

## MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA DE BAIXA SALINIDADE EM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DO PRÉ-SAL

Leonardo Fonseca Reginato (1); Paulo Henrique Ranazzi (1); Dheiver Francisco Santos (2);  
Marcio Augusto Sampaio Pinto (1)

<sup>1</sup>*Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*

<sup>2</sup>*Departamento de Engenharia de Petróleo. Universidade Tiradentes – UNIT*

*leonardofonseca.r@usp.br*

**Resumo:** De todos os tipos de mecanismos de recuperação de petróleo, o mais aplicado no cenário global é a injeção de água (do inglês *Water Injection – WI*). Atualmente, para obter melhores desempenho na recuperação avançada de óleo (EOR) a injeção de água de baixa salinidade (do inglês *Low Salinity Water Injection – LSWI*), realiza o controle de íons da água de injeção buscando uma interação química entre a formação e a água injetada. Dessa forma, é alterada a molhabilidade da formação aumentando assim o volume de óleo deslocado. O trabalho propõe utilizar um modelo sintético de reservatório baseado no campo de Júpiter do Pré-Sal brasileiro, aplicando a técnica de simulação de reservatórios para avaliar se o fenômeno de inversão de molhabilidade (IM) em rochas carbonáticas apresenta um aumento na produção de óleo. Por fim, é submetido a esse modelo um processo de otimização em função da maximização do valor presente líquido (VPL), avaliando se os investimentos para a utilização do método *LWSI* são amortizados por esse aumento de produção. Para os resultados, foi possível avaliar a diferença do comportamento da saturação e deslocamento da água de injeção nos casos de LS e WI e que mais estudos são necessários para viabilidade econômica da técnica LS.

**Palavras-chave:** Injeção de Água de Baixa Salinidade, Reservatórios Carbonáticos, Molhabilidade.

**Introdução:** A crescente demanda de exploração de óleo mundial impulsiona o desenvolvimento de novas tecnologias de recuperação avançada de campos novos e maduros, considerando a redução de custos e de complexidade da exploração. Portanto, os métodos de recuperação de óleo avançado estão em constante atualização, tornando-se cada vez mais adaptáveis a essa demanda global. A exploração de rochas carbonáticas representa hoje mais de 60% dos tipos de reservatórios de petróleo produzido em todo o mundo (CHEN et al., 2018). Esse cenário não é diferente no Brasil, onde as maiores atividades de produção estão localizadas nos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal.

Os métodos avançados de produção foram classificados por Ertekin *et al.* (2001) como químicos, térmicos e miscíveis. Dentro da classificação de químicos, o mecanismo abordado no projeto é a inversão de molhabilidade (IM). Atualmente, estudos de inversão de molhabilidade apresentam algumas hipóteses dos processos físicos e químicos que a injeção de baixa salinidade

pode gerar interagindo com o carbonato (RAZAEIDOUST *et al.*, 2009; FATHI *et al.*, 2011; YOUSEF *et al.*, 2011; KADEETHUM *et al.*, 2017).

Esse trabalho tem o objetivo de avaliar o impacto na produção de óleo sob a recuperação LSWI em função do controle da saturação do íon potencial da IM em carbonatos utilizando simulador comercial. O método de injeção de água foi simulado em um modelo de reservatório apresentado por Madeira e Pereira (2014), modelo de características carbonáticas chamado Cerena-I baseado no campo de Júpiter (campo do Pré-Sal brasileiro). Além da modelagem e avaliação da efetividade da injeção no campo, também foi realizada uma etapa de otimização dos dados operacionais dos poços (injetor e produtor) para maximizar o valor presente líquido (VPL) do campo.

### **Metodologia:**

#### Modelagem da Injeção de Água de Baixa Salinidade:

A ferramenta utilizada foi o software comercial desenvolvido pela *CMG – Computer Modelling Group Ltd.*, para as simulações. Ativando a função de LSWI são necessárias algumas informações para incorporar essa injeção no modelo de simulação: (1) salinidade da água de injeção e da formação (em partes por milhão); (2) fatores de interpolação das curvas de permeabilidade relativa; (3) porcentagens dos minerais presentes na rocha; (4) componente e sua saturação para a interpolação dos valores de permeabilidade relativa.

Através da variação da saturação de determinados sais, é possível mostrar numericamente a interação entre esses íons através da interpolação das curvas de permeabilidade relativa, representando essa IM. Para a definição da fração volumétrica dos minerais presentes na formação, ficou definido com 50% de calcita e 50% de dolomita, minerais comuns e abundantes na maior parte dos carbonatos.

