sobre propriedades físicas e químicas de correntes de CO₂ não puro, sendo uma importante área de pesquisa a ser desenvolvida.

CAPTURA

A separação e captura de CO₂ é um processo dispendioso, tanto financeiramente, quando do ponto de vista energético. Há redução da eficiência da fonte geradora, implicando em maior consumo de combustíveis, para um mesmo nível produtivo. Ainda, a tecnologia adotada para separação do CO₂ varia com uma série de fatores mencionados no capítulo 3, levando à composições distintas para cada planta de captura. O resultado, já mencionado, é a diferença de propriedades do CO₂ a depender da fonte emissora.

Como verificado durante o estudo de caso, a demanda por CO₂ de um único projeto é decrescente com o tempo. Este fato cria uma dificuldade econômica ao se implantar um módulo de captura em planta emissora de CO₂, pois sua demanda não é constante no tempo, não havendo garantia de compra futura. Este risco certamente contribui para reduzir ainda mais as perspectivas de implantação de captura de dióxido de carbono. Para o médio/longo prazo, contudo, com a entrada de múltiplos projetos, cada qual na sua fase de necessidade de CO₂, haveria uma tendência por criação de mercado maduro, que garanta um suprimento mínimo de CO₂ de forma a viabilizar planta de captura.

Finalmente, para o mercado brasileiro de geração de energia, predominantemente hidroelétrico, há uma dificuldade adicional, uma vez que as usinas termoeletricas geram por despacho, e não constantemente. Este fato leva

a uma incerteza de suprimento de dióxido de carbono para o projeto de produção de óleo, que não pode ocorrer, uma vez que há necessidade ininterrupta de compra do componente. Para a implementação do método no Brasil, via tal fonte, dever-se-á mudar o modelo de negócios ao menos das indústrias que instalem módulo de captura de CO₂.

TRANSPORTE

Em projeto de caroduto deve ser dada muita importância ao grau de pureza do CO₂ transportado, pois em vias de regra, misturas tendem a possuir uma pressão crítica maior com uma temperatura crítica menor. Ainda, o envelope de fases apresenta maior faixa para região gás-líquido, resultando em redução da janela operacional ótima do duto, além de uma redução na capacidade de transporte (vazão), para mesmo diâmetro e condições iniciais.

A maior parte dos carodutos existentes transportam CO₂ a partir de fontes naturais. Já os futuros deverão ser construídos para projetos integrados de captura acoplados ou não a recuperação avançada. Portanto, o fluido conterá impurezas, dificultando projeto, dados disponíveis e operação. A problemática torna-se mais complexa quando se pensa na difusão deste conceito com a criação de malha integrada, como em gasodutos, onde há a mistura de distintas correntes. O projeto de caroduto deverá cobrir envoltória de cenários, mantendo a integridade e capacidade de transporte para os devidos destinos.

Finalmente, uma relevante área de pesquisa é o desenvolvimento de modelos termo-hidráulicos para o fluxo de gás no duto. Por exemplo, modelos que desconsiderem trocas de calor com o ambiente e variações de temperatura do fluido, tendem a superestimar valores de densidades trecho à trecho, subestimando a velocidade de deslocamento, e logo o atrito também. O resultado é um duto com diâmetro menor que o necessário e incapaz de transportar a vazão pela distância requerida. Ainda, modelos devem considerar efeitos de compressibilidade e relevo do duto, caso contrário subestima-se as perdas de cargas reais. Para dutos *offshore*, por exemplo, considerações sobre trocas de temperatura com o ambiente são relevantes, pois são fatores não controlados, como correntes, profundidade e condutividade térmica do solo.

SELEÇÃO DE MATERIAIS

A presença de CO₂ em um projeto gera dificuldades adicionais para a seleção dos materiais que estarão em contato com o mesmo. Dióxido de carbono, quando em contato com a água, forma ácido carbônico, que reage com

o metal, corroendo-o. Ainda, quando em estado supercrítico é um excelente solvente, impactando na seleção de elastômeros. Por fim, sua despressurização reduz drasticamente temperatura do meio, e o material deve manter integridade. Um desdobraimento é a possibilidade de ocorrência de fratura propagante, devido à baixa velocidade de descompressão do fluido quando atinge a pressão de saturação.

Algumas áreas de pesquisa relevantes para seleção de materiais são:

- (i) Modelagem de corrosão, principalmente para casos de altas pressões parciais de CO_2 , como acontecem nos poços, uma vez que na literatura e no mercado encontram-se predominantemente estudos de baixos teores de dióxido de carbono. Esta modelagem é mais complexa, pois uma série de reações eletroquímicas e de transporte de massa interdependente acontece simultaneamente.
- (ii) Desenvolvimento de elastômeros que suportem a alta difusividade do CO_2 supercrítico, mantendo suas propriedades selantes. Esta questão torna-se mais crítica com uma possível descompressão do meio e expansão do gás, podendo causar a ruptura do material.

ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

Métodos de recuperação avançada buscam reduzir o S_{or} , que é atingido pela redução da viscosidade do óleo, alteração nas forças capilares, e tensões interfaciais. No caso da injeção de CO_2 , com a dissolução deste no óleo, há ainda o aumento do seu volume, impactando o B_o final e melhorando na eficiência de mobilização.

Para uma aplicação bem sucedida do método de injeção de CO_2 , principalmente para casos no início da vida produtiva do campo, são necessários altos investimentos em aquisição de informações. A modelagem do reservatório e seus produtos servem de insumo para o desenho do restante das facilidades do projeto e por isso são de suma importância. Dados como vazões de produção esperadas, tipos de fluidos a serem produzidos ao longo do tempo, demanda de CO_2 necessária, são todos frutos deste trabalho. Estas informações servirão para modelar planta de processo e FPSO, caroduto, sistema de coleta e poços.

Aspectos como heterogeneidades e fraturas na rocha, permeabilidades, angulação, densidade e viscosidade do óleo, molhabilidade, geometria dos poços e volumes de CO_2 injetado, são alguns elementos que afetam o resultado das simulações de produção, tornando a gama de possibilidades ainda maior

que na injeção de água. Isto faz com que projetos EOR CO₂ sejam mais arriscados.

Portanto, o tomador de decisão deve buscar ações que mitiguem os riscos envolvidos antes de se comprometer com grandes montantes. Para tal são necessárias atividades de avaliação (poços, testes e testemunhos) e ensaios laboratoriais dos fluidos amostrados. Ainda, é necessário o desenvolvimento de equações de estado capazes de predizer o comportamento, composição e equilíbrio das interações gás, óleo, água e CO₂, validadas por dados experimentais.

Para aplicação prática do método de recuperação avançada usando injeção de CO₂, como mencionado, existe uma série de fatores que afetam o resultado final. Desta forma, outro aspecto não menos importante é a análise e seleção da acumulação de hidrocarbonetos que irá receber tal projeto. Empresas que possuem portfólio de campos devem usar métodos criteriosos para definir melhor candidato.

ENGENHARIA DE POÇOS

De uma maneira geral, aspectos como pressões de trabalho, potencial de corrosão, vazões de produção e injeção são maiores em poços que irão operar com EOR CO₂. Ainda, normalmente são projetos de poços mais complexos, em função dos equipamentos especiais alocados no poço, seja por metalurgia, elastômeros específicos, classe de pressão ou por sofisticados itens de completação, para monitorar pressão/temperatura ou para injetar produtos químicos. Portanto, são esperados custos maiores em poços projetados para operarem com produção ou injeção de CO₂.

Ainda, especial atenção deve ser dada à integridade do poço. Este é um fator de risco em projetos que injetam CO₂. Deve-se avaliar corretamente a corrosão esperada e especificação do revestimento molhado e coluna de produção, e também a cimentação do poço, não só após a operação, como para perdurar toda vida do projeto, uma vez que o dióxido de carbono tende a interagir com a pasta e causar sua degradação. Esta é uma importante linha de pesquisa com aplicação direta nos poços sendo perfurados na camada pré-sal da Bacia de Santos.

PROJETO DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

O estudo de caso teve como partida uma descoberta de hidrocarbonetos, localizada a 150 km da costa brasileira, e em lâmina d'água de 1500 metros.

Este reservatório, heterogêneo e com VOIP de aproximadamente 2 bi boe *in place* balizou as previsões de produção, levando a conclusões sobre a capacidade ideal da planta de processo e também do volume de CO₂ necessário para importação.

Neste sentido, uma primeira observação diz respeito ao potencial de criação de um mercado provedor de dióxido de carbono para exportação. Identificou-se que uma usina termoeletrica de 1000MW, poderia exportar até 15.000 tCO₂/dia caso fosse instalado módulo de captura, e seria capaz de atender com folgas um projeto de desenvolvimento da produção da ordem de 120.000 bdp, talvez até dois deste porte, a depender do cenário de produção. Por outro lado, plantas de fertilizantes, que possuem dióxido de carbono como sub-produto, infelizmente, pela sua escala atual, não devem ser consideradas fontes para projetos de EOR *offshore*, que normalmente são de grande porte. Talvez sejam aplicáveis a desenvolvimentos em terra, onde as vazões, e logo demanda, são menores.

