



Letícia Berni

**Água otimizada: Impacto da composição da
água injetada no fator de recuperação de testes
de deslocamento em meio poroso**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Márcio da Silveira Carvalho
Coorientador: Sr. Raphael Augusto Mello Vieira

Rio de Janeiro
Março de 2017

Letícia Berni

**Água otimizada: Impacto da composição da
água injetada no fator de recuperação de testes
de deslocamento em meio poroso**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC – Rio

Sr. Raphael Augusto MelloVieira

Coorientador

Cenpes/Petrobras

Prof. Luis Fernando Alzuguir Azevedo

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Profa. Mônica Feijó Naccache

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 17 de março de 2017.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Letícia Berni

Letícia Berni graduou-se em Química Industrial e Engenharia Química pela Universidade Federal de Santa Maria [2007 e 2010].

Ficha catalográfica

Berni, Letícia

Água otimizada: impacto da composição da água injetada no fator de recuperação de testes de deslocamento em meio poroso / Letícia Berni; orientador: Márcio da Silveira Carvalho; co-orientador: Raphael Augusto Mello Vieira. – 2017.

125 f.: il. (color.); 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2017.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Água customizada. 3. Água de baixa salinidade. 4. Testes de deslocamento. I. Carvalho, Márcio da Silveira. II. Vieira, Raphael Augusto Mello. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Ao futuro do
Arthur

Agradecimento

Aos meus pais, por terem me propiciado ser possível chegar até aqui.

Ao meu marido, por estar sempre ao meu lado, me apoiando incondicionalmente.

Ao meu orientador, professor Márcio da Silveira Carvalho, pela parceria de confiança e apoio, sempre.

A PETROBRAS pela oportunidade de realizar esse trabalho.

Aos meus colegas do CENPES Samuel dos Santos, Jonathan da Silva e em especial a Paulo Lima, sem o qual esse trabalho não teria sido possível.

Ao meu gerente Cláudio Ziglio pelo incentivo constante.

Ao colega Raphael Vieira pela troca de ideias desde o início e pela detalhada revisão desta dissertação.

Ao bebê Arthur, que desde sua concepção é a razão de tudo.

Resumo

Berni, Letícia; Carvalho, Márcio da Silveira, Mello Vieira, Raphael Augusto. **Água otimizada: Impacto da composição da água injetada no fator de recuperação de testes de deslocamento em meio poroso.** Rio de Janeiro, 2017. 119 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O presente trabalho busca discutir mecanismos em pauta na literatura em relação à injeção de água de salinidade otimizada com os resultados de 10 (dez) testes de escoamento bifásico óleo/água para 2 (dois) cenários carbonatos e 1 (um) arenito. O principal objetivo foi estudar o efeito de íons potencialmente determinantes (Ca, Mg, SO₄, NaCl), além da temperatura, no fator de recuperação e curvas de permeabilidade relativa óleo-água. Em relação a carbonatos, avaliou-se se Ca/Mg e SO₄ tinham algum papel na alteração da molhabilidade da formação e, em caso positivo, se esse efeito era exacerbado em ambiente de baixa salinidade. Em relação a reservatórios areníticos, comparou-se a injeção de água dessulfatada com água do mar diluída. Dos testes de deslocamento realizados em amostras de arenito, observou-se que água do mar diluída, injetada após água do mar dessulfatada foi capaz de, em média, acrescer o FR em 2,8% e em reduzir o Sor de 2,1%. Quanto ao cenário carbonato A de alta temperatura avaliado (95°C), observou-se que água otimizada, quando injetada após água dessulfatada, foi capaz de aumentar o FR em 15,3% e diminuir o Sor em 12,1%. Ainda, quando se introduziu água otimizada de forma secundária, observou-se redução no Sor em 4,6% e aumento do FR em 5,9% quando comparado com a injeção usual de água. No carbonato B, injeção da água otimizada após água dessulfatada levou a um acréscimo de 10,1% no FR e diminuição de 7,1% no Sor. Tanto no cenário arenito quanto nos carbonatos, não houve produção adicional de óleo quando injetado água do mar após a injeção de água otimizada. Isso corrobora a ideia de que o fluido customizado permitiria atingir o máximo de eficiência de deslocamento.

Palavras-chave

Água customizada; água de baixa salinidade; testes de deslocamento.

Abstract

Berni, Letícia; Carvalho, Márcio da Silveira (advisor), Mello Viera, Raphael Augusto (co-advisor). **Optimized water: Impact of the composition of the water injected on the recovery factor of displacement tests in porous medium.** Rio de Janeiro, 2017. 101p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The present work seeks to discuss possible mechanisms in the literature based in the results of 10 (ten) oil / water core flooding experiments in 2 (two) carbonate scenarios and 1 (one) sandstone scenario. Rock and oil samples from real reservoirs were used in experimental conditions of temperature and pressure close to the field reality. The main objective was to study the effect of Ca, Mg, SO₄, NaCl and temperature on the recovery factor and oil-water relative permeability curves. Regarding the carbonate scenario, it was evaluated whether Ca / Mg and SO₄ had any role in altering the wettability of the formation and, if so, whether this effect was exacerbated in a low salinity environment. For the sandstone reservoirs, the injection of desulfated water and seawater diluted were compared. From the displacement tests carried out in the sandstone samples, it was observed that the diluted sea water, injected after the desulfated sea water, was able to average increase the RF by 2.8% and to reduce the Sor by 2.1%. Regarding the high-temperature carbonate scenario evaluated (95 °C) it was observed that the optimized water, when injected tertiarily, was able to increase the RF by 15.3% and decrease the Sor by 12.1%, in comparison to the desulfated seawater. In carbonate B, optimized water injection after desulfated water led to a 10.1% increase in the recovery factor and a 7.1% decrease in the residual oil saturation. Mainly, in both sandstone and carbonate scenarios, there was no additional oil production when sea water was injected after the optimized water injection. This corroborates the idea that the Taylor-designed fluid achieves maximum displacement efficiency.

Keywords

Design water; low salinity flooding; core flood tests.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. Descrição geral do problema	13
1.2. Objetivo	13
1.3. Roteiro	13
2. MOLHABILIDADE E PERMEABILIDADE	15
2.1 Molhabilidade de reservatórios de petróleo ^{[1] [2]}	15
2.2 Consequências da molhabilidade para a produtividade dos reservatórios ^{[1] [2]}	17
2.3 Permeabilidade Relativa – Fundamentos ^[3]	20
2.3.1 Regime Permanente	20
2.3.2 Regime Transiente	21
3. INJEÇÃO DE ÁGUA DE SALINIDADE OTIMIZADA: ESTADO DA ARTE	23
3.1. O mecanismo de atuação	28
3.2 Aplicações em campo	56
4. METODOLOGIA	66
4.1 Equipamento de fluxo bifásico	66
4.1.1 Material utilizado	70
4.2 Método de simulação / otimização de permeabilidade relativa [12]	70
5. AMOSTRAS E FLUIDOS UTILIZADOS	72
5.1 Arenito	72
5.2 Carbonato A	76
5.3 Carbonato B	80
6. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL	83
7. RESULTADOS	86
7.1 Arenito	86
7.2 Carbonato A	91
7.3 Carbonato B	100
9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	112
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	116
ANEXO 1 – Dados de saída do Simulador	119

Lista de Figuras

Figura 1: Principais grupos funcionais dos componentes polares presentes no petróleo [2].	16
Figura 2: Geração de molhabilidade ao óleo em rochas carbonáticas	17
Figura 3: Curvas de pressão capilar em amostras de rocha com molhabilidade à água, molhabilidade neutra e molhabilidade.....	18
Figura 4: Curvas de permeabilidade relativa e pontos de cruzamento.....	19
Figura 5: Curvas de permeabilidade relativa água-óleo em rochas de variados graus de molhabilidade.	19
Figura 6: Curvas de produção de óleo em rochas de variados graus de molhabilidade [2].	20
Figura 7: Publicações científicas em relação a injeção de água de baixa salinidade [1].	25
Figura 8: Análise iônica da água produzida em teste de injeção de água de baixa salinidade em plugue [10].	29
Figura 9: a) Isotermas de adsorção de M^{+2} ($M= Ca^{+2}$ ou Mg^{+2}) b) Região de “água doce” desenvolvida [13].	30
Figura 10: Expansão da camada de água que envolve a rocha [13].	30
Figura 11: Impacto da salinidade da água no potencial zeta na interface óleo/água para determinado óleo [14].	31
Figura 12: Mecanismo por migração de finos	32
Figura 13: Expansão da camada eletrônica [16].	33
Figura 14: Pontes iônicas formadas entre componentes polares do óleo e cátions adsorvidos na formação [16].	35
Figura 15: Tipo de pontes iônicas [10]	36
Figura 16: Variação da $[Mg^{+2}]$ no efluente de testes laboratoriais com plugues [10].	38
Figura 17: Variação da $[Mg^{+2}]$ na água produzida de teste piloto [21].	39
Figura 18: Mudança esquemática na $[Mg^{+2}]$ no efluente de testes com plugues [19].	40
Figura 19: Mecanismo de troca iônica proposto por Austad <i>et al</i> [19].	40
Figura 20: Mecanismo proposto de atuação da água otimizada em carbonatos [25].	43
Figura 21: (a) Representação esquemática das folhas tetraédricas e octaédrica da caulinita 1:1 [27]	45
Figura 22: Relação entre o aumento de recuperação através da injeção de água de baixa salinidade e o teor de caulinita	48
Figura 23: Relação curvas de permeabilidade e teor de caulinita [28].	49
Figura 24: Suposta adsorção de R-COOH na argilla	50
Figura 25: Típica isoterma de adsorção do Ca^{+2} em argilo-mineral 11].	51
Figura 26: Saturação de óleo remanescente após injeção de água de baixa salinidade [32].	56

Figura 27: Saturação de óleo residual com injeção de água de alta e baixa salinidade [36].	58
Figura 28: Mapa estrutural do campo de Endicott [20].	58
Figura 29: Caminhão pipa utilizado no teste piloto [36].	60
Figura 30: Bombas injetoras e tanques de armazenamento da água de baixa salinidade [36].	60
Figura 31: Aumento na produção de óleo no poço produtor [36].	60
Figura 32: Diminuição no <i>watercut</i> do poço produtor com injeção de água de baixa salinidade [36].	61
Figura 33: Aumento de óleo recuperado X volume poroso de água de baixa salinidade injetada [36].	61
Figura 34: Avaliação da perda de injetividade em projetos de injeção de água de baixa salinidade [39].	63
Figura 35: Esquema de um teste de deslocamento transiente [12].	66
Figura 36: Equipamento de deslocamento em meio poroso utilizado.	67
Figura 37: Desenho esquemático do equipamento	67
Figura 38: válvula de contra-pressão	68
Figura 39: vaso separador utilizado nos testes de deslocamento	68
Figura 40: vaso separador utilizado nos testes de deslocamento	69
Figura 41: Imagem de microscopia das amostras do arenito pós-sal (obtidas de microscópio Zeiss Axio Imager A1).	73
Figura 42: Imagiamento microtomográfico da amostra	76
Figura 43: Imagiamento microtomográfico comparativo.	76
Figura 44: Amostras Z, W e Y (de cima para baixo) do carbonato B	80
Figura 45: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtida.	87
Figura 46: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para o cenário de baixa permeabilidade do arenito.	88
Figura 47: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para o cenário de alta permeabilidade.	88
Figura 48: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra de carbonato A no Teste 1.	95
Figura 49: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado	95
Figura 50: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Carbonato A, Teste 2.	96
Figura 51: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado no Carbonato A, Teste 2.	96
Figura 52: Comparativo dos fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado no Carbonato A,	97
Figura 53: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Teste 3, Carbonato A.	98
Figura 54: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado	98

Figura 55: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para cada uma das águas utilizadas no carbonato A.	99
Figura 56: Fatores de recuperação (%) versus log do volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 1 para carbonato A e B.	103
Figura 57: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado	104
Figura 58: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Teste 1 do carbonato B.....	106
Figura 59: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado	106
Figura 60: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Teste 2.....	107
Figura 61: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado.	107
Figura 62: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado.	108
Figura 63: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado.	109
Figura 64: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado.	109
Figura 65: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas.	110

Lista de tabelas

Tabela 1: Possíveis mecanismos de trocas iônicas entre a argila da formação e óleo cru [10].	36
Tabela 2: Propriedades dos argilo-minerais [19].	47
Tabela 3: Resumo das características desejadas e indesejadas para a aplicação da tecnologia em arenitos e carbonatos.	55
Tabela 4: Gerenciamento de risco na injeção de água de baixa salinidade [39].	64
Tabela 5: Listagem de material necessário para montagem de estufa de teste de deslocamento.	70
Tabela 6: Dados das amostras do cenário arenito utilizadas nos testes.	72
Tabela 7: Dados das amostras combinadas utilizadas no cenário arenito.	74
Tabela 8: Águas utilizadas no cenário arenito.	75
Tabela 9: Óleo morto utilizado no cenário arenito (SARA POR TLC - FID)	75
Tabela 10: Dados das amostras do cenário carbonato A.	77
Tabela 11: Águas utilizadas no cenário do carbonato A e B	78
Tabela 12: Óleo morto utilizado carbonato A	79
Tabela 13: Dados das amostras do cenário carbonato B.	81
Tabela 14: Óleo morto utilizado carbonato B	81
Tabela 15: Resultados finais da eficiência de deslocamento 1-D das águas utilizadas para cenário arenito	87
Tabela 16: Pontos terminais das amostras do carbonato A para recuperação secundária e subsequentes	92
Tabela 17: Pontos terminais das amostras do carbonato B para recuperação secundária e subsequentes	100
Tabela 18: Síntese do comportamento observado nos testes de deslocamento	111

Lista de Símbolos

K – Permeabilidade absoluta

k_f – Permeabilidade Efetiva

k_{ro} – Permeabilidade relativa ao óleo

k_{rw} – Permeabilidade relativa à água

$k_{rw}(S_{orw})$ – Permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual

$k_{ro}(S_{wi})$ – Permeabilidade relativa ao óleo na saturação de água inicial

– Porosidade

μ_o – Viscosidade do óleo;

μ_w – Viscosidade da água;

σ - Tensão interfacial entre as fases óleo e água

ρ_f – Massa específica de um fluido

1. INTRODUÇÃO

1.1. Descrição geral do problema

Na última década inúmeros estudos tem sido realizados na tentativa de inferir-se potenciais mecanismos que justifiquem a relação do fator de recuperação com a salinidade do fluido injetado em reservatórios de petróleo. Até hoje nenhum deles pode ser completamente confirmado, contudo, há inúmeros relatos na literatura, nos direcionando fortemente a crer que uma alteração na molhabilidade da rocha no sentido de torná-la mais molhável à água está envolvida quando injetada água de determinada salinidade.

1.2. Objetivo

O objetivo desse trabalho foi avaliar o impacto da composição da água injetada no fator de recuperação em testes de deslocamento em meio poroso. Para tal, o presente trabalho busca relacionar e discutir possíveis mecanismos em pauta na literatura com os resultados de 10 (dez) testes de escoamento bifásico óleo/água para 2 (dois) cenários carbonatos e 1 (um) arenito. Amostras de rocha e óleo de reservatórios reais, em condições experimentais de temperatura e pressão próximas da realidade do campo foram utilizadas. O principal objetivo foi estudar o efeito de íons potencialmente determinantes (Ca, Mg, SO₄, NaCl), além da temperatura, no fator de recuperação e curvas de permeabilidade relativa óleo-água.

1.3. Roteiro

O trabalho está dividido em 9 capítulos. No presente Capítulo 1 é apresentado o problema, objetivo e roteiro desta dissertação.

No segundo capítulo faz-se sucinta revisão de conceitos necessários ao entendimento do trabalho, especificamente a respeito de molhabilidade

e permeabilidade de reservatórios. No capítulo 3 apresenta-se revisão bibliográfica sobre o efeito no fator de recuperação de reservatórios devido à salinidade da água injetada. Sequencialmente, no capítulo 4, descreve-se a metodologia experimental utilizada no trabalho, seguida do capítulo 5 que trata da descrição das amostras e fluidos utilizados. O procedimento experimental adotado é contemplado no capítulo 6, bem como os resultados e a discussão desses coube aos capítulos 7 e 8, respectivamente. Finalmente, conclusões e recomendações são abordadas no capítulo 9.

2. MOLHABILIDADE E PERMEABILIDADE

Neste capítulo, a fim de fundamentar o entendimento dos resultados experimentais obtidos, apresenta-se brevemente conceitos de escoamento em meios porosos, particularmente em relação à molhabilidade de reservatórios e curvas de permeabilidade relativa. Sequencialmente apresenta-se revisão literária sobre injeção de água de salinidade otimizada.

2.1 Molhabilidade de reservatórios de petróleo ^{[1] [2]}

A capacidade preferencial de um fluido aderir ou espalhar sobre uma superfície sólida, em relação a outro com o qual é imiscível, é chamada de molhabilidade. Em reservatórios de petróleo, a distinção na distribuição de molhabilidade dos poros é usualmente atribuída à etapa de formação da jazida.

Usualmente são reconhecidos quatro estados de molhabilidade: (1) molhável à água, (2) molhável ao óleo, (3) molhabilidade fracionária, (4) molhabilidade mista.

- **Molhabilidade à água:** Diz-se que uma rocha é molhada por água quando mais de 50% de sua superfície exposta têm preferência por este fluido. A água ocupa primordialmente os poros menores, onde a relação superfície/volume é maior, e forma um filme que recobre os demais poros. O óleo, por sua vez, ocupa os poros maiores. Uma rocha molhada por água embebe água espontaneamente, até que uma determinada saturação de equilíbrio seja atingida.

- **Molhabilidade ao óleo:** Este é o caso oposto ao previamente citado. As localizações de água e óleo no meio poroso são invertidas e, assim, o óleo passa a ocupar os poros menores. Uma rocha molhada por óleo não embebe água espontaneamente facilmente, e conseqüentemente, a injeção de água em reservatórios deste tipo é desfavorável, gerando menores fatores de recuperação.

- **Molhabilidade fracionária:** A rocha possui regiões aleatoriamente distribuídas, ora molhadas por óleo, ora por água. Também chamado de “molhabilidade dalmata”.
- **Molhabilidade mista:** É a condição em que os poros menores são molháveis à água e consequentemente permanecem saturados por água, enquanto os poros maiores são molhados por óleo.