A simulação dos modelos é realizada pelo simulador composicional GEM desenvolvido pela CMG, esse tipo de simulação incorpora em seus cálculos a dinâmica composicional do óleo presente no reservatório, e assim, para a simulação os modelos dispunham da composição e fração molar dos compostos presentes no óleo.

#### Atribuição das Salinidades:

Para a modelagem, as informações da salinidade da água da formação e injeção são necessárias. Sendo assim, foi realizada uma revisão bibliográfica para coletar os dados de

salinidade de trabalhos que testavam esse tipo de injeção em carbonatos. Aplicando uma média entre os resultados, possibilitando chegar nas concentrações apresentadas na Tabela 1 abaixo

**Tabela – 1:** Saturação média dos íons da água de injeção e da formação.

	pH	Ca	SO <sub>4</sub>	Mg	Na	Cl
Água da formação (ppm)	6	10893	240.7	1746	24773.7	90093.4
Água injetada (ppm)	5.5	1523.5	2662.3	1148	10578.5	19296.5

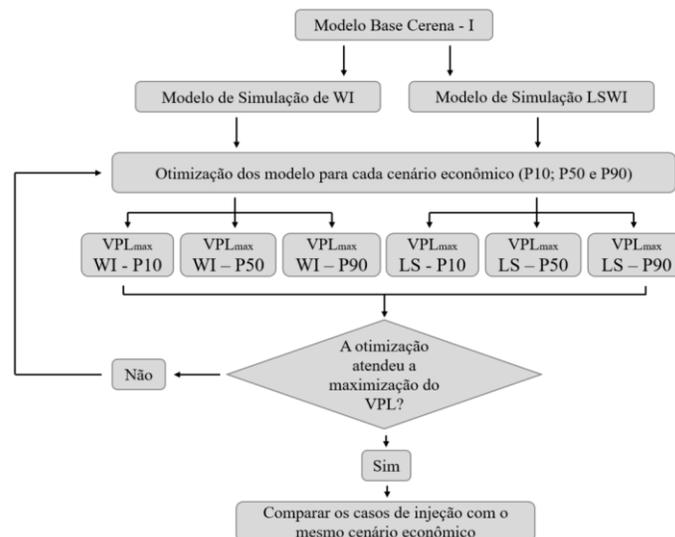
### Método de Otimização:

Foi utilizado o software de otimização da *CMG* chamado *CMOST*, aplicando seu próprio algoritmo de otimização DECE (do inglês *Designed Exploration and Controlled Evolution*), que funciona de forma interativa realizando um estágio de exploração, onde busca o máximo e mínimo do espaço a ser otimizados de maneira aleatória, explorando um conjunto de dados que sejam representativos estatisticamente. Essa representatividade é usada na segunda etapa do algoritmo, analisando os valores obtidos, são rejeitados os resultados ruins e ajustados os melhores. Esse processo de exclusão dos resultados ruins é realizado de forma cíclica, evitando que o algoritmo fique preso em mínimos locais.

Com a otimização, é possível avaliar de forma comparativa como a variação do tipo de água de injeção pode resultar no desempenho de produção de óleo, e se essa injeção é lucrativa.

Todo o processo de desenvolvimento do trabalho é sintetizado através do fluxo de trabalho representado pela Figura 1 abaixo:

**Figura – 1:** Fluxo de trabalho aplicado no estudo.

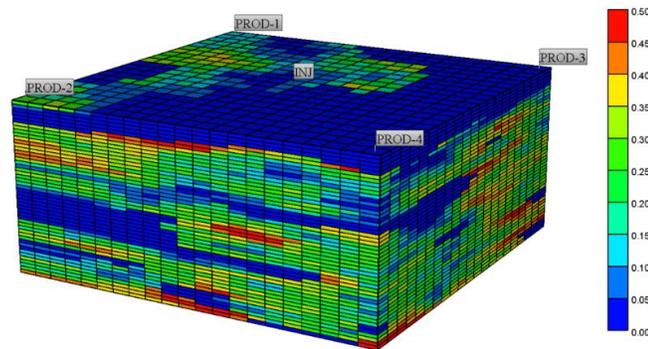


A primeira etapa do projeto é realizar a modelagem e simulação do modelo adaptado com WI e LSWI, e na sequência são realizadas três otimizações de cada modelo de injeção (cenários econômicos pessimista, otimista e mais provável). Os melhores casos dessas otimizações são avaliados para verificar se o VPL é máximo, se verdadeiro, é comparado os resultados ótimos de cada modelo, comparando respectivamente cenários econômicos em função de cada injeção, e se não atende a maximização, é otimizado novamente os modelos alterando os valores dentro do intervalo dos parâmetros de produção dos poços.

