

5 Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões sobre o trabalho desenvolvido, conforme os resultados do modelo de fluido e simulação composicional de processo CO₂-EOR acoplado com armazenamento de carbono. Em seguida, são feitas com base nas conclusões deste estudo, algumas recomendações para trabalhos futuros de pesquisa.

5.1. Conclusões

Do modelo de fluido e do processo CO₂-EOR implementado neste trabalho de pesquisa, pode chegar-se às seguintes conclusões:

O modelo de fluido para processos CO₂-EOR exigem EOS, fluido caracterizado, dados PVT de métodos experimentais especiais, tais como: teste de inchamento, teste de múltiplo contato, *Rising Bubble Apparatus* e *Slim Tube* e, a EOS ajustada devidamente aos dados PVT.

Na estimativa de fator de recuperação e previsão de produção de óleo, no processo de recuperação avançada de óleo com CO₂, foram utilizadas as técnicas como: analogias específicas de campos, modelos analíticos (cálculos de deslocamento, balanço material) e simulação de reservatórios. Estas são listadas na ordem crescente de complexidade, confiabilidade, requisitos de dados de entrada e esforço requerido.

O estudo de analogias específicas dos campos baseia-se em tipos de rochas de reservatório, tipos de fluidos e método de recuperação, este estudo é aplicado especialmente onde existem poucas informações disponíveis, como no estágio de exploração e avaliação de um campo.

Na solução analítica, os cálculos de equilíbrio de fases mediante a EOS são essenciais para obter bons resultados dos processos que envolvem miscibilidade, além da definição do modelo adequado em descrever o deslocamento de óleo por gás. Posteriormente, as duas ferramentas adotadas proporcionaram boas

interpretações do fenômeno complexo que ocorrem no reservatório, especialmente com a presença de fluidos críticos. Este método é aplicável no caso de dados, tempo e recursos limitados, e pode ser suficiente para a maioria das explorações e decisões precoces de avaliação de um campo.

No projeto CO₂-EOR, todos os parâmetros estudados, número de poços injetores e poços produtores e localização dos mesmos, segregação gravitacional, injeção miscível, injeção próxima a miscibilidade, taxas de injeção e produção, reinjeção de CO₂ e razão de WAG no processo WAG, foram significativos sobre o fator de recuperação de petróleo, sendo o parâmetro razão de WAG o mais significativo, e o parâmetro reinjeção de CO₂ o de menor significância para os 60 anos de projeto.

No processo CGI é melhor injetar CO₂ mantendo a pressão da zona de óleo ligeiramente inferior da MMP do que ligeiramente superior da MMP, manter a zona de óleo a pressões levemente superior da MMP mostraram menor recuperação de óleo, devido a altas pressões que geram *fingers* e canais preferenciais. Resultando processo CGI com pressão na zona de óleo levemente superior da MMP, pobres em relação às eficiências de varrido.

No processo WAG é favorável injetar os fluidos mantendo a pressão da zona de óleo ligeiramente superiores da MMP, a injeção da água reduz a formação dos *fingers* e canais preferências, melhorando o varrido do óleo que aumenta a recuperação de óleo significativamente.

A recuperação de petróleo, através do processo WAG é dependente da razão de WAG e dos tamanhos dos *slugs*. Razão de WAG variáveis se mostraram mais favoráveis à recuperação de óleo. Usando razão de WAG variáveis permite-se varrido uniforme, maior interação entre CO₂ e óleo e um melhor aproveitamento dos efeitos de miscibilidade durante a recuperação de óleo.

A implementação de injeção WAG com razão de WAG variáveis, mantendo a pressão média do reservatório a 19.650 kPa deu a melhor recuperação de óleo (70,58%), quando comparado com a técnica de injeção WAG com razão de WAG constante (67,24%), com uma recuperação adicional significativa de 3,34%.

O método WAG proporciona maior recuperação de óleo em comparação ao método CGI, além disso, apresenta volumes de CO₂ injetados e produzidos inferiores; a definição sobre qual método de injeção é melhor precisa ser avaliada com base em diferentes condições econômicas.

Em geral, o processo CO₂-EOR demonstrou ter um grande potencial para a recuperação de petróleo acima dos 60 % OOIP para as características do modelo de reservatório e fluido apresentados neste trabalho. Injeção de CO₂ em reservatórios geológicos é uma tecnologia madura que pode ser utilizada em grande escala implementando recuperação avançada de hidrocarbonetos acoplado com sequestro de CO₂.