A respeito das vazões de produção, foi percebido, como esperado, que a injeção alternada de dióxido de carbono com água teve melhor desempenho que apenas água, com melhor controle da frente de avanço e redução do óleo residual. Foram obtidas vazões cerca de 20% maiores no início do projeto, chegando a 80% no final da vida útil.

Sobre o balanço de gás, a primeira observação são os volumes consideravelmente maiores movimentados pelo método WAG. Devido à injeção permanente de CO₂, e sua miscibilidade com o óleo, o fluido presente no reservatório muda de composição ao longo do projeto, levando a maiores RGOs no final. Ainda, a demanda por CO₂ possui tendência decrescente ao longo da produção, conforme há recirculação do fluido, retornando via poços produtores.

Finalmente, o projeto Alfa é comparado a importante métrica da indústria, o volume de CO₂ injetado necessário para produzir cada barril de óleo adicional. Os valores encontrados nesta dissertação estão aderentes ao identificado na literatura, na faixa superior. Uma hipótese está no fato do estudo de caso ser de campo heterogêneo, realizado de forma conservadora quanto à eficiência de varrido do método WAG e da saturação final de óleo. Estes motivos levaram a maiores vazões de injeção de gás para extrair o óleo *in place*. Por sua vez, esta métrica afeta diretamente os indicadores econômicos do projeto, dada a importância dispendida com a compra de dióxido de carbono.

ASPECTOS ECONÔMICOS

A decisão pelo investimento em um projeto de EOR CO₂ em detrimento da recuperação por injeção de água, envolve altos dispêndios iniciais, maiores custos operacionais e longo *payback*, uma vez que o óleo incremental produzido é função do tempo.

Para o projeto Alfa, foram obtidos investimentos iniciais 20% maiores que caso o desenvolvimento fosse por injeção de água. E neste montante não estão inclusos dispêndios com planta de captura em termoelétrica, que fará parte do preço de compra do CO₂. Ainda, projetos EOR CO₂ possuem custos operacionais cerca de 25% maiores, sem contar com a importação de dióxido de carbono. Sobre este item, o mesmo responde por duplicar os custos operacionais de um projeto, sendo um ponto muito importante de otimização quando possível, com relevante impacto econômico.

O desenvolvimento e redução de custos no processo de captura de CO₂ é crítico para a difusão do método EOR, que por sua vez, contribui para reduzir emissões na atmosfera. Um decréscimo da ordem de 50% dos custos de importação de leva a um aumento de 20% do VPL.

Em termos de resultados, devido ao menor dispêndio total necessário para a injeção de água, este cenário apresenta prazo mais curto de retorno dos investimentos (*payback*) que a injeção de CO₂. O caso WAG CO₂ ultrapassa economicamente o cenário de injeção de água somente em 2031, isto é, após 19 anos de início do projeto, mostrando claramente o longo tempo de retorno requerido, um dos maiores entraves para sua ampla aplicação. Entretanto, ainda assim, o caso WAG CO₂, com preços médios de importação, mostrou-se econômico, inclusive com maior VPL que a injeção de água, e este é normalmente o principal indicador econômico tomador de decisões de projetos, tornando-o o caso preferido.

Finalmente, os resultados econômicos são diretamente relacionados com as hipóteses estabelecidas neste estudo de caso. Como mencionado, a performance e sucesso do método EOR CO₂ pode variar muito em função das características de fluido e rocha reservatório. Quando comparado com métrica da indústria, percebe-se que o campo Alfa foi conservador no benefício trazido pela injeção de dióxido de carbono. Desta forma, espera-se que a economicidade deste seja até melhor que o modelado.

ASPECTOS AMBIENTAIS

Além da atratividade econômica mencionada anteriormente, projetos de EOR com CO₂ antropogênico possuem um apelo enorme do ponto de vista

ambiental, ao retirar da atmosfera gás causador do efeito estufa e armazená-lo geologicamente. Contudo, considerações sobre benefícios ao meio ambiente devem ser feitas com cautela. O projeto Alfa, por exemplo, armazenou 77 milhões de toneladas de dióxido de carbono ao longo de sua vida útil, porém sua produção de óleo liberou outro montante à atmosfera. O balanço sequestrado é bem menor, com apenas 14 milhões toneladas no caso base, e variando entre 13 milhões no caso pessimista e 46 milhões no caso otimista. Importante ressaltar que no cálculo deste saldo não se considera a produção que já ocorreria por injeção de água, apenas do óleo incremental vs carbono injetado.

Esta consideração é um dos principais fatores que dificultam projetos de EOR CO₂ estarem aptos a créditos de carbono, isto é, aferir montante que já seria produzido por métodos tradicionais, e portanto, não entraria na base de cálculo do balanço, a fim de verificar se há redução de emissões na atmosfera.