Os termos “molhabilidade fracionária” e “molhabilidade mista” são usualmente englobados no termo “molhabilidade neutra”. Este termo apenas implica que metade da superfície da rocha é molhável à água e a outra metade é molhável ao óleo, não distinguindo o tipo de condição de molhabilidade.

Quanto à carga eletrostática da formação rochosa, a rocha carbonática, diferentemente dos arenitos, apresenta carga superficial líquida positiva nos valores de pH comumente encontrados nas águas de formação das jazidas ($5 < \text{pH} < 7$). Enquanto rochas à base de silício têm carga superficial negativa em pH maior que 2, rochas à base de carbonato apresentam carga positiva em pH menor que 9,5.

O petróleo, por sua vez, tem em sua composição uma fração variável de componentes anfipáticos, isto é, compostos com uma porção hidrofóbica e outra porção hidrofílica (polar) na mesma molécula (Figura 1). É mais comum encontrar, dentre estes compostos polares, aqueles carregados negativamente. Esses componentes aderem parcialmente na formação rochosa, conferindo “molhabilidade ao óleo”. Devido à atração eletrostática entre esses componentes e a carga superficial da rocha, esse comportamento é mais acentuado em formações do tipo carbonáticas (Figura 2).

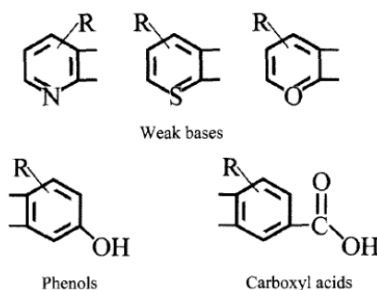


Figura 1: Principais grupos funcionais dos componentes polares presentes no petróleo [2].

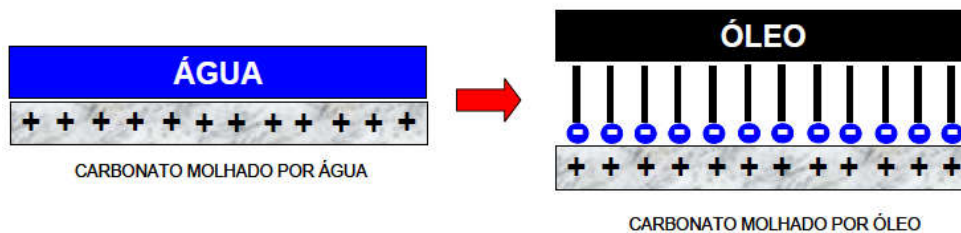


Figura 2: Geração de molhabilidade ao óleo em rochas carbonáticas [1].

2.2 Consequências da molhabilidade para a produtividade dos reservatórios ^{[1] [2]}

A molhabilidade da rocha é uma das propriedades que mais afetam a distribuição microscópica de óleo e água no meio poroso, e consequentemente a eficiência de deslocamento do óleo pela água e a magnitude da saturação de óleo residual.

Este comportamento é traduzido nas diferenças observadas em determinadas funções petrofísicas, como as curvas de pressão capilar e de permeabilidade relativa, quando a rocha é molhada por água ou por óleo, conforme pode ser visto nas Figura 3. Na Figura 3 destaca-se tanto a ausência de embebição espontânea quanto a maior dificuldade para haver embebição forçada de água quando o óleo molha a rocha. Isso se traduz na menor eficiência de varrido do reservatório.

Portanto, a molhabilidade é decisiva para o desempenho produtivo de jazidas petrolíferas submetidas à injeção de água. No caso de reservatórios fortemente molháveis ao óleo, dois são os motivos principais da baixa produtividade:

- A água não consegue penetrar em certas camadas de rocha quando elas estão molhadas por óleo. Este efeito é causado pela ausência de embebição espontânea e pelas curvas de pressão capilar de embebição forçada muito desfavoráveis (Figura 3).
- A água, nesta condição, desloca ineficientemente o óleo por onde passa. Isso é consequência da preferência da água pelos poros

maiores, o que faz com que ela, mesmo em escala microscópica, prefira escoar pelos caminhos preferenciais, de maior permeabilidade, deixando muito óleo para trás.

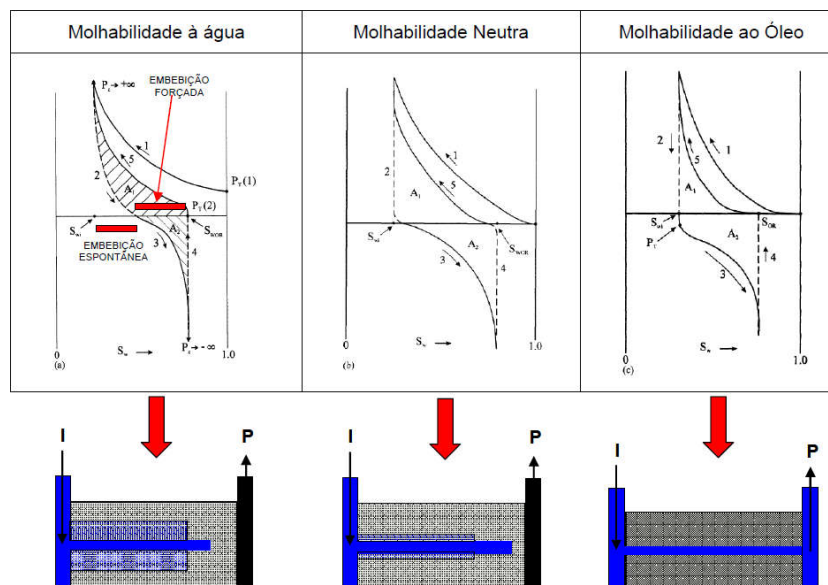


Figura 3: Curvas de pressão capilar em amostras de rocha com molhabilidade à água, molhabilidade neutra e molhabilidade ao óleo [1] [2].

O fenômeno de deslocamento do óleo no interior do reservatório devido à injeção de água é usualmente caracterizado através de curvas de permeabilidade relativa óleo/água, conforme Figura 4. A molhabilidade da formação tem forte influencia nessas curvas, conforme Figura 5.

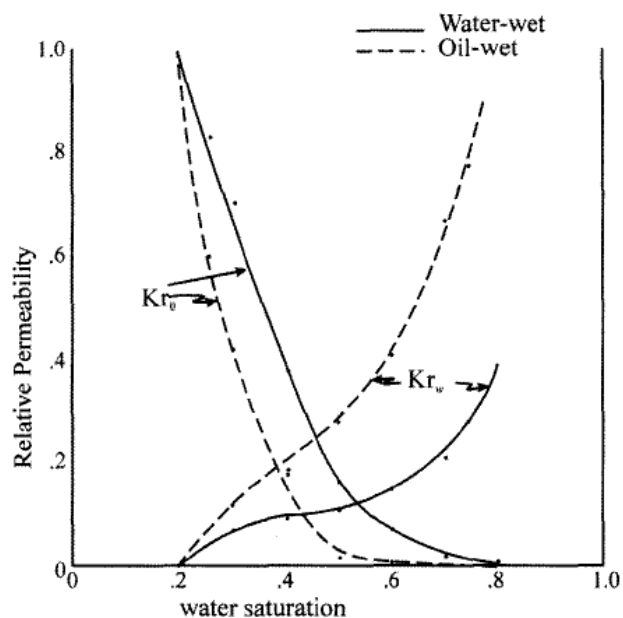


Figura 4: Curvas de permeabilidade relativa e pontos de cruzamento (onde os valores de permeabilidade são iguais). Em sistemas molháveis ao óleo esse cruzamento se dá em valores mais baixos de saturação de água (S_w) [2].

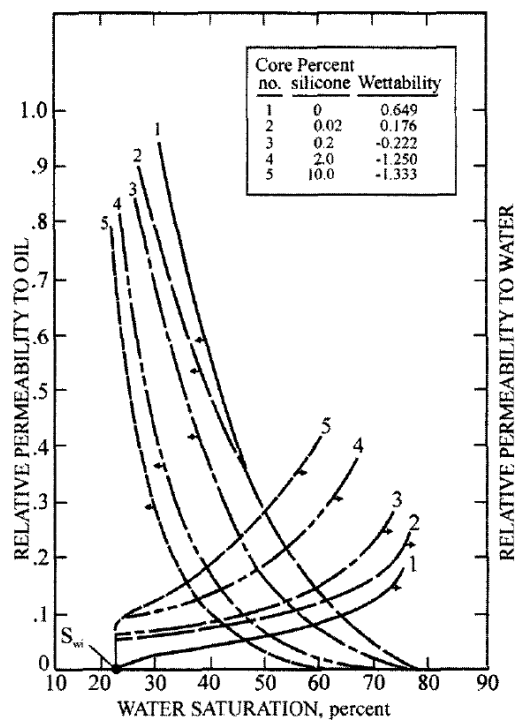


Figura 5: Curvas de permeabilidade relativa água-óleo em rochas de variados graus de molhabilidade. A amostra 1 é fortemente molhada por água, enquanto a amostra 5 é fortemente molhada por óleo [2].

Conforme o exposto previamente, a Figura 6 evidencia o fato que formações mais molháveis à água serão mais facilmente produzidas, sendo melhor varridas. Nessas condições, menores saturações de óleo residual e consequentemente obtendo-se maiores FR serão alcançados.

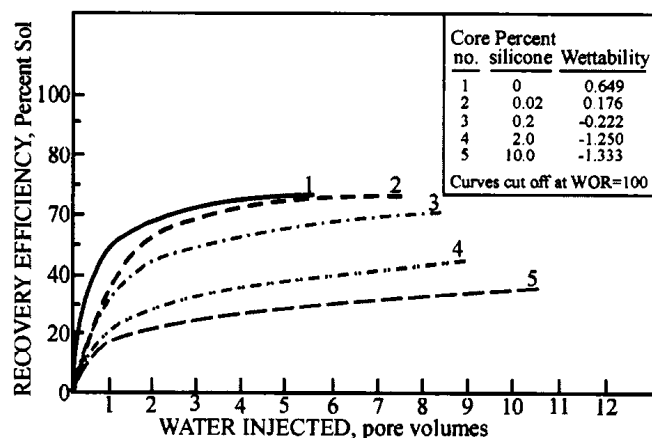


Figura 6: Curvas de produção de óleo em rochas de variados graus de molhabilidade [2].

O enfoque do presente trabalho foi, portanto, avaliar o impacto da salinidade da água injetada no formato das curvas de permeabilidade relativa. A seguir se dará breve descrição sobre a construção desses parâmetros de escoamento.

2.3 Permeabilidade Relativa – Fundamentos ^[3]

A obtenção experimental das curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água pode ser feita em regime permanente ou em regime transiente.

2.3.1 Regime Permanente

O método permanente consiste em injetar simultaneamente água e óleo na amostra de rocha em proporções crescentes de água, mantendo-se constante a soma das vazões destes fluidos. Para cada proporção utilizada, aguarda-se que o estado estacionário deste escoamento seja

atingido, caracterizado pela estabilização do diferencial de pressão e de produção de fluidos. Nesta situação, aplica-se a lei de Darcy para cada uma das fases, obtendo-se as respectivas permeabilidades efetivas.

Vantagens e Desvantagens do Regime Permanente

A grande vantagem deste método reside na simplicidade de cálculos das permeabilidades efetivas ao óleo e à água por aplicação direta da Lei de Darcy para cada fluido. Consequentemente, a aplicação deste procedimento de cálculo fica restrita às mesmas condições: estabelecimento de um escoamento em regime permanente. No entanto, este processo geralmente é demorado. É necessário que seja repetido para cada proporção de fluidos utilizada, ocasionando uma duração média para a conclusão de um ensaio 30 vezes maior que regime transiente. Porém, ainda como vantagem, é possível obter informações de permeabilidade relativa para valores de saturação de água inferiores aos que seriam obtidos por um teste similar conduzido em regime transiente, bastando para isto, reduzir a proporção de água injetada.

2.3.2 Regime Transiente

O método transiente consiste em deslocar um fluido do interior do meio poroso injetando outro fluido a vazão constante ou pressão constante. Os efluentes produzidos ao longo deste deslocamento, juntamente com o diferencial de pressão obtido entre a entrada da amostra e a saída, constituem-se nos dados que são utilizados no cálculo das curvas de permeabilidade relativa. A abordagem de cálculo utilizada nos ensaios em regime transiente foi inicialmente proposta por Welge [4] e recebeu melhorias como a de Johnson Bosler e Naumann [5] e Jones-Roselle [6].

Vantagens e Desvantagens do Regime Transiente

A grande vantagem deste método é a sua rapidez. A duração deste ensaio é praticamente o tempo de um deslocamento por injeção de um fluido que desloca outro, até que se atinja a saturação residual do fluido

deslocado. Por outro lado, os cálculos de permeabilidades efetivas são obtidos através de uma modelagem matemática deste escoamento, que sofreu simplificações de forma a possibilitar a obtenção de uma solução analítica, como JBN [5] ou Jones-Roszelle [6]. Estas simplificações supõem que tanto o meio poroso quanto a distribuição de fluidos em cada seção deste meio poroso sejam homogêneos. Ambas as condições são dificilmente encontradas no dia-a-dia. A primeira depende da natureza da rocha, restringindo a utilização desta abordagem analítica somente a rochas homogêneas. A segunda depende da estabilidade do deslocamento de um fluido por outro. Ou seja, da razão de mobilidade e em última instância, da razão de viscosidade dos fluidos. O deslocamento de um óleo por injeção de água, cuja viscosidade seja maior que da água, tende a ser instável. Esta instabilidade poderia proporcionar uma distribuição irregular destes fluidos nas seções transversais do meio poroso.

Outra característica desta abordagem é a limitação de informações para apenas saturações maiores que a saturação de água de *breakthrough*. Isto restringe significativamente o intervalo para o qual são determinadas as permeabilidades nos casos em que a viscosidade do óleo deslocado se aproxima da viscosidade de água de injeção.

No entanto, a abordagem analítica não é a única forma de obter uma curva de permeabilidade relativa para um ensaio em regime transiente. Existe a abordagem por ajuste de histórico que utiliza simulações numéricas para encontrar um par de curvas que reproduzam os dados experimentais obtidos. Utiliza-se curvas parametrizadas, como o modelo de Corey, Chierici ou outros, de forma a diminuir o número de variáveis incógnitas do problema. Porém estes modelos proporcionam, em geral, curvas de permeabilidades relativas com formatos previamente estabelecidos por suas respectivas naturezas e ainda não asseguram a unicidade da solução encontrada mesmo nos casos em que se tenha proporcionado um ótimo ajuste aos dados experimentais.

3. INJEÇÃO DE ÁGUA DE SALINIDADE OTIMIZADA: ESTADO DA ARTE

Há mais de 100 anos que a injeção de água é um método utilizado na recuperação adicional de óleo. Contudo, foi somente nos últimos anos que se passou a observar que a atuação dessa não está limitada ao mecanismo físico de manutenção da pressão do reservatório e varredura do óleo mobilizado em direção ao poço produtor. Sob determinadas circunstâncias, parece também haver potencial de interações químicas entre a rocha reservatório e a água injetada, onde a alteração da composição química dessa pode causar um incremento no fator de recuperação do óleo.

Amplamente reportados na literatura científica, testes em meio poroso e em escala de campo, nos quais foi injetada água com a salinidade reduzida (de 2.000 a 5.000 ppm), tem mostrado significativa recuperação adicional de óleo (5 a 40%) em reservatórios siliciclásticos. Nesses, água produzida foi simplesmente diluída em água não-salina (ou menos salina) proveniente de uma fonte de água doce.

Assim, de uma maneira geral, da literatura verificou-se que, tratando-se de arenitos, a fim de se observar um ganho na recuperação de óleo a salinidade total da água injetada (*total dissolved solids* - TDS) deve ser menor que 5.000 ppm, conquistada geralmente pela diluição da água produzida com água doce. Da revisão literária também vale ressaltar que, tanto dos testes de laboratório quanto dos testes pilotos, observou-se a importância das condições iniciais de molhabilidade do reservatório. É necessário que esse seja parcialmente molhável ao óleo para que algum avanço no sentido de torná-lo mais molhável a água possa ser almejado.

Quanto aos carbonatos, a água otimizada - não necessariamente de baixa salinidade - seria um fluido contendo determinados íons, capazes de promover a dessorção do óleo e consequente redução do Sor e incremento no FR.

Em cenários carbonáticos, uma vez satisfeitos os critérios de seleção de reservatórios-alvo, a simples injeção da água do mar, removendo-se determinados sais em algumas situações ou diluindo-a em

outros, seria capaz de proporcionar um incremento representativo no volume de óleo produzido. Em publicação recente [7] (2016), os pesquisadores da Shell relatam influência na recuperação de óleo quando utilizado água do mar e água do mar diluída em carbonatos. Contudo, segundo esses autores, o mecanismo de atuação da água otimizada permanece indeterminado.

Portanto, a tecnologia de injeção de água de salinidade otimizada, baseada na customização da composição da água utilizada, visa aumentar o fator de recuperação de campos novos ou maduros, fraturados ou não, siliciclásticos ou carbonáticos. É conhecida na indústria por algumas marcas registradas, a saber: LoSal™ (BP); Designer Water™ (Shell); AIM - Advanced Ion Management™ (ExxonMobil) e Smart Water™ (Saudi Aramco).

A BP, por exemplo, pioneira na pesquisa e desenvolvimento da metodologia, está em fase de implementação *offshore* da técnica de dessalinização da água do mar, no campo de Clair, no Mar do Norte [8]. Com isso, ela espera obter um incremento de VOOIP recuperável em torno de 6%, cerca de 40 milhões de barris de óleo, a um custo extra US\$6/bbl de óleo adicional [9].

A ConocoPhillips, operadora do campo de Ekofisk, um reservatório do tipo *chalk* fraturado, apresenta grande sucesso na exploração deste campo. O atual valor da fração recuperada, de 50%, é expressivamente alto para aquele cenário, em que há injeção de água do mar sem nenhum tratamento além do bacteriológico. Este desempenho excepcional foi explicado através de interações pertinentes à tecnologia de injeção de água otimizada. Ainda, há estudos indicando expectativa de adicionais 10 pontos percentuais nesse fator de recuperação caso haja a remoção do cloreto de sódio da água injetada.

Salienta-se que a técnica de recuperação melhorada em questão não requer a introdução de nenhuma substância química adicional à água de injeção. O insumo necessário é tão somente uma água com composição customizada, tratada por tecnologias como nanofiltração e osmose reversa.

