



Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo



RELATÓRIO FINAL

Projeto de Iniciação Científica
Programa Unificado de Bolsas - PUB / USP

Otimização da Recuperação de Reservatórios de Petróleo sob Injeção WAG-CO₂

Aluno: Rodrigo Terra da Silva Seto
Orientador: Prof. Dr. Marcio Augusto Sampaio Pinto

SANTOS
2017

Sumário

1. Introdução e Objetivos	3
1.1 Introdução	3
1.2 Objetivos.....	4
2. Revisão Bibliográfica	4
3. Fundamentos Teóricos.....	7
3.1 Recuperação de Reservatórios através da Injeção WAG-CO ₂	7
3.2 Fenômenos Físicos que Ocorrem no WAG-CO ₂	8
3.2.1 Histerese da Permeabilidade Relativa Trifásica	8
3.2.2 Difusão não-Fickiana	8
3.2.3 Solubilização Aquosa	9
3.3 Método de Otimização DECE	9
3.4 Avaliação Econômica.....	10
3.4.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	10
3.4.2 Fluxo de Caixa.....	10
4. Metodologia.....	11
4.1.1 Modelagem dos Fenômenos Físicos.....	11
4.1.2 Ajuste do Controle Numérico	11
4.1.3 Seleção dos Parâmetros de Entrada	11
5. Estudo de Casos	12
5.1 Modelos de Reservatório	12
5.2 Dados Econômicos	13
5.3 Parâmetros Operacionais	14
6. Estudo de Casos	15
6.1 Caso 1	15
6.2 Caso 2	17
6.3 Caso 3	19
7. Conclusões	22
8. Bibliografia	22

1. Introdução e Objetivos

1.1 Introdução

A fim de acompanhar a crescente demanda de óleo e gás no mundo ao mesmo tempo que as reservas se tornam de mais difícil acesso, a indústria petrolífera deve se renovar continuamente para que suas operações se mantenham economicamente viáveis. Daí surge o uso de métodos de recuperação avançados, os quais conseguem extrair frações do óleo residual que nem os métodos primários nem os secundários conseguiriam produzir. Existem diversas técnicas de recuperação avançada, incluindo injeção de gases, polímeros, álcool, etc., mas esse trabalho manterá o foco na injeção de água alternada com gás (do inglês, *water alternating gas*, WAG), sendo que no caso, o gás injetado é o dióxido de carbono (CO₂). As particularidades dessa técnica a torna muito atraente para ser usada como método de recuperação especial nos recém descobertos campos do pré-sal, na Bacia de Santos. Dentre as muitas características singulares destes campos, destacam-se as altas concentrações de dióxido de carbono, cerca de 20%, presente nos reservatórios. Além disso, as longas distâncias da costa, as limitações para a construção de instalações capazes de manipular e armazenar gases nas plataformas e os problemas ambientais associados à liberação de CO₂ na atmosfera tornam a injeção WAG-CO₂ um método eficaz para a produção de óleo e gás, pois com ela é possível reinjetar o gás carbônico produzido na formação.

Assim, otimizar a injeção WAG-CO₂, além de maximizar a produção de óleo e gás, pode minimizar a produção de água e CO₂, mitigando os custos e os riscos da operação e aumentando os lucros.

Entretanto, a ocorrência de alguns fenômenos físicos na injeção WAG-CO₂, maior parte deles associados ao fluxo trifásico de fluidos em meios porosos, tornam a simulação numérica consideravelmente mais complexa que os métodos tradicionais. Inúmeros trabalhos já estudaram a otimização do desempenho de reservatórios sob a injeção de água (Brouwer e Jansen, 2004; Sarma et al., 2005; Aitokhuehi e Durlofsky, 2005; Yeten et al., 2004; Wang et al., 2007; Chen et al., 2009; Sampaio et al., 2015); entretanto existe uma lacuna na literatura quando se trata de injeção WAG-CO₂ (Panjalizadeh et al., 2015; Chen e Reynolds, 2015). Isso pode ser explicado pela alta carga computacional que essas simulações exigem, tomando tempo e dinheiro do investidor.

1.2 Objetivos

Este projeto visa desenvolver uma metodologia para realizar a otimização da injeção WAG-CO₂ na condição miscível de maneira eficiente e robusta. A otimização ocorrerá através da variação das vazões de injeção de CO₂, a razão e ciclos WAG, visando maximizar o valor presente líquido (VPL), buscando aumentar a produção de óleo e diminuir as produções de água e CO₂. Para tanto será utilizado o software CMOST da CMG (Computer Modelling Group). A função objetivo será o valor presente líquido (VPL) da operação, cujo algoritmo de otimização buscará maximizar, aumentando a produção de óleo e reduzindo as produções de água e CO₂.

2. Revisão Bibliográfica

A seguir, estão resumidos alguns artigos que auxiliaram no desenvolvimento desse trabalho. São comentados os objetivos dos trabalhos e os resultados obtidos.

Em 2016, Wang et al. estudaram a injeção WAG-CO₂ após injeção de CO₂ miscível para aumentar a recuperação de óleo e amenizar as deposições de asfaltenos, resultantes da injeção de CO₂, que reduzem a permeabilidade do reservatório. Foram feitas injeções em testemunho de arenitos finos do campo de Jilin (China) e utilizaram o modelo de solubilidade Flory-Huggins para prever a deposição de asfalteno. A partir dos resultados obtidos concluiu-se que o WAG-CO₂ após injeção contínua de CO₂ pode aumentar o fator de recuperação, de 51,97% a 73,15%, bem como controlar o canal de gás formado na injeção de CO₂. Concluíram também que o modelo de solubilidade (previsão) é mais rentável que o modelo experimental devido ao pequeno erro (3,01%).

Em um dos trabalhos pioneiros, Yu et al. (1990) investigaram a eficiência da injeção de CO₂ em injeção contínua e em WAG-CO₂. Foram usados dados do projeto piloto no campo de teste *Granny's Creek* no *Clay Country of West Virginia* e simulações foram feitas com auxílio do MASTER (*The Miscible Applied Simulation Techniques for Energy Recovery*), um simulador pseudo-composicional. Realizaram também a análise econômica de ambos os casos, por meio do fluxo de caixa anual criado em planilha. A produção anual de óleo e gás foi prevista para cada ano, bem como a injeção de CO₂ e a injeção de água. A partir dos resultados concluíram que o WAG foi mais efetivo na recuperação de óleo, com menor risco de perder dinheiro e obter o maior lucro.

Em outro trabalho de destaque, Weldu et al. (2014) propuseram um novo processo de aumento da recuperação de óleo (EOR) que envolve injeção de água de

baixa salinidade alternada com CO₂ (LS-WAG-CO₂). Diversos experimentos de injeção de testemunho e ângulos de contato foram realizados utilizando testemunhos de um reservatório carbonático de baixa permeabilidade localizado no Oriente Médio. A partir dos resultados obtidos concluíram que a alta solubilidade de CO₂ na água de baixa salinidade é a principal razão para a mobilização do óleo residual quando comparado com o WAG convencional. Tendo isso em vista o EOR proposto foi recomendado para aplicação em campo para minimizar o custo de injeção de CO₂ bem como melhorar a eficiência de varrido.