Para o projeto Alfa, caso fosse possível obtenção de tais créditos, haveria um impacto positivo de US\$ 95 milhões no valor presente final, 5% acima do caso sem os mesmos. Entretanto, apesar de não ser um montante desprezível, a principal conclusão é que a consideração sobre aplicabilidade de créditos de carbono para projetos EOR CO₂ não mudaria significativamente seus resultados econômicos, sendo a decisão sobre escolha do método pouco provável estar vinculada a este aspecto.

Por outro lado, a aplicação de injeção de CO₂ para recuperação avançada é vista como um primeiro passo para disseminação de um mercado de captura e transporte de carbono, dados os altos investimentos e necessidade de mercado consumidor para garantir rentabilidade. Desta forma, é de suma importância a regulação deste setor, permitindo a obtenção de créditos de carbono para projetos EOR CO₂. Haveria impactos positivos para o meio ambiente e para segurança energética.

Adicionalmente, há outras formas de se incentivar a aplicação deste método, mantendo uma atratividade mínima para as empresas que irão operar os projetos. Como foi visto no projeto Alfa, impostos representam 25% do destino da receita do caso base WAG CO₂ com preços médios. Desta forma, há espaço para políticas de Estado que tornem projetos não econômicos em atrativos, permitindo a disseminação do método, acompanhado dos devidos benefícios ambientais.

Por fim, conclui-se que o método EOR CO₂ para campos *offshore* em lâmina d'água profunda é econômico, e perfeitamente competitivo com a injeção de água, como estratégia inicial de exploração, mesmo com a captura a partir de

fontes antropogênicas. Dados os maiores fatores de recuperação associados, possui potencial para adicionar volume considerável de reservas a empresas e países.

Do ponto de vista técnico, existem desafios tecnológicos diversos mostrados ao longo da dissertação, porém nenhum deles representa um entrave para a utilização do método.

Contudo, a ampla aplicação do EOR CO₂ não acontece devido à inexistência de fontes seguras e constantes de dióxido de carbono, e também dos custos associados para aplicação de processos de captura. Neste sentido, a injeção de CO₂ desde o início do projeto, em detrimento da injeção de água, quando os volumes de produção e receitas são maiores, dá maior fôlego econômico para realizar os investimentos necessários em infraestrutura, tanto de captura quanto de transporte.

Há um benefício mútuo entre empresas operadoras de petróleo e companhias com fontes estacionárias de emissão de CO₂. As mesmas devem procurar interagir e prospectar oportunidades no ramo. Neste caso, haveria também uma externalidade positiva, para a sociedade e para o meio ambiente em caso de difusão do método EOR CO₂, dado o uso otimizado dos recursos naturais e redução da concentração de gases causadores do efeito estufa. Por este motivo, esta iniciativa deveria estar na agenda de Estados e serem feitas políticas que viabilizem projetos.

REFERÊNCIAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂ EOR) injection well technology**. [S.l.]: American Petroleum Institute, 2007.

ANWAR, S.; CARROLL, J. **Carbon dioxide thermodynamic properties handbook**: covering temperatures from -20 degrees to 250 degrees celcius and pressures up to 1000 bar. [S.l.]: Scrivener Publishing LLC, 2011.

ASSEMBLÉIA GERAL DAS NAÇÕES UNIDAS. Seção 59, item 55, 2004.

BACHU, S. Screening and ranking sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. **Environmental Geology**, [S.l.], v. 44, p 277-289, 2003.

BACHU, S.; CELIA, M. **Assessing the potential for CO₂ leakage, particularly through wells, from CO₂ storage sites**. [S.l.]: AGU Monograph, 2007.

BALAT, H.; OZ, C. Technical and economic aspects of Carbon Capture and Storage: a review. **Energy Exploration Exploitation**, [S.l.], v. 25, no. 5, p. 357-392, 2007.

BARRIE, J. et. al. **Carbon dioxide pipelines**: preliminary review of design and risks. [S.l.]: GHGT, 2004.

BENGE, G. Cement designs for high-rate acid gas injection wells. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, Nov. 2005, Doha, Qatar. **Proceedings...** Doha: IPTC, 2005. 10608-MS.

BENSON, S.M. Capture dioxide capture and storage in underground geologic formations. In: THE 10-50 SOLUTION TECHNOLOGIES AND POLICIES FOR A LOW-CARBON FUTURE, 2004, Washington DC, EUA. **Proceedings...** Washington DC: [s.n.], 2004.

BODE, S.; JUNG, M. Carbon dioxide capture and storage (CCS): liability for non-performance under the UNFCCC. **Environmental International Agreements: Politics, Law and Economics**, [S.l.], v. 6, no. 2, p. 173-186, 2006.