As primeiras publicações científicas a respeito do assunto remontam a Yildiz e Morrow em 1996, seguidas por extenso trabalho empírico de Tang

e Morrow envolvendo a variação de parâmetros significativos no processo (tal como teor e tipo de argila, salinidade da água injetada e molhabilidade inicial da formação). Webb e McGuire *et al* [10] relatam inúmeros testes de campo realizados, o que gerou um intenso programa de pesquisa na área. O crescente número de artigos científicos a respeito da injeção de água de baixa salinidade evidencia a importância que está sendo dada ao assunto (Figura 7):

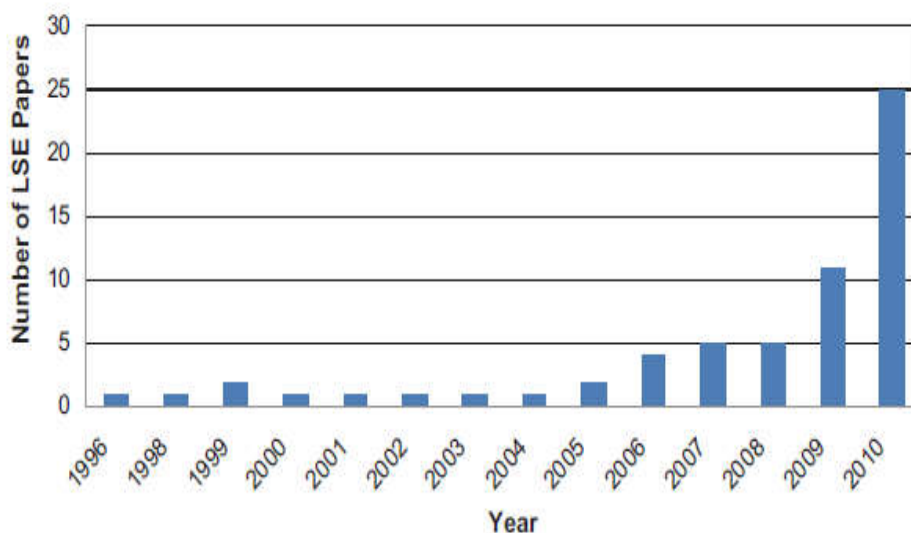


Figura 7: Publicações científicas em relação a injeção de água de baixa salinidade [1].

Nos últimos quinze anos, inúmeros estudos tem sido realizados na tentativa de inferir-se potenciais mecanismos que justificassem o aumento no fator de recuperação pela injeção de água de composição salina otimizada. Depois de mais de 500 publicações a respeito, até hoje nenhum deles pode ser completamente confirmado [11]. Contudo, os resultados experimentais nos direcionam fortemente a crer que uma alteração na molhabilidade da rocha no sentido de torná-la mais molhável à água está envolvida.

Um dos hipotéticos mecanismos é o de múltipla troca iônica. Nesse, tratando-se de arenitos, à medida que a força iônica da água de injeção diminui, a repulsão entre as camadas óleo/água e água/rocha aumenta e, conseqüentemente, a camada aquosa que envolve a rocha é expandida (o que justificaria o aumento da molhabilidade da formação à água). Nessa

camada expandida acredita-se que cátions divalentes (Ca^{+2} e Mg^{+2}) adsorvidos à rocha, sejam trocados por cátions monovalentes (H^{+1} e Na^{+1}) provenientes da água injetada. Assim, a ponte catiônica que antes era formada entre os cátions divalentes e o óleo não mais é possível de se dar entre os cátions monovalentes e o óleo, devido à impossibilidade daqueles em formarem essas ligações.

Em relação aos possíveis mecanismos de atuação em arenitos, extensivamente relatado na literatura científica é a importância da presença de argilo-minerais, preferencialmente a caulinita, no cimento dessa formação. Ainda, em quaisquer dos mecanismos de troca iônica, bem como o de migração de finos, salienta-se a necessidade da presença de resinas e asfaltenos no óleo produzido. Também foi relatada nos testes de laboratório a necessidade de um gradiente de concentração iônico entre a água que inicialmente satura o reservatório e aquela a ser injetada.

Sabe-se de relatos, no entanto, de aplicações em que todas essas condições estavam presentes, e que não se observou ganho de recuperação. Portanto, a existência dessas condições por si só, não condiciona o método de injeção de água de baixa salinidade ao sucesso. Muitos são os relatos de testes em plugues ou mesmo em pilotos de campo em que, apesar de todas as condições necessárias estarem presentes, observou-se um aumento ínfimo (e que não pôde ser atribuído exclusivamente à injeção de água de baixa salinidade) ou mesmo nenhuma recuperação adicional foi obtida. Apesar disso aparentar ser, em um primeiro momento, desapontante, a também relatada correspondência exata entre os testes em nível de bancada e os em escala de reservatório é animadora. Afinal, isso nos respalda cientificamente na seleção de candidatos a testes pilotos e remonta a certa confiabilidade no *scale up* do método.

Ainda assim, de uma maneira geral, dos testes de laboratório e de campo, pode-se elencar condições técnicas que usualmente são descritas na literatura como requeridas para se observar uma recuperação adicional de óleo em rochas siliciclásticas, a saber:

- Significativa fração de argila (principalmente caulinita);

- Presença de água de maior salinidade no reservatório do que a água de baixa salinidade injetada;
- Molhabilidade mista da rocha;
- Óleo cru contendo componentes polares, tais como resinas e asfaltenos.

Em relação a formações carbonáticas, a temperatura parece ser o fator determinante para o sucesso da customização da água injetada. Altas temperaturas, preferencialmente acima de 100°C, parecem estar associadas ao sucesso da metodologia nesse cenário.

Em linhas gerais, a técnica de injeção de água de salinidade otimizada apresenta os seguintes benefícios:

- Dispensa o uso de produtos químicos, já que é baseada apenas na customização da composição iônica da água injetada.
- Não afeta os demais processos tradicionais do E&P e refino, como separação água-óleo; tratamento de água produzida, destilação ou craqueamento catalítico, uma vez que apenas água é injetada e produzida.
- Não causa impactos ambientais, pelos mesmos motivos expostos acima.
- Pode potencializar determinados métodos de EOR, pois causa redistribuição de óleo no meio poroso, que se torna mais facilmente acessível e deslocável.
- Pode, indiretamente, viabilizar determinados métodos de EOR em ambiente *offshore*, pela redução da quantidade necessária de produtos químicos. Por exemplo, o barateamento e a compactação de tecnologias de dessalinização de água pode permitir que se injete muito menos polímeros do que o que hoje se faz com o uso de água do mar.

Apesar da divergência entre os pesquisadores da área no que tange ao mecanismo de atuação do método, é consenso entre eles a necessidade de identificação das condições ótimas de injeção de água de salinidade

otimizada para cada campo alvo. Para tal, testes de embebição e de escoamento em meio poroso são imprescindíveis para cada conjunto de rocha/água/óleo a fim de investigarmos um possível comportamento em escala de campo.

O trabalho em questão teve como objetivo avaliar o efeito da salinidade da água injetada no fator de recuperação dos cenários avaliados, bem como associar técnicas numéricas à determinação experimental de permeabilidades relativas água-óleo. A técnica consiste, basicamente, em resolver numericamente o modelo matemático do problema experimentado em laboratório para diferentes pares de permeabilidades relativas. E a partir da parametrização dos dados e dos resultados experimentais medidos (diferença de pressão e volume de óleo produzido) determinar-se o par de curvas de permeabilidade que mais representa o fenômeno [12].

Maiores avanços na injeção de água de salinidade otimizada virão com um amplo entendimento do mecanismo de atuação dessa e dos fatores que determinam o sucesso da metodologia. Nesse sentido, inicialmente faz-se imperativo um levantamento bibliográfico do estado da arte sobre o assunto, englobando as experiências de campo do que até então foi aplicado no mundo.

3.1. O mecanismo de atuação

Na última década, inúmeros estudos tem sido realizados na tentativa de inferirem-se potenciais mecanismos para o aumento no fator de recuperação pela injeção da água de salinidade otimizada. Até hoje nenhum deles pode ser completamente confirmado, contudo os resultados experimentais nos direcionam a crer que uma alteração na molhabilidade da rocha no sentido de torná-la mais molhável a água está envolvida.

Em testes de recuperação em plugues, medidas de pH e análises geoquímicas (principalmente concentração de cálcio e magnésio) do efluente tem sido feitas. Em testes com arenitos, alguns pesquisadores observaram queda em 1 ou 2 unidades do pH [10]. Antes de atingirem o

estado estacionário, por vários volumes porosos injetados (4 a 5 VP) também verificaram uma curiosa queda na concentração de íons cálcio e magnésio aquém da concentração desses íons na água injetada [10]. Em outras palavras, durante certo tempo de injeção, verificou-se que a concentração de íons cálcio e magnésio na água produzida era menor que a concentração desses íons na água injetada. Um exemplo de análise química dessa água produzida em um teste com rocha siliciclástica está representado na Figura 8.

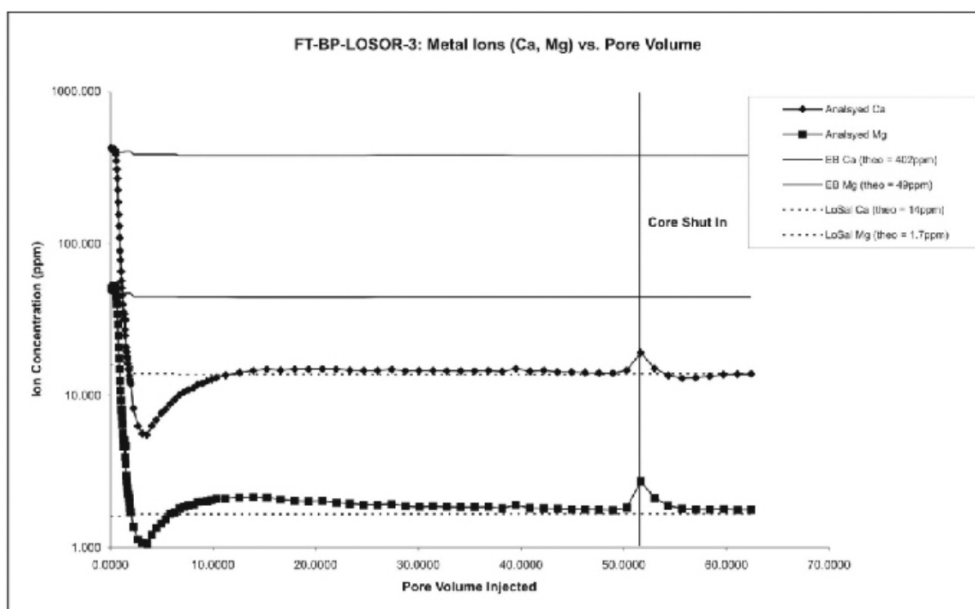


Figura 8: Análise iônica da água produzida em teste de injeção de água de baixa salinidade em plugue [10].

Na tentativa de explicar esse comportamento foi proposto um mecanismo [13] no qual uma “zona de água doce” desenvolve-se. Assim, na injeção prévia de água padrão (de alta salinidade), há grande concentração de íons sódio e esses dificultam a adsorção na formação dos íons cálcio e magnésio da água injetada. Com a troca do fluido deslocante por uma água de salinidade reduzida (menor força iônica), a adsorção dos íons bivalentes (Ca^{+2} e Mg^{+2}) é favorecida – representada por um maior coeficiente de adsorção (Figura 9 a). Esse, por sua vez, é inversamente proporcional a velocidade do íon na frente de avanço. Portanto, os íons provenientes da água de maior salinidade, preliminarmente injetados, fluiriam mais rapidamente que os da água de baixa salinidade e nesse *gap*

entre elas, haveria o surgimento de uma zona de “água depletada de íons Ca-Mg” (Figura 9 b). Essa região, proporcional ao tempo de injeção, em escala de reservatório poderia apresentar dimensões consideráveis e é onde ocorreria o mecanismo que justificaria o incremento no fator de recuperação. Segundo observações feitas em alguns testes pilotos, o óleo adicional foi produzido em “bancos”, o que corrobora com o mecanismo proposto.

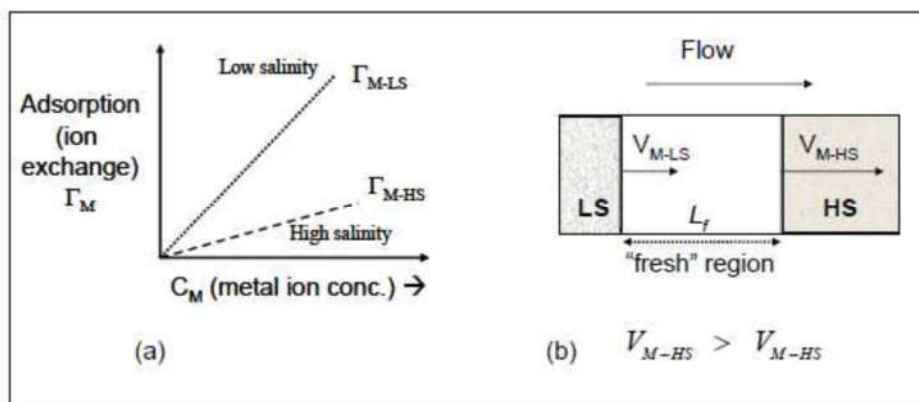


Figura 9: a) Isotermas de adsorção de M^{+2} ($M= Ca^{+2}$ ou Mg^{+2}) b) Região de “água doce” desenvolvida devido diferentes velocidades de avanço dos cátions bivalentes [13].

Esta zona seria onde, supostamente, ocorreria uma expansão da camada de água envolta da rocha (Figura 10), uma vez que a escassez de cátions bivalentes sobre a formação aumentaria a repulsão eletrônica entre a interface óleo/água e água/rocha, ambas negativamente carregadas (tratando-se de arenitos).

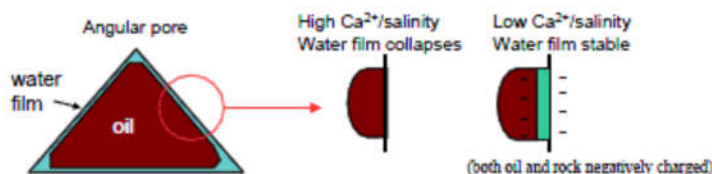


Figura 10: Expansão da camada de água que envolve a rocha [13].

A medição experimental da carga entre o óleo cru e a água injetada foi realizada para água de diferentes salinidades (alta, baixa e desionizada) através da medição do potencial zeta [14]. Esse parâmetro está relacionado

à carga de uma partícula e o meio fluido que a envolve. Nesse trabalho, os pesquisadores observaram um potencial zeta mais fortemente negativo para as águas de menor concentração iônica (Figura 11).

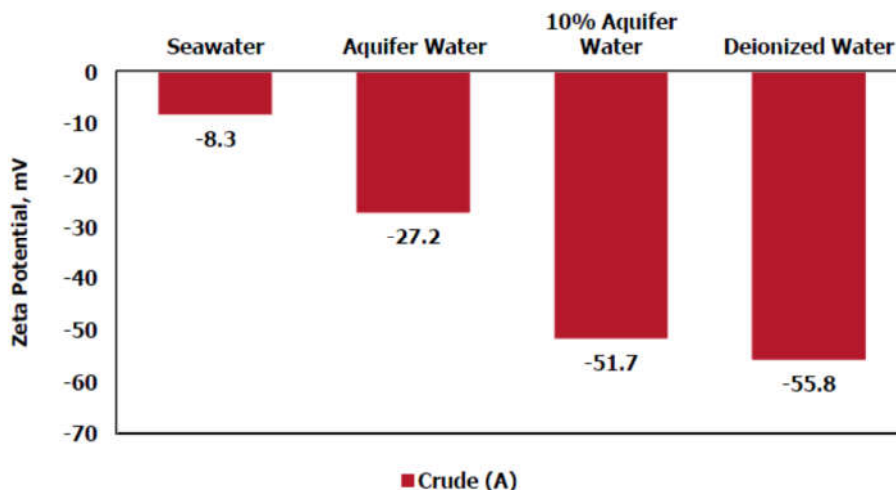


Figura 11: Impacto da salinidade da água no potencial zeta na interface óleo/água para determinado óleo [14].

Na literatura, diversos são os mecanismos propostos na tentativa de justificar as aplicações bem sucedidas da injeção de água de salinidade otimizada:

- a) Migração de finos;
- b) Saponificação in-situ do óleo;
- c) Múltipla Troca iônica;

Os dois primeiros mecanismos buscam explicar o fenômeno em formações siliciclásticas exclusivamente, enquanto que o último também diz respeito a reservatórios carbonáticos.

a. Migração de finos:

Tang, Morrow, Lager *et al* [10] [15] defendem o mecanismo que a recuperação de óleo adicional verificada na injeções de água de baixa salinidade se dá devido a eluição de argilas, principalmente caulinita (Figura 12). Isso ocorreria devido ao desequilíbrio químico provocado pela água de baixa salinidade que favoreceria o destaque dessas partículas da

superfície mineral e, por conseguinte, o óleo adsorvido a essas seria liberado. Alguns estudos observaram que a migração de finos, e consequente captura desses em gargantas de poros ao longo do escoamento, causou formação de dano. Tang e Morrow [15] ao injetarem água de salinidade inferior a 1550 ppm observaram uma redução de 20% na permeabilidade absoluta após injeção de 10 VP.

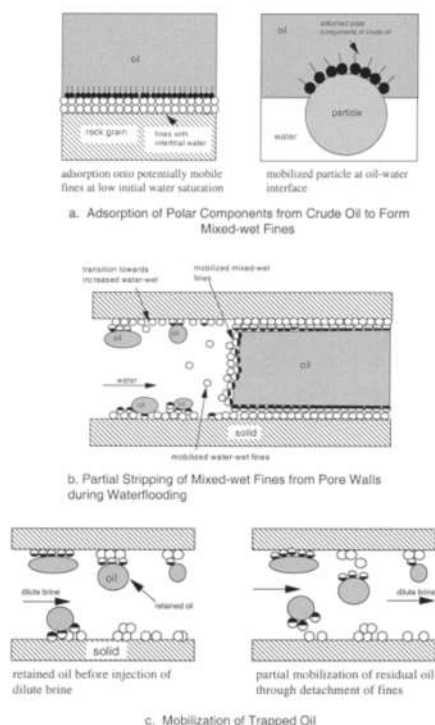


Figura 12: Mecanismo de recuperação melhorada por migração de finos [15].

