

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo Teórico da Utilização de CO₂ na Recuperação de Petróleo

AUTORES:

Indiana Caliman, Ana Paula Meneguelo

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Espírito Santo - Centro Universitário Norte do Espírito Santo –
CEUNES/UFES. Departamento de Engenharias e Computação.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Estudo Teórico da Utilização de CO₂ na Recuperação de Petróleo

Abstract

With the current major concern in controlling global warming and against the great world dependence on fossil fuels, the use of carbon dioxide in activities that store and use it together profitably, as in enhanced oil recovery, been gaining attention by using technology added to an environmentalist view. Its use as enhanced oil recovery (EOR) adds great importance, as well as a trapping gas that causes environmental stress uses it to get a better oil recovery in mature fields. Although this technology has still a high cost for capture, transport and storage it can add high rates of oil recovery especially when used by miscible. This way you can maximize the useful life of oil fields making them more environmentally sustainable and economically.

Introdução

Um dos problemas ambientais que vem recebendo destaque tanto no meio científico como de órgãos governamentais são os níveis de emissões de CO₂, uma vez que este é um dos gases causadores do efeito estufa. Diversas são as fontes de emissão deste gás, dentre elas, destacam-se as usinas de geração de energia a partir de combustíveis fósseis, refinarias e poços de gás natural. No que diz respeito aos setores que mais emitem CO₂ na atmosfera a IEA (2004) mostrou em seu estudo que o setor de energia elétrica foi responsável por 35,3% das emissões; o setor de transporte foi responsável por uma emissão de 24%; o setor industrial foi responsável por 27,1% e as residências por 13,5%. Desta forma, estudar tecnologias que sejam capazes de utilizar o CO₂ gerado em outros processos traz o benefício de diminuir a emissão do gás na atmosfera. Este CO₂ pode ser o originado de um processo de pós-combustão, pré-combustão ou oxyfuel sendo posteriormente capturados por técnicas como a absorção por solventes químicos/físicos, adsorção, criogenia ou separação por membranas. Sendo que a técnica empregada para captura dependerá de fatores como viabilidade técnica ou econômica do processo.

Na indústria do petróleo o CO₂ pode ser utilizado na recuperação avançada. O principal objetivo da técnica é aumentar a mobilidade do óleo no reservatório. Entretanto, a injeção do CO₂ como um método de recuperação de petróleo pode ser empregado como um método imiscível (recuperação secundária) ou um método miscível. No primeiro caso ocorre um processo mecânico de deslocamento de óleo e no segundo ocorre uma redução das tensões superficiais que impedem que o fluido injetado desloque o óleo para a superfície. Conseqüentemente, o processo miscível é um processo de interação físico-química e depende de alguns pré-requisitos para que seja criada uma zona de miscibilidade entre o óleo e o CO₂.

A técnica de utilizar CO₂ nas operações de EOR "*Enhanced Oil Recovery*" vem sendo empregada pela indústria há mais de 40 anos. Os primeiros projetos no mundo a utilizar a técnica foram: Projeto "K&S – 33 –Post Oak" em Oklahoma (1958) ; "Mead-Strawn" no Texas (1964); "Domes Unit" em Oklahoma (1965) e "N. Meadow Ck Fd." em Wyoming (1966). Entretanto o grande entrave a utilização do CO₂ na recuperação de petróleo é o seu custo, desde a captura, transporte e armazenamento.

Este trabalho teórico de pesquisa buscou analisar as características das operações de EOR e avaliar, de forma simplificada, os custos envolvidos na captura, transporte e armazenamento de CO₂.

Metodologia

A recuperação avançada de petróleo (EOR) é empregada nos casos onde o processo convencional falhou ou falharia caso fosse utilizado. Um dos fatores que conduzem ao insucesso da recuperação é devido, principalmente, a alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o petróleo (CURBELO, 2006).

