

**FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E NEGÓCIOS DE SERGIPE -  
FANESE  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO  
MBA EM PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTIVEL**

**INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub>: COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO  
SECUNDÁRIA**

**Wesley Andrade Costa**

**Aracaju – SE  
2011**

## RESUMO

Com a necessidade iminente de partir para a exploração de óleos de baixo grau API, chamados óleos pesados, os engenheiros de reservatório têm estado atentos às tecnologias já existentes, buscando o seu aprimoramento e desenvolvendo novas tecnologias para a exploração. O mundo do petróleo anseia por descobertas que facilitem a produção de óleos pesados. A injeção de dióxido de carbono já foi testada com sucesso, tem vantagens consideráveis no deslocamento desse tipo de óleo até os poços produtores, contudo suas desvantagens também são visíveis e relevantes ao processo. As reflexões deste artigo não têm a função de eleger a injeção de CO<sub>2</sub> como a melhor forma de exploração de óleos com baixo grau de API, mas apresentá-la com suas vantagens e desvantagens dentro do processo de recuperação secundário de reservatório, fornecendo então base para uma possível avaliação do seu uso em determinado reservatório.

**Palavras-chave:** injeção, recuperação secundária, óleo pesado.

## Abstract

With the imminent need to leave for the exploitation of oil low level API, named heavy oil, reservoir engineers have been attentive to existing technologies, aiming at its improvement and developing new technologies for the exploitation. The world yearns for oil discoveries to facilitate the production of heavy oils.

The injection of carbon dioxide has been successfully tested, has considerable advantages in the displacement of such oil to producing wells, but its disadvantages are also visible and relevant to the process.

The reflections of this article have the function of electing the injection of  $CO_2$  as the best form of exploitation of oils with low API, but present it with their advantages and disadvantages in the process of secondary recovery reservoir, thus providing a basis for an assessment of their possible use in a particular reservoir.

**Key Words:** injection, secondary recovery, heavy oil.

## SUMÁRIO

1.	Introdução.....	5
2.	Métodos de Recuperação de Petróleo.....	6
3.	Recuperação Primária.....	7
4.	Recuperação Secundária.....	7
5.	Recuperação Secundária Especial .....	8
6.	Injeção de CO <sub>2</sub> .....	9
7.	Reservatório Propício para Injeção de CO <sub>2</sub> .....	11
8.	Vantagens e Desvantagens .....	12
9.	Considerações Finais .....	13

## 1. Introdução

Os campos de petróleo, após as fases de produção primária e secundária passam a apresentar declínio na sua produtividade, necessitando de técnicas conhecidas como Recuperação Avançada de Petróleo.

Recuperação secundária, apenas para introduzir um breve conceito, significa dizer que um reservatório já sofreu alguma intervenção e que para manter ou aumentar o seu volume recuperável necessita de outra intervenção, desta feita por outro método técnico.

Um dos métodos de recuperação secundária é a injeção de CO<sub>2</sub>. É indicada como agente que facilita o fluxo dos óleos pesados do reservatório onde se encontra até os poços. Como na injeção de água alguns setores do reservatório ficam sem serem varridos, focos de petróleo permanecem intactos e, o uso da injeção de CO<sub>2</sub> pode arrastar esse material remanescente até os poços de produção.

A injeção de CO<sub>2</sub> tem ao seu lado, como propaganda positiva ao seu uso em larga escala, o fato de contribuir com a diminuição da poluição. Atualmente, as grandes redes de televisão têm veiculado programas inteiros chamando atenção para o aquecimento global.

Já existe consenso científico de que o principal causador do aquecimento global é o aumento nas concentrações dos Gases de Efeito Estufa (GEE) na atmosfera, sendo o mais significativo deles o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), proveniente, principalmente, da queima de combustíveis fósseis. Apesar disso, estudos apontam que a demanda por combustíveis fósseis vai continuar crescendo.