A dessorção das argilas da parede rochosa depende de um balanço entre as forças de natureza mecânica e as de origem química. Dentre as primeiras encontram-se as forças capilares, resultantes da adesão do óleo cru aos finos, e as forças viscosas que tendem a promover a dessorção. Já as forças coloidais de adesão, originárias de interação química entre as partículas de argila, irão depender do balanço entre forças atrativas de Van der Waals e as forças eletrostáticas repulsivas. Assim, o mecanismo de migração de finos é explicado pela teoria coloidal de Deryaguin-Landau-Verwey-Overbeek (DLVO). Quando a força iônica da solução injetada é reduzida, a dupla camada eletrônica da fase aquosa que envolve as partículas tem sua espessura expandida (Figura 13) e assim a tendência

de dessorção de finos é aumentada, bem como o fator de recuperação de óleo.

Tang e Morrow também observaram a produção de finos na água produzida em alguns casos de injeção de água de baixa salinidade em testes de laboratório.

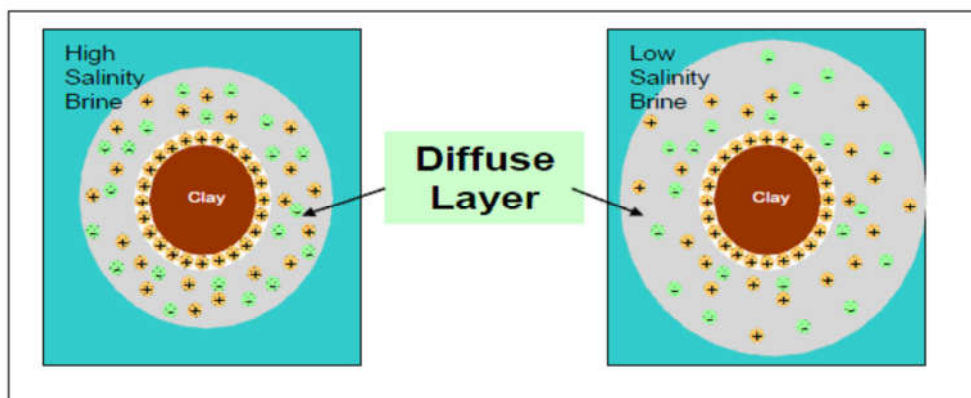


Figura 13: Expansão da camada eletrônica que envolve a argila através da injeção de água de baixa salinidade [16].

Contudo, em muitos testes de escoamento em meio poroso no qual se injetou água de salinidade reduzida em condições de reservatório, e em que se verificou um incremento na recuperação de óleo, não se observou nenhuma produção de finos, redução significativa de permeabilidade ou perda de injetividade. Esse é o caso dos testes realizados nesse trabalho, inclusive. Esses resultados colocam em xeque a validade da presente teoria e sua relação com a recuperação adicional de óleo.

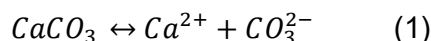
b. Saponificação provocada por mudanças no pH do reservatório:

Observou-se em testes experimentais que o pH da água produzida era levemente alcalino (cerca de uma ou duas unidades acima da água inicialmente injetada) e atribuiu-se a recuperação adicional de óleo a uma suposta saponificação do óleo gerada pela reação química das hidroxilas da água com os componentes ácidos do óleo cru, o que consequentemente reduziria a tensão interfacial água-óleo [17]. Contudo, verifica-se que um aumento no fator de recuperação dá-se mesmo para óleos de baixa acidez

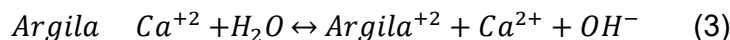
[14], e principalmente, que a tensão interfacial água-óleo não é significativamente dependente da salinidade. Vijapurapu *et al* [18] obtiveram para uma água 9 vezes diluída em água desionizada uma redução de apenas 5nN/m na tensão interfacial.

O aumento no pH se daria devido a duas reações concomitantes, conforme Equação 1 e Equação 2:

- Dissolução do carbonato (i.e. calcita e/ou dolomita) presente na matriz rochosa, resultando em um excesso de OH^- :



- Troca catiônica: A superfície mineral troca cátions previamente adsorvidos por H^+ provenientes da água de injeção.



Atribui-se, no entanto, esse aumento do pH observado, como uma consequência do mecanismo de injeção de água de baixa salinidade, e não a causa desse [10]. Esse suposto mecanismo de saponificação não tem, portanto, credibilidade entre os pesquisadores da área.

c. **Múltipla troca iônica:**

Vale ressaltar que essa proposta de mecanismo é absolutamente distinta para reservatórios carbonáticos e para siliciclásticos, e que, portanto, a composição da água de injeção otimizada para cada um desses cenários também o deve ser.

Ambos os mecanismos, no entanto, estão calcados em interações rocha-fluido que alteram a molhabilidade das rochas, dessorvendo compostos polares que tornam a rocha molhada por óleo, o que por sua vez permite o aumento dos fatores de recuperação de hidrocarbonetos.

- **Reservatórios siliciclásticos:**

Conforme exposto previamente, o mecanismo de múltipla troca iônica em arenitos é evidenciado pela análise geoquímica da água produzida. A argila presente na matriz atuaria como um trocador catiônico com uma relativa grande área superficial. Nessa encontrar-se-iam adsorvidos cátions multivalentes (especialmente Ca^{+2} e Mg^{+2}) que atuariam como uma “ponte” para adsorção de componentes polares do óleo, tal como resinas e asfaltenos (Figura 14). Esses poderiam também ser adsorvidos diretamente na superfície mineral. Ambas as situações acarretam em uma superfície mais molhável ao óleo.

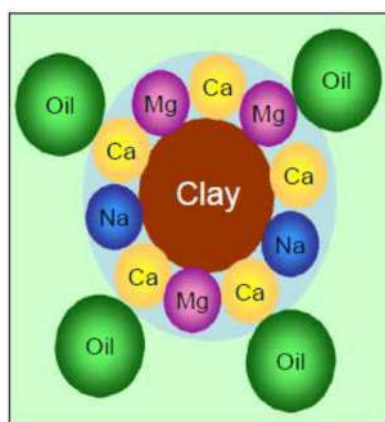


Figura 14: Pontes iônicas formadas entre componentes polares do óleo e cátions adsorvidos na formação [16].

De acordo com a teoria DLVO e com alguns autores [10], existiriam 8 mecanismos diferentes possíveis para a matéria orgânica do óleo adsorver na argila mineral, sendo esses possivelmente dependentes da funcionalização orgânica e das condições da superfície mineral. Desses mecanismos, quatro seriam fortemente afetados pela troca catiônica ocorrida durante a injeção de água de baixa salinidade: troca catiônica propriamente dita, ligação com ligante, ponte catiônica ou por água. Esses estão resumidos na Tabela 1.

Tabela 1: Possíveis mecanismos de trocas iônicas entre a argila da formação e óleo cru [10].

Mechanism	Organic functional group involved
Cation exchange	Amino, ring NH, heterocyclic N (aromatic ring)
Protonation	Amino, heterocyclic N, carbonyl, carboxylate
Anion exchange	Carboxylate
Water bridging	Amino, Carboxylate, carbonyl, alcoholic OH
Cation bridging	Carboxylate, amines, carbonyl, alcoholic OH
Ligand exchange	Carboxylate
Hydrogen bonding	Amino, carbonyl, carboxyl, phenolic OH
Van der Waals interaction	Uncharged organic units

A adsorção por troca catiônica ocorre quando moléculas contendo nitrogênio quaternário ou anéis heterocíclicos tomam o lugar de cátions metálicos inicialmente ligados à superfície da argila. Ligações com ligantes referem-se à ligação entre um cátion multivalente e um grupo carboxilato. Essas ligações são mais fortes que as formadas por ponte catiônica. Ponte catiônica é um mecanismo fraco de adsorção entre os grupos funcionais polares e os cátions passíveis de troca da superfície da argila. Em vários estudos a respeito da adsorção de matéria orgânica em argilo-minerais na água do mar foi observado que as interações de van der Walls, troca por ligante e ponte catiônica são os mecanismos de adsorção dominantes. A Figura 15 ilustra essas interações intermoleculares.

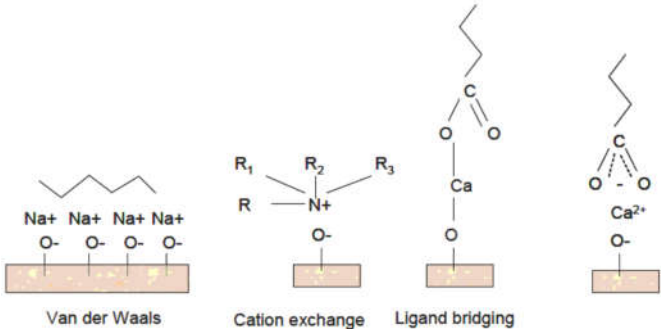


Figura 15: Tipo de pontes iônicas [10]

Quando água é injetada com uma concentração iônica muito menor do que a inicialmente presente no reservatório, uma expansão da dupla camada eletrônica entre interface rocha/água e óleo/água ocorreria e o equilíbrio associado à rocha/água de formação seria perturbado resultando em uma dessorção global de muitos cátions que por sua vez adsorvem óleo.

Assim, pressupõe-se que durante a injeção de água com salinidade reduzida, múltiplas trocas iônicas ocorram, substituindo então os componentes orgânicos polares e complexos organometálicos adsorvidos da superfície por cátions livres. Essa dessorção, em teoria, deve conduzir a uma superfície mais fracamente molhável ao óleo, resultando em um aumento na recuperação de óleo.

Alguns autores assumem que uma rápida queda na concentração de cálcio e magnésio (abaixo da concentração da água inicialmente injetada) seria a principal característica da injeção de água de salinidade reduzida. Lager *et al* [10] relataram completa remoção de Mg^{+2} da água produzida em teste de deslocamento em meio poroso e no efluente de teste de campo durante injeção de água de baixa salinidade.

Essa queda na concentração de cátions multivalentes (especialmente Mg^{+2}) no efluente de testes em meio poroso, a concentrações ainda mais baixas do que a inicialmente injetada, é uma forte indicação da interação entre a água injetada e a rocha reservatório, característica do mecanismo de múltipla troca iônica [19]. Numa tentativa de explicar isso, Sorbie elaborou a “Teoria da zona depleta em íons” [13].

Secombe *et al* [20] fizeram uso de uma modelagem geoquímica (através de um software chamado PHREEQC) a fim de pré-determinar o tamanho dos bancos de água de baixa salinidade a serem injetados no campo de Endicott (campo offshore no norte do Alasca), visando otimizar a eficiência do método. Nesse estudo, foi estipulado que para ser totalmente eficiente, o banco de baixa salinidade, após viajar 1 volume poroso (VP), deveria ter concentração salina menor que determinado valor (5.000 a 8.000 ppm). Obteve-se assim que um banco de água de baixa salinidade de 40% do VP seria largo o suficiente para suportar o efeito da dispersão e consequentemente mostrar-se bem sucedido no teste de campo. Foi exatamente o comportamento observado em Endicott [20].

No entanto, no mecanismo previamente exposto de troca iônica Lager *et al* [10] interpretaram a tímida redução na concentração de cálcio, comparada a do magnésio, a um fator característico do campo em que se estava realizando o teste. Contudo, Austad *et al* [19] atentaram que, para dada temperatura, o produto de solubilidade (K_{ps}) do hidróxido de

magnésio é atingido em concentrações muito menores do que o do hidróxido de cálcio. ($K_{ps}Mg(OH)_2=8,9 \times 10^{-12}$ e $K_{ps}Ca(OH)_2=1,3 \times 10^{-6}$ a $25^\circ C$ e em pH 7). Isso significa que a concentração necessária para o hidróxido de magnésio precipitar é cerca de 10^6 vezes menor do que a concentração requerida de íons cálcio para precipitar hidróxido de cálcio. Um mecanismo no qual há precipitação do hidróxido de magnésio é então proposto por esses pesquisadores. Nesse, inicialmente se observaria um aumento na concentração de magnésio no efluente, pois os cátions seriam (assim como no mecanismo anterior) dessorvidos da rocha devido ao desequilíbrio químico. A fim de compensar essa perda de cátions, prótons (H^+) provenientes da água próxima à superfície da argila adsorveriam nessa, tomando lugar do Mg^{+2} e do Ca^{+2} . Isso provocaria um aumento local de pH, conforme já previsto pelo mecanismo de aumento de pH [19]. Até então muito semelhante ao mecanismo de múltipla troca iônica. Nas etapas subseqüentes Austad *et al* [19] sugerem um mecanismo distinto, no qual ao atingir a concentração de saturação, o hidróxido de magnésio precipitaria. E isso ocorreria até o equilíbrio químico entre a água injetada e a do reservatório ser restabelecido. Então o pH seria reduzido novamente e a concentração do magnésio voltaria a inicial injetada. Esse foi exatamente o comportamento obtido por Lager *et al* em testes de laboratório [10], e em escala de campo [21], conforme Figura 16 e

Figura 17.

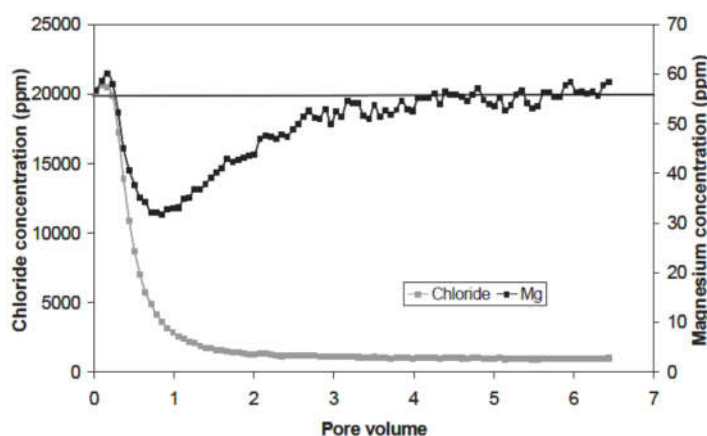


Figura 16: Variação da $[Mg^{+2}]$ no efluente de testes laboratoriais com plugues [10].

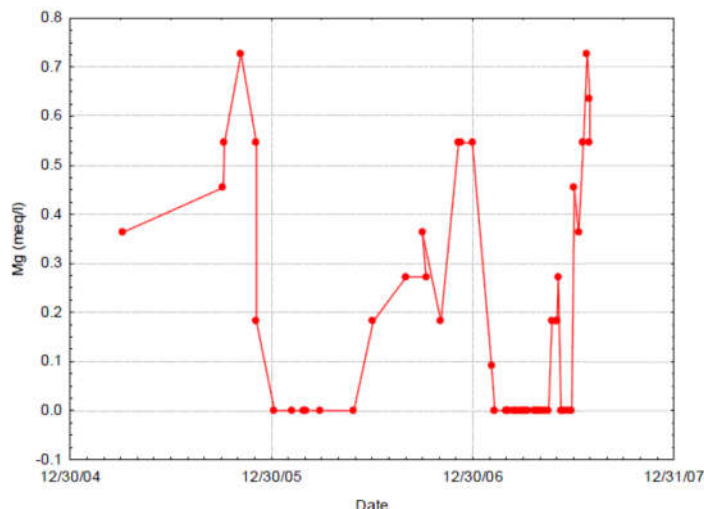


Figura 17: Variação da $[Mg^{+2}]$ na água produzida de teste piloto [21].

Austad *et al* [19] modelaram a solubilidade dos hidróxidos de cálcio e de magnésio e observaram que essa propriedade é diminuída drasticamente com o aumento da temperatura para um dado pH. Para uma dada água de formação (com concentração inicial de cálcio e magnésio de aproximadamente 10^{-3} mol/l cada), em determinada temperatura (100°C), o aumento de apenas 1 unidade na escala de pH (de 8 para 9) com a injeção de água de baixa salinidade, provocou uma queda na concentração de íons magnésio de cerca de 10^{-3} mol/l para cerca de 10^{-5} mol/l, atribuído à precipitação de hidróxido de magnésio. Da modelagem para o íon cálcio, resultou que um aumento muito maior no pH (cerca de 3 unidades) seria necessário para $\text{Ca}(\text{OH})_2$ precipitar da solução. Isso explicaria a queda sutil na concentração de cálcio no efluente percebida ao longo da injeção de água de baixa salinidade.

A precipitação do $\text{Mg}(\text{OH})_2$ iria localmente reduzir a alcalinidade do meio, o que também poderia ter algum impacto na dessorção de material orgânico da superfície do argilo-mineral.

Na tentativa de evidenciar o comportamento observado nesses testes, Austad *et al* [19] esquematizaram a mudança na concentração de Mg^{+2} na água produzida durante a injeção de água de baixa salinidade (Figura 18).

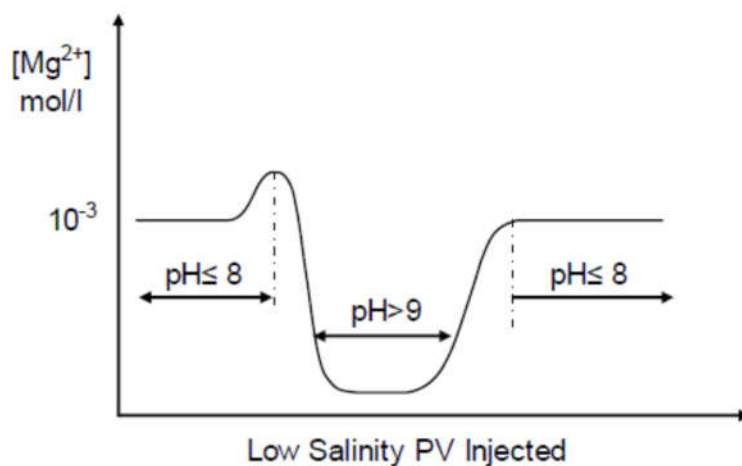


Figura 18: Mudança esquemática na $[Mg^{+2}]$ no efluente de testes com plugues [19].

Esse aumento do pH (devido a maior disponibilidade de hidroxilas), por sua vez, causaria reações ácido-base ordinárias com os componentes básicos e ácidos do óleo adsorvidos na superfície mineral, havendo transferência de prótons, conforme Equação 4 e 5. Essas reações seriam a causa da recuperação adicional de óleo observada.

