

"O emprego de técnicas de monitoramento em processos de EOR-CO₂ auxilia na avaliação do deslocamento do CO₂ e no entendimento do processo."

INTERESSES ESPECIAIS:

- [UNISIM](#)
- [Publicações UNISIM](#)
- [Portal de Simulação de Gerenciamento de Reservatórios](#)
- [UNIPAR](#)
- [Edições anteriores](#)

LINKS:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [Dep. Eng. Petróleo](#)
- [Fac. Eng. Mecânica](#)
- [Ciências e Eng. de Petróleo](#)

PÓS-GRADUAÇÃO:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

ATCE 2011: Emprego de CO₂ em Métodos de EOR e seu Efeito em Carbonatos

[Eliana Luci Ligerio](#)

O ATCE, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, de 2011, foi realizado de 30 de outubro a 02 de novembro em Denver, nos EUA. Neste evento, artigos inovadores contemplaram as diversas áreas da engenharia de petróleo: perfuração e completação, dinâmica e descrição de reservatórios, projetos, facilidades e construção, produção e operação, gerenciamento e informação, segurança e meio ambiente.

Das várias seções especiais realizadas no evento, destaca-se a que abordou o papel da indústria de petróleo no processo de captura, armazenamento e uso do CO₂. Aspectos relacionados a tecnologia, aceitação pública, colaboração internacional e condições financeiras foram considerados. O armazenamento de CO₂ em aquíferos e seu uso em processos de EOR constituíram o objetivo adicional da seção, uma vez que podem representar uma solução viável para redução do efeito estufa.

Uma síntese dos principais trabalhos que empregaram CO₂ em métodos de EOR é apresentada a seguir. Principal ênfase é destinada a trabalhos que abordaram a simulação destes processos. Trabalhos experimentais que contribuíram para um melhor entendimento de detalhes técnicos do processo de injeção de CO₂ receberam um destaque especial. Adicionalmente, artigos relacionados a propriedades de rochas do tipo carbonato foram avaliados, uma vez que esta rocha constitui os reservatórios do pré-sal brasileiro.

EOR com CO₂ em projetos de CCS

Métodos de EOR com injeção de CO₂ são considerados como efetivos no aumento da recuperação de óleo e possuem elevado potencial em processos de captura e sequestro de CO₂ (CCS - *Carbon Capture and Storage*).

Liner *et al* realizaram a simulação composicional do sequestro de CO₂ supercrítico num aquífero salino carbonático no campo maduro - *Dickman Field* - localizado em Kansas. A presença de falhas e de vários poços desativados tornou incerta a capacidade de armazenamento permanente do CO₂. Um estudo criterioso da simulação do processo de injeção de CO₂ foi realizado a fim de maximizar sua vazão de injeção, minimizar a presença de CO₂ livre e reduzir a incerteza relacionada ao armazenamento seguro e permanente do gás. Os autores realizaram uma pesquisa para encontrar o simulador mais adequado para a simulação do escoamento de CO₂ e optaram pelos simuladores GEM e IMEX. O modelo de rocha utilizado nas simulações foi obtido pela integração de interpretações geológicas e sísmicas. Os resultados mostraram que a injeção convencional de CO₂ resultaria numa quantidade significativa deste gás livre no aquífero. Deste modo, o projeto desenvolvido neste trabalho será considerado como um caso para estudos futuros de sequestro geológico de CO₂. Neste mesmo tema, El-Maghraby *et al* realizaram a avaliação experimental de três propriedades que controlam o destino do CO₂ supercrítico no processo de CCS: saturação residual de CO₂, quantidade de CO₂ a ser dissolvida na água salgada e pressão capilar de drenagem primária. Quantidades significativas de CO₂ foram trapeadas com saturações residuais de até 35%. A variação da saturação do CO₂ em relação à saturação inicial foi ajustada de maneira precisa pelo modelo de Spiteri *et al*. A variação de temperatura (massa espe-

cífica) não apresentou nenhuma influência na saturação do CO₂ trapeado.