O estudo do processo CO₂-EOR implementado prevê o sequestro geológico e a retirada de CO₂ da atmosfera por dia. Além dos excelentes ganhos ambientais, a tecnologia empregada aumenta consideravelmente o percentual de recuperação do petróleo contido no reservatório. Com o objetivo de adquirir informações sobre o comportamento do reservatório quando submetido a tecnologias CO₂-EOR, este estudo funcionará como testes de utilização de tecnologias CO₂-EOR que poderão contribuir para os futuros projetos a serem desenvolvidos no Brasil, em especial nas novas descobertas no pólo pré-sal da Bacia de Santos adotada pela Petrobras, uma vez que alguns dos reservatórios ali encontrados apresentam teores iniciais de CO₂ variando de 8% a 15% presentes nos hidrocarbonetos.

Para que o processo CO₂-EOR realmente causasse projeto de sequestro de CO₂ (CCS), é necessário sequestrar mais que as quantidades de emissão geradas pela utilização do petróleo recuperado. Dentre os casos simulados a quantidade máxima de CO₂ armazenado alcançou a 51,06 % das emissões, isto mostra que processos CO₂-EOR conseguem sequestrar uma parcela das emissões, para causar CCS precisa-se sequestrar a outra parcela das emissões que promoverá a injeção de CO₂ após conclusão da produção de petróleo, no mesmo reservatório ou em outro reservatório geológico.

E, além disso, conclui-se que a principal dificuldade para a implantação e progressão de projetos de sequestro de CO₂ é o alto custo. Estes custos podem ser reduzidos, desde que a prioridade seja combinar sequestro de CO₂ com as tecnologias EOR, devido às receitas da recuperação de hidrocarbonetos, que podem auxiliar a compensar as despesas do processo de sequestro de CO₂. Este trabalho disponibilizará à comunidade científica brasileira uma metodologia nas futuras pesquisas em processos CO₂-EOR e áreas afins.

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Este trabalho fornece muitos resultados interessantes que sugerem prosseguir com os estudos a fim de se avaliar as seguintes questões em futuras pesquisas:

Outras técnicas de caracterização de fluido de outros autores precisam ser testadas além da estudada. A seleção da técnica de caracterização pode influenciar significativamente, sobre a incerteza de fluidos e sobre a confiabilidade da simulação do processo CO₂-EOR. Deve-se investigar também se para uma mesma técnica há influência da escolha da equação de estado sobre essas incertezas e do método de distribuição (*splitting*) da fração pesada.

Um fator importante que não foi investigado neste estudo e pode ter uma grande influência sobre o desempenho dos projetos CO₂-EOR é o comportamento das fases dos fluidos injetados *in-situ*, tal como o efeito das impurezas presentes no fluxo de CO₂ sobre o desempenho de injeção e a quantidade de CO₂ armazenado. Como a maioria dos fluxos de CO₂ produzido a partir de usinas de energia e outras fontes de emissão são contaminados por outros gases, tais como N₂, H₂S, etc, é importante realizar este tipo de estudo. Um estudo de otimização pode ser executado para determinar o nível e o tipo de impurezas que pode ser permitido nos projetos CO₂-EOR acoplados com sequestro para alcançar lucros relativamente altos, assim como grandes quantidades de CO₂ armazenados.

Permeabilidade relativa é uma propriedade do fluido importante na simulação de reservatórios. No entanto, houve experiências limitadas sobre permeabilidades relativas de óleo/água e gás/água/óleo. Assim como, há falta de informações sobre as alterações de permeabilidade relativa, devido à miscibilidade e solubilidade de CO₂/óleo e CO₂/água respectivamente. Por conseguinte, é necessário aprofundar pesquisas sobre este tema, para usar curvas de permeabilidade relativas mais realistas que respondem alterações das permeabilidades relativas baseado em experimentos. De particular importância seriam como influenciam na recuperação de óleo e na quantidade de CO₂ que pode ser aprisionado por diferentes processos de deslocamento e para diferentes tipos de molhabilidade da rocha.

Sugere-se para utilização na produção do pré-sal, estudar o uso de modelos de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade com o intuito de representar fraturas para o reservatório, uma vez que as rochas de tipo carbonático do pré-sal, apresenta

potencial para a utilização de modelos de reservatório que representem a ocorrência de zonas naturalmente fraturadas, ou seja, avaliar os efeitos das variações de tensões sobre o deslocamento de fluidos dentro de reservatórios fraturados.

Pesquisas de monitoramento são necessárias para garantir que o CO₂ armazenado permaneça isolado da atmosfera e da biosfera na ordem de milhares de anos e que o processo de armazenamento continue seguro. O monitoramento do reservatório proporcionará a compreensão das complexas relações de subsuperfície como presença de falhas ou fraturas, dentre outros que podem afetar o poço ou reservatório, e verificar a localização e movimento dos fluidos com o tempo. Estes são indicadores essenciais para um armazenamento seguro, que permitirá controlar e mitigar os riscos de possível fuga de CO₂.