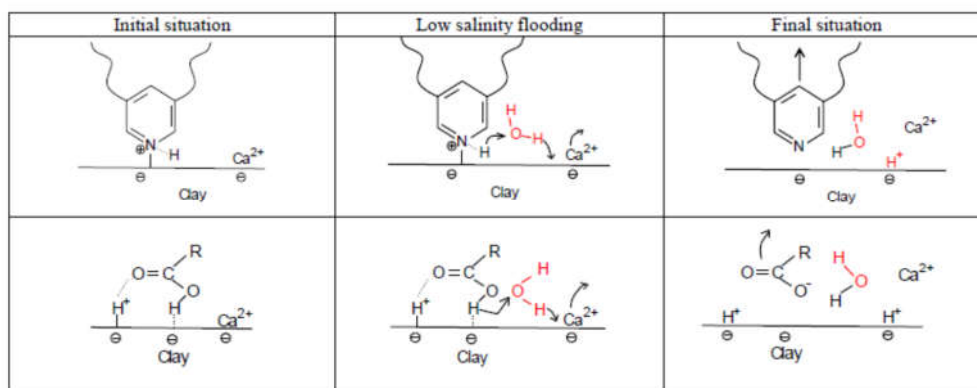
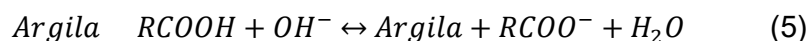


Figura 19: Mecanismo de troca iônica proposto por Austad *et al* [19].

Ainda, corrobora para esse mecanismo o fato de que não há nenhuma razão química para que o altamente hidratável Mg^{+2} tenha uma reatividade superior ao Ca^{+2} em relação aos sítios ativos da argila. De fato Austad *et al* reportam a obtenção do efeito positivo da injeção de água de

baixa salinidade na recuperação de óleo para águas ausentes de cátions divalentes.

Portanto, a mudança na concentração de Mg^{+2} não é necessariamente causada pelo mecanismo de múltipla troca iônica.

Ainda, Lebedeva *et al* [22] sugerem que a inversão da molhabilidade não é o mecanismo envolvido na injeção de água de baixa salinidade em arenitos, e sim a dissolução da anidrita ($CaSO_4$), o que seria, segundo os autores, um dos principais constituintes do cimento que une os poros de rochas areníticas. Verificaram a dissolução de anidrita por imageamento do plugue através de raios-X, antes e após a injeção de água de baixa salinidade. Também Pu *et al* [23] creditam o elevado teor de sulfato no efluente à dissolução de anidrita e condicionam o sucesso do método a presença e conseqüente dissolução de dolomita ($CaMg(CO_3)_2$). Segundo autores, um incremento na recuperação de óleo estaria acompanhado do desprendimento de grãos de areia e de finos, o que poderia causar dano à formação. Contudo, não se verificaria perda de injetividade significativa devido ao processo de formação de porosidade secundária, resultante do processo de dolomitização. Winoto *et al* [24], no entanto, não verificaram recuperação adicional em testes com plugues de dolomita.

- **Reservatórios carbonáticos:**

O mecanismo proposto por Tor Austad [25] consiste na adsorção de ânions bivalentes (ex: SO_4^{-2}) à superfície da rocha carregada positivamente, diminuindo assim sua repulsão eletrostática por cátions bivalentes (ex: Ca^{2+} e Mg^{2+}).

Uma vez que esses cátions tem seu acesso facilitado à superfície rochosa, o Ca^{2+} combinar-se-ia com os grupamentos carboxílicos dos componentes polares do óleo (resinas e asfaltenos), até então adsorvidos na rocha, provocando a liberação dos mesmos e tornando a rocha menos molhada por óleo.

Em altas temperaturas (maiores que $100^\circ C$) o Mg^{2+} também exerceria papel essencial nesse mecanismo. Nessas condições, esse íon seria capaz de dessolvatar-se da água e tornar-se ativo em um processo de dolomitização, deslocando o Ca^{2+} da superfície rochosa e ocupando o

lugar desse. Assim, haveria um aumento na concentração de cálcio em solução, potencializando seu efeito.

Em resumo, os íons SO_4^{2-} ; Ca^{+2} ; Mg^{+2} , chamados por Austad de *“Potential Determining Ions”* teriam os seguintes papéis.

- **Sulfato**

Torna a superfície do carbonato menos positiva e permite a aproximação dos íons ativos Ca^{+2} e Mg^{+2} .

O sulfato funciona, portanto, como um catalisador do processo. Sem ele os íons ativos não conseguiriam se aproximar da superfície porque seriam repelidos eletrostaticamente.

À medida que a temperatura aumenta o íon sulfato se torna menos hidratado por água e precipita mais na superfície do carbonato. Por isso o processo funciona melhor em altas temperaturas.

- **Cálcio**

Aproxima-se da rocha combina-se com os ácidos carboxílicos, liberando-os da superfície e tornando os poros mais molhados por água. Esta ligação Ca^{+2} -ácidos carboxílicos é a chave para a inversão de molhabilidade em carbonatos causada pela água de composição otimizada.

O íon magnésio não complexa com ácidos carboxílicos tão facilmente quanto o íon cálcio porque ele está mais hidratado. O íon cálcio, por estar menos hidratado, consegue se ligar muito mais fortemente.

- **Magnésio**

Em altas temperaturas o magnésio, assim como o sulfato, se torna menos solvatado pela água, sendo capaz de substituir o cálcio na matriz da rocha carbonática. Esta substituição aumenta a concentração de cálcio em solução, o que facilita a dessorção dos componentes polares adsorvidos. Em baixa temperatura o magnésio é não reativo, pois encontra-se bastante hidratado.

O magnésio, portanto, atua no sentido de potencializar o efeito do íon cálcio.

Tal como o íon cálcio, o magnésio só consegue se aproximar da superfície se ela tiver a intensidade de suas cargas positivas reduzidas pelo íon sulfato.

Em rochas do tipo *chalk*, esta dolomitização pode ocasionar problemas geomecânicos (*water weakening*), pois esta litologia é muito frágil. Em rochas carbonáticas do tipo *limestone*, mais competentes, este problema é minimizado.

Portanto, uma água contendo apenas NaCl e SO_4^{2-} , segundo esse mecanismo não seria considerada uma água “otimizada” para injeção em carbonatos. É preciso que ela contenha cálcio e magnésio.

O esquema ilustrativo desse mecanismo é apresentado através da Figura 20.

Suggested wettability mechanism

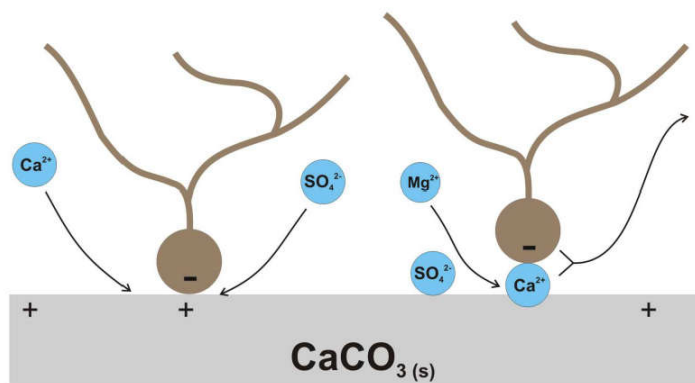


Figura 20: Mecanismo proposto de atuação da água otimizada em carbonatos [25].

Tratando-se de carbonatos, o trabalho em questão objetivou essencialmente verificar o impacto de cada um desses íons no mecanismo de atuação da água otimizada.

Há ainda mecanismos que buscam relacionar o efeito da salinidade da água injetada as características de viscoelasticidade desses fluidos. Alvarado *et al* [26] relatam alteração nas curvas de drenagem e embebição ao utilizar-se águas de diferentes salinidades. Isso se daria devido a

alteração na relação interfacial dinâmica água-óleo de acordo com a salinidade do fluido injetado.

Fatores decisivos no sucesso do método

Apesar de ainda não dispormos de um modelo computacional que nos permita prever as condições ótimas de aplicação do método de injeção de água de baixa salinidade, há fortes indícios da necessidade de apresentação de algumas características pela rocha, óleo, água presente no reservatório e a injetada, fundamentais para o sucesso do método.

Da rocha arenítica, uma molhabilidade mista, com significativa fração de argila (principalmente caunilita) é reportada na literatura como necessária, bem como a presença de resinas e asfaltenos no óleo cru. Quanto à salinidade da água que inicialmente satura o reservatório (devido uma recuperação secundária), observou-se que essa deve ser maior do que a salinidade do fluido injetado.

Um maior detalhamento de cada fator, a depender do tipo de reservatório abordado, será dado a seguir:

- **Reservatórios siliciclásticos:**

- **Dependência litológica**

De experiência laboratorial e de campo amplamente reportada na literatura, credita-se a presença de argilominerais ativos o efeito de recuperação melhorada pela injeção de água de baixa salinidade.

As argilas são alumino-silicatos (silicatos hidratados de alumínio, silício e oxigênio) com partículas de dimensão de 2 μm , contendo metais alcalinos e alcalinos terrosos. A estrutura cristalina de uma argila comum de um reservatório arenítico é baseada em camadas lamelares de tetraedros de sílica e de camadas de octaedros de alumina (Figura 21). Existe um “desequilíbrio” de cargas por falhas na estrutura dessas camadas, seja pela substituição de um átomo de silício por um de alumínio na estrutura tetraédrica, ou de um átomo de alumínio por um de magnésio

na estrutura octaédrica. Assim, as argilas são frequentemente caracterizadas como trocadores catiônicos naturais devido sua distribuição eletrônica heterogênea, exibindo cargas negativas nas faces e cargas positivas nas arestas [27].

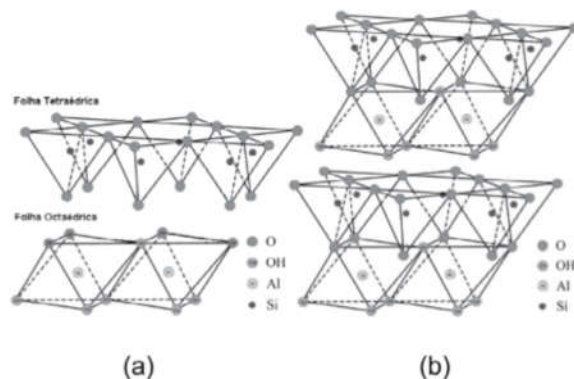


Figura 21: (a) Representação esquemática das folhas tetraédrica e octaédrica das unidades estruturais dos argilominerais; (b) Representação esquemática da estrutura da caulinita 1:1 [27]

Acredita-se que o poder de deslocamento relativo de um cátion em relação aos demais siga a ordem:



Ou seja, em iguais concentrações, Ca^{+2} irá deslocar mais Na^+ que esse deslocará Ca^{+2} .

É importante observar que o H^+ tem a mais forte afinidade pela superfície da argila. Isso respalda o modelo proposto por Austaud em que o H^+ desloca os cátions (Ca^{+2} e Mg^{+2}) adsorvidos no argilo-mineral. Contudo, a concentração desse cátion é usualmente muito inferior a dos outros cátions presentes na água de formação (para uma faixa de pH de 4 a 7, a concentração de H^+ varia de 10^{-4} a 10^{-7} M, enquanto que em uma água de formação de, por exemplo, 200.000 ppm de salinidade a concentração de Ca^{+2} pode ser superior a 0,54 M).

A magnitude da seletividade de diferentes cátions para diferentes argilas envolve a competição dos sítios ativos dessa por todos os íons presentes nos poros com água. Trocadores naturais, tais como os argilo-

minerais, apresentam diferentes seletividades para diferentes cátions, e a razão entre os cátions adsorvidos e a concentração dos mesmos no fluido injetado é variável para cada íon. Resultados de testes executados pela BP e pela Heriot Watt e muitas outras publicações, no intuito de explicar a recuperação adicional de óleo observada, fazem referência ao mecanismo de troca iônica em que cálcio e magnésio seriam fortemente adsorvidos pela argila da matriz rochosa até completa saturação dessa.

Caulinita é caracterizada como uma argila 1:1, isto é, uma unidade da mesma consiste em uma camada de sílica e uma de alumina unidas fortemente por pontes de hidrogênio. As caulinitas não incham, conforme indicado pela pequena área superficial. As cargas dentro da estrutura são bem distribuídas, o que justifica a baixa capacidade de troca iônica. O mecanismo de troca catiônica para a caulinita está relacionado principalmente à superfície das arestas da argila. A caulinita tem a tendência em transformar-se em illita e clorita a grandes profundidades.

Mica e illita são argilo-minerais caracterizados como argilas 2:1, isto é, uma unidade consiste de uma camada de alumina octaédrica disposta entre duas camadas de sílica tetraédrica. Nessas últimas, devido à substituição de átomos de Si^{4+} por Al^{3+} , há criação de uma superfície carregada negativamente. A diferença entre mica e illita consiste no grau desse desequilíbrio de cargas, maior na primeira. Comparativamente à caulinita tanto a área superficial como a capacidade de troca iônica das micas e illitas é muito maior. Sendo as unidades estruturais de mica e illita mantidas unidas por cátions, assume-se que o mecanismo de troca iônica seja o de substituição desses, o que provoca uma pequena expansão na distância basal entre as lamelas.

A montmorilonita (esmectita de determinada região da França) é similar em estrutura a mica e illita. No entanto, naquela é a camada de alumina que apresenta uma carga residual, positiva, portanto. Assim como acontece com a mica e illita, é creditada a troca de cátions entre as lamelas, a capacidade de expansão e de troca iônica dessa argila. No entanto, ao invés do íon potássio presente na illita, é o íon sódio que está presente na esmectita e esse além de ser monovalente é muito menor que a distância entre as lamelas, acarretando em uma fraca ligação entre as lamelas de

argila. As argilas de esmectita são, portanto, altamente hidratáveis e expansíveis.

Já a clorita é caracterizada como uma argila 2:1:1, composta de uma unidade de illita ligada a uma camada de alumina carregada positivamente. Assim como na caulinita, as arestas são superfícies ativas para as reações de troca iônica.

As características dos minerais supracitados são resumidas na Tabela 2 [19].

Tabela 2: Propriedades dos argilo-minerais [19].

Property	Kaolinite	Illite/Mica	Montmorillonite	Chlorite
Layers	1:1	2:1	2:1	2:1:1
Particle size (micron)	5-0.5	large sheets to 0.5	2-0.1	5-0.1
Cation exchange cap. (meq/100g)	3-15	10-40	80-150	10-40
Surface area BET-N ₂ (m ² /g)	15-25	50-110	30-80	140

Jerauld et al [28] sugerem que o acréscimo no fator de recuperação pela injeção de água de baixa salinidade é diretamente proporcional a quantidade de caulinita presente na rocha. Nesse estudo, os pesquisadores relacionaram os resultados de testes em escala de plugue e de campo aos teores de caulinita encontrados nessas circunstâncias (Figura 22). Essa correlação, associada a um mapeamento do teor de caulinita da formação, poderia ser utilizada na distribuição do impacto da injeção de água de baixa salinidade atribuindo-se diferentes curvas de permeabilidade a diferentes faixas de caulinita (Figura 23).

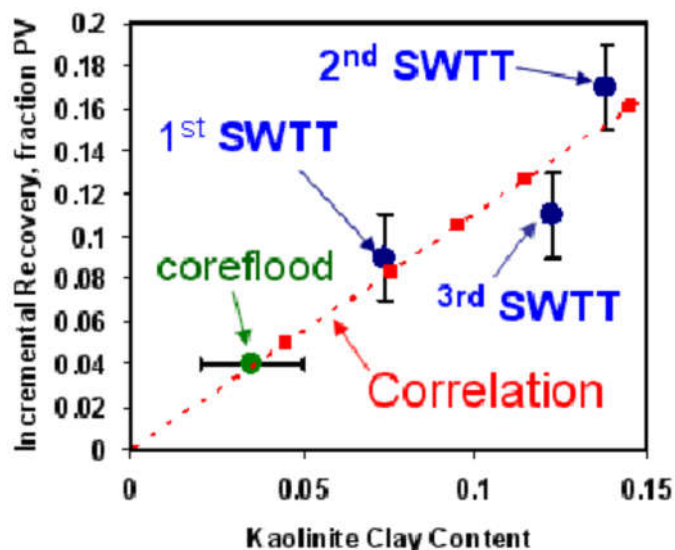


Figura 22: Relação entre o aumento de recuperação através da injeção de água de baixa salinidade e o teor de caulinita em teste Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) e em teste laboratorial com plugue [28].

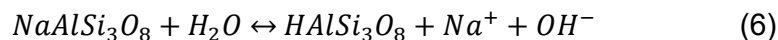
Ainda, em relação à arenitos, segundo Austad [29], a formação deve ter baixa temperatura, uma vez que a etapa lenta do processo, a dessorção de íons cálcio da superfície das argilas, é exotérmica. Portanto, quanto maior a temperatura, menos esta dessorção ocorre. Em rochas ricas em plagioclásio do tipo albita é possível haver ganhos em altas temperaturas, como explicado na sequência.

Segundo a perspectiva desses pesquisadores, a rocha não deve conter o mineral plagioclásio do tipo albita ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$) conjuntamente à água de formação com baixa salinidade. Isso poderia gerar uma água de formação alcalina demais para que a rocha seja suficientemente molhada por óleo para justificar uma injeção de água com composição projetada.

Ainda, a rocha poderia conter o mineral plagioclásio do tipo albita ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$) conjuntamente à água de formação com alta salinidade. Além de permitir que a água de formação seja mais ácida e originalmente mais molhada por óleo, a injeção subsequente de uma água de baixa salinidade, depletada de sódio, poderia gerar alcalinidade e recuperar mais óleo, mesmo em altas temperaturas, onde a dessorção de cálcio seria supostamente mais difícil devido ao caráter exotérmico desta dessorção.

Portanto, na presença de plagioclásio do tipo albita, tirar o sódio da água injetada, além de remover a dureza, poderia gerar ganhos adicionais

de recuperação, especialmente em altas temperaturas de reservatório. Este efeito é ilustrado na equação 6 abaixo.



O arenito não deve conter anidrita, pois isso representa uma fonte in situ de Ca^{+2} , justamente o íon que se quer remover com a injeção da água de composição otimizada.

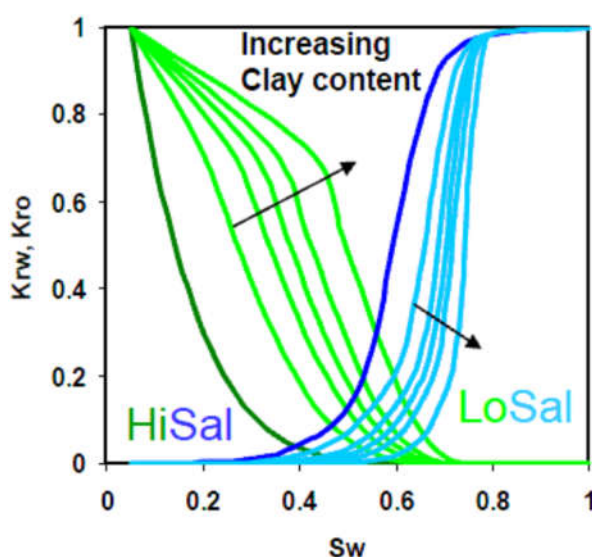


Figura 23: Relação curvas de permeabilidade e teor de caulinita [28]. À medida que aumenta o teor de caulinita, as curvas deslocam-se no sentido de formações mais molháveis à água.