Os métodos miscíveis de recuperação avançada tratam de fluidos que sejam miscíveis com o óleo confinado no reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais, fazendo com que o óleo seja totalmente deslocado para fora da área em contato com o fluido injetado. Os fluidos preferencialmente utilizados para o método miscível são o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio. Quando se realiza um estudo preliminar comparativo entre os fluidos empregados observa-se que o nitrogênio tem uma relação de KW/t-N₂ para sua produção de cerca de 16 vezes maior que a separação de purificação do CO₂, faz sua parte para extrair o petróleo mais não contribui para a fixação de um agente estressor ambiental. A injeção de gás natural passa a não ser tão interessante quando necessitamos do produto no mercado interno, como por exemplo, sua utilização em turbinas a gás.

Neste contexto o CO₂ é o insumo mais adequado para a recuperação avançada de petróleo. Entretanto apresenta uma oferta muito inferior a demanda requerida. O principal motivo deste desequilíbrio entre oferta e demanda é, principalmente, em decorrência da falta de tecnologia para a sua recuperação/captura a preços acessíveis. Dentro deste cenário um dos fatores preponderantes no custo é a distancia entre o mercado produtor do insumo e os campos de petróleo. (PASSOS, 2001).

Segundo BLUNT et al (1993) é possível recuperar, pelo método miscível, até 40% do óleo residual deixado no reservatório. Essa alta recuperação pode justificar os custos com um método de recuperação especial, e assim a análise econômica ganha um papel de destaque nessas atividades.

Quando não se consegue ou não se tem o objetivo atingir a pressão e composição mínimas de miscibilidade, o método passa a ser imiscível e o CO₂ apenas desloca o óleo do poço injetor para o poço produtor. Este método tem potencial de recuperação de petróleo 50% inferior ao método miscível (NELMS et al, 2004 apud MARTINS, 2009). Conseqüentemente, neste caso, tem-se apenas um método de recuperação secundária, onde o fluido provoca um deslocamento mecânico no óleo. Tendo em vista o custo do CO₂ para o processo como um todo, a justificativa a sua utilização imiscível seria basicamente ambiental, em virtude da existência de fluidos mais viáveis ao processo e com um desempenho similar.

Resultados e Discussão

Conforme observado no levantamento bibliográfico realizado, o método miscível utilizando CO₂ é aplicável a uma grande porcentagem de reservatórios. Porém alguns pré-requisitos devem ser obedecidos, sendo um dos mais importantes na aplicabilidade do método, a pressão mínima de miscibilidade (PMM). A PMM é a menor pressão na qual o gás de injeção atinge a miscibilidade com o óleo do reservatório. Para uma recuperação adequada um reservatório candidato deve ser capaz de suportar uma pressão média no reservatório maior do que a PMM do CO₂ (ROCHA, 2004); caso contrário a rocha poderá ser fraturada. Outras condições a serem obedecidas ainda segundo ROSA et al (2005) são:

- a) óleos com °API acima de 25;

- b) intervalo de pressão começando com aproximadamente 1500 psi e alcançando um limite prático superior de 6000 psi;
- c) os reservatórios candidatos devem estar a uma profundidade suficiente para que possam ser operados a uma pressão acima da necessária para que o deslocamento seja miscível sem que ocorra o fraturamento da formação.

No projeto de EOR grande parte do CO₂ injetado fica armazenado com segurança no meio geológico, porém uma parte deste será produzido juntamente com óleo recuperado. Conseqüentemente, o CO₂ produzido deverá ser separado do óleo e reinjetado no reservatório em produção. Estas considerações permitem que o armazenamento do CO₂ seja permanente (WILSON, 2004 apud MARTINS, 2009).

Entretanto, para utilização de CO₂ é necessário considerar os custos envolvidos em sua captura, transporte e armazenamento. Este processo envolve as etapas sintetizadas na Figura 1.