Assim, um dos resultados desta gradual conscientização foi a concepção, em 1997, do Protocolo de Quioto, que fixa metas de redução de emissões de gases de efeito estufa e estabelece o chamado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), criando títulos, as Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), negociáveis entre os países como forma de cumprimento de seus compromissos ambientais.

Segundo dados do IPCC (2007), entre 1970 e 2004, as emissões globais de GEE, ponderadas pelo seu potencial de aquecimento global, aumentaram em 70% (24% entre 1990 e 2004), subindo de 28,7 para 49 gigatoneladas de equivalentes de CO<sub>2</sub>). Dito isto, a revisão sobre o estudo de recuperação secundária de reservatórios utilizando a injeção de CO<sub>2</sub> é o objetivo principal deste artigo.

Não visa definir a injeção como sendo a principal a serem utilizadas, visto que cada reservatório possui características particulares e para cada um deles um método de recuperação secundária melhor se adapta em detrimento de outro. Contudo, torna-se de

grande importância explicitar a aplicação, vantagens e desvantagens de CO<sub>2</sub> como método de recuperação secundária de reservatórios a fim de que possam os engenheiros de reservatórios conhecer e saber quais as suas principais características.

## **2. Métodos de Recuperação de Petróleo**

O petróleo, na sua forma de óleo e gás natural, é responsável pela maior parte da energia consumida no mundo civilizado. Os esforços realizados no sentido de aumentar as reservas, ainda são insuficientes para compensar o aumento constante da demanda. Esta situação sugere que, a longo prazo, haverá aumento nos preços de óleo e gás natural (ROCHA et al., 2002).

Por ser uma fonte de energia não-renovável, a procura por petróleo leva a sua exploração para lugares cada vez mais difíceis, como, por exemplo, a lâmina de águas profundas e ultraprofundas e regiões de clima muito frio, como a Antártida.

Esses esforços resultam em aumento nas reservas, todavia em velocidade ainda insuficiente para compensar o aumento no consumo. As grandes descobertas estão cada vez mais escassas. E grande parte das reservas conhecidas corresponde a campos maduros, o que as coloca como alvo prioritário para o desenvolvimento de novas tecnologias que aumentem a eficiência dos métodos de recuperação (MUSTAFA; SOUZA; ROCHA; et al).

Os campos maduros apresentam a vantagem de possuírem reservas conhecidas. Por isso, não existe o custo associado ao risco das atividades de exploração de novas jazidas, que na imensa maioria das vezes são caras e sujeitas a insucesso.

Campos maduros são reservatórios de petróleo que já foram submetidos aos processos de recuperação primária e secundária. Apresentam vazão de produção declinante e custo de extração crescente. A mitigação da taxa de declínio da produção é perseguida com o emprego dos métodos de recuperação avançada ou terciária (PASSOS, 2002).

Os métodos de recuperação de petróleo foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquelas que se obteriam, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada (PASSOS, 2002).

A vida produtiva de um reservatório de petróleo se compõe de três etapas que, cronologicamente, são chamadas de recuperação primária, recuperação secundária, recuperação terciária etc. Atualmente, as expressões “secundária” e “terciária” perderam a sua conotação cronológica e passaram a denominar a natureza do processo (THOMAS, 2001)

### 3. Recuperação Primária

A recuperação primária é a etapa da produção onde a energia preexistente no reservatório é responsável pela movimentação do óleo para a superfície. Para Passos (2002), no início de sua vida produtiva, viável técnico-economicamente, o reservatório tem energia para abastecer o poço, promovendo a elevação até a superfície e escoando horizontalmente até as facilidades de produção.

Nesse estágio inicial de produção de óleo num reservatório, o óleo é forçado para a superfície devido a forças naturais, como: expansão do óleo, expansão do gás ou ambos; deslocamento pela migração de água pressurizada de uma zona de comunicação; e escoamento de uma posição mais alta no reservatório para poços em posições mais baixas. As forças de expulsão naturais presentes em um determinado reservatório dependem das propriedades da rocha e do fluido, da estrutura geológica e da geometria do reservatório, além da taxa de produção de óleo e gás (CORREIA; FRANÇA; et al).

