

## ESTUDO DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO POR MEIO DA INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> EM RESERVATÓRIOS TIPO PRÉ-SAL

**Autor (Janice Maria Zacharias); Co-autor (Guillermo Ruperto Martin Cortes); Co-autor (Fabio Jose Esper); Co-autor (Ernades Vaz de Souza); Orientador (Fabio José Esper)**

Centro Universitário Estácio de São Paulo

[Janice.zacharias@estacio.br](mailto:Janice.zacharias@estacio.br)

### RESUMO

A crescente demanda energética dos combustíveis fósseis tem motivado o desenvolvimento dos métodos de recuperação com objetivo de se obter uma produção maior de petróleo. O Brasil vem apresentando grande potencial energético com a descoberta das reservas de petróleo no pré-sal, e para desfrutar desse recurso há muitos desafios, sendo um deles a remoção da grande quantidade de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) presente no [óleo. Com](#) o tratamento do óleo produzido é obtido um volume considerável deste gás, necessitando de destinação, e por questões ambientais apenas ventilar o CO<sub>2</sub> para a atmosfera violaria o tratado internacional designado para estabilizar as emissões de gases de efeito estufa. Dentre as alternativas, uma possível solução para esse gás seria reinjetá-lo no reservatório em produção, servindo de motor adicional para a elevação dos fluidos, aumentando, portanto, o fator de recuperação de óleo. Tal ato além de ser uma forma sustentável, sem provocar alterações do meio ambiente, também viria a permitir obter maior produção do óleo. Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo realizar simulações numéricas de poços em produção, de reservatórios com características semelhantes às do pré-sal, estudando a depleção dos mesmos e aplicando quando cabíveis técnicas secundárias de recuperação especial, enfatizando o método de reinjeção de CO<sub>2</sub>, como fator adicional de recuperação secundária especial dos gigantescos campos do pré-sal.

**Palavras-chave:** Métodos avançados de recuperação desenhados para o Pré-sal; Reinjeção de CO<sub>2</sub>; Simulação Numérica de Reservatórios.

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)

[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

## INTRODUÇÃO

No Brasil há grandes desafios para conseguir explorar recursos da região do pré sal, que segundo Beltrão et al. (2009) possuem reservatórios localizados em profundidades totais acima de 5.000 metros, sob camadas de sal de até 2.000 metros, com alta razão de gás natural livre no escoamento gás/óleo (RGO), e alta presença de gás carbônico ( $\text{CO}_2$ ) e de gás sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) nos hidrocarbonetos, além de altas pressões e baixas temperaturas no ambiente submarino.

Um dos problemas para a exploração dos reservatórios no pré-sal está nas grandes quantidades de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) dissolvidos no óleo, que ao subir a superfície há que ser removido, necessitando de alguma destinação.

Uma possível solução para a grande quantidade de  $\text{CO}_2$  originado é a reinjeção desse no reservatório como mecanismo de recuperação de óleo, aumentando o percentual de recuperação. Em geral, apenas uma pequena porcentagem do volume de óleo originalmente contido no reservatório, em torno de 20 a 40%, é explorado por meio de técnicas convencionais de recuperação.

Nesse quadro, com a disponibilidade do  $\text{CO}_2$ , sua injeção em poços de petróleo como técnica avançada de recuperação de óleo, além de ser uma aliada no processo de sequestro de carbono, é uma solução viável para maior produção de petróleo em reservatórios, resultando em benefícios econômicos para a empresa (COTIA, 2012).

A simulação numérica de reservatórios é um método largamente utilizado na indústria do petróleo, uma forma de estudar e prever o comportamento de reservatórios, possibilitando que se teste a eficiência de diferentes números e arranjos de poços, métodos de recuperação de óleo, entre várias alternativas de desenvolver um campo. Em vista disso, uma excelente ferramenta para o estudo de técnicas de recuperação avançada de óleo, como a injeção de  $\text{CO}_2$  (COTIA, 2012).