#### Estudo de Caso: Modelo de Simulação:

Para a produção do modelo sintético do campo de Júpiter foi implementado uma malha em *five-spot* invertido de dimensão 21x21x50 blocos. O tempo de simulação foi de 30 anos de produção. Para a modelagem da completação dos poços, foi utilizado o critério de porosidade nula, ou seja, em todas as zonas em que a porosidade era igual a zero os poços não foram completados. Por fim, para o controle da produção de água foi ajustada a profundidade dos poços produtores, para reduzir essa produção do aquífero e a altura máxima do poço injetor.

**Figura – 2:** Modelo de Simulação Cerena-I modificado, propriedade de porosidade das células.



#### Estudo de Caso: Cenário Econômico

O processo de otimização em função da maximização do VPL utiliza seus custos de produção. Assim, foi gerado um cenário econômico para o modelo com base no *benchmark* UNISIM-II devido ao cenário de produção *Offshore* semelhante ao Cerena-I. Para o cálculo de investimento na plataforma de produção foi utilizado a Equação 1 adaptada de Correia *et al.* (2015).

$$INV_{plat} = 417 + (13.2Cp_o + 3.2Cp_i + 3.2Cp_w + 3.2Cw_i + 0.1n_w) \quad \text{Equação (1)}$$

onde  $Inv_{plat}$  é o investimento da plataforma (milhões US\$);  $Cp_o$  é a capacidade de processamento de óleo (1000 m<sup>3</sup>/dia);  $Cp_l$ : Capacidade de processamento de líquido (1000 m<sup>3</sup>/dia);  $Cp_w$ : Capacidade de processamento de água (1000 m<sup>3</sup>/dia);  $Ci_w$ : Capacidade de injeção de água (1000 m<sup>3</sup>/dia);  $N_w$ : Numero de poços.

**Tabela – 2:** Custos para projeto de exploração. Valores adaptados de Correia et al. (2015).

Variavel	Valor	Unidade
<b>Taxas Governamentais</b>		
Royalties (% do lucro bruto)	10	%
PIS/Cofins (% do lucro bruto)	9,25	%
Imposto de Renda(% do lucro bruto)	25	%
Taxa de Desconto	9	%
<b>Custos Operacionais</b>		
1 Poço Convencional	21,67 + (0,02/m)	MM US\$
Produção de Óleo	56,61	US\$/m <sup>3</sup>
Produção de Gás	0,101	US\$/m <sup>3</sup>
Produção de Água	11,32	US\$/m <sup>3</sup>
Injeção de Água Comum	11,32	US\$/m <sup>3</sup>
Injeção de Água de Baixa Salinidade	18,11	US\$/m <sup>3</sup>
Abandono do Campo (% dos Investimentos dos Poços)	8,2	%
<b>Preço de Venda</b>		
Óleo	377,4	US\$/m <sup>3</sup>
Gás	0,15	US\$/m <sup>3</sup>

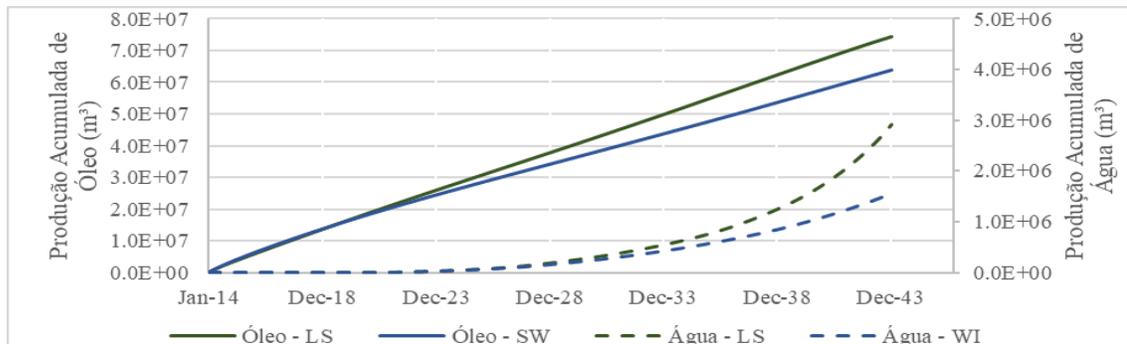
Foram considerados três cenários econômicos para o preço do barril de petróleo e custo da injeção de água calibrada (LSWI), podendo avaliar de forma mais abrangente se a injeção é viável com a variação dos custos. Portanto, os valores foram: P10 – US\$/m<sup>3</sup> 503,2 e custo LSWI de US\$/m<sup>3</sup> 20,37; P50 – US\$/m<sup>3</sup> 337,4 e custo LSWI de US\$/m<sup>3</sup> 18,11; P90 – US\$/m<sup>3</sup> 251,6 e custo LSWI de US\$/m<sup>3</sup> 15,84. O custo da injeção de água comum foi o mesmo para todos os cenários.