BRITISH PETROLEUM (BP). **Statistical Review of World Energy**. London: BP, 2011. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 10 de julho 2011.

BRAFTOS, H. et al. Challenges to the pipeline transportation of dense CO₂. **Global Pipeline Monthly**, [S.l.], v. 3, no. 6. 2007.

BROCK, W.; BRYAN, L. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972-1987. In: LOW PERMEABILITY RESERVOIRS SYMPOSIUM, Mar. 1989, Denver, Colorado. **Proceedings...** Denver: SPE, 1989. SPE 18977.

BRUCKDORFER, R. Carbon dioxide corrosion in oilwell cements. In: SPE ROCKY MOUNTAIN REGIONAL MEETING, May 1986, Billings, Montana. **Proceedings...** Billings: SPE, 1986. SPE 15176.

BUCKLEY, S.; LEVERETT, M. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. **Transactions of the AIME**, [S.I.], v. 146, no. 1, 1942. Disponível em: <<http://cdiac.ornl.gov>>. Acesso em: 18 jul. 2011.

CLAUSSEN, E.; COCHRAN, V.; DAVIS, D. **Climate Change**: science, strategies, & solutions. [S.I.]: University of Michigan. 2001.

CHANG, Y. **Development and application of an equation of state compositional simulator**. 1990. Tese (Doutorado) – Universidade do Texas, [S.I.], 1990.

CHEMICALOGIC CORPORATION. **CO₂ Tab Software**. 2011.

CHOPRA, A. Reservoir Descriptions Via Pulse Testing-A Technology Evaluation. In: INTERNATIONAL MEETING ON PETROLEUM ENGINEERING, Nov.1988, Tianjin, China. **Proceedings...** Tianjin: SPE, 1988. SPE 17568.

COATS, K. An equation of state compositional model. **SPE Journal**, [S.I.], 363, 1980.

CRAIDY, P.; JUNIOR, E. Critérios para Interrupção de Fraturas Propagantes Dúcteis em Dutos de Transporte de CO₂. In: CONGRESSO DA ABM, 66., 2010, [S.I.]. **Anais...** [S.I.]: ABM, 2010.

CRAIG, F. **The reservoir engineering aspects of waterflooding**. [S.I.]: SPE, 1971. (SPE Monograph Series).

FRIEDLINGSTEIN, P., et al. Update on CO₂ emissions. **Nat. Geosci.**, [S.I.], v. 3, no. 12, p. 811-812, 2010. Doi: 10.1038/ngeo1022.

DE WAARD, C; LOTZ, U. Prediction of CO₂ corrosion of carbon steel. **Corrosion**, [S.I.], no. 69, 1993.

DE WAARD, C.; SMITH, L.; CRAIG, B. The influence of crude oil on well tubing corrosion rates. In: CORROSION 2003, Mar. 2003, San Diego Ca. **Proceedings...** San Diego: Nace International, 2001. Paper 174.

DNV-RP-J201. **Qualification procedures for CO₂ capture technology**. [S.I.]: Det Norske Veritas, 2010.

DNV-RP-J202. **Design and operation of CO₂ pipelines**. [S.I.]: Det Norske Veritas, 2010.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Annual Energy Outlook 2011**. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011. Disponível em: <www.eia.gov/forecasts/aeo/>. Acesso em: 06 de julho 2011.

FINKENRATH, M. **Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation**. [S.I.]: International Energy Agency, 2011.

FLEMING, E.A.; BROWN, L.M.; COOK, R.I. Overview of production engineering aspects of operating the Denver Unit CO₂ flood. In: SPE/DOE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, Apr. 1992, Tulsa, Oklahoma. **Proceedings...** Tulsa: SPE, 1992. SPE 24157.

FREUND, P.; DAVISON, J. General overview of costs. In: IPCC CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE, 2002, [s.l.]. **Proceedings...** [s.l.]: [s.n.], 2002.

GALE, J.; DAVISON, J. Transmission of CO₂: safety and economic considerations. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GREENHOUSE GAS CONTROL TECHNOLOGIES GHGT-6, 6th., 2002, [S.l.]. **Proceedings...** [S.l.]: [s.n.], 2002.

GARCIA, R. **Reservoir simulation of CO₂ sequestration and enhanced oil recovery in the tensleep formation, teapot dome field.** Dissertação (Mestrado)–Texas A&M University, Texas, 2005.

GARDNER, J.; ORR, F.; PATEL, P. The effect of phase behavior on CO₂ flood displacement efficiency. **Journal of Petroleum Technology**, [S.l.], p. 2067-2081, 1981.