Neste ano de 2017, Pufu et al. investigaram o potencial dos métodos de aumento da recuperação de óleo (EOR) para elevar o fator de recuperação (FR) em reservatórios de permeabilidades extra e ultrabaixas. Empregaram injeções de testemunho e ressonância magnética (RMN) para estudar de que forma o óleo que reside em poros de tamanhos distintos é deslocado nos processos EOR e a saturação residual nos mesmos. Observaram nos testemunhos com distribuição original de óleo que o mesmo reside em maior parte nos poros médios e que, após os processos de injeção, o mesmo concentra-se nos micro-poros. Concluíram então que o WAG apresenta maior FR em permeabilidades ultrabaixas, enquanto que a injeção cíclica de CO₂, em permeabilidades extra baixas.

Segundo o relatório sobre EOR com CO₂ feito pelo Departamento de Energia dos EUA, Vello et al. (2011) mostraram que esse método produziu cerca de 281.000 bpd nos EUA, igual a 6% da produção de óleo cru do país. O estudo também identificou 1858 reservatórios grandes, com 366 bilhões de barris de óleo, favoráveis ao EOR com CO₂, os quais foram modelados para o processo de recuperação usando o simulador PROPHET2. A estimativa indicou 67,2 bilhões de barris recuperáveis e uma demanda de 19,9 bilhões de toneladas de CO₂. Por fim, conduziu-se uma série de análises de sensibilidade e concluiu-se que os volumes da produção de óleo e da demanda de CO₂, bem como o de armazenamento, no EOR com CO₂ são altamente sensíveis aos preços no mercado de óleo e CO₂.

Em 2005, Kulkarni et al. avaliaram o desempenho do processo de injeção de gás e água alternados (WAG) em função de dois parâmetros: miscibilidade óleo-gás e a composição da solução aquosa. Para melhor avaliação, os resultados foram comparados com o desempenho de outro método de injeção, o de injeção contínua de gás (CGI). Os experimentos foram conduzidos variando-se a pressão e o tipo de solução. Foram necessários uma série de procedimentos experimentais para a determinação de parâmetros utilizados nos cálculos (ex. ponto de saturação, permeabilidade absoluta, etc.). Os resultados obtidos apontaram, de forma geral, o

método WAG como mais eficiente que o CGI e fluxos miscíveis com melhor desempenho do que imiscíveis.

No ano de 2006, Van Dijke et al. estudaram o desempenho de diferentes formas de injeções múltiplas de WAG realizadas em micromodelos 2D de vidro gravado e compararam os resultados obtidos com os de um simulador 3D desenvolvido pelo autor e sua equipe. Para tanto, foram realizados estudos de sensibilidade para que os parâmetros com presença ou ausência de membrana de óleo e grau de molhabilidade do óleo fossem descobertos. Com todos parâmetros definidos, as simulações e experimentos foram realizados e houve uma concordância satisfatória entre os resultados. Principalmente em termos de distribuição de fluidos e fatores de recuperação de óleo. Também se verificou a consistência nas taxas de deslocamentos, incluindo comprimento e tipos de deslocamento (ex. gás deslocando óleo).

Em 2013, Rahmawati et al. avaliaram o desempenho de um sistema capaz de otimizar a estratégia de injeção de fluidos em um reservatório qualquer. Para tanto, foram definidas algumas variáveis e modos de abordagem do problema, como as estratégias de recuperação de óleo, por exemplo. Dois modelos de reservatório foram usados no estudo, ambos baseados em projetos da SPE, mas com parâmetros bem diferentes. A função objetivo visa atingir o máximo Valor Presente Líquido da operação, usando a receita baseada no histórico de preços de venda e os custos operacionais (OPEX) e nas despesas de capital (CAPEX). Este trabalho contribuiu para a literatura, estabelecendo uma formulação para problemas como a abordagem estratégica de injeção de água e gás, fornecendo um método heurístico para resolver o problema.

No ano de 2003, em outro trabalho de Van Dijke et al. apresentaram e avaliaram capacidade de um simulador modelar o fluxo de fluidos trifásicos em meios porosos de forma 3D, prevendo o comportamento de injeções WAG. Um aspecto diferencial é que leva em conta a complexidade e o baixo grau de molhabilidade desse tipo de fluxo, o que implica na ausência de membranas entre as fases e reduz consideravelmente a continuidade de cada uma, originando uma grande quantidade de agrupamentos de fase. O modo como ocorre o deslocamento desses agrupamentos e o impacto nos fluxos WAG é um dos focos de estudo do artigo. Os resultados são fornecidos em função da saturação e fator de recuperação de óleo, de estatísticas sobre o comprimento e tipo das correntes de deslocamento, grau de ocupação dos poros e fotos instantâneas da distribuição dos fluxos (2D).

Em 2006, no trabalho de Spiteri et al. discutiram a influência da histerese da permeabilidade relativa em modelos que preveem o comportamento de injeção WAG

em escala real. Usualmente a medição da permeabilidade é feita através de interpolação de dados de fluxos bifásicos. Vários trabalhos já apontaram erros nesse tipo de método e diversos autores apontaram que as divergências nas previsões do fator de recuperação estavam associadas com o modelo de permeabilidade relativa adotado. Assim, o autor avalia o desempenho de simulações de reservatório usando funções cuja saturação depende do histórico do processo. Os resultados mostram que existe uma disparidade considerável nas simulações e frisa dois pontos; a importância de se considerar a histerese no cálculo da permeabilidade relativa e a necessidade de melhorar a capacidade dos modelos atuais.

3. Fundamentos Teóricos

A seguir são apresentados e desenvolvidos os fundamentos teóricos necessários para compreensão da metodologia adotada e dos resultados obtidos.

3.1 Recuperação de Reservatórios através da Injeção WAG-CO₂

A água injetada tem por objetivo reduzir a mobilidade do CO₂ que é injetado no reservatório, aumentando o poder de varrido dele. Isso ocorre, pois a água consegue aumentar a miscibilidade do gás com os fluidos da formação (Engermann et al. 2006).

Os métodos convencionais de recuperação de reservatório normalmente envolvem a injeção de fluidos no reservatório, e os fluidos mais usuais são a água ou dióxido de carbono. Cada método tem suas funções e particularidades. Normalmente a injeção de água é usada para manter a pressão do reservatório e deslocamento dos fluidos para os poços produtores. A injeção de gás, no entanto, apresenta uma melhor eficiência no quesito deslocamento de óleo em escala macroscópica. Em 1958, Caudle e Dyes propuseram que a água e o gás fossem injetados alternadamente. Alguns autores já estudaram os efeitos dessa combinação. De acordo com Engermann et al. (2006), a água injetada consegue reduzir a mobilidade do CO₂ injetado, aumentando o poder de varrido dele. Isso ocorre, pois a água consegue aumentar a miscibilidade do gás com os fluidos da formação. Em 2001, Christensen et al., concluíram que a injeção WAG consegue combinar pontos positivos da injeção de gás (melhor deslocamento do óleo) e da injeção de água (melhor eficiência de varrido em escala macroscópica). Além disso, esse método é especialmente interessante em campos *offshore* que produzem CO₂, caso dos campos do pré-sal. Testes preliminares nesses reservatórios indicaram que o WAG-CO₂ pode aumentar

a recuperação de óleo em cerca de 50% quando comparado a recuperação obtida pela injeção de água (Elia L. et al., 2012).