Ren *et al* apresentaram um projeto de grande escala de CCS em que o CO₂ foi empregado como fluido de injeção no processo de EOR num campo de óleo na China (*Jilin Field*). Num primeiro estágio, o gás de injeção foi originário de um reservatório de gás natural com teor de 20% a 97% de CO₂. Cerca de 150.000 t de CO₂ foram injetadas em condições miscíveis. A otimização do desempenho do processo de EOR e a avaliação da capacidade de armazenamento de CO₂ representaram o objetivo do trabalho. Para garantir um processo seguro de injeção de CO₂ e avaliar o desempenho do reservatório, um programa de monitoramento foi desenvolvido, possibilitando a análise do estado do CO₂ no reservatório. Traçadores para detecção da chegada de gás nos produtores e acompanhamento de seu escoamento no reservatório foram empregados. Dados de pressão de fundo dos produtores combinados à análise de dados de produção foram analisados para avaliar o efeito da miscibilidade no processo de EOR. Técnicas geofísicas foram empregadas na detecção de fraturas, bem como na avaliação de suas orientações e dimensões. Dados sísmicos entre os poços foram usados para monitorar o escoamento e a frente de CO₂. Dados geomecânicos da água produzida foram usados na estimativa da quantidade de CO₂ dissolvida no fluido do reservatório, uma vez que a dissolução do CO₂ na água da formação e no óleo residual representam mecanismos que podem aumentar significativamente a segurança do processo. Os autores concluíram que a combinação de dados oriundos de sísmica entre poços, de traçadores, de técnicas de amostragem de fluidos e geomecânicas poderiam fornecer novas percepções em termos da migração e evolução do CO₂ injetado no óleo. Este monitoramento pode ser mais efetivo em termos de custo e confiabilidade técnica comparado à sísmica 4D. Adicionalmente, a análise da pressão de fundo do poço e a amostragem do fluido associada a dados de produção pode aumentar o entendimento do desempenho do processo de EOR-CO₂.

Alam *et al* enfatizaram a necessidade de estratégias de monitoramento ao longo do tempo em processos de EOR-CO₂ para medir variações nas propriedades do reservatório, as quais podem causar alterações no escoamento dos fluidos. Estudos deste tipo podem fornecer dados para a elaboração de projetos de estratégias para o monitoramento com sísmica 4D.

A integração quantitativa entre simulação de escoamento e dados de sísmica 4D no processo WAG-CO₂ foi abordada por Heris *et al*. Informações adicionais provenientes da sísmica 4D associadas a dados de produção e pressão podem aumentar a confiabilidade do modelo do reservatório com consequente redução das incertezas de seus resultados. Esta integração foi realizada no campo maduro *Postle Field* no Texas. A injeção WAG foi posterior à injeção de água. Na fase com injeção de água, o modelo de simulação foi do tipo *Black-Oil*, sendo que um modelo composicional foi empregado para simular a etapa com injeção de gás. Para representar o comportamento de fases nestes dois modelos, modelagens de fluido *Black-Oil* e composicional foram realizadas a partir de dados experimentais. Três aquisições sísmicas obtidas durante a injeção de CO₂ foram utilizadas na caracterização dinâmica do reservatório e no monitoramento de seu desempenho, principalmente em relação ao

"A injeção de CO₂ em estado supercrítico em carbonatos pode provocar alterações nas propriedades do reservatório, alterando as características de deslocamento dos fluidos."

deslocamento do CO₂. Pelo fato da fração molar do CO₂ no óleo afetar a impedância acústica da formação foi desenvolvido um modelo composicional de fluido para determinar como suas propriedades foram influenciadas pelo seu valor. A magnitude das variações da impedância acústica avaliada pela simulação de escoamento foi similar à obtida pela inversão sísmica. O efeito de alterações na saturação de fluido, em particular do CO₂, foi superior ao efeito da variação de pressão. Uma modelagem conceitual mostrou que a sensibilidade dos atributos sísmicos a variações de saturações de CO₂ e água foi pequena, a qual dificilmente pode ser detectada por sísmica. Os autores concluíram que a caracterização dinâmica do reservatório foi dependente da integração da simulação de escoamento com a sísmica 4D, a qual pode ser empregada como um método para guiar as operações do campo. Contudo, este processo apresenta seus desafios em reservatórios com pequena espessura e com injeção do tipo WAG-CO₂.

Efeito do CO₂ nas Propriedades dos Carbonatos

A injeção de CO₂ em estado supercrítico, numa formação do tipo carbonato, pode alterar as propriedades petrofísicas e mecânicas da rocha. Alam *et al* investigaram experimentalmente estas alterações numa rocha do tipo *chalk* de um campo do Mar do Norte – *South Arne Field*. Como resultado, observou-se um aumento da porosidade e uma redução do valor da superfície específica da formação devido à reação entre o CO₂ enriquecido com água e as partículas da rocha, cuja superfície foi uniformizada. Houve um aumento parcial na permeabilidade do meio poroso com a injeção de CO₂. Variações significativas não foram observadas na molhabilidade da rocha. O efeito do CO₂ nas propriedades da rocha *chalk* dependeu do conteúdo de carbonato. Na rocha pura com elevado conteúdo de carbonato foi observada a tendência de um enfraquecimento mecânico da formação. Para o mesmo tipo rocha com impureza, não foram observados efeitos significativos durante os experimentos.