GITMAN, L. **Princípios de administração financeira.** 10. ed. São Paulo: Editora Pearson, 2004.

GLOBAL CCS INSTITUTE. Australia: Global CCS Institute, 2011. Disponível em: <<http://www.globalccsinstitute.com>>. Acesso em: 11 de julho 2011.

GOODYEAR, S. et al. Moving CO₂ EOR offshore. In: SPE ENHANCED OIL RECOVERY CONFERENCE, July 2011, Kuala Lumpur, Malaysia. **Proceedings...** Kuala Lumpur: SPE, 2011. SPE 146280.

HAIGH, M. Well Design Differentiators for CO₂ Sequestration in Depleted Reservoirs. In: OFFSHORE EUROPE, Sept. 2009, Aberdeen, UK. **Proceedings...** Aberdeen: SPE, 2009. SPE 124274.

HANDBOOK OF CHEMISTRY AND PHYSICS. Boca Raton, EUA: The Chemical Rubber Company, 2000.

HEDDLE, G.; HERZOG, H.; KLETT, M. **The Economics of CO₂ Storage.** Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment. 2003.

HEIN, M. Pipeline design model addresses CO₂ challenging behaviour. **Oil & Gas Journal**, [S.l.], p. 71-75, 1986.

HENDRIKS, C.; GRAUS, W.; VAN BERGEN, F. Global carbon dioxide storage potential and costs. **Relatório no. EEP-02001, Ecofys/TNO.** Holanda, 2004.

HOLM, L.; JOSENDAL, V. Effect of oil composition on miscible-type displacement by carbon dioxide. **SPE Journal**, [S.l.], p. 87-98, 1982.

HOSSAIN, M.; AMRO, M. Drilling and completion challenges and remedies of CO₂ injected wells with emphasis to mitigate well integrity issues. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, Oct. 2010, Brisbane, Queensland, Australia. **Proceedings...** Brisbane: SPE, 2010. SPE 133830.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Capturing CO₂.** [S.l.]: IEA, 2007. Disponível em: <<http://www.ieagreen.org.uk>>. Acessado em: 20 de julho 2011.

_____. **IEA greenhouse Gas R&D programme**. [S.l.]: IEA, 2002. Disponível em: <<http://www.ieagreen.org.uk>>. Acessado em: 16 de julho 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook**. [S.l.]: IEA, 2010.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). Climate Change 2007: the physical science basis. **IPCC WGI Fourth Assessment Report**. Paris, 2007.

_____. Carbon Dioxide Capture and Storage. **IPCC Special Report**. Cambridge, 2005.

JARRELL, P. et al. **Practical aspects of CO₂ flooding**. [S.l.]: SPE, 2002. (SPE Monograph Series, v. 22).

JUNG, W.; NICOT, J. Impurities in CO₂ - Rich Mixtures Impact in CO₂ Pipeline Design: Implications for Calculating CO₂ Transport Capacity. In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON CO₂ CAPTURE, STORAGE, AND UTILIZATION, Nov. 2010, New Orleans, Louisiana, USA. **Proceedings...** New Orleans: SPE, 2010. SPE 139712.

KERMANI, B.; MARTIN, J.; ESAKLUL, K. Materials design strategy: effects of H₂S/CO₂ corrosion on materials selection. In: CORROSION 2006, Mar., 2006, San Diego Ca. **Proceedings...** San Diego: NACE International, 2006. Paper 06121.

KING, G.G. **Design considerations for carbon dioxide pipe lines**. Pipeline Industry 55. 1981.

KLINS, M. A. **Carbon dioxide flooding**: basic mechanisms and project design. [S.l.]: International Human Resources Development Corporation (IHRDC), 1984.

KOHL, A.; NIELSEN, R. **Gas Purification**. Houston, EUA: Gulf Publishing Company, 1997.

KOOTTUNGAL, L. 2010 Worldwide EOR survey. **Oil & Gas Journal**, [S.l.], 2010. LEEDS CLEANER SYNTHESIS GROUP (LCSG). [S.l.]: LCSG, 2011. Disponível em: <<http://www1.chem.leeds.ac.uk/People/CMR/index.html>>. Acesso em: 15 de julho 2011.

LIM, M. et al. Simulation of carbon dioxide flooding using horizontal wells. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Oct. 1992, Washington, D.C. **Proceedings...** Washington DC: SPE, 1992. SPE 24929.

LOHRENZ, J.; CLARK, G.; FRANCIS, R. A compositional material balance for combination drive reservoirs with gas and water injection. **Journal of Petroleum Technology**, [S.l.], 1963.