3.2 Fenômenos Físicos que Ocorrem no WAG-CO₂

Algumas características da injeção WAG-CO₂ tornam sua simulação consideravelmente mais complexa do que a simulação das injeções usuais. Primeiramente, é comum que ocorra a variação da composição dos hidrocarbonetos da fase líquida para gasosa durante a produção, especialmente em reservatórios de óleos leves, sob altas pressões e temperaturas baixas. Esse processo de transferência contínua de massa e energia entre fases não é representado de forma adequada pelo método de simulação numérica conhecido por Black-Oil. Além disso, o escoamento trifásico em meio poroso sob condições de reservatório causa uma série de fenômenos físicos particulares da injeção WAG, os quais causam divergências entre os resultados obtidos por simulações usuais e a realidade. Três fenômenos em particular devem ser considerados para que a simulação seja realizada de forma precisa; a histerese das permeabilidades relativas, o comportamento não-Fickiano da difusão do CO₂ e a solubilização de CO₂ em meio aquoso. Esses fatores, bem como a variação da composição dos hidrocarbonetos no reservatório e os fenômenos físicos característicos da injeção WAG tornam a simulação composicional mais adequada para a otimização dessa injeção. A seguir os três fenômenos e seus efeitos serão apresentados.

3.2.1 Histerese da Permeabilidade Relativa Trifásica

O fluxo simultâneo e cíclico de três fases (óleo, água e gás), assim como ocorre na injeção WAG, causa a histerese da permeabilidade relativa das fases.

Em ciclos de injeção alternada ocorre a variação da saturação, pois dependendo da etapa do ciclo ela pode estar em aumento ou redução, afetando também o histórico de saturação. A histerese se refere a irreversibilidade das curvas de permeabilidade relativa, a qual depende do processo de saturação do meio. Assim, as curvas de permeabilidade variam durante cada ciclo WAG.

Os fenômenos de histerese da permeabilidade são introduzidos nos modelos de simulação através de modelos de histerese da permeabilidade relativa (Santana, 2014).

3.2.2 Difusão não-Fickiana

A difusão de gases em meio aquoso pode ser descrita pela lei de Fick através de equações diferenciais. Essas equações podem ser resolvidas em função do coeficiente de difusão e é utilizada em diversas áreas do conhecimento, inclusive em processos de transporte em meio poroso, por isso muitos simuladores de reservatório utilizam essa lei para representar o fluxo de fluidos em suas modelagens. Entretanto, na injeção WAG a difusão do CO₂ solubilizado em água é não Fickiano. Isso ocorre em função de uma série de fatores, como alterações na morfologia e solubilidade do fluido devido a alternância de fluidos injetados e altas pressões. Em 2015, um estudo realizado por Mello demonstra que adaptar a modelagem composicional para que considere os efeitos da difusão não Fickiana torna os resultados consideravelmente mais precisos.

3.2.3 Solubilização Aquosa

A solubilidade de uma substância representa sua capacidade de dissolver outras substâncias, seja qual for sua fase (gasosa, líquida ou sólida). Esse parâmetro depende fundamentalmente das propriedades físicas ou químicas do solvente e do soluto, além das condições do meio, como pressão e temperatura. A solubilidade máxima é indicada pela concentração de saturação, onde a adição extra de soluto não é solubilizada. Em condições usuais, gás carbônico e hidrocarbonetos possuem taxas de solubilização na água baixas, praticamente inexpressivas, entretanto, em condições de reservatório (altas pressões e temperaturas), a água é capaz de dissolvê-los em quantidades consideráveis. A solubilização é alta o bastante para que as propriedades da água sejam afetadas. A sua permeabilidade é a mais afetada, pois o CO₂ dissolvido afeta sua viscosidade (Mello, 2015). Ainda assim, esse mesmo estudo de Mello, demonstrou que a histerese tem um peso maior nas alterações causadas na permeabilidade relativa do que a solubilização de gás carbônico.

3.3 Método de Otimização DECE

O método de otimização DECE (do inglês, *Designed Exploration and Controlled Evolution*) pertence a companhia *Computer Modelling Group* (CMG, 2015). É baseado em um procedimento muito utilizado por engenheiros de reservatório em problemas de simulação e otimização. O software utiliza um processo iterativo de duas etapas. Primeiro ocorre um estágio de exploração planejada e depois um estágio de evolução controlada. O objetivo do primeiro é explorar o espaço modelado visando maximizar a obtenção de informações do reservatório. Já no segundo ocorrem análises estatísticas para simular os resultados obtidos no estágio anterior. A partir

dessas análises, o software escrutina todas as possibilidades de valores para as variáveis afim de determinar se há a possibilidade da solução ser melhorada, caso algum candidato seja eliminado. Essas eliminações são memorizadas pelo algoritmo, de forma que nas próximas iterações não sejam consideradas no estágio de exploração planejada. Dessa forma, após certo número de simulações realizadas, o valor da variável a ser maximizada estabiliza e alcança um intervalo de valores máximos. O DECE também analisa de tempos em tempos os valores eliminados a fim de verificar se as rejeições continuam válidas.

3.4 Avaliação Econômica

No presente projeto de otimização da injeção WAG-CO₂ faz-se necessário a avaliação da viabilidade econômica do mesmo via indicadores econômicos. Na indústria do petróleo é comum o uso do Valor Presente Líquido (VPL), pois é um indicador que consegue incorporar os benefícios financeiros vindos da produção de óleo e descontar custos com a produção e os investimentos necessários. O VPL pode ser empregado em cenários livres de incertezas nos parâmetros utilizados (Pinto, 2013).

3.4.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é definido como sendo a soma dos valores de fluxo de caixa ao longo de toda a vida útil do projeto, trazidos para uma data de referência ao ser aplicada uma taxa de atratividade em cada período ao longo do tempo. Esta significa o retorno mínimo esperado pelo investidor ao realizar o negócio (Pinto, 2013). Matematicamente pode ser escrito como:

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{(FC)_i}{(1+TMA)^{t_i}} \quad (1)$$

No qual i é o número do período de tempo, $(FC)_i$ é o fluxo de caixa no período i , TMA é a taxa mínima de atratividade e t_i é o tempo em cada período correspondente.

3.4.2 Fluxo de Caixa

É a contabilização, para cada período de tempo, das receitas, neste caso vindas da venda óleo, menos os custos, como investimentos, custos operacionais e tributos. Matematicamente pode ser escrito como:

$$(FC)_i = (RO)_i - (CO)_i - (ROY)_i - (IR)_i - (CS)_i - (INV)_i \quad (2)$$

No qual $(INV)_i$ são os investimentos no projeto, sendo o principal deles em estruturas de produção. $(RO)_i$ é a receita operacional no período i , função do preço do óleo e da vazão de produção no mesmo período. $(CO)_i$ são os custos operacionais decorrentes

da produção de óleo, bem como da injeção de água e CO₂. Nestes considera-se o custo de operação de um separador submarino, para separar o CO₂ produzido junto com o óleo e reinjetá-lo no reservatório. $(ROY)_i$ refere-se aos royalties, porcentagem incidente sobre a receita operacional do campo. $(IR)_i$ e $(CS)_i$, são respectivamente, o imposto de renda e a contribuição social, cuja base de cálculo é o lucro tributável, obtido a partir da receita operacional menos os custos operacionais, investimentos e depreciação das estruturas de produção.