- Tipo de óleo e adsorção nos argilo-minerais

Sabe-se da literatura que além dos sítios ativos dos argilo-minerais, é necessário que o óleo contenha componentes polares para que se dêem os efeitos da injeção de água de baixa salinidade. Lager *et al* [10] não observaram nenhuma correlação entre os casos de sucesso do método e o número total ácido (do inglês total number acid - TAN), bem como com o tipo de componente polar presente no óleo. Também nenhuma relação com grau API ou viscosidade tem sido relatada.

- Adsorção de componentes básicos

Austad *et al* [19] realizaram testes de adsorção de componentes básicos do tipo piridínico (quinolina) em caulinita, illita e montmorilonita e observaram que a capacidade adsorptiva desses materiais seguiu a ordem caulinita<illita<montmorilonita, o que é consistente com o aumento na capacidade de troca iônica desses minerais. A área superficial da argila aparenta, portanto, não ser tão importante. Vale ressaltar que a quinolina testada apresentou maiores índices de adsorção em pH alcalino, evidenciando, assim que é a forma protonada da base é a forma mais ativa, comportamento adequado ao esperado.

- Adsorção de componentes ácidos

Madsen *et al* [30] estudaram a adsorção de ácido benzóico em caulinita e observaram um aumento na adsorção do ácido com redução na escala de pH. Portanto, o comportamento adsorptivo de materiais ácidos e básicos em argilo-minerais aparenta ser semelhante no que diz respeito à variação de pH.

O grupamento ácido carboxílico pode ligar-se a superfície mineral pela ligação do seu oxigênio carbonílico com um próton adsorvido e pela atração do próton do ácido pela superfície da argila carregada negativamente (Figura 24). Essa estrutura é bastante similar a um complexo ácido dimérico, que é considerado altamente estável.

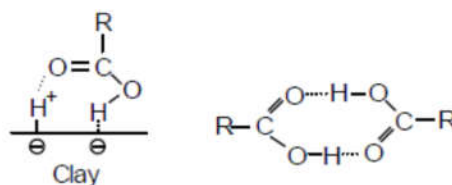


Figura 24: Suposta adsorção de R-COOH na argila, análogo ao dímero de ácido carboxílico [19].

Conforme previamente referenciado no item referente ao mecanismo de troca iônica, Buckley *et al* [31] apontam que esse

comportamento dos materiais carboxilatos pode ser mais complexo em presença de cátions bivalentes da água de formação. Como já sugerido, esses cátions formariam uma ponte entre a argila e o grupamento carboxilato. Esse poderia ainda precipitar na superfície da argila como carboxilato de cálcio, alterando assim as condições de molhabilidade.

- Adsorção de cátions

Conforme mencionado previamente, trocadores iônicos naturais como os argilo-minerais apresentam seletividade na adsorção de íons na sua superfície. Na caulinita, por exemplo, a adsorção de Ca^{+2} é fortemente preferida à do Na^+ .

Já na montmorolita, illita e mica não se observou essa seletividade na adsorção de um íon em detrimento dos demais [11] e assim, os sítios ativos dessas argilas presentes em uma formação saturada com água isenta de cátions divalentes, estarão saturados de cátions monovalentes (principalmente Na^+ e H^+). O esperado, portanto, é não se verificar recuperação adicional de óleo pela injeção de água de baixa salinidade em reservatórios cuja mineralogia predominante seja montmorolita, illita e/ou mica.

Considerando-se uma formação rochosa com argilo-minerais cujos sítios ativos são numericamente limitados e na qual haja um óleo com alta concentração de componentes ácidos e básicos. E ainda, que todos esses estejam co-adsorvidos com cátions bivalentes (tais como Ca^{+2}) à superfície mineral. Essa situação está ilustrada pelo patamar constante da Figura 25.

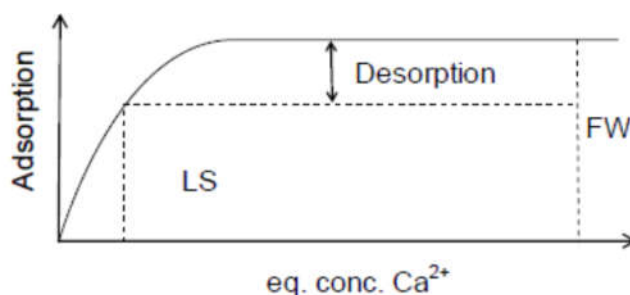


Figura 25: Típica isoterma de adsorção do Ca^{+2} em argilo-mineral com água normalmente salina, FW= água de formação, LS= água de baixa salinidade [11].

- Molhabilidade da formação

A molhabilidade do reservatório é geralmente tratada como uma propriedade fixa. Contudo, sabe-se que essa propriedade é determinada para certa condição de equilíbrio e que pode ser alterada com a mudança de variáveis significativas do reservatório [20]. Verifica-se que para se fazerem sentir os efeitos da injeção de água de baixa salinidade, uma molhabilidade mista à água é requerida pela formação.

Isso é o esperado, considerando que o método está baseado na inversão de molhabilidade da rocha, no sentido de torná-la menos molhável ao óleo. Para tanto é necessário que a mesma inicialmente já não seja totalmente molhável à água.

- Composição da água do reservatório

Conforme já mencionado, quanto à água que inicialmente satura o reservatório vale ressaltar que essa deve conter cátions ativos (que possam ser dessorvidos da rocha), tais como Ca^{+2} e Mg^{+2} .

- Composição da água de injeção

Austad *et al* [19] acreditam que, desde que a concentração de íons ativos na água injetada seja baixa o suficiente para provocar a dessorção dessas espécies da superfície mineral, a concentração dos demais constituintes desse fluido assume pouca importância.

Estudos realizados por esses pesquisadores apontaram que efeitos semelhantes na recuperação terciária de óleo foram obtidos ao se injetar águas com diferentes composições salinas, mas com semelhantes forças iônicas.

- **Reservatórios carbonáticos:**

Considerando que o estudo laboratorial da água otimizada em formações do tipo carbonáticas, bem como as aplicações em campo nesse cenário são mais recentes e esparsas, de uma maneira geral pode-se elencar as seguintes condições favorecem a aplicação da tecnologia e devem ser utilizadas como parâmetros de *screening* de campos-alvo.

O óleo da formação deve conter componentes polares, preponderantemente ácidos carboxílicos. Um número de acidez maior que 1 é desejado, porém não excludente.

As bases teriam papel secundário em tornar carbonatos molhados por óleo.

A superfície exposta da rocha deve ser predominantemente formada por calcita, já que a dolomita tem reatividade baixa.

A rocha deve apresentar molhabilidade ao óleo, mas não pode ser totalmente molhada por este fluido, pois os íons ativos precisam se aproximar e interagir com a superfície.

A temperatura do reservatório precisa ser alta ($>70^{\circ}\text{C}$ e preferencialmente $>100^{\circ}\text{C}$), pois isso favorece a adsorção dos íons ativos.

Segundo Tor Austad, condição *sine qua non* para que o mecanismo proposto ocorra e de fato se obtenha incremento de recuperação é a elevada temperatura do reservatório (preferencialmente acima de 100°C). Através de dados experimentais, foi comprovado que a cinética de adsorção do sulfato à superfície da rocha é altamente favorecida nessas condições, bem como o cátion magnésio passa a ser ativo, atuando tanto na substituição do cálcio na matriz, quanto na formação de par iônico com o sulfato, prevenindo assim a precipitação de sulfato de cálcio no reservatório.

O mecanismo pode funcionar em temperaturas mais baixas, sobretudo se a água injetada for depletada de NaCl, mas isso precisa ser checado experimentalmente.

Outra forma de compensar a baixa temperatura seria a elevação da concentração de sulfato na água injetada, o que também precisa ser checado experimentalmente caso a caso. Há um limite para este aumento que é a precipitação de anidrita no reservatório.

Apesar de não ser uma condição exigida, caso a rocha contenha anidrita, o processo pode ser facilitado, pois a dissolução da anidrita pela água injetada representa uma fonte *in-situ* de Ca^{+2} e SO_4^{-2} .

Assim, a água injetada em carbonatos, segundo mecanismo do professor Austad da Universidade de Stavanger;

- Teor elevado de sulfato, pelo menos 10 mM

- Íons cálcio.

- Íons magnésio.

- Baixa salinidade (NaCl). A injeção de uma água depletada em NaCl facilitaria o acesso dos íons ativos SO_4^{-2} , Ca^{+2} , Mg^{+2} à superfície da rocha, pois os íons sódio e cloreto estariam em concentração reduzida. Isso teria o potencial de reduzir a temperatura crítica para o funcionamento da tecnologia, assim como reduzir a concentração de sulfato injetada necessária.

Uma observação importante é que em reservatórios carbonáticos que contenham anidrita pode ser suficiente a injeção de água do mar diluída, uma vez que os íons cálcio e sulfato seriam fornecido *in situ* pela dissolução da anidrita pela água injetada. Isso tem sido observado pela Saudi Aramco em determinados campos do Oriente Médio.

É importante frisar que o atendimento a estes critérios não exclui etapas de avaliação laboratorial e piloto da tecnologia.

Assim, Tabela 3 a seguir resume as condições desejadas e indesejadas para a aplicação da tecnologia em arenitos e carbonatos.

Tabela 3: Resumo das características desejadas e indesejadas para a aplicação da tecnologia em arenitos e carbonatos.

	ARENITO	CARBONATO
CARACTERÍSTICAS DO ÓLEO		
Ácidos		
Bases		
CARACTERÍSTICAS DA ÁGUA DE FORMAÇÃO		
pH original baixo (<7)		
CARACTERÍSTICAS DA ROCHA		
Calcita		
Dolomita		
Anidrita		
Argilas		
Albita + Água de formação de baixa salinidade		
CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO		
Tendência de molhabilidade ao óleo		
Temperatura	↓	↑
CARACTERÍSTICAS DA ÁGUA INJETADA		
Sulfato		
Cálcio		
Magnésio		
Depletada em NaCl		

Legenda

	Característica é desejada
	Característica é indesejada
	A existência ou não da característica é indiferente para a litologia

3.2 Aplicações em campo

A injeção de água de salinidade otimizada é um método de EOR emergente que tem atraído atenção de muitas operadoras. Há na literatura uma quantidade significativa de relatos de testes piloto, dezenas de Testes de Traçadores Químicos em um poço único (SWCTT- do inglês *Single Well Chemical Tracer Test*) e testes de injeção log-inject-log.

Liderando a detenção de conhecimento e o pioneirismo na aplicação da tecnologia de injeção de água otimizada, há quase dez anos a British Petroleum (BP) vem reportando resultados expressivamente positivos obtidos em escala de piloto e de campo. Detentora da marca registrada LoSalTM, a BP é depositária de patente da tecnologia em dezenas de países, inclusive no Brasil em 2006. Também Shell, ConocoPhillips e ExxonMobil relatam casos de aplicação da tecnologia.

A seguir, destaca-se os casos mais eminentemente reportados na literatura.

Reservatórios siliciclásticos:

Os primeiros testes de injeção de água de baixa salinidade em um poço produtor utilizaram perfilagem do tipo *log-inject-log* para determinação da saturação de óleo residual. Webb *et al* [32] [33] relataram 25 a 50% de redução na saturação de óleo residual (Figura 26) nas cercanias do poço (cerca de 20-30 cm) quando utilizado água de menor salinidade.

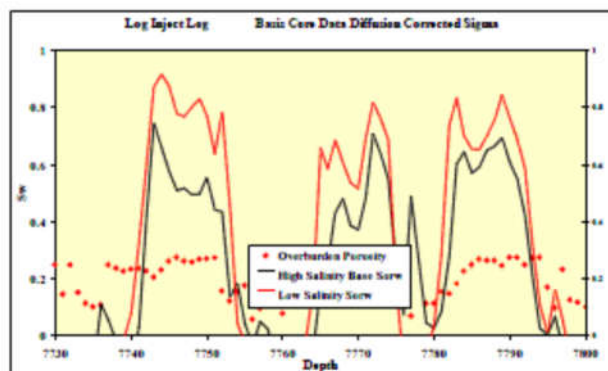


Figura 26: Saturação de óleo remanescente após injeção de água de baixa salinidade [32].

McGuire *et al* [34] relataram os primeiros SWCTT executados no campo de Endicott e de Prudhoe Bay (Alasca) a fim de verificar o efeito da injeção de água com salinidade reduzida. Os autores verificaram para aqueles casos uma considerável diminuição da saturação de óleo residual e conseqüente incremento de 8 a 19% na recuperação.

Em comparação com a injeção de água altamente salina, Robertson [35] obteve um aumento no fator de recuperação ao utilizar água com cerca de 1.000 ppm de salinidade em vários campos (formação Minnelusa) na Bacia de Power River (em Wyoming, EUA). Nesse trabalho também houve correspondência entre os resultados dos testes de campo e os obtidos preliminarmente no laboratório.

Lager *et al* [21] descrevem a injeção de água de baixa salinidade por um poço injetor em um reservatório do Alasca e do qual dois poços produtores foram selecionados para monitoramento do efluente. A resposta obtida foi confirmada por subsequente SWCTT. O aumento na recuperação, comparado com a água altamente salina previamente injetada, foi pequeno, bem como a redução no Sor de apenas 2% (quando se esperava 10% para a versão otimizada da água). Isso já era esperado pelos autores tendo em vista que uma água sub-ótima foi utilizada devido a restrições operacionais de naquele momento atingir-se a composição ótima prevista pelos testes laboratoriais. Os autores também relatam uma queda na razão água/óleo e uma alteração significativa na concentração iônica da água produzida, corroborando com o mecanismo de troca iônica proposto e com os testes laboratoriais prévios.

Seccombe *et al* [36], após estudo em meio poroso em escala de laboratório, realizaram de 2004 a 2006 um SWCTT no campo de Endicott (Alasca) e observaram redução no Sor com injeção de água de baixa salinidade (Figura 27).

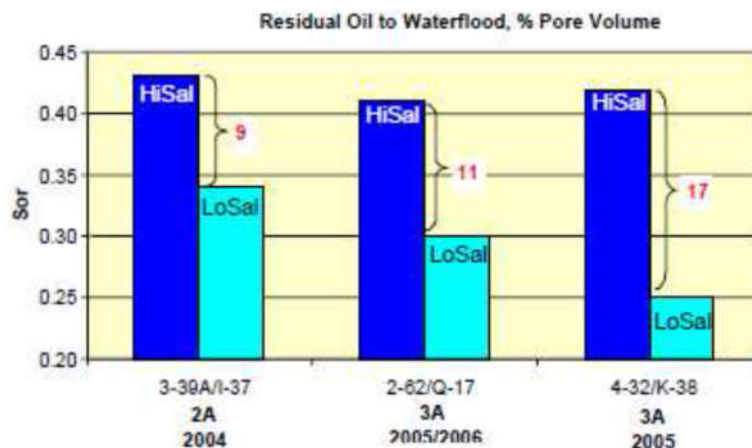


Figura 27: Saturação de óleo residual com injeção de água de alta e baixa salinidade [36].

Simulação numérica e modelagem geoquímica desse campo também foram realizadas pelos autores com um software desenvolvido pela própria operadora [20]. Dado esses resultados, juntamente com os de laboratório e do SWCTT mostrarem-se animadores, o campo de Endicott foi selecionado pela BP para sediar o primeiro teste piloto de injeção de água de baixa salinidade [36].

Estavam envolvidos dois poços, um injetor e um produtor, separados por 1040 ft (Figura 28). O efluente foi monitorado pelas mudanças no watercut e pela composição iônica.

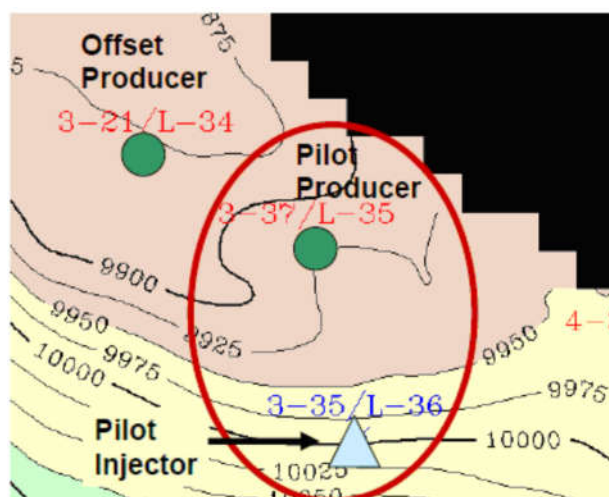


Figura 28: Mapa estrutural do campo de Endicott [20].

O objetivo deste teste era determinar se a recuperação terciária por injeção de água de baixa salinidade traria algum benefício adicional comparada à recuperação secundária, previamente realizada com água de maior salinidade. A fim de certificar-se que todo o volume poroso entre os poços estivesse completamente preenchido com água salgada, água produzida salina foi previamente injetada por seis meses antes do início do teste a fim de se estabelecer um padrão de *watercut* até 95%.

O piloto, definido em 2007, operou de 2008 a 2009. Os pesquisadores relatam que a resposta da recuperação melhorada foi detectada no produtor após três meses e que tanto as medidas do *watercut* na cabeça do poço, quanto às de amostras de fluido do teste separador, evidenciaram uma queda de 95% a 92%. O tempo necessário (timing) para se dar essa queda coincidiu com o *breakthrough* da água de salinidade reduzida no poço produtor. Vale ressaltar que os resultados obtidos com o teste piloto foram consistentes com os observados nos testes com plugues e em SWCTT.

Para definição do piloto, os pesquisadores consideraram:

- a sub-zona a ser injetada
- a seleção de um par de poços
- a forma de realizar-se a redução da salinidade da água
- como essa água de salinidade reduzida seria entregue ao poço injetor
- a forma de monitoramento
- como as medidas de *watercut* e de óleo produzido seriam determinadas com acurácia e repetibilidade suficientes
- A previsão do tempo necessário a percepção da resposta e do nível dessa através de cálculos analíticos e simulação numérica.