Portanto, o presente trabalho tem como objetivo estudar os reservatórios semelhantes aos do pré-sal por meio de simulações numéricas, prevendo o decaimento de produção dos poços e aplicando-se técnicas avançadas de recuperação de óleo, em específico a injeção de  $\text{CO}_2$ .

## MATERIAIS E MÉTODOS

Utilizado o simulador Master 3.0 com a intenção de realizar comparações entre métodos de recuperação específicos, os processos de simulação realizados foram fundamentados pelo plano cartesiano, adotando-se um reservatório sintético com características aproximadas ao do pré-sal brasileiro

O simulador multicomponente e pseudomiscível acima denominado MASTER (Miscible Applied Simulation Techniques for Energy Recovery) possui técnicas de simulação aplicada para recuperação de energia, como no caso de recuperação avançada com injeção de CO<sub>2</sub> além de ter a possibilidade de opção de utilização de recursos adicionais, como uma opção de formação de espuma através do uso de solventes e água, para simulações alternadas entre água e gás, que é o caso do sistema de recuperação WAG.

As simulações executadas pelo MASTER são simultâneas entre faixas de reservatórios de óleo, gás natural, água, com um tensoativo e até 4 tipos de solventes, sendo o solvente 1 e os hidrocarbonetos leves formadores da miscibilidade ao óleo compondo fase vapor e as fases aquosas, os demais solventes a miscibilidade se faz unicamente as fases gás e óleo. Sendo o tensoativo com participação somente na fase aquosa.

A inicialização de dados consiste em todos os dados independentes do tempo, começando com as dimensões da grade e terminando com modificações de transmissibilidade. Isso inclui a geometria do reservatório, a porosidade da rocha e a permeabilidade, a pressão inicial e os dados de saturação, permeabilidade relativa e tabelas de pressão capilar e dados do fluido da pressão-volume-temperatura (PVT). Também estão incluídas nesta seção os parâmetros de controle dos cursos de uma simulação necessários para especificar a produção do reservatório e limites de pressão, opções de miscibilidade e o algoritmo da solução. A seção de inicialização de dados é de formato livre. Portanto, cada variável deve ter um valor mesmo se o valor for zero.

Conjuntos de dados recorrentes consistem em espaço de tempo, dados de controle, localização, produção e informações de controle para todos os poços. Um poço pode ser adicionado, complementado ou fechado a qualquer momento durante o curso de uma simulação. Cada poço pode ser reproduzido contra uma pressão fundo inferior a uma taxa de produção de óleo especificada, ou a uma taxa de espaços vazios total especificada. Tanto as injeções quanto os poços controlados por pressão de

produção podem ser modeladas usando uma explícita ou implícita formulação. A seção de dados recorrentes é de formato livre, portanto, cada variável deve ter um valor mesmo se o valor for zero.

Tomado como referência os dados da Bacia de Santos até o Nordeste, onde a porosidade está na ordem de 8% e 20% foram analisadas simulações para uma porosidade média de 14% e a permeabilidade com variação entre 20mD e 500mD, sendo a pressão de bolha inicial do óleo no reservatório de 580 kgf/cm<sup>2</sup> (8.249,54 psia), razão de solubilidade de 2049,46 SCF/STB e viscosidade do óleo de 1,14 cP, Massa específica do óleo 890 kg/m<sup>3</sup> (55,536 lbm/ft<sup>3</sup>), Massa específica da água 1000 kg/m<sup>3</sup> (62,4 lbm/ft<sup>3</sup>), Densidade do gás natural 0,878, Densidade do CO<sub>2</sub> 0,95, Densidade do óleo 29° API, Massa específica do ar 1,22 kg/m<sup>3</sup> (0,076362 lbm/ft<sup>3</sup>), Massa específica do CO<sub>2</sub> 1,16 kg/m<sup>3</sup> (0,0725 lbm/ft<sup>3</sup>), Massa específica do gás natural 1,04 kg/m<sup>3</sup> (0,0647 lbm/ft<sup>3</sup>) e A pressão de miscibilidade do solvente 3213,64 kgf/m<sup>2</sup> (4570,88 psia)

Os dados de análise da tabela PVT para óleo, água e gás utilizados foram os mesmos dos exemplos do simulador devido as dificuldades de obter dados reais do pré-sal na literatura.