MARTY, B.; TOLSTIKHIN, I. N. CO₂ fluxes from mid-ocean ridges, arcs and plumes. **Chemical Geology**, [S.l.], v. 145, p. 233-248, 1998

MAXEY, W. Fracture initiation propagation and arrest. In: SYMPOSIUM LINE PIPE RESEARCH, 5th., 1974, Houston. **Proceedings...** Houston: [s.n.], 1974.

MCHUGH, M.; KRUKONIS, V. **Supercritical fluid extraction: principles & practice**. Boston: Butterworth-Heinemann, 1994.

MEDEIROS, J.; VERSIANI, B.; ARAÚJO, O. A model for pipeline transportation of supercritical CO₂ for geological storage. **Journal of Pipeline Engineering**. [S.l.], v. 7, no. 4, 2008.

MELLO, S. **Estudo sobre simulação composicional de reservatórios de petróleo com injeção de CO₂**. 2011. Dissertação (Mestrado)–Unicamp, [S.l.], 2011.

METCALFE, R.; YARBOROUGH, L. Effect of phase equilibria on the CO₂ displacement mechanism. **SPE Journal**, [S.l.], p. 242-252, 1979.

METZ, B. et al. **IPCC special report on carbon dioxide capture and storage**: Intergovernmental Panel on Climate Change, UNEP, WMO. [S.l.]: Cambridge University Press, 2005.

MILLER, J.; JONES, R. A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO₂ saturation. In: SPE/DOE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, Apr. 1981, Tulsa, Oklahoma. **Proceedings...** Tulsa: SPE, 1981. SPE 9789.

MOHITPOUR, M.; GOLSHAN, H.; MURRAY, A. **Pipeline Ddesign & construction: a practical approach**. 3. ed. [S.l.]: Asme Press. 2007.

MORITIS, G. EOR Increases 24% Worldwide; Claims 10% U.S. Production. **Oil & Gas Journal**, [S.l.], 90, 1992.

MOTTA, R.; CALÔBA, G. Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais. [S.l.]: Editora Atlas. 2002.

NAKANO, C. et. al. Pre-salt Santos basin: extended well test and production pilot in the tupi area: the planning phase. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, May 2009, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston: OTC, 2009. OTC 19886.

NEAL, P. et. al. Costs of CO₂ capture and transport in Australia. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, Oct. 2010, Brisbane, Queensland, Australia. **Proceedings...** Brisbane: SPE, 2010. SPE 133900.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). Chemistry webbook. [S.l.]: [s.n.], [2011?]. Disponível em: <<http://webbook.nist.gov/chemistry>>. Acesso em: 17 de agosto 2011.

NATIONAL OCEANIC & ATMOSPHERIC ADMINISTRATION (NOAA). **Current Trends in CO₂**. [S.l.]: Earth System Research Laboratory, 2011. Disponível em: <<http://www.esrl.noaa.gov>>. Acesso em: 09 de julho 2011.

NORSOK Standard D-10. **Well integrity in drilling and well operations**. Rev. 3. Norway: Standards Norway, 2004.

NYBORG, R. Overview of CO₂ corrosion models for wells and pipelines. In: CORROSION 2002, Apr. 2002, Denver, Co. **Proceedings...** Denver: NACE International, 2002. Paper 02233.

OLDENBURG, C.; BRYANT, S.; NICOT, J. Certification framework based on effective trapping for geologic carbon sequestration. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [S.l.], no. 3, p. 444-457, 2009.

OOSTERKAMP, A.; RAMSEN, J. **State-of-the-art review of CO₂ pipeline transport with relevance to offshore pipelines**. Noruega: Polytec, 2008.

PARIANI, G. et al. An approach to optimize economics in a west Texas CO₂ flood. **Journal of Petroleum Technology**, [S.l.], 984, 1992.

PARKER, M.; MEYER, J.; MEADOWS, S. Carbon dioxide enhanced oil recovery: injection operations technologies. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GREENHOUSE GAS CONTROL TECHNOLOGIES (GHGT-9), 9th ., Nov. 2008, Washington DC, USA. **Proceedings...** Washington DC: [s.n.], 2008.

PEACEMAN, D. **Fundamentals of numerical reservoir simulation**. [S.l.]: Elsevier, 1977.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals** 15. pág. 59–64. 1976

PERRY, G. Weeks island "S" sand reservoir B gravity stable miscible CO₂ displacement, Iberia Parish, Louisiana. In: SPE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, Apr. 1982, Tulsa, Oklahoma. **Proceedings...** Tulsa: SPE, 1982. SPE 10695.

PETROBRAS. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em 03 de março de 2012.

REDLICH, O.; KWONG, J. On The Thermodynamics of Solutions. **Chemical Review** 44. pág. 233-244. 1949

ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, J. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

RUBIN, E.; CHEN, C.; RAO, A. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. **Energy Policy**, [S.l.], v. 35, no. 9, 2007.