Segundo Mustafa, Souza e *et al*, a produção de petróleo nessa fase varia entre 15% e 20% do volume original da jazida.

### 4. Recuperação Secundária

Quando é extinta a energia natural do reservatório, que ocorre ao longo da recuperação primária, grande volume de petróleo ainda permanece aprisionada. A partir deste ponto começa a utilização de métodos de recuperação secundária, que consiste na injeção de fluidos, normalmente, água e gás natural. Segundo Rosa et al (2006) a recuperação secundária de petróleo pode ser classificada como:

- Recuperação secundária convencional - ex: injeção de água e gás natural;
- Recuperação secundária especial - ex: injeção de CO<sub>2</sub>, combustão *in situ*, injeção de vapor, etc. O objetivo da injeção desses fluidos (água e gás) é exclusivamente mecânico, com a finalidade de empurrar ou deslocar o óleo para fora dos poros das rochas, sem que haja qualquer interação química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha reservatório. O fluido injetado deve empurrar o óleo para fora dos poros da rocha, ocupando o espaço deixado. Entretanto, mesmo na parte da rocha invadida pelo fluido deslocante (água ou gás natural, por exemplo), certa quantidade, denominada “óleo residual, permanece no reservatório, em consequência de efeitos de capilaridade (THOMAS, 2001).

Com a recuperação secundária convencional se consegue elevar a recuperação para cerca de 30 a 45% do volume original da jazida. O restante fica retido nos poros da rocha reservatório, de onde só vai ser retirado através de métodos de recuperação secundária especiais (MUSTAFA; SOUZA; et al).

## 5. Recuperação Secundária Especial

Também denominado de Recuperação Avançada de Óleo ou EOR-*Enhanced Oil Recovery*, são todos os processos de recuperação que não seja a simples injeção de água ou gás natural para manter a pressão no reservatório e, assim, aumentar a capacidade de produção (CORREIA; FRANÇA; THOMÉ, 2006). Considerando a natureza geral do processo, classificam-se os métodos avançados em: métodos térmicos, métodos miscíveis e métodos químicos. Esta classificação, entretanto, não é única e alguns métodos poderiam ser incluídos em outras categorias (PASSOS, 2002).

Entretanto, apesar de aumentar o tempo de vida produtiva dos reservatórios, essas técnicas têm como principal limitador o incremento ao preço final do petróleo produzido. Este fato leva muitas reservas a serem abandonadas antes da execução dessa etapa de produção.

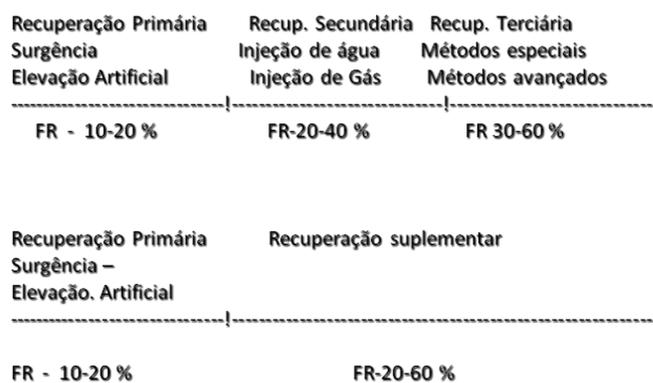


Figura 1 – Fator de recuperação

## 6. Injeção de CO<sub>2</sub>

O presente artigo tem como objetivo tratar do processo de EOR pelo método de injeção miscível de CO<sub>2</sub>. Este gás é injetado nos reservatórios para aumentar a mobilidade do óleo e assim a produtividade do reservatório. De acordo com Klara e Byrer (2003, *apud* RAVAGNANI, 2007) quando esse gás é injetado a uma pressão igual ou superior a pressão mínima de miscibilidade (PMM), o CO<sub>2</sub> e o óleo se misturam e formam um líquido que escoam facilmente para o poço produtor. Para Santos (2007) essa mistura propiciará a redução de forças capilares que causam a retenção do óleo no reservatório. A extração também pode ser melhorada introduzindo-se o CO<sub>2</sub> a uma pressão abaixo da (PMM), expandindo o óleo e reduzindo sua viscosidade. (KLARA e BYRER *apud* RAVAGNANI, 2007).