As simulações visam obter o fator de recuperação e produção acumulada de óleo para o prazo de 10 anos

Todas as simulações utilizaram-se de um poço injetor e um poço produtor com configuração de um quarto de five-spot.

Na simulação por injeção de gás natural a coordenada de localização direcionada para o poço produtor foi a célula (7,7,3) ponto inferior da camada, com vazão determinada de 2000 STB/d, pressão mínima no fundo do poço de 703 kgf/m<sup>2</sup> (1000 psia), raio de 0,258 ft. Para o poço injetor sua localização foi na camada superior na coordenada de localização (1,1,1), devido a sua menor densidade o gás natural tende a deslocar o óleo por arraste para cima de encontro ao poço produtor, a razão de injeção foi determinada pela mobilidade total dos fluidos e pressões de cada camada, Sendo utilizado 3163,81 kgf/m<sup>2</sup> (4500 psia) a pressão máxima de injeção.

Devido a água ter uma densidade maior que a do óleo, na injeção de água o poço produtor foi definido na localização da camada 1 e o injetor na camada 3. A vazão de injeção de água foi especificada em 5500 STB/d. A pressão no fundo do poço produtor também foi de 703 kgf/m<sup>2</sup> (1000 psia) e a pressão de injeção de 3163,81 kgf/m<sup>2</sup> (4500 psia), o raio dos poços de 0,0786 m (0,258 ft) e a vazão de produção de 2000 STB/d.

Para a simulação de injeção de CO<sub>2</sub> adotou-se o mesmo da simulação de gás natural, a coordenada de localização adotada para o poço produtor também foi na célula (7,7,3) ponto da camada inferior com vazão determinada de 2000 STB/d, pressão mínima no fundo do poço de 703 kgf/m<sup>2</sup> (1000 psia), raio de 0,0786 m (0,258 ft). Para o poço injetor sua localização foi na camada superior na coordenada de localização (1,1,1), devido a menor densidade do CO<sub>2</sub> promoverá o deslocamento do óleo por arraste para cima de encontro ao poço produtor, a razão de injeção foi determinada pela mobilidade total (óleo, gás, água e solvente) e pressões de cada camada, sendo utilizado 3866,88 kgf/m<sup>2</sup> (5500 psia) a pressão máxima de injeção.

Considerado 49 correntes de injeção no prazo de 10 anos, a configuração simulada foi com 16 bancos de injeção de água e 32 bancos de injeção de dióxido de carbono, de forma alternada, sendo a primeira corrente de água. As correntes de dióxido de carbono foram intercaladas sendo 16 com vazão de 30000 Mcf/d e as demais do tipo que a razão de injeção depende da pressão da camada.

## ANÁLISES DOS RESULTADOS

Todos os parâmetros analisados apresentaram fundamental importância na recuperação final de óleo, pois se mostraram bastante atuantes nos resultados encontrados.

Óleo acumulado



Gráfico 1 - Volume total de óleo acumulado (Fonte: Os Autores)

Conforme observado no gráfico 1, o óleo acumulado no intervalo de tempo de 10 anos, a injeção contínua de CO<sub>2</sub> apresentou um valor aproximado de 86 pontos percentuais maior em relação ao segundo melhor resultado dos métodos analisados, demonstrando um ganho neste período de aproximadamente 46.464.336 de STB de óleo e 185 pontos percentuais melhor em comparação

ao pior resultado dos métodos analisados, tendo como resultado uma diferença de 65.214.084 de STB de óleo, as simulações WAG e água obtiveram valores próximos.

### Razão gás/óleo

A razão entre os volumes produzidos de gás associado e óleo, expressos em SCF/STB, (SCF - *Standard Cubic Feet*), ou seja, pés cúbicos standard (pés cúbicos medidos nas condições-standard ou padrão de se medir volumes de gás), das simulações dos métodos estudados estão mostrados no gráfico 2..