4. Metodologia

A metodologia aplicada para a realização da simulação envolveu quatro etapas:

1. Modelagem dos fenômenos físicos;
2. Ajuste do controle numérico;
3. Seleção dos parâmetros de entrada;
4. Simulação da injeção.

4.1.1 Modelagem dos Fenômenos Físicos

Além de se ajustar os parâmetros do reservatório, como permeabilidade e porosidade, foram incorporados na modelagem os fenômenos físicos anteriormente comentados. Em 2015, Mello estudou os efeitos da histerese, difusão não-Fickiana e da solubilização aquosa nas simulações de injeção. Os resultados indicam grande relevância desses fenômenos na precisão da simulação.

4.1.2 Ajuste do Controle Numérico

Os ajustes de controle numérico visam otimizar o tempo de simulação sem que ocorram desajustes capazes de tornar a solução imprecisa. Seguindo as instruções do manual da CMG, foram minimizados três componentes: o percentual de erro no balanço material, o percentual de falhas que o programa teve ao simular o modelo e o tempo de CPU.

4.1.3 Seleção dos Parâmetros de Entrada

Para dar início à simulação foram utilizados os seguintes parâmetros de entrada:

Período WAG: essa variável indica a duração de um ciclo WAG completo e único, ou seja, é o tempo entre o início da injeção de gás e final da injeção de água de um ciclo;

Razão WAG: esta variável indica a razão entre o volume em condições de reservatório de gás e água injetados durante um ciclo;

Corte de água (WCUT, do inglês water cut): indica a porcentagem de água que é produzida. Esta variável entrou como limitante, ou seja, a operação é encerrada quando o WCUT atinge certo valor;

Razão gás-óleo (RGO): indica a razão entre os volumes de gás e óleo que são produzidos. Esta variável entrou como limitante, ou seja, a operação é encerrada quando o RGO atinge certo valor.

5. Estudo de Casos

5.1 Modelos de Reservatório

Afim de se avaliar os parâmetros escolhidos para caracterizar o reservatório sintético gerado e as condições de produção, foi realizada uma simulação de injeção WAG. Vale ressaltar que essa primeira simulação não tem por objetivo otimizar a operação, mas ponderar se o simulador e os parâmetros estão bem ajustados.

Assim, modelou-se um processo de recuperação WAG miscível em um reservatório sintético, heterogêneo e molhável à água. Suas dimensões equivalem a um quarto de five-spot, de forma a não exigir muita carga computacional. O volume de óleo original in situ era de 19,435 milhões de barris em condição padrão (std). As Figuras 1 e 2 ilustram as distribuições de permeabilidade e porosidade, respectivamente. É possível ver que os poços injetor e produtor se encontram em posições diagonais opostas do cubo, conforme seria em um suposto quarto de five-spot.

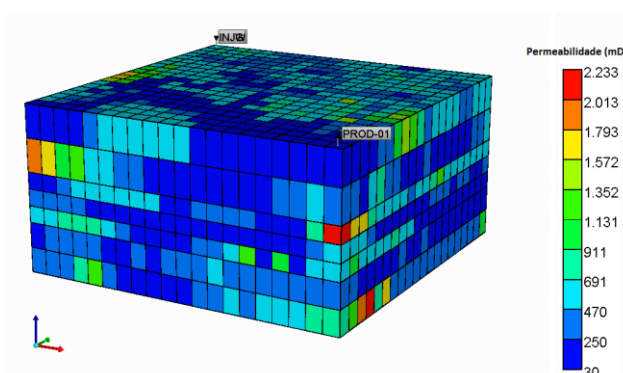


Figura 1 - Mapa geológico ilustrando a distribuição de permeabilidades de um reservatório.

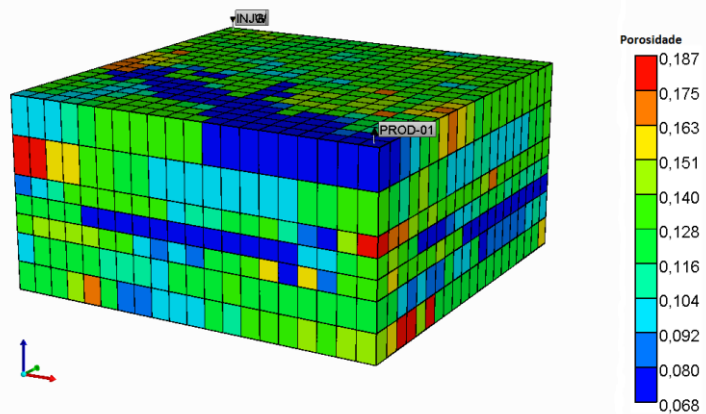


Figura 2- Mapa geológico ilustrando a distribuição de porosidades de um reservatório.

5.2 Dados Econômicos

Implementar um projeto de CO₂-EOR requer um grande dispêndio de capital, pois o projeto inclui a perfuração de novos poços, ou a intervenção em poços existentes, para a injeção ou produção. Além disso, o projeto também exige a instalação de uma planta para reciclar o CO₂ (reinjetar o CO₂ produzido no processo), uma infraestrutura anti-corrosão no campo produtor e a instalação de dutos para transportar o CO₂ até o campo.

Ambos os custos de capital e de operação para um projeto EOR podem variar muito. Os custos totais, isto é, preço de compra e custo de reciclagem do CO₂ podem variar entre 25% a 50% do custo unitário do barril de óleo produzido. Assim sendo, o retorno sobre o investimento no projeto de CO₂-EOR tende a ser baixo, com um reembolso gradual e de longo tempo (NETL, 2017).

A avaliação econômica feita no presente trabalho não considera as incertezas, portanto trata-se de uma avaliação determinística. Os dados foram coletados do cenário econômico provável elaborado por Pinto (2013) e são apresentados na Tabela 1. Também são apresentados os dados referentes aos custos de produção do CO₂ presente no reservatório e ao custo de reinjeção do mesmo.

Tabela 1 - Dados utilizados na avaliação econômica.

P_{óleo}	C_póleo	C_págua	C_iágua	C_pco2	C_rco2	i
50,00	8,00	1,50	1,00	12,50	0,70	8,8

Em que:

- P_{óleo} é o preço do óleo (USD/barril);
- C_póleo é o custo de produção do óleo (USD/barril);
- C_págua é o custo de produção de água (USD/barril);

- $C_{i\text{água}}$ é o custo da injeção de água (USD/barril);
- $C_{p\text{CO}_2}$ é o custo de produção do CO_2 (USD/ton);
- $C_{r\text{CO}_2}$ é o custo de reciclagem do CO_2 (USD/Mcf);
- i é a taxa de desconto (% a.a.).

Os custos referentes ao CO_2 são de NETL (2017), porém para utilizá-los no fluxo de caixa do trabalho fez-se necessário a conversão de unidades para metro cúbico (m^3). A conversão, presente em NETL (2017), segue na Equação 3.

$$1 \text{ ton } \text{CO}_2 = 545 \text{ m}^3 \text{ CO}_2 \text{ std} = 19,25 \text{ Mcf } \text{CO}_2 \text{ std} \quad (3)$$

Sendo *std* referente às condições padrão (14,7 psi e 70 °F).