## Resultados e Discussão:

### Simulação dos Casos Base:

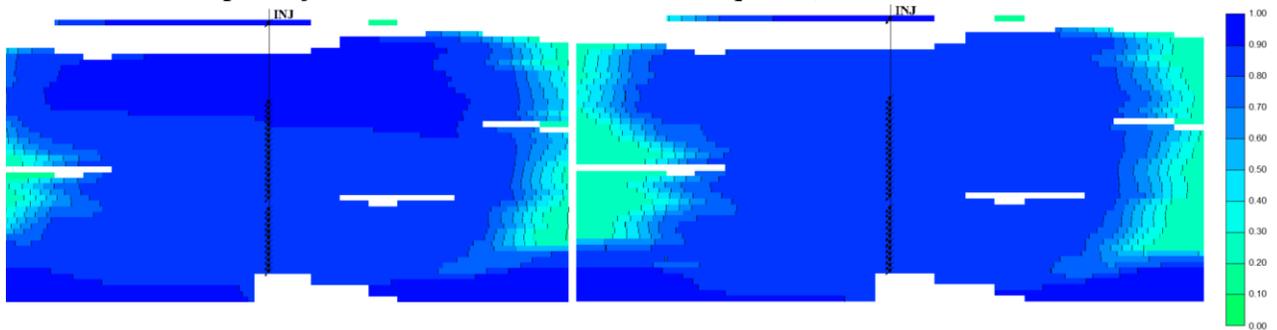
Foram realizadas as simulações dos dois modelos de injeção, e esses resultados são denominados “Casos Base” e com estes é possível comparar o comportamento da produção em cada método de injeção. A Figura 2 abaixo ilustra esse comportamento da produção da água e óleo:

**Figura – 3:** Produção Acumulada de Óleo e Água (cenário econômico P50).



O gráfico mostra que o Caso Base (antes da otimização) dos dois modelos apresenta uma curva de produção de óleo muito linear, indicando que os parâmetros de produção dos poços estão desajustados com relação ao volume de óleo do reservatório e o seu potencial de produção. Esse aumento da produção de óleo do modelo de LS é relacionado com a IM, a medida que essa água se desloca no reservatório provoca um carreamento maior de óleo e assim a saturação de água dessa zona é maior. Esse aumento da saturação de água é notado na Figura 3, onde mostra um corte vertical do modelo. Na esquerda o caso de LS mostra uma região com saturação maior que na WI (a direita), indicando que a saturação de óleo residual dessa zona é mais baixa comparado ao outro método de injeção.

**Figura – 4:** Saturação de água em corte vertical do reservatório (camada 11) no período de produção 01/01/2040, entre LSWI (a esquerda) e WI (a direita).



Processo de Otimização:

Os modelos de WI e LSWI foram otimizados para maximizar o VPL através do gerenciamento dos mesmos parâmetros de produção dos poços entre os modelos. Relacionando esses resultados com os modelos antes do processo de otimização, temos:

**Tabela – 3:** Resultado de Produção acumulada de óleo, VPL e Fator de Recuperação - FR depois da otimização.

	Resultados dos Modelos Otimizados								
	P10			P50			P90		
	Óleo Acum. (Mm³)	VPL (MM US\$)	FR	Óleo Acum. (Mm³)	VPL (MM US\$)	FR	Óleo Acum. (Mm³)	VPL (MM US\$)	FR
Água Comum - WI	98.5	14,1x10³	66%	94	10,1x10³	63%	92	6,2x10³	62%
LSWI - Sulfato	87.5	9,9x10³	59%	89.7	7,07x10³	60%	90.05	4,24x10³	61%

De acordo com os resultados, a WI apresentou o maior VPL dos três cenários otimizados com maior produção acumulada de óleo e conseqüentemente fator de recuperação maiores. Uma análise comparativa para entender esse resultado, mostra que os custos associados a injeção de LS limita a produção de óleo

durante a otimização, fazendo com que o volume de injeção seja menor, reduzindo a produção de óleo. Comparando os resultados de VPL antes e depois da otimização temos:

**Tabela – 4:** Resultado de VPL antes e depois da otimização:

	VPL - Antes da Otimização			VPL - Depois da Otimização		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90
WI (MMUS\$)	4650	3080	1509	14092	10147	6222
LSWI (MMUS\$)	4677	3083	1485	9915	7076	4240

A injeção de LS só obteve resultados de VPL melhores que WI antes do processo de otimização (considerando os cenários P10 e P50), com uma maior produção de óleo e também de água (como apresentado na Figura 3).