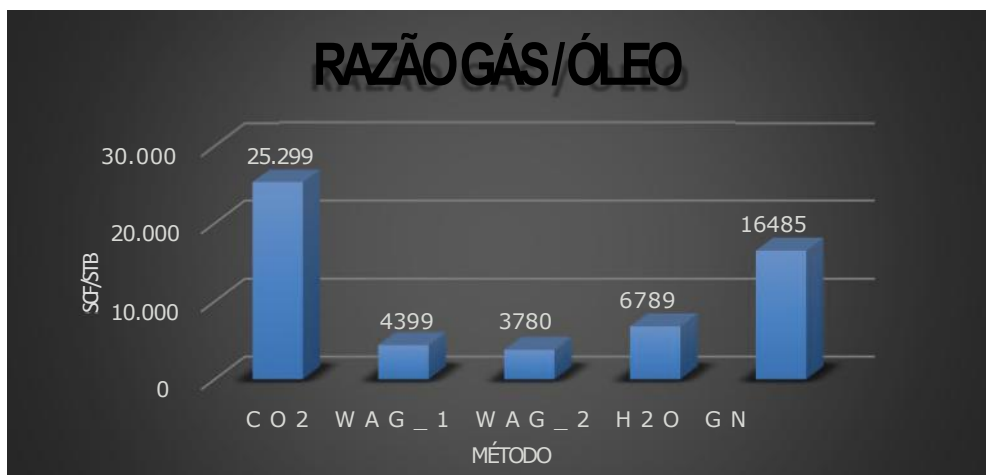


Gráfico 2 - Volume de gás por volume de óleo (Fonte: Os Autores)

A maior taxa acumulada de óleo foi a de injeção contínua de CO<sub>2</sub> e também a que apresentou uma maior taxa de RGO (razão gás/óleo) seguida da simulação de injeção de gás natural, enquanto as demais apresentaram valores mais baixos e aproximados.

Estas taxas com valores elevados são comprometedoras a vida útil do poço, mas não puderam ser controladas pois há limitação no software utilizado para poder limitar estes valores, os simuladores comerciais permitem esse controle, o que é realizado na prática por engenheiros de reservatórios que gerenciam um campo real de produção.

### Fator de recuperação

Na tabela 1, são apresentados o fator de recuperação, quociente entre o volume de óleo recuperável e o volume do óleo original, de cada método estudado. Esta tabela apresenta o resumo dos dados dos relatórios conforme anexo 6 para determinação do fator de recuperação



de óleo

Tabela 1 - Fator de Recuperação das simulações realizadas

Métodos	VOIP (STB)	Óleo Acumulado (STB)	Fator de Recuperação (%)
Gás Natural	134.575.234	19.435.346	14,44%
Água	143.727.547	40.673.828	28,3%
CO <sub>2</sub>	143.732.406	100.717.752	69,8%
WAG_1	143.727.547	53.939.096	37,53%
WAG_2	143.727.547	47.450.412	33%

Fonte: Os Autores



Gráfico 3 - Fator de volume de recuperação de óleo (Fonte: Os Autores)

No gráfico 4, observou-se que o fator de recuperação para os 3.650 dias (10 anos) apresentados nas simulações dos métodos realizados para estudos, destaca o dióxido de carbono com fator expressivo de recuperação de óleo totalizando um valor significativo dentre os demais métodos de recuperação.