Dadas as condições do campo, foi decidido fazer-se uso de caminhão pipa para levar a água dessalinizada ao poço injetor (Figura 40). Esse fluido era então estocado em um tanque e bombeado por três bombas de deslocamento positivo (Figura 30).



Figura 29: Caminhão pipa utilizado no teste piloto [36].



Figura 30: Bombas injetoras e tanques de armazenamento da água de baixa salinidade [36].

Dessa experiência, um aumento na produção de óleo (Figura 31) e uma redução no *watercut* foram relatados (Figura 32).

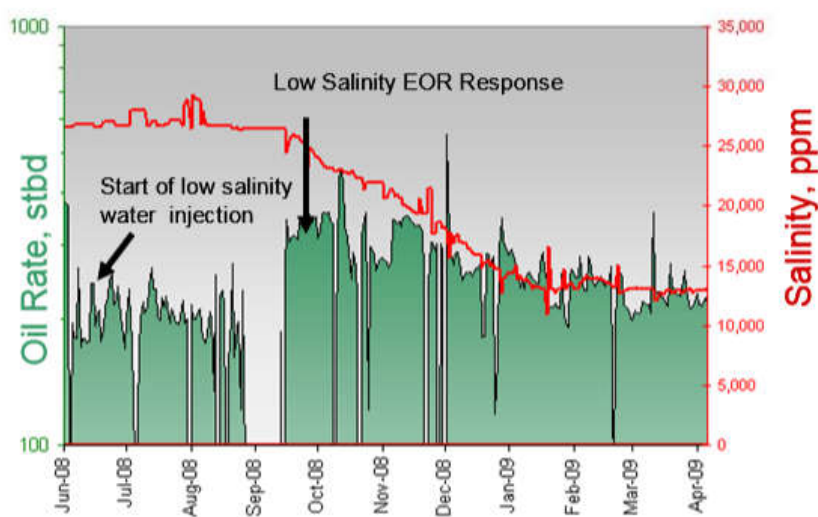


Figura 31: Aumento na produção de óleo no poço produtor [36].

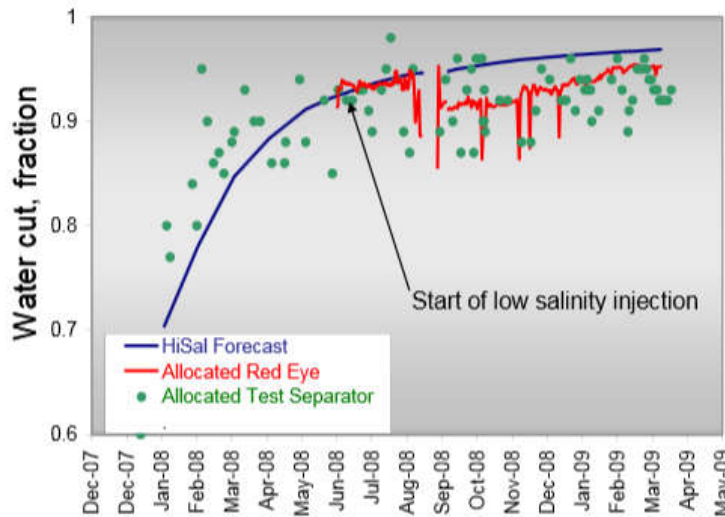


Figura 32: Diminuição no *watercut* do poço produtor com injeção de água de baixa salinidade [36].

Baseado nos testes de laboratório com plugues do campo [20], através dos quais os autores verificaram uma dependência linear entre o teor de argila e óleo recuperado (Figura 23), e sabendo-se que o teor de argilo-minerais na área do piloto era de 12%, os pesquisadores haviam previsto, pelo *scale up* do comportamento dos testes em meio poroso, uma recuperação de 13 % do VP. O incremento acumulado na produção de óleo, depois de onze meses de teste, com a injeção de cerca de 1,6 VP, foi de 10% do VP (Figura 33), resultado significativamente compatível ao esperado.

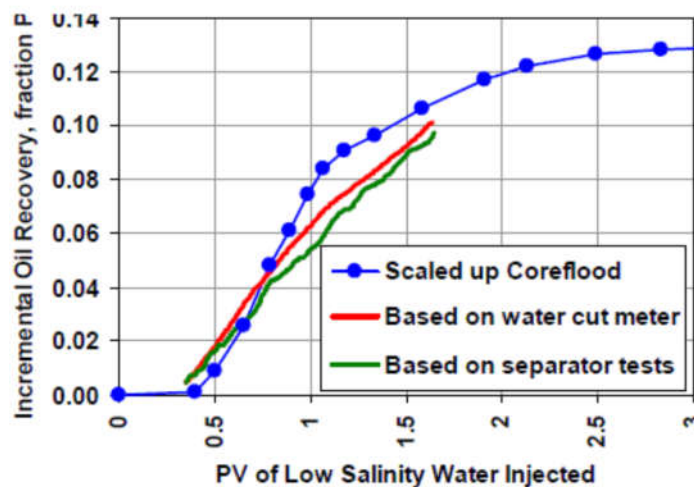


Figura 33: Aumento de óleo recuperado X volume poroso de água de baixa salinidade injetada [36].

A correspondência entre o incremento de óleo produzido e o *breakthrough* da água de baixa salinidade e, o fato do perfil dos resultados do piloto apresentar a mesma forma e tamanho do que seria o esperado pelos testes em escala de plugue, levaram os autores a creditar o aumento de recuperação à injeção de água de baixa salinidade.

Já os resultados relatados por Geoffrey Thynne *et al* [37] não mostraram-se tão animadores para a injeção de água de baixa salinidade em 26 campos na formação Minnelusa na Bacia de Powder River em Wyoming (EUA). Os testes laboratoriais executados preliminarmente ao teste de campo haviam indicado nenhum ou pouco ganho de recuperação fazendo-se uso de água pouco salina, e de fato esse foi o comportamento observado em campo. Nessas aplicações, não houve aumento significativo na produção de óleo e nenhuma correlação entre a diluição da água de injeção e o fator de recuperação pode ser obtido. Ainda, o atraso no *breakthrough* da água injetada, esperado pela literatura, também não foi percebido em 23 desses campos. Os autores mencionam que uma possível explicação para a falta de resposta à injeção de água de baixa salinidade nesses casos poderia ser a falta de finos móveis na formação. De fato Gamage *et al* [38] observaram ganho de recuperação em testes experimentais feitos com o mesmo óleo e água dos reservatórios em questão, utilizando plugues de arenito.

Em outro trabalho, pesquisadores da BP, Reddick *et al* [39], fundamentados nos cinco anos de experiência da operadora na aplicação de água com salinidade reduzida em poços pilotos e em SWCTT, salientam a importância do gerenciamento do risco operacional. Esse envolve perda de injetividade, operacionalidade das instalações de dessalinização (caso necessárias) e manejo da água produzida.

A BP foi pioneira na injeção de água de baixa salinidade e segundo Reddick *et al* mais de 50 testes em meio poroso em escala de laboratório e SWCTT foram até então realizados pela operadora. Os autores mencionam ainda que atualmente a BP tem dois novos projetos de injeção de água de baixa salinidade para campos offshore. Evidenciam inclusive que a implementação dessa técnica é muito favorável economicamente. Da experiência da BP, segundo autores, um acréscimo do custo em \$3-6 por

barril adicional de óleo produzido não seria atípico, o que está muito abaixo do valor agregado do produto obtido.

Vale também ressaltar que nesse trabalho é sugerido que, além da recuperação adicional, a injeção de água de baixa salinidade poderia causar mitigação de incrustação do reservatório, bem como risco de acidulação biogênica (em campos que fossem suscetíveis a tal).

Segundo os autores, o maior risco associado à injeção de água de baixa salinidade seria o inchamento das argilas e consequente redução da permeabilidade da formação. Para tanto, Reddick *et al* sugerem a análise da tendência a perda de injetividade através de vários plugues e de águas com diferentes concentrações iônicas, a fim de que se possa construir um diagrama semelhante ao da Figura 34. Desse se poderia definir uma salinidade que com reduzida queda na permeabilidade provocasse significativo aumento na recuperação de óleo.

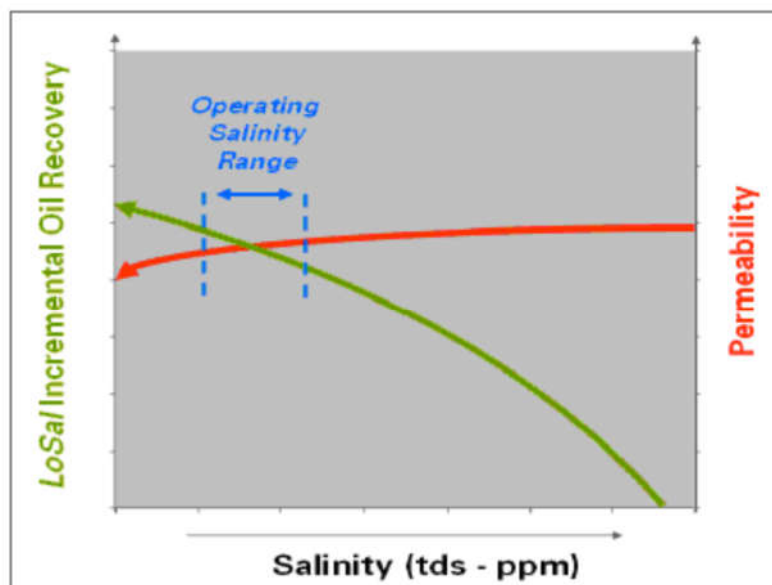


Figura 34: Avaliação da perda de injetividade em projetos de injeção de água de baixa salinidade [39].

O que, segundo Reddick *et al*, deveria ser observado na operacionalização da injeção de água de baixa salinidade encontra-se resumindo na Tabela 4.

Tabela 4: Gerenciamento de risco na injeção de água de baixa salinidade [39].

	Offshore	Onshore
Technology risk	Space and weight are key considerations; risks of individual components and their integration are manageable	Space and weight may be less of a consideration than for offshore
Clay swelling risk	Can be assessed via corefloods.	Can be assessed via corefloods or by a low salinity interwell field trial, or possibly through single well chemical tracer test, if performed
Water sourcing	Likely to be seawater	Local aquifer, or desalinated make up water
Produced water management	May require dual (i.e. low salinity and produced water) injection system to manage disposal of produced water	May require cycling of low salinity around field, or large scale produced water disposal (for mature field)
Upsides	Reduced scaling, souring and water quality risk	Reduced scaling, souring and water quality risk

Em trabalho recente (2016) Thyne [40] avalia o potencial de acréscimo de produção com a injeção de água de baixa salinidade, numa tentativa de revitalização dos campos do Alasca, no Mar do Norte. Combinando dados empíricos das experiências prévias em campo, com dados de laboratório, o autor estima potencial de ganho em mais de 7,7 bilhões de barris de óleo adicional.

Reservatórios carbonáticos

Indubitavelmente, o caso de Ekofisk é o maior expoente de como a simples injeção da água do mar pode proporcionar ganhos de recuperação de dezenas de pontos percentuais. É um reservatório *chalk* fraturado, em que há cerca de 25 anos está sendo injetada água do mar, sem nenhum processo de dessulfatação. Os únicos tratamentos que são conferidos à água são a filtração grosseira e o bactericida. A operadora do campo é ConocoPhilips.

Os atuais surpreendentes 50% de VOIP recuperado parecem estar intimamente relacionados à elevada temperatura do reservatório (130°C) que forneceria as condições ótimas para a água do mar atuar como inversora da molhabilidade do reservatório.

O campo de Vallhall também merece atenção. Outro reservatório *chalk* fraturado no Mar do Norte, cuja temperatura situa-se em torno de 90°C tem sido estudado pela BP, operadora do campo. Através de investigação laboratorial a BP relata expectativa de aumento de 20-25% no VOIP recuperável com a remoção do NaCl da água do mar atualmente injetada e adição de 3 a 4 vezes o teor inicial de sulfato (nessas condições

isso seria possível sem risco de precipitação de CaSO_4 devido a menor temperatura do reservatório).

Também a Saudi Aramco relata que injeção da água do mar, captada no Golfo, e transportada através de dutos até reservatório carbonático não-fraturado no deserto da Arábia Saudita, tem sido gerado um incremento de 6 a 7 pontos percentuais no fator de recuperação [41].

4. METODOLOGIA

4.1 Equipamento de fluxo bifásico

Durante a fase de caracterização do reservatório comumente são extraídas amostras da rocha-reservatório e nelas são realizados diversos ensaios para a determinação de propriedades permo-porosas do reservatório. Para a estimação de curvas de permeabilidade relativa ordinariamente são realizados ensaios de deslocamento em regime transiente, nos quais se tenta reproduzir os fenômenos de deslocamento de fluidos que acontecem nos reservatórios de petróleo durante os processos de recuperação secundária.

Assim, a amostra é inicialmente selada e saturada com fluidos, geralmente óleo e água, para reproduzir a condição inicial do reservatório. Injeta-se então fluido por uma de suas faces, enquanto que pela outra escoo o fluido deslocado da rocha, registrando-se durante o ensaio as medições da queda de pressão ao longo da amostra, do volume de fluido deslocado ou em alguns casos também da vazão injetada [3].

Na Figura 35 mostra-se esquematicamente o procedimento realizado tipicamente em um teste de deslocamento transiente.

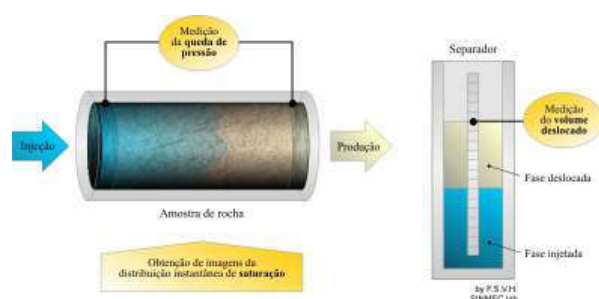
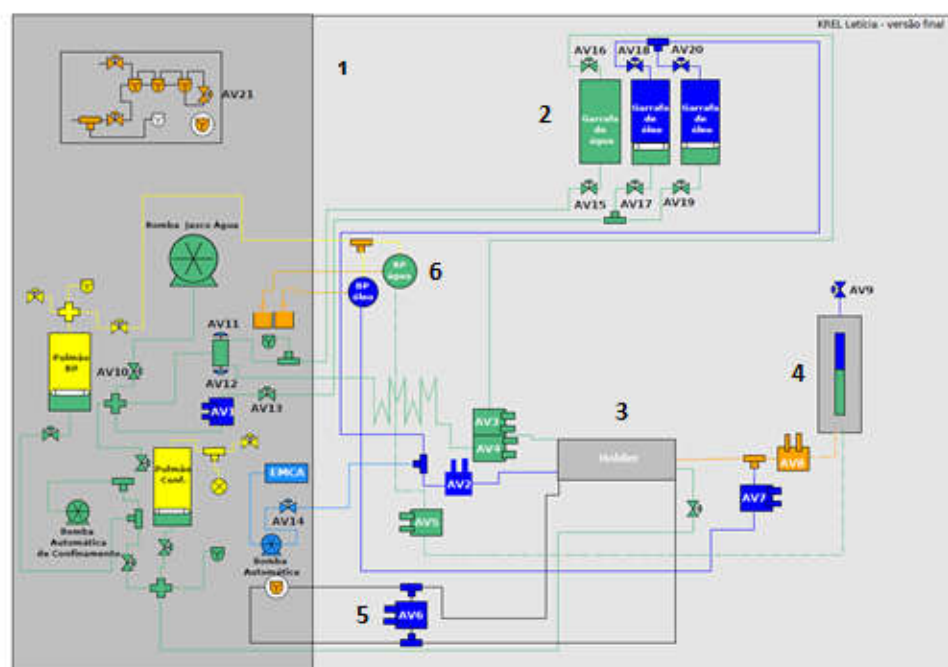


Figura 35: Esquema de um teste de deslocamento transiente [12].

A Figura 36 abaixo ilustra o equipamento de deslocamento em meio poroso utilizado, bem como a Figura 37 representa desenho esquemático do equipamento.



Figura 36: Equipamento de deslocamento em meio poroso utilizado.



Legenda:

1-Interior estufa; 2- Garrafas contendo fluidos a serem injetados; 3- Coreholder; 4- Vaso separador, 5- By-pass do holder, 6- Válvulas de contra-pressão

Figura 37: Desenho esquemático do equipamento

Em teste de deslocamento em meio poroso com intuito de avaliação de método de IOR, algumas observações são essenciais para a correta operacionalidade do equipamento:

1) Temperatura do reservatório: a fim de honrar a temperatura do reservatório investigado e consequentemente trabalhar com temperaturas superiores à ambiente, é imprescindível que o aquecimento do sistema seja feito de forma homogênea, através de estufa de aquecimento. A fim de evitar evaporação dos fluidos quando aquecidos, é necessário pressurização do sistema. Material requerido: estufa de aquecimento de chão e válvula de contra-pressão (Figura 38).



Figura 38: válvula de contra-pressão

2) Medição dos fluidos produzidos: os fluidos produzidos devem ser computados em vaso separador, a montante da válvula de contra-pressão, ou seja, em vaso pressurizado e na temperatura do restante do sistema. Material necessário: vaso separador (suportando no mínimo pressões de 3.000 psi), conforme Figura 39.



Figura 39: vaso separador utilizado nos testes de deslocamento

3) Obtenção da saturação irreduzível de água (S_{wi}) pelo método de centrífuga, placa porosa ou em último caso por deslocamento forçado. No presente trabalho, escolheu-se o método de centrífuga, utilizando-se o equipamento ilustrado na Figura 40.



Figura 40: vaso separador utilizado nos testes de deslocamento

4) Envelhecimento das amostras deve ser feito por deslocamento de óleo em dias alternados. Medir permeabilidade ao óleo a fim de verificar restauração de molhabilidade.

5) Manter fluidos dentro da estufa, de modo a não usar manta de aquecimento.

6) Estufa com temperatura homogênea.

7) Conforme esquema da Figura 37, o by-pass do holder deve estar dentro da estufa.

8) Uso de óleo real do campo (com concentração de componentes polares ajustada por mistura com solvente orgânico apolar).

9) Prever esquema para transpor o separador e resfriar os fluidos produzidos (serpentina) em caso de coleta de amostras de água. Necessário também ter um coletor de frações.

10) Prever utilização de transdutores de pressão modernos e confiáveis.

A dificuldade na montagem e particularidade na operacionalidade desses experimentos é que faz a etapa experimental ser tão laboriosa e

morosa. Após montagem e comissionamento do equipamento, cada teste leva em torno de 45 dias para completa execução, entre preparo das amostras e resultado final. A maior dificuldade operacional desse tempo de execução se dá na requerida manutenção do sistema pressurizado.