Ravagnani (2007) pontua que o processo se inicia quando o CO<sub>2</sub> desloca o óleo residual *in situ* após a produção primária e a recuperação secundária. A operação de EOR tem o potencial de recuperar adicionalmente de 6 a 15% do óleo original *in situ*, aumentando de 10 a 30% a produção total de um reservatório de óleo. CO<sub>2</sub> é um excelente solvente em operações de EOR e é mais eficaz que outros gases para recuperar parte dos 70% do óleo original *in situ* que a recuperação secundária pode ter deixado para trás. A autora apresenta na figura abaixo, de maneira simplificada, a recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO<sub>2</sub>.

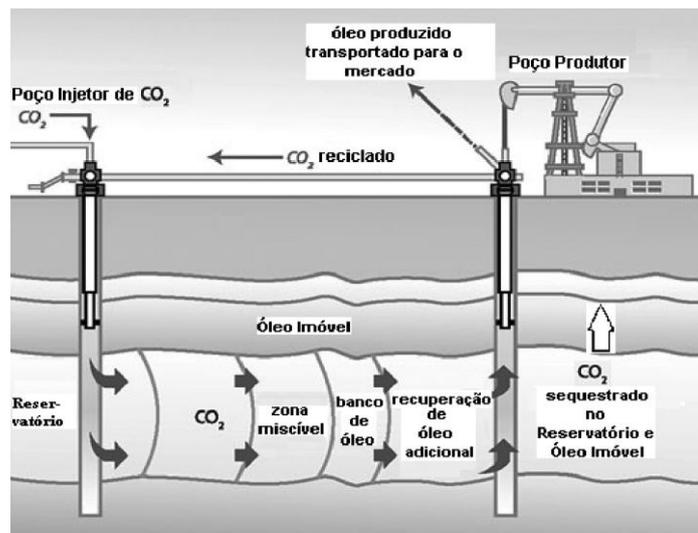


Figura 2 - Esquema de EOR por meio da injeção de CO<sub>2</sub>

Como mostra a figura, o dióxido de carbono é introduzido em um campo de óleo através de um número de poços injetores perfurados nas proximidades de um poço produtor. Apesar da injeção de CO<sub>2</sub> ser frequentemente associado a processos miscíveis, o CO<sub>2</sub> puro não é miscível ao óleo às temperaturas e pressões típicas do reservatório. Porém, se o reservatório tiver uma pressão elevada, o gás injetado e o óleo terão uma miscibilidade completa aumentando assim a eficiência na recuperação do óleo. Caso o reservatório tenha baixa pressão, não haverá mistura entre o gás injetado e óleo ocorrendo o deslocamento imiscível (RAVAGNANI, 2007).

Cerca de 50 a 67% do CO<sub>2</sub> injetado em reservatórios retorna com o óleo produzido e, normalmente, é separado e injetado novamente. O restante de CO<sub>2</sub> que não retorna com o óleo é resultante de um aprisionamento por vários mecanismos, tais como saturação irreduzível, dissolução no óleo que não é produzido e no espaço poroso que não está conectado ao caminho do fluxo para os poços produtores (COSTA, 2009).

As composições do gás injetado são, normalmente, da ordem de 97 a 99% de pureza, podendo o restante ser constituído de NO<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub>, por exemplo. Além da pureza do gás injetado, é importante que se leve em consideração, para a aplicação deste método de EOR, a disponibilidade, a viabilidade e as características de fornecimento, mecanismos de transporte e custos esperados de produção.