O modelo de fluxo de caixa usado também incorpora o regime fiscal brasileiro simplificado, cujos valores usados estão na Tabela 2.

Tabela 2 - Regime fiscal brasileiro simplificado.

Parâmetros Econômicos	Valor
Royalties	10%
PIS/COFINS	9,25%
Imposto de Renda	25%
Contribuição Social	9%

Por fim, considerou-se o investimento inicial em plataforma, perfuração de poços convencionais e custo de abandono. Pinto (2013) adotou o valor US\$ 70 milhões para tal investimento, pois usa um modelo *five-spot*. Neste há um poço produtor e quatro poços injetores, ou seja, é um setor de um campo completo e com muitos poços. Tal valor é proporcional ao investimento que seria feito nesse campo.

Como o modelo do presente trabalho é *um quarto de five-spot*, então o investimento considerado foi de US\$ 17,5 milhões, estimado pela Equação 4.

$$INV = \frac{1}{4} \text{ US\$ } 70 \text{ milhões} = \text{US\$ } 17,5 \text{ milhões} \quad (4)$$

5.3 Parâmetros Operacionais

Os valores usados para os parâmetros operacionais foram:

- Razão WAG = 3200 ft^3 de CO_2 / 3000 bbl de água;
- WCUT limite = 98%;
- RGO limite = 1900 ft^3 /bbl;
- Período WAG = 1 ano;

Por fim, a operação foi programada para durar até 27 anos.

6. Estudo de Casos

Com os parâmetros ajustados e o cenário econômico montado, a fase final do projeto consistiu na otimização da produção. Para tanto foram criados três casos diferentes. Em cada um foram utilizados períodos WAG diferentes e os outros 3 parâmetros (corte d'água, razão gás-óleo e razão WAG) variaram afim de se encontrar a solução que maximizasse o VPL da operação. A tabela a seguir expressa o intervalo dentro do qual cada variável podia variar.

Tabela 3- Intervalo dentro do qual cada parâmetro variou.

Parâmetro	Mínimo	Máximo
Corte d'água (%)	1	99
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	800	3500
Volume de água injetado (bbl/dia)	1000	6000
Volume de gás injetado (ft ³ /dia)	1000	6000

Outro ponto que se levou em consideração foi o tempo que o programa levou para alcançar os resultados desejados. Como esse tipo de simulação consome bastante capacidade computacional, o período de duração da otimização é de grande importância para que o projeto seja viável. A seguir serão explicitados os resultados encontrados em cada caso.

6.1 Caso 1

Nesse primeiro caso foi utilizado um período WAG de um ano. O software demorou 43 horas e 39 minutos para encontrar a primeira solução ótima, a qual indicou um VPL de US\$137,0521 milhões de dólares. Além disso, foram realizados cerca de 500 experimentos e a simulação demorou 3 horas e 27 minutos para que os resultados estabilizassem em um intervalo máximo. É possível ver esse padrão na Figura 3, a qual mostra o VPL em função do experimento. A partir do experimento 40, os valores de VPL atingem um patamar máximo e variam dentro de um pequeno intervalo nos resultados seguintes.

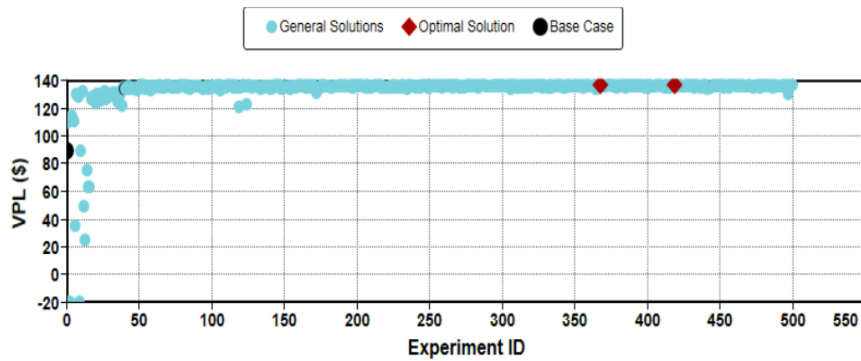


Figura 3- Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 1. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas.

Nesse caso foram encontradas duas soluções ótimas. A segunda, encontrada no experimento 419, foi escolhida como base para os resultados. Nessa simulação, a produção ocorreu de 2013 até 2033, durando 20 anos. Seus parâmetros estabelecidos foram:

Tabela 4 - Valores encontrados em uma solução ótima do caso 1.

Parâmetro	Valor
Corte d'água (%)	0,925
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	3350
Volume de água injetado (bbl/dia)	6000
Volume de gás injetado (ft ³ /dia)	3200

A Figura 4 ilustra a variação da produção de óleo acumulada e dos parâmetros de controle, corte d'água (WCUT) e razão gás óleo (GOR) em função do tempo. Dela é possível concluir que foi o WCUT que determinou o encerramento da produção no poço, pois atingiu o valor máximo permitido. Além disso, a GOR não chegou perto de atingir o teto permitido, apesar de variar continuamente em função da alternância entre injeção de gás e água. Já a Figura 5 representa os volumes injetados de gás e água ao decorrer do tempo de produção.

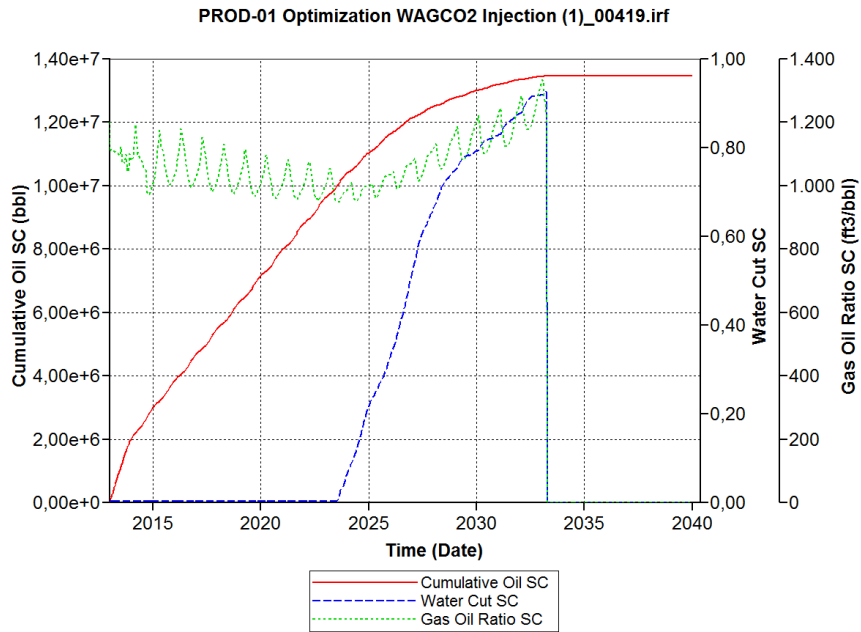


Figura 4- Produção acumulada de óleo, razão gás óleo e corte d'água em função de tempo na simulação ótima do caso 1.