### Produção de óleo

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)

[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

Conforme mostrado no gráfico 5, observou-se que a curva de produção iniciou uma aceleração após o 2º ano de produção e apresentou uma constante entre volume x tempo entre os métodos

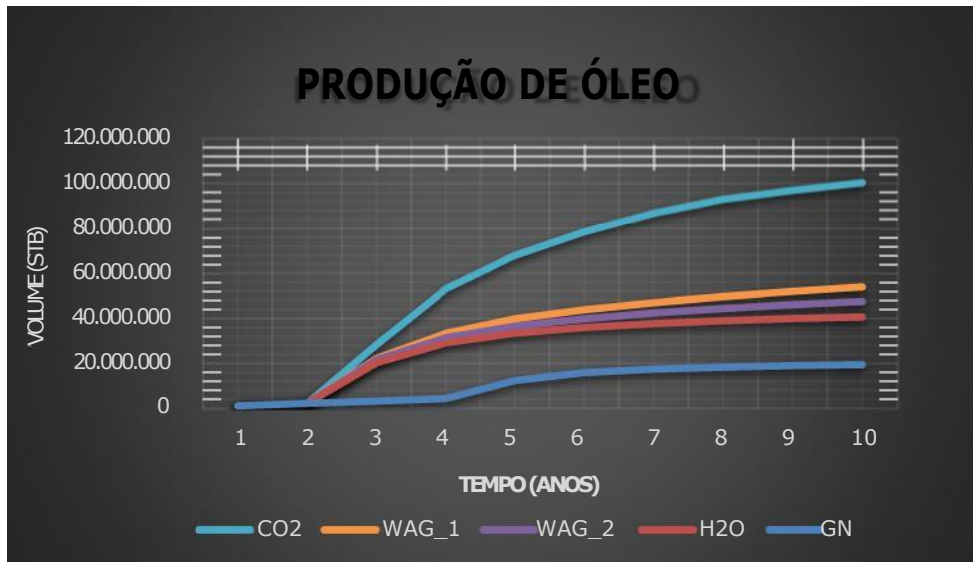


Gráfico 5 – Produção de óleo (Fonte: Os Autores)

Observou-se que a produção de óleo do reservatório estudado obteve os maiores volumes de recuperação os métodos obedecendo a esta ordem: CO<sub>2</sub>; WAG\_1; WAG\_2; Água e GN.

## CONCLUSÃO

Foram realizadas simulações numéricas em reservatórios tipo pré-sal, estudando e acompanhando o comportamento de sua produção pelo método de recuperação secundária especial EOR-CO<sub>2</sub> como uma forma de aproveitamento e destinação das grandes quantidades de CO<sub>2</sub> geradas em campos de petróleo do pré-sal brasileiro. Além disso, foram estudados mais três outros métodos sendo injeção de Gás Natural, Injeção de Água e WAG, para uma possível comparação de técnicas em um mesmo reservatório. As simulações realizadas em termos de aprendizado, permitiu o entendimento do funcionamento padrão de um aplicativo para a simulação numérica de escoamento de petróleo. Todos os métodos estudados tiveram uma resposta positiva com relação ao comportamento de um reservatório de hidrocarbonetos sujeitos a diferentes projetos de recuperação suplementar. De acordo com as simulações realizadas, conclui-se que a injeção avançada de CO<sub>2</sub> possui eficiência significativa na recuperação de óleo quando comparado com os outros métodos estudados, sendo essa uma forma viável de destino para o gás, além disso o



tornando um motor propulsor para aumento da produção no reservatório. Essa é uma ótima possibilidade, tanto para reduzir os problemas ambientais causados pela emissão de CO<sub>2</sub> na atmosfera quanto para melhorar a produção de óleo e assim amenizar custos mais elevados da produção destes campos petrolíferos.

### **Agradecimentos**

**Departamento de pesquisa e produtividade Universidade Estácio de Sá**

### **REFERÊNCIAS**

COTIA, D.M.R. Análise da recuperação avançada de óleo através de injeção de co2 alternado com água sob incerteza geológica p.158.2012

GAFFENEY, C & A . Exame e avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-Sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil 2010.

SOUZA, E. V. Et all. Gás de Xisto Como Fonte Energética II CONEPETRO 2016.

OLIVEIRA, A. DE. Pré –sal: a oportunidade e seus desafios Revista USP n. 95 p. 23, 2012.

### **Agradecimentos**

**Departamento de pesquisa e produtividade Universidade Estácio de Sá**