Considerações Finais

EOR-CO₂ pode ser uma alternativa atrativa para o aumento da recuperação de óleo e redução da emissão de CO₂ à atmosfera. A possibilidade de injeção de CO₂ não se aplica apenas a reservatórios depletados, ou a reservatórios que já tenham sido submetidos à injeção de água, mas também a reservatórios em fase inicial de produção. Embora os trabalhos apresentados nesta síntese tenham abordado a injeção de CO₂ puro, em alguns casos, o mesmo pode estar associado a outros gases, os quais podem ser injetados no próprio reservatório que os produziu.

Em processos de EOR-CO₂, a combinação de várias técnicas de monitoramento, tais como, sísmica entre poços, uso de traçadores e amostragem geomecânicas, podem fornecer novas percepções em termos da migração e evolução do CO₂ no óleo. Análise da pressão de fundo de poço e de amostras de fluido em conjunto com dados de produção pode aumentar o entendimento de processos com injeção de CO₂. Devido a possibilidade do CO₂ em estado supercrítico alterar as propriedades de carbonatos, um monitoramento através de sísmica 4D pode ser empregado para detectar tais alterações. Além disto, dados de sísmica 4D associados a dados de produção de processos de EOR possibilitam uma caracterização dinâmica do modelo de simulação do reservatório, aumentando sua confiabilidade.

No Grupo UNISIM, a simulação de processos com injeção de CO₂ é uma linha de pesquisa em estágio inicial de desenvolvimento, sendo que vários desafios deverão ser vencidos ao longo da realização das pesquisas. Por outro lado, a integração da sísmica 4D com ajuste de histórico representa uma linha de pesquisa com amplas atividades desenvolvidas em arenitos, sendo um desafio adicional aplicar as metodologias desenvolvidas no UNISIM em reservatórios carbonáticos.

Referências

- Alam, M.M., Hjuler, M.L., Christensen, H.F., Fabricius, I. L., "Impact of Supercritical CO₂ Injection on Petrophysical and Rock Mechanics Properties of Chalk: An Experimental Study on Chalk from South Arne Field, North Sea", SPE 147056.
- El-Maghraby, R.M., Pentland, C.H., Blunt, M.J., "Coreflood Measurements of CO₂ Trapping", SPE 147373.
- Heris, A.E., Wandler, A., Kazemi, H., Davis, T.L., "Quantitative Integration of Flow Simulation and 4D Multi-Component Seismic in a CO₂ WAG EOR Project", SPE 146960.
- Liner, C.L., Geng, P., Zeng, J., King, H., Li, J., "A CO₂ Sequestration Simulation Case Study at the Dickman Field, Ness Co., Kansas", SPE 145791.
- Ren, S., Niu, B., Ren, B., Li, Y., Kang, W., Chen, G., Zhang, H., Zhang, H., "Monitoring on CO₂ EOR and Storage in a CCS Demonstration Project of Jilin Oilfield China", SPE 145440.

Informações sobre a autora:

Eliana Luci Ligerio é doutora em Engenharia Química e pesquisadora do Grupo UNISIM. Atualmente desenvolve pesquisa na área de simulação composicional de processos com injeção de CO₂.

OPORTUNIDADES NO UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato conosco.

Interesse imediato em:

- Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios

Para mais detalhes, [clique aqui](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Depto. Eng. Petróleo
Fac. Eng. Mecânica
Centro de Estudos de Petróleo
Univ. Estadual de Campinas
Campinas-SP

Tel: 55-19-3521-1220

Fax: 55-19-3289-4916

unisim@dep.fem.unicamp.br



Natal: tempo de alegria, tempo de celebração. Que o verdadeiro Natal seja motivo diário de alegria durante todo o ano de 2012. Feliz Natal e que 2012 seja um ano repleto de paz, saúde e realizações.

Grupo UNISIM

Para maiores informações, visite
<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br>

O UNISIM é um grupo de pesquisa da UNICAMP (Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Centro de Estudos de Petróleo - CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.