Os reservatórios maduros necessitam de uma recuperação avançada para aumentar o fator de recuperação, aumentando assim sua vida útil. Estas recuperações devem ser eficientes e econômicas ou não compensaria a extração do óleo. Como observa Bradley (2001 apud RAVAGNANI, 2007) pode ser mais lucrativo recuperar um barril de óleo utilizando a injeção de CO<sub>2</sub> do que explorar e perfurar um novo poço. A utilização de CO<sub>2</sub> em métodos de EOR pode ajudar a reduzir as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera se o mesmo for capturado de fontes antropogênicas.

Segundo Rosa, Carvalho e *et al*, a injeção de CO<sub>2</sub> nos poços pode ocorrer de cinco maneiras distintas:

- A injeção contínua de CO<sub>2</sub> do início ao fim do projeto;
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por água;
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por gás de hidrocarbonetos;
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por injeção de alternada de água e CO<sub>2</sub>;
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por injeção de alternada de água e gás de hidrocarbonetos.

Para os autores, o esquema que apresenta as melhores condições de aplicação é o banco de CO<sub>2</sub> seguido por injeção alternada de água e CO<sub>2</sub>. (Fig. 2). Porém este esquema não é utilizado em reservatórios de baixa permeabilidade, pois poderá reduzir a vazão de injeção.

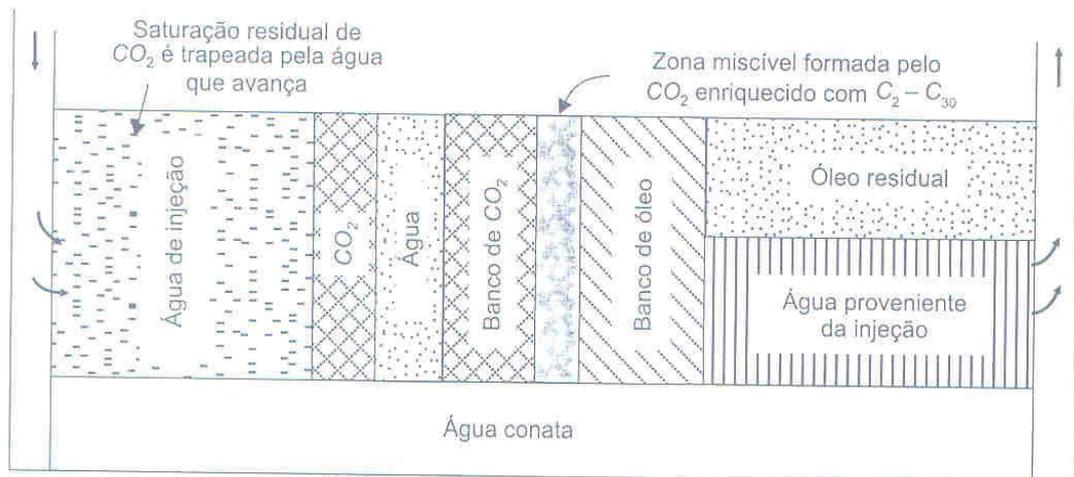


Figura 3 – Injeção miscível de 2CO<sub>2</sub>

## 7. Reservatório Propício para Injeção de CO<sub>2</sub>

Segundo Rosa et al. o processo miscível com CO<sub>2</sub> é aplicável a uma grande porcentagem de reservatórios, porém existem algumas condições para que o mesmo aconteça de maneira eficiente. São elas:

- API do óleo acima de 25;
- A profundidade do reservatório deve ser suficiente para que possam ocorrer operações com pressão acima da necessária sem que haja fraturamento da formação;
- Intervalo de pressão entre 1500 e 6000 psi.

Adicionalmente, bons reservatórios candidatos à injeção de CO<sub>2</sub> são aqueles que estão em um estágio avançado de injeção de água. Neste estágio de produção, a maioria do óleo móvel já foi produzida e o volume significativo de óleo remanescente é o óleo residual que não pode ser produzido sem recuperação secundária. As propriedades do reservatório devem ser cuidadosamente avaliadas para determinar se existe potencial para este tipo de recuperação (RAVAGNANI, 2007).