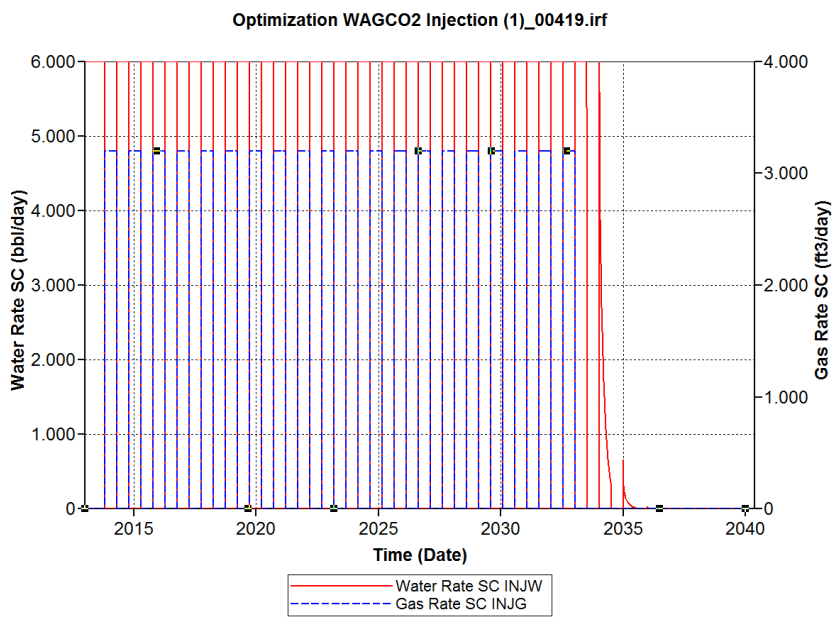


Figura 5 - Comportamento dos poços injetores em função de tempo na solução ótima do caso 1.

6.2 Caso 2

O período WAG no segundo caso ficou fixo em 2 anos. A simulação levou 12 horas e 12 minutos para encontrar a primeira solução ótima e apenas 3 horas e 21 minutos para que os resultados atingissem o patamar máximo.

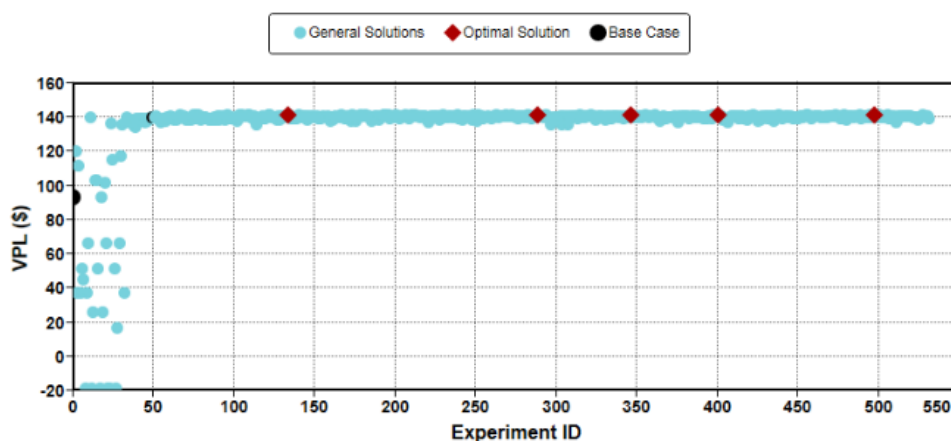


Figura 6 - Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 2. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas.

Na Figura 6 é possível ver que foram realizados um pouco mais de 500 experimentos. Além disso, foram encontradas 5 soluções ótimas ao decorrer de toda a simulação. A primeira delas no experimento 134, por isso este caso levou menos tempo para alcançar esse resultado. Entretanto os resultados foram baseados em outra solução ótima, a do experimento 498. O VPL encontrado nesse experimento foi de US\$141, 421 milhões de dólares. A Tabela 5 indica os parâmetros definidos para a solução ótima em questão.

Tabela 5 - Valores encontrados em uma solução ótima do caso 2.

Parâmetro	Valor
Corte d'água (%)	0,92325
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	3203
Volume de água injetado (bbl/dia)	6000
Volume de gás injetado (ft ³ /dia)	2875

A Figura 7 mostra a produção acumulada de óleo, a razão gás óleo e o corte d'água ao decorrer do tempo. Assim como no caso 1, a operação foi encerrada quando o corte WCUT atingiu o nível limite e também durou cerca de 20 anos. Já a Figura 8 ilustra as vazões de injeção de água e gás ao decorrer do tempo.

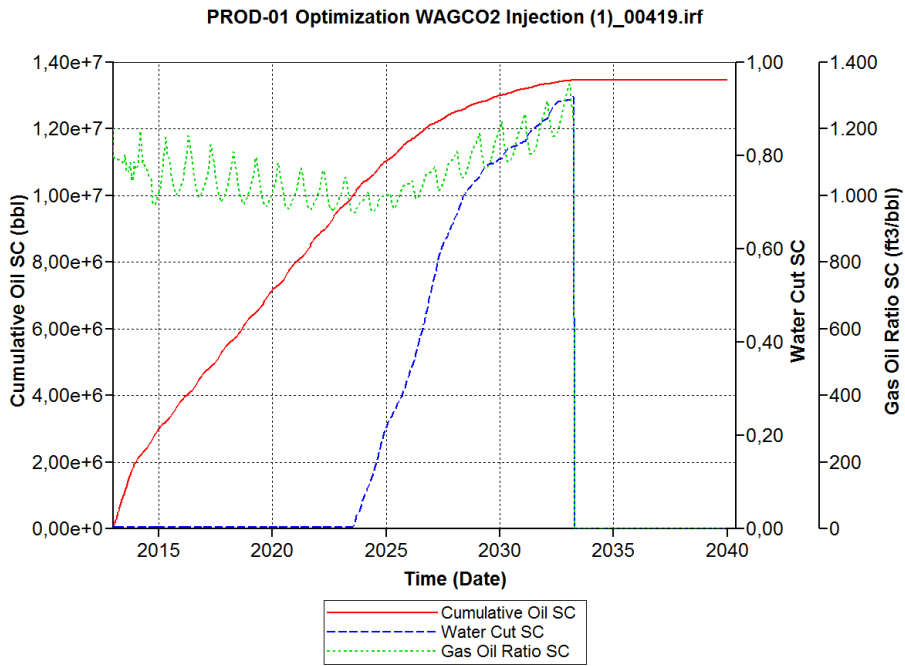


Figura 7 - Produção acumulada de óleo, razão gás óleo e corte d'água em função de tempo na simulação ótima do caso 2.