### Conclusões:

Analisando os resultados, foi possível notar a diferença do comportamento da saturação e deslocamento da água de injeção nos casos de LS e WI, comprovando assim que o controle dessa salinidade altera o deslocamento da água no reservatório, auxiliando na redução da saturação residual de óleo. Isso mostra a atuação do processo de IM, que resulta em um aumento da produção de óleo no modelo antes da otimização. Considerando que os parâmetros dos poços nos dois casos bases estivessem no limite operacional, a injeção de baixa salinidade seria uma ótima opção nos cenários econômicos entre P10 e P50. Mas com a otimização dos parâmetros de vazão, pressão no fundo e corte de água, os resultados de produção desses modelos otimizados foram maiores, mostrando que essa otimização dos poços com a WI apresenta um VPL do campo mais atrativo em todos os contextos econômicos, devido também a injeção de LS não apresentar um aumento na produção de óleo que supra o aumento no seu custo.

De maneira geral, as simulações mostraram que a inversão de molhabilidade (em função do Sulfato –  $SO_4$ ) expressa em termos de permeabilidade relativa de um modelo carbonático, pode apresentar resultados positivos em relação a redução de óleo residual. Mas também conclui que é necessário a aplicação de um estudo de viabilidade econômica, que baseado nos contextos financeiros apresentados, não se mostra economicamente viável. Devido a otimização dos parâmetros de produção dos poços com injeção de água comum ter um custo menor de injeção e não serem considerados que esses parâmetros estavam nos limites operacionais nos modelos base, essa otimização pode chegar a um maior retorno financeiro.

### Agradecimentos:

Os autores agradecem à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, à FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo), ao grupo de pesquisa LASG, em especial ao Prof. Dr. Marcio Augusto Sampaio Pinto por toda a orientação e suporte, ao Instituto

Tecnológico de Lisboa pelo compartilhamento do estudo de caso, contribuindo para o desenvolvimento das pesquisas e também agradecer à CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*) pelas licenças dos simuladores utilizados no estudo.

### Referências:

CORREIA, M. et al. UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir. **SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference**, p.1-21, 2015. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/177140-ms>.

CHEN Y.; XIE, Q.; SARI, A.; BRADY, P. V.; SAEEDI, A. Oil/water/rock wettability: Influencing factors and implications for low salinity water flooding in carbonate reservoirs. **Fuel**, v. 215, p.171-177, mar. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.031>.

ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J.H.; KING, G. R. Basic Applied Reservoir Simulation. 1. Ed. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2001. (Textbook,7).

FATHI S. J.; AUSTAD T.; STRAND S. Water-Based Enhanced Oil Recovery (EOR) by “Smart Water”: Optimal Ionic Composition for EOR in Carbonates. **Energy & Fuels**, Stavanger, v. 25, n. 11, p.5173-5179, 17 nov. 2011. American Chemical Society (ACS). <http://dx.doi.org/10.1021/ef201019k>.

KADEETHUM, T.; SAMA, H. K. E MAINI, B. B. Enhance Microscopic Sweep Efficiency by Smart Water in Tight and Very Tight Oil Reservoirs. **SPE Unconventional Resources Conference**, Calgary, 15-16 fev. 2017. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/185032-ms>.

MADEIRA, P. T.; PEREIRA L. A. G. R. Dynamic simulation on the synthetic reservoir CERENA I. **Compositional fluid flow simulation with 4D seismic monitoring on a reservoir with a large content of CO<sub>2</sub>**. Tese (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Instituto Técnico de Lisboa, Portugal, 2014.

RAZAEIDOUST A.; PUNTERVOLD T.; STRAND S.; AUSTAD T. Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms. **Energy & Fuels**, Stavanger, v. 23, n. 9, p.4479-4485, 17 set. 2009. American Chemical Society (ACS). <http://dx.doi.org/10.1021/ef900185q>.

YOUSEF A. A.; AL-SALAH S.; AL-JAWFI M. Mohammed Saleh. Smart Waterflooding for Carbonate Reservoirs: Salinity and Role of Ions. **SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference**, Manama, 25 set. 2011. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/141082-ms>.