Projetos de injeção de CO<sub>2</sub> têm sido voltados a reservatórios de óleo com as seguintes características: densidades maiores que 27°API (BACHU, 2001 *apud*

RAVAGNANI, 2007 e STALKUP, 1984 *apud* RAVAGNANI, 2007), profundidades entre 762 m e 2990 m (STALKUP, 1984 *apud* RAVAGNANI, 2007 e CARCOANA, 1982 *apud* RAVAGNANI, 2007), permeabilidade maior que 1mD (BACHU, 2001 *apud* RAVAGNANI, 2007) e viscosidade menor que 12cP (KLINS, 1984 *apud* RAVAGNANI, 2007 e OTA, 1978 *apud* RAVAGNANI, 2007). É importante ressaltar que estes valores projetados se tornam desatualizados com a adição de novas tecnologias e com a mudança econômica, ou seja, os métodos para selecionar novos candidatos amadurecem ao longo do tempo, e novos critérios atualizados são desenvolvidos (RAVAGNANI, 2007).

## 8. Vantagens e Desvantagens

Rosa et al. descrevem diversas vantagens para a aplicação do EOR por injeção miscível de CO<sub>2</sub>. São elas:

- O fato do CO<sub>2</sub> promover um deslocamento miscível eficiente a baixa pressão para a maioria dos reservatórios;
- A alta eficiência do deslocamento, com uma saturação de óleo reduzida para cerca de 5% do volume poroso na região de contato;
- A minimização dos efeitos de segregação gravitacional condicionada a determinadas condições do reservatório;
- Uma melhor eficiência de varrido em comparação com o método miscível com hidrocarbonetos, levando-se em consideração que o CO<sub>2</sub> é mais viscoso que o metano no intervalo usual de pressão.
- Uma frente miscível que tem a possibilidade de ser regenerada por si própria.

Dois outros autores ainda pontuam como vantagens o fato deste método não oferecer danos à formação e não causar impactos ambientais (NAVEIRA, 2007) e também que a pressão necessária para obter a miscibilidade dinâmica com este gás é menor que a pressão necessária para a miscibilidade dinâmica com outros gases, tais como gás natural, gás de queima ou nitrogênio (STALKUP, 1984 *apud* RAVAGNANI, 2007).

Para Naveira (2007) a principal dificuldade para a realização deste método está na baixa disponibilidade de correntes com altas concentrações de CO<sub>2</sub> sendo necessário em muitos casos realizar operações de purificação e compressão até o nível de pressão requerida, que acarreta aumento de custos, sem esquecer os custos relacionados ao transporte.

Também são colocadas como desvantagens, de acordo com Rosa et al.

- A eficiência de varrido pode ser adversa em condições típicas de reservatórios.
- Para se obter uma razão de mobilidade razoável é necessária uma injeção alternada de CO<sub>2</sub> e água que implica em dois sistemas de injeção, um para cada fluido.
- A necessidade de uso de ligas metálicas especiais e proteção para as instalações, pois o ácido carbônico formado pela reação do CO<sub>2</sub> com a água é altamente corrosivo.

## 9. Considerações Finais

Os óleos com baixo grau API, entre 10 e 22, são considerados pela ANP como óleos pesados. São formados por hidrocarbonetos de alta massa molecular, em torno de 15 átomos de carbono por molécula. Esta característica o torna um tanto indesejável quando se refere à exploração, deslocamento, separação água-óleo, bem como em relação às quantidades menores dos seus derivados que são obtidos: GLP, gasolina, diesel, querosene etc. Estes dados reduzem o seu valor para algo em torno de 65% do valor de um Brent.

Contudo, ao passo em que as reservas de óleos leve vão sendo utilizadas, dia-a-dia a importância do óleo pesado vai aumentando. Saltarão na frente aqueles que vislumbrem esta opção e gastarem tempo e dinheiro no estudo a cerca da recuperação dos óleos pesados.