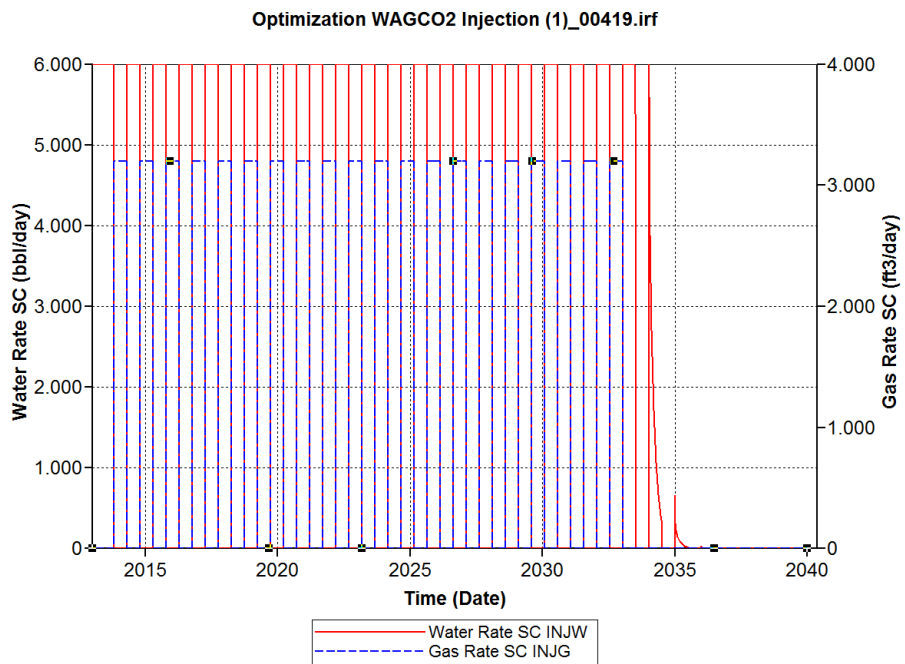


Figura 8 - Comportamento dos poços injetores em função de tempo na solução ótima do caso 2.

6.3 Caso 3

Nesse último caso utilizou-se um período WAG de 3 anos. A simulação levou 37 horas e 5 minutos para chegar em uma solução ótima e 2 horas e 52 minutos para que os experimentos estabilizassem no intervalo máximo.

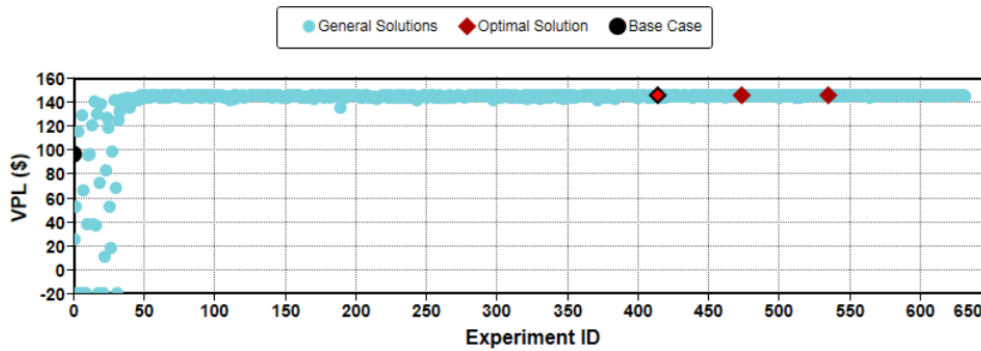


Figura 9 - Gráfico indicando o VPL encontrado em função do experimento no caso 3. Os pontos azuis indicam soluções gerais e os vermelhos indicam soluções ótimas.

No total foram realizados mais de 600 experimentos e a solução ótima utilizada foi a do experimento 535. O VPL encontrado foi de US\$146,751 milhões de dólares. A Tabela 6 indica os valores dos parâmetros utilizados nesse experimento.

Tabela 6 - Valores encontrados em uma solução ótima do caso 3.

Parâmetro	Valor
Corte d'água (%)	0,92325
Razão gás óleo (ft ³ /bbl)	3230
Volume de água injetado (bbl/dia)	6000
Volume de gás injetado (ft ³ /dia)	2600

É possível ver uma nítida proximidade entre os valores encontrados no caso 2 e 3, apesar do VPL do último ser maior. Essa diferença deve ser implicada ao maior período WAG utilizado.

A Figura 10 retrata o comportamento do poço produtor em função do tempo, indicando a produção cumulativa de óleo, a razão gás óleo e o corte d'água. Assim como nos casos anteriores foi o corte de água que determinou o encerramento da operação. E a Figura 11 ilustra o comportamento dos poços injetores.

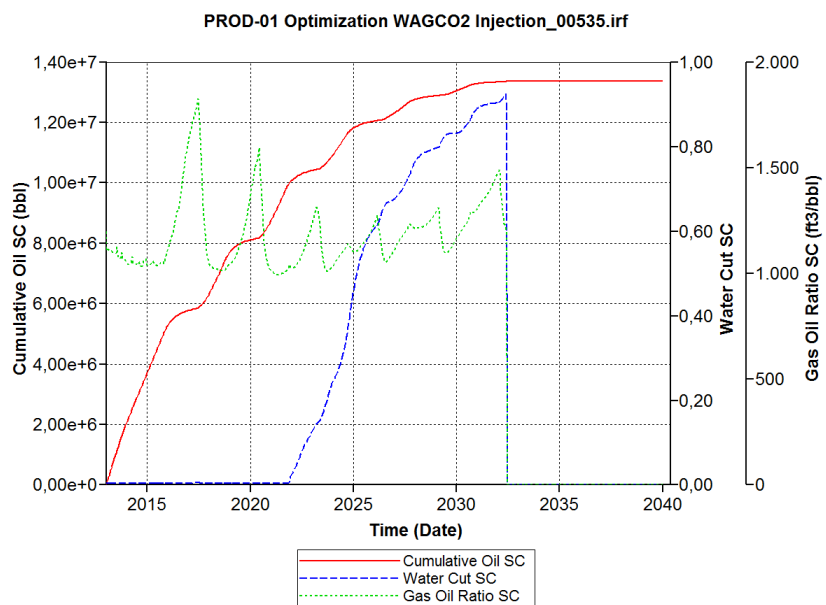


Figura 10 - Produção acumulada de óleo, razão gás óleo e corte d'água em função de tempo na simulação ótima do caso 3.

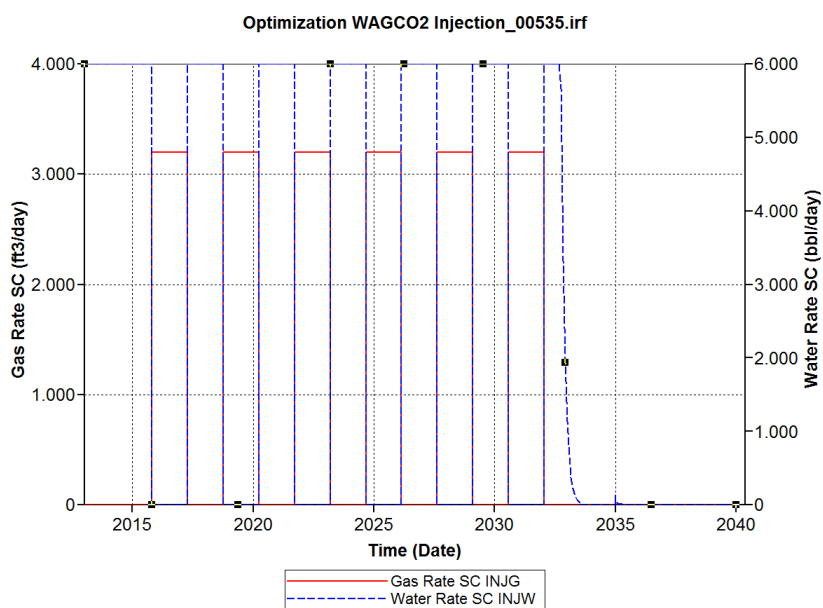


Figura 11 - Comportamento dos poços injetores em função do tempo na solução ótima do caso 3.