SEATMAN, R.; PARKER, M.; CROOKSANK, S. Industry Experience with CO₂-Enhanced Oil Recovery Technology. In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON CO₂ CAPTURE, STORAGE, AND UTILIZATION, Nov. 2009, San Diego, California, USA. **Proceedings...** San Diego: SPE, 2009. SPE 126446.

SEEVAM, P. et. al. Transporting the next generation of CO₂ for carbon capture and storage: the impact of impurities on supercritical CO₂ pipelines. In: INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE (IPC), 2008, [S.l.]. **Proceedings...** [S.l.]: IPC, 2008.

SEIERSTEN, S.M.; KONGSHAUG, K.O. Materials selection for capture, compression, transport and injection of CO₂. In: THOMAS, D.C.; BENSON, S.M. **Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations**. [S.l.]: Elsevier, 2005.

SHEDID, S.; ZEKRI, A. Optimization of carbon dioxide flooding for a middle eastern heterogeneous oil reservoir. In: CANADIAN INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE, June 2008, Calgary, Alberta. **Proceedings...** Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2008. Paper 2008-094.

SHEDID, S.; ZEKRI, A.; ALMEHAIDEB, R. Laboratory investigation of influences of initial oil saturation and oil viscosity on oil recovery by CO₂ miscible flooding. In: EUROPEC/EAGE CONFERENCE AND EXHIBITION, June 2007, London, U.K. **Proceedings...** London: SPE, 2007. SPE 106958.

SINGH, N. **A systems perspective for assessing carbon dioxide capture and storage opportunities**. 2004. Dissertação (Mestrado) – Massachusetts Institute of Technology (MIT), [s.l.]. 2004.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Glossary of Terms Used in Petroleum Reserves/Resources Definitions. 2005.

SPAN, R.; WAGNER, W. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple point temperature to 1100 K at pressures up to 800 mpa. **Journal of Physical and Chemical Reference Data**, [S.l.], v. 25, no. 6, 1996.

SYED, T.; CUTLER, T. Well integrity and regulatory considerations for CO₂ injection wells. In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HEALTH, SAFETY AND ENVIRONMENT IN OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION, Apr. 2010, Rio de Janeiro, Brazil. **Proceedings...** Rio de Janeiro: SPE, 2010. SPE 125839.

SWINK, M. CO₂ pipeline design detailed. **Oil & Gas Journal**, [S.l.], v. 4, p. 117-123, 1982.

TIHANYI, L.; CSETE, J.; DRAGOSSY, R. **Pressure and temperature conditions of CO₂ pipelines**. [S.l.]: SPE, 1985. SPE 13961.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990 – 2009. 2011.

U.S. MINERALS MANAGEMENT SERVICE. Gulf of Mexico Region, Offshore Information. 1999.

VALLENTIN, D. Inducing the international diffusion of carbon capture and storage technologies in the power sector. **Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, Wuppertal Papers**, Germany, no 162, 2007.

WARREN, M.; KONOPCZYNSKI, M.; **From Intelligent Injectors to Smart Flood Management: Realizing the Value of Intelligent Completion Technology in the Moderate Production Rate Industry Segment**. [S.l.]: SPE, 2008. SPE 112240-MS.

WATTS, J. A compositional formulation of the pressure and saturation equations. **SPE**, [S.l.], 243, 1986.

WEST, J. Design and operation of a supercritical CO₂ pipeline-compression system sacroc unit, scurry county, Texas. In: SPE PERMIAN BASIN OIL

RECOVERY CONFERENCE, Mar. 1974, Midland, Texas. **Proceedings...**
Midland: SPE, 1974. SPE 4804-MS.

WILLIAMS, C.; ZANA, E.; HUMPHRYS, G. Use of the Peng-Robinson equations of state to predict hydrocarbon phase behavior and miscibility for fluid displacement. In: SPE/DOE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, Apr. 1980, Tulsa, Oklahoma. **Proceedings...** Tulsa: SPE, 1980. SPE 8817.

YERGIN, D. **The prize**: the epic quest for oil, money, & power. New York: Free Press, 1992.

ZAWEL, A.; DOMINY, M. **Users and vendors explore the utility of RFID technology in the supply chain**. [S.l.]: The Yankee Group, 2004. Disponível em: <<http://www.bmezzine.com/news/presenttense/20050330.html>>. Acesso em 01 abr. 2005.

ZHANG, Z. et. al. Optimization of Pipeline Transport for CO₂ Sequestration. **Energy Conversion and Management**, [S.l.], no. 47, p. 702-715, 2006.