Aliado a este visão, tem-se a situação do mundo atual em relação ao meio ambiente e mais precisamente às altas taxas de dióxido de carbono que são emitidas pelos países desenvolvidos. Os cientistas afirmam que os malefícios desta ação já são perceptíveis e que ações no sentido de diminuir estas emissões necessariamente precisam ser tomadas so o risco de desastres ecológicos irreversíveis num futuro próximo.

O que fazer então como dióxido de carbono? A indústria do petróleo pode utilizá-lo com sucesso na nobre função de recuperação dos óleos pesados existentes nos reservatórios. A grande capacidade de miscibilidade do gás com o óleo é um vantagem considerável. Mesmo após um possível desintegração da frente miscível, a regeneração ocorre por si própria.

Fatores que podem desanimar os engenheiros na escolha do método de recuperação secundária por injeção de CO<sub>2</sub>, como o transporte, por exemplo, grande vilão deos custos envolvidos em um projeto, pode e deve ser também alvo dos estudos, dissertações de mestrado e teses de doutorado, buscando opções para redução destes valores com igual

eficiência do processo. A oxidação que atinge as partes metálicas de um poço e dos seus equipamentos de superfície, ocasionada pela presença do ácido carbônico, oriundo pelo encontro entre água de CO<sub>2</sub>, também pode ser combatida com tubos revestidos com fibra de vidros, conexões de em aço de liga especial e equipamentos de superfície também diferenciados. É claro que estes são itens com valor maior que os poços de produção, por exemplo, porém, já vindo sendo utilizados largamente em poços de injeção de água, ou seja, já existe uma tendência, ou melhor, uma necessidade na injeção de água, proteção de investimentos, conexões e outros equipamentos.

Diante disto, a injeção de CO<sub>2</sub> configura-se como método de recuperação secundária de reservatórios capaz de atingir o objetivo desejado, ou seja, a recuperação dos óleos de menor grau API, e por que não dizer, viável economicamente, já que pelos motivos já conhecidos, não será possível, pelo menos por enquanto, compará-lo economicamente com a recuperação de reservatórios com óleos leves.

## 9. Referências Bibliográficas

- CORREIA, D. Z.; FRANÇA, F. P. de; MOTHER, C. G. Métodos de recuperação de petróleo em campos maduros. *Conjuntura & Informação/ ANP – Agência Nacional do Petróleo*, Rio de Janeiro, n. 31, p. 1-10, nov. 2005 – jan. 2006.
- COSTA, I. V. L. da. *Análise do potencial técnico do sequestro geológico de CO<sub>2</sub> no setor petróleo no Brasil*. Tese (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- MUSTAFA, G. S.; SOUZA, A. O. A. B. de; ROCHA, P. S. de M. V. Utilização de emissões industriais gasosas para rejuvenescimento de campos maduros de petróleo. *Engenharia Sanitária e Ambiental*, Rio de Janeiro, v. 8, n. 4, p. 209-212, out./dez. 2003. Disponível em: <<http://www.abes-dn.org.br>>. Acesso em: abr. 2011.
- NAVEIRA, L. P. *Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para a recuperação de campos maduros e marginais*. Tese (Mestrado em Ciências e Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- PASSOS, G. D. Injeção de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) como método de recuperação terciária de petróleo em campos maduros: uma abordagem sob a ótica da ecologia industrial. 2002. Monografia (Especialização em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais na Indústria) – Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2002. Disponível em: <[http://www.teclim.ufba.br/site/material\\_online/monografias/mono\\_goncalo\\_dant\\_s.zip](http://www.teclim.ufba.br/site/material_online/monografias/mono_goncalo_dant_s.zip)>. Acesso em: abr. 2011.

- RAVAGNANI, A. T. F. da S. G. *Modelagem técnico-econômica de seqüestro de CO<sub>2</sub> considerando injeção em campos maduros*. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2007.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatório de petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.
- SANTOS, A. R. dos. *Injeção de CO<sub>2</sub> como mecanismo de recuperação secundária*. Monografia (Especialização em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal de Sergipe, 2007.