A Tabela 7 resume os principais resultados obtidos nas 3 simulações.

Tabela 7- Principais resultados alcançados pelo experimento. O VPL máximo e o tempo necessário para que a simulação atingisse tal resultado em cada caso.

Caso	Tempo para atingir solução ótima (h)	VPL (US\$ milhões)
Caso 1	43:39:52	137,05215
Caso 2	12:12:46	141,4211
Caso 3	37:05:37	146,7508

7. Conclusões

De forma geral o experimento obteve resultados positivos. A otimização ocorreu conforme o planejado, maximizando a função objetivo.

O caso 3 obteve os melhores resultados com o maior VPL. Entretanto, alguns pontos poderiam ser revistos afim de se alcançar maior precisão em simulações futuras. Primeiramente, a vazão máxima permitida para a injeção de água poderia ser revisada. Em todos os casos, a solução ótima utilizou o limite fornecido de 6000 bbl/dia para ser injetado. Logo é possível que vazões maiores permitissem melhores resultados. Além disso, houve uma variação muito grande entre os tempos necessários para que o software chegasse a uma solução ótima, o que dificulta uma previsão do tempo médio para que a otimização seja realizada.

8. Bibliografia

AITOKHUEHI, I., DURLOFSKY, L. J., "Optimizing the Performance of Smart Wells in Complex Reservoirs Using Continuously Updated Geological Models", *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 48 (2005) 254 -264.

BROUWER, D. R., JASEN, J. D., "Dynamic Water Flood Optimization with Smart Wells Using Optimal Control Theory", *SPE Journal*, 9 (4) 391-402, 2004.

CAUDLE, B.H., DYES, A.B., Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection, *Petroleum Transactions, AIME*, Vol. 213, 281-283, 1958.

CHEN, Y., OLIVER, D.S., ZHANG, D., "Efficient ensemble-based closed-loop production optimization". *SPE Journal*, 14 (4), 634–645, 2009.

CHEN, B., REYNOLDS, A. C., "Ensemble-Based Optimization of the WAG Injection Process". SPE 173217-MS. 2015 SPE Reservoir Simulation Symposium; Texas, EUA; 2015.

CHRISTENSEN, J.R., STENBY, E.H.; SKAUGE, A., Review of WAG Field Experience, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 4, No 2, 97-106, Abril, 2001.

COMPUTER MODELING GROUP. CMOST User Guide. Alberta, 2015. pp.269.

EGERMANN, P., ROBIN, M., LOMBARD, J.-M., MODAVI, A., KALAM, M.Z., "Gas Process Displacement Efficiency Comparisons on a Carbonate Reservoir", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 9, N.6, Dezembro, 621-629, 2006.

GHOMIAN, Y. Reservoir simulation studies for coupled CO₂ sequestration and enhanced oil recovery. Austin, TX, US: Universidade de Texas Austin, 2008.

JOHN, P.Y., ZHUANG, Z., KUMAR, K.H. and WATTS, R.Y. A simulation approach in economic assessment and risk analysis of the CO₂ miscible flooding process. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 4, n. 4, p. 359-374, 1990.

KULKARNI, M.M. and RAO, D.N. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 48, n. 1, p. 1-20, 2005.

KUUSKRAA, V.A., VAN LEEUWEN, T. and WALLACE, M. Improving domestic energy security and lowering CO₂ emissions with 'Next-Generation' CO₂-enhanced oil recovery (CO₂-EOR). National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA, 2011.

LIGERO, E. L., MELLO, S. F., MUNOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. J. An Approach to Oil Production Forecasting in WAG Process Using Natural CO₂. Society of Petroleum Engineers. SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition, 11-13 June, Porto f Spain, Trinidad. SPE-157680-MS. 2012.

MELLO, S.F. Caracterização de fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos molháveis à água, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015.

NETL. "Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution". National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA, 2017, 35 p.

PANJALIZADEH, H.; ALIZADEH, A.; GHAZANFARI, M.; ALIZADEH, N. "Optimization of the WAG Injection Process", Petroleum Science and Technology, vol. 33 (3), pp. 294-301, 2015.

PINTO, M. A. S., Método de Otimização Assistido para Comparação entre Poços Convencionais e Inteligentes Considerando Incertezas, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

RAHMAWATI, S.D., WHITSON, C.H. and FOSS, B. A mixed-integer non-linear problem formulation for miscible WAG injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 109, p. 164-176, 2013.

SAMPAIO, M. A., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. J., “Assisted optimization method for comparison between conventional and intelligent producers considering uncertainties”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133 (2015) 268-279.

SANTANA, G. M. Efeitos de histerese de permeabilidade relativa em reservatórios de óleo leve com injeção WAG-CO₂. 2014. 152 f. Tese (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

SARMA, P.; AZIZ, K.; DURLOFSKY, L. J.; “Implementation of Adjoint Solution for Optimal Control of Smart Wells”, SPE 92864, 2005 SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, Fevereiro, 2005.

SPITERI, E. J.; JUANES, R. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 50, n. 2, p. 115-139, 2006.

TEKLU, T.W., ALAMERI, W., GRAVES, R.M., KAZEMI, H. and ALSUMAITI, A.M. Low-salinity Water-alternating-CO₂ Flooding Enhanced Oil Recovery: Theory and Experiments. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE-171767-MS. Society of Petroleum Engineers, 2014.

VAN DIJKE, M.I.J., SORBIE, K.S., SOHRABI, M. and DANESH, A. Simulation of WAG floods in an oil-wet micromodel using a 2-D pore-scale network model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 52, n. 1, p. 71-86, 2006.

VAN DIJKE, M. I. J.; SORBIE, K. S. Pore-scale modelling of three-phase flow in mixed-wet porous media: multiple displacement chains. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 39, n. 3, p. 201-216, 2003.

XIAO, P., YANG, Z., WANG, X., XIAO, H. and WANG, X. Experimental investigation on CO₂ injection in the Daqing extra/ultra-low permeability reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 149, p. 765-771, 2017.

WANG, C., LI, G., REYNOLDS, A.C., 2009. “Production Optimization in Closed-Loop Reservoir Management”, SPE-109805, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 November 2007.

WANG, Z., LEI, H., DONG, Y., YANG, M., LI, L. and YANG, S. Oil recovery performance and permeability reduction mechanisms in miscible CO₂ water-alternative-gas (WAG) injection after continuous CO₂ injection: An experimental investigation and modeling approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016.

YETEN, B., BROUWER, D. R, DURLOFSKY, L. J., AZIZ, K., "Decision Analysis under Uncertainty for Smart Well Deployment", *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 43 (2004) 183 -199.

YU, J. P., ZHUANG, Z., KUMAR, K. H., WATTS, R. J., "A simulation approach in economic assessment and risk analysis of the CO₂ miscible flooding process", *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 4 (1990) 359 -374.