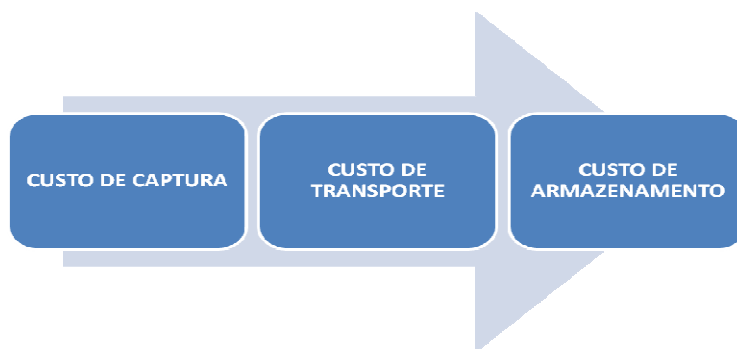


Figura 1 – Custos envolvidos no processo de recuperação de petróleo utilizando CO₂.

Alguns trabalhos mostram que o custo total envolvido pode chegar a cerca de 25 a 50 USD/ton. de CO₂ em 2030. Entretanto, para que se atinjam estes valores é necessário que sejam realizados investimentos em pesquisa que envolvam os processos de captura, transporte e armazenamento de CO₂, uma vez que os custos totais atual são de cerca de 50 a 100 USD/ton. de CO₂.

Tabela 1 – Custos envolvidos no processo de recuperação que utiliza CO₂.

Etapas	Processo	Custo estimado em USD/ton. CO₂
Captura	Pressurização de CO ₂	25.00 a 50.00
Transporte	Dutos para transporte por 100 km	1.00 a 5.00
Armazenamento	Dependem da locação e método de injeção	1.00 a 2.00

Com os dados apresentados acima e tendo conhecimento de que são necessários em média 2,58 toneladas de CO₂ puro para a recuperação de 1m³ de óleo (ANADA et al, 1982 apud PASSOS, 2001), é possível simular uma análise de custos do processo. Considerando a recuperação de 1 barril de petróleo com o método da injeção de CO₂ e considerando ainda que a distância que esse CO₂ deverá percorrer, por meio de um gasoduto do local, até o de armazenamento são 500 km estima-se que serão necessárias 0,41 toneladas de CO₂ e o custo total médio fica em torno de 12.71 a 31.57 USD/barril de óleo. O cálculo não envolve todas as variáveis que efetivamente influenciam no processo, representando apenas a ordem de grandeza para uma análise inicial da viabilidade do

método. Os retornos financeiros do uso de CO₂ para aumento na produção de óleo (EOR) pode ser substancial e permitir que os custos de captura, transporte e armazenamento sejam compensados.

Conclusões

Este artigo traz apenas um levantamento bibliográfico sobre a utilização de CO₂ na recuperação de petróleo. Entretanto, foi possível observar que ainda são necessários estudos técnicos sobre o processo de captura de CO₂ de forma a torná-los economicamente mais atrativos. Outro ponto importante no processo que utiliza o CO₂ é a questão do transporte, principalmente quando se deseja utilizar a técnica em plataformas marinhas. De forma geral foi possível concluir que a utilização do CO₂ por um método miscível é mais vantajosa no que se refere a recuperação de petróleo e por isso a que é comumente utilizada pelas empresas petrolíferas.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) – Centro Universitário Norte do Espírito Santo (CEUNES) pelo apoio as pesquisas.

Referências Bibliográficas

BLUNT, M; Fayers, F.; Orr, F.M. **Carbon dioxide in enhanced oil recovery, Energy Conversion and Management**. 1993. Department of Petroleum Engineering, Stanford University.

CURBELO, Fabiola Dias Da Silva. **Recuperação Avançada de Petróleo utilizando Tensoativos**. 2006. Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Prospects for CO₂ capture and storage**. 2004. Disponível em: www.iea.org. Acesso em: abr. 2011.

MARTINS, João Miguel Faim. **Reservatórios Estratégicos de CO₂ para Futuro uso em Projetos de Recuperação Avançada de Petróleo e Armazenamento Geológico de CO₂ no Brasil**. 2009. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

PASSOS, Gonçalo Dantas. **Injeção de Dióxido de Carbono (CO₂) como Método de Recuperação Terciária de Petróleo em Campos Maduros**. 2001. (Monografia) – Universidade Federal da Bahia.

ROCHA, P. S. et al. **Determinação da Pressão Mínima de Miscibilidade do CO₂ em Óleos Através do Rising Bubble Apparatus**. 2004. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.