Detalhamento sobre os materiais necessários está descrito a seguir.

4.1.1 Material utilizado

A montagem de um equipamento de deslocamento forçado em meio poroso, que trabalhe em condições de temperatura e pressão de reservatórios reais, requereu materiais específicos, listados na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5: Listagem de material necessário para montagem de estufa de teste de deslocamento

Item	Material
1	Estufa de chão com circulação e renovação de ar
2	Back pressure
3	Holder
4	Transmissor de Pressão diferencial - 0,1 a 14,5 psi Pressão estática de 10000 psi
5	Transmissor de Pressão diferencial - 5 a 72,5 psi Pressão estática de 10000 psi
6	Transmissor de Pressão diferencial - 5 a 435 psi Pressão estática de 10000 psi
7	Transmissor de Pressão absoluta - 0 a 10.000psi
8	Transmissor de Pressão absoluta - 0 a 20.000psi
9	Camêra e acessórios
10	bomba Haskel
11	bomba Booster (CO2)
12	Bomba Analítica Quaternária

4.2 Método de simulação / otimização de permeabilidade relativa ^[12]

A ferramenta computacional utilizada para a obtenção das curvas de permeabilidade relativa apresentadas no presente trabalho foi o módulo numérico do IMAGO® ReIP / Pressão Capilar. Esse *software* foi desenvolvido no Laboratório de Simulação Numérica em Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor / SINMEC - Departamento de Engenharia Mecânica / EMC – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Esse software foi desenvolvido para a Petrobras e não está disponível comercialmente.

A estimativa das curvas de permeabilidade relativa a partir dos dados coletados em um ensaio de deslocamento é um problema inverso, ou seja, tenta-se determinar algumas propriedades intrínsecas de um sistema a partir do conhecimento de algumas características medidas nas suas fronteiras. A escolha de uma determinada forma funcional contendo um número finito de parâmetros para a representação matemática das curvas de permeabilidade relativa transforma o problema inverso em um problema de estimativa de parâmetros. Um problema desta natureza pode ser resolvido mediante um processo de minimização de uma função objetivo que quantifica a diferença entre as medições experimentais e os resultados de simulações numéricas do processo de deslocamento obtidas empregando as curvas parametrizadas.

A primeira etapa do processo é o trabalho no laboratório onde é realizado o experimento de deslocamento e todos os dados necessários são coletados. Todos estes dados devem ser informados a aplicação computacional através de uma interface gráfica amigável, a qual por sua vez os passa ao núcleo numérico da aplicação que realiza todos os cálculos necessários para estimar as curvas de permeabilidade relativa. Para tanto, o usuário além de proporcionar os dados reunidos durante a execução do experimento, deve escolher uma relação funcional específica para expressar as curvas em função de um conjunto de parâmetros.

As funções do escoamento (permeabilidade relativa) são propriedades definidas tanto para o fluido injetado quanto para o deslocado.

Para definir as curvas de permeabilidade relativa existem as opções de utilizar as parametrizações de Corey e Chierici ou a definição de curvas por meio de splines quadráticos ou cúbicos. Em todos os casos é necessário informar os valores máximos das curvas, os quais podem ser inferidos dos valores finais de permeabilidade efetiva obtidos no experimento de deslocamento.

Em todos os casos, para um melhor ajuste dos parâmetros as curvas resultantes são visualizadas graficamente. As obtidas no presente trabalho podem ser observadas na seção de Resultados, bem como os valores pontuais utilizados na sua construção estão em Anexo 1- Dados de Saída do Simulador.

5. AMOSTRAS E FLUIDOS UTILIZADOS

5.1 Arenito

As amostras do poço AR-01, limpas e com a petrofísica básica realizada, tem descrição qualitativa descrita abaixo, conforme Tabela 6 e Figura 41.

Tabela 6: Dados das amostras do cenário arenito utilizadas nos testes.

PETROFÍSICA BÁSICA: DADOS GERAIS				Esmectita	Caulinita lamelar em mica	Caulinita livrinho	Siderita em mica e outros grãos	Siderita em poro
Prof. (m)	K (mD)	Φ (%)	Dens. (g/cm ³)	%	%	%	%	%
3134,55	583	29	2,66	<2,00	NI	NI	5	3
3136,65	551	27,5	2,65	<2,00	NI	NI	5	5
3147,65	665	28,9	2,66	<2,00	NI	NI	8	5
3219,7	2000	28,7	2,65	<1,00	<2,00	3	3	<2,00
3220,1	2240	28,6	2,64	<1,00	2	<2,00	3	<2,00
3220,65	2320	28,3	2,64	<1,00	<2,00	<3,00	<3,00	<1,00
3221,05	2080	28,3	2,65	<1,00	2	3	<5,00	<3,00

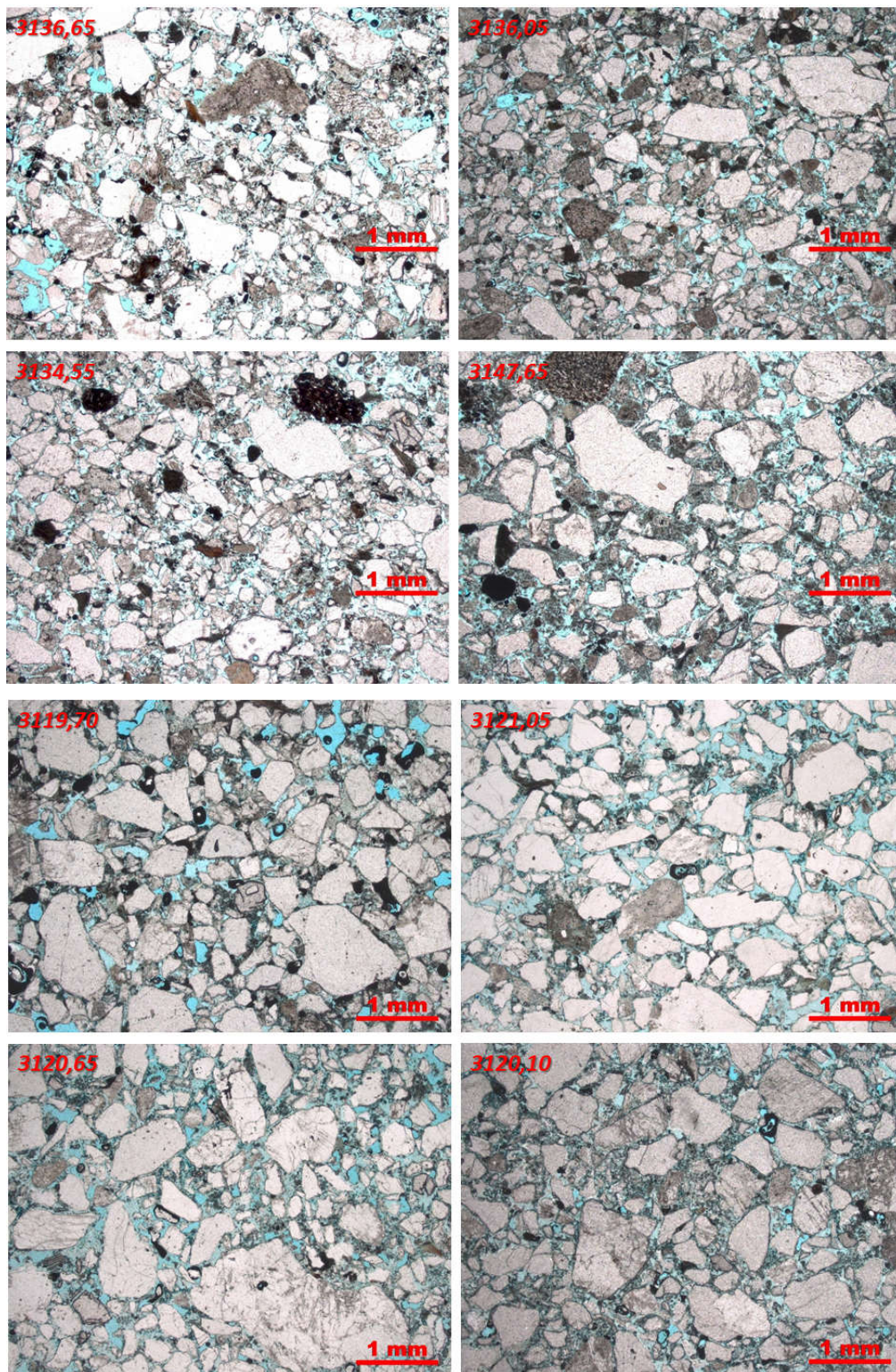


Figura 41: Imagem de microscopia das amostras do arenito pós-sal (obtidas de microscópio Zeiss Axio Imager A1).

Essas amostras são então saturadas com água de formação e em seguida centrifugadas com óleo até o S_{wi} . Nesse momento as amostras são combinadas duas a duas, no intuito de trabalhar-se com maior volume poroso e evidenciarem-se possíveis efeitos das águas avaliadas. Na Tabela 7 encontram-se os dados dessas amostras combinadas. É nessa etapa que as amostras estão prontas para efetivamente executar-se o teste de deslocamento em meio poroso.

Tabela 7: Dados das amostras combinadas utilizadas no cenário arenito.

Teste	Amostra	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Saturação de Água Irredutível (%)
		K_{abs}	Φ	S_{wi}
1	A+B	622	26,96	28,16
2	C+D	578	26,1	30,22
3	E+F	2947	27,24	14,76
4	G+H	3222	27,44	15,8

Essas amostras em específico, friáveis, encontravam-se encapsuladas com folha de níquel, impedindo o imageamento via microtomografia.

As águas utilizadas nos testes de deslocamento tem a composição química descrita na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8: Águas utilizadas no cenário arenito.

Composição das águas (mg/L)		Obtenção Swi	Comparativo	Injeção 2 ^o e 3 ^o	Injeção 2 ^o	Injeção 2 ^o e 3 ^o
		Água de Formação	Água do mar	Água do mar dessulfatada	Água do mar diluída 20X	Água do mar diluída 100X
Sódio	(Na+)	36376	12000	11000	600	120
Potássio	(K+)	1942	226	395	11	2
Magnésio	(Mg2+)	515	1390	670	69,5	14
Cálcio	(Ca2+)	1024	504	255	25	5
Bário	(Ba2+)					
Estrôncio	(Sr2+)					
Ferro	(Fe2+)					
Lítio	(Li+)					
Cloreto	(Cl-)	61075	21565	19625	1078	216
Brometo	(Br-)	127				
Sulfato	(SO42-)	55	2834	106	142	28
Bicarbonato	(HCO3-)					
Acetato	(CH3COO-)					
NaCl Equivalente	a partir do (Cl-)	100679	35549	32350	1777	355
Balanço Iônico (%)		0	0	0	0	0

Para os quatro testes de deslocamento do cenário siliciclástico, foi utilizado óleo do poço cuja composição segue na Tabela 9. A acidez desse óleo, segundo norma avaliativa ASTM D 664-09, é de 2,783 mg KOH/g (0,02% incerteza).

Tabela 9: Óleo morto utilizado no cenário arenito (SARA POR TLC - FID)

Análise SARA	% (m/m)
Saturados	22,3
Aromáticos	40
Resinas	28,7
Asfaltenos	9,1

A fim de representar a razão de viscosidade do reservatório, utilizou-se mistura de 80% (m/m) de óleo morto desidratado (BSW<1%) em solvente ciclohexano. Nas condições dos testes, 62°C e 4.500 psi a

viscosidade medida da mistura foi de 25 cP (viscosímetro eletromagnético Cambridge).

5.2 Carbonato A

As duas (2) amostras utilizadas nos três (3) testes de deslocamento foram tomografadas antes dos testes (Figura 42).

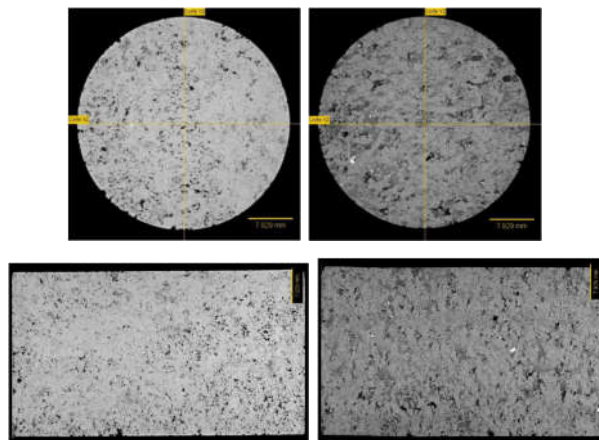


Figura 42: Imagiamento microtomográfico da amostra X (esquerda) e Y (direita) antes do início dos testes.

No final de cada teste, as amostras foram limpas e a petrofísica de rotina refeita. Na Figura 43, com intuito de verificar a condição permo-porosa das amostras, as imagens da microtomografia, antes e depois dos testes, foram superpostas. Devido a sobreposição perfeita das imagens, antes e depois dos testes, considera-se que as amostras não sofreram alterações significativas na sua estrutura permo-porosa.

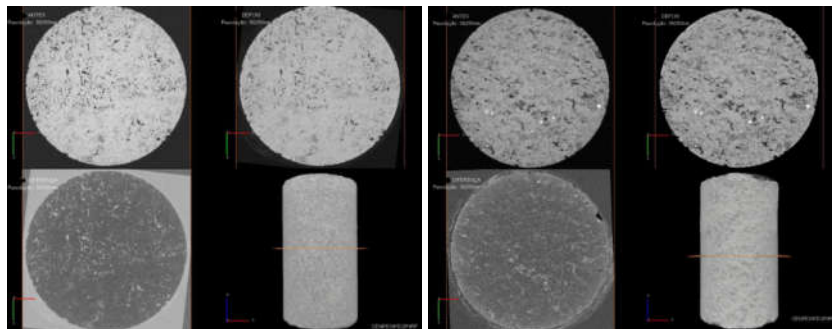


Figura 43: Imagiamento microtomográfico comparativo da amostra X (esquerda) e Y (direita), antes e após os testes. Na escala trabalhada (39,250 micrômetros) não foram encontradas grandes variações na estrutura interna da amostra.

A Tabela 10 a seguir sintetiza a condição inicial dos ensaios de permeabilidade efetiva ao óleo para o cenário do carbonato A.

Tabela 10: Dados das amostras do cenário carbonato A

Teste	Amostra	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Saturação de Água Irredutível (%)
		<i>K_{abs}</i>	Φ	<i>S_{wi}</i>
1	X+Y	68,5	11,96	21,22
1 extrapolado (1 ext.)	X+Y	68,5	11,96	21,22
2	X+Y	67,5	12	21,36
2 extrapolado (2 ext.)	X+Y	67,5	12	21,36
3	X+Y	68	11,59	16,91

As águas utilizadas nos testes de deslocamento tem a composição química descrita na Tabela 11.

Tabela 11: Águas utilizadas no cenário do carbonato A e B

Composição das águas (ppm)		Obtenção Swi	Comparativo	Injeção 2º e 3º	Injeção 2º	Injeção 2º e 3º	Injeção 2º
		Água de Formação	Água do mar padrão	Água A = Água do mar dessulfatada (AMØSO4)	Água B = Água A dessalinizada restituída em Ca/Mg (AMØSO4 ØNaCl+Ca/Mg)	Água C = Água B + 3XSO4 (AMØSO4 ØNaCl+Ca/Mg +3XSO4)	Água D = Água do mar equilibrada
Sódio	(Na+)	52251	12000	10824	50	0	10788
Potássio	(K+)	3373	226	389	31	31	0
Magnésio	(Mg2+)	210	1390	660	1384	1382	146
Cálcio	(Ca2+)	9410	504	250	502	501	1515
Bário	(Ba2+)	19					
Estrôncio	(Sr2+)	545					
Ferro	(Fe2+)	0					
Lítio	(Li+)	117					
Cloreto	(Cl-)	101617	21565	19311	4930	4	17606
Brometo	(Br-)	572	0	63	64	63	2787
Sulfato	(SO42-)	79	2834	104	106	6664	135
Bicarbonato	(HCO3-)	32					
Acetato	(CH3COO-)						
NaCl Equivalente	a partir do (Cl-)	167512	35549	31833	8127	7	29023
Balanço Iônico (%)		0	0	0	0	0	0

A seguir descreve-se o objetivo do uso de cada um dos fluidos descritos na Tabela 11 acima:

- **Água de formação:** fluido usualmente utilizado para estabelecimento do Swi. De acordo com inúmeros relatos na literatura, a composição desse seria essencial para a ocorrência de trocas iônicas e consequente verificação de recuperação adicional quando utilizado água otimizada.
- **Água do mar:** esse fluido não foi efetivamente utilizado, contudo aqui consta formulação para comparação com demais fluidos injetados.
- **Água A:** Água do mar dessulfatada (AMØSO4). Nessa, comparativamente a água do mar padrão, a quase totalidade do ânion sulfato é removida. Vale atentar que no processo de dessulfatação da água do mar, usualmente realizado por

membranas, grande parte do magnésio e do cálcio também são perifericamente removidos (devido a semelhança de tamanho com o ânion sulfato).

- **Água B:** Consiste na Água A removido grande parte do cloreto de sódio (NaCl) e restituído o teor de cálcio e magnésio da água do mar padrão. ($AM\emptyset SO_4 \emptyset NaCl + Ca/Mg$)
- **Água C:** Consiste na Água B (removido NaCl e restituído teor de Ca/Mg da água do mar padrão) adicionado ainda três vezes o teor de sulfato da água do mar ($AM\emptyset SO_4 \emptyset NaCl + Ca/Mg + 3XSO_4$).
- **Água D:** Essa é a composição da água que se espera obter no seio do reservatório, após o equilíbrio da água do mar injetada e a rocha da formação. A composição salina desse fluido foi estimada usando-se simulador geoquímico ARXIM. Esse buscou o equilíbrio químico da água do mar padrão em contato com rocha do tipo calcita ($CaCO_3$). É esperado, portanto, que em altas temperaturas como no teste com Carbonato A (95,5°C) haja dolomitização e significativa troca de magnésio e cálcio do fluido injetado com a rocha da formação. De fato pode-se observar que a Água D, comparativamente à água do mar padrão, é enriquecida em cálcio e empobrecida de magnésio.

Para os três testes de deslocamento do cenário carbonato pré-sal A foi utilizado mistura de óleo morto, cuja composição segue na Tabela 12. A acidez desse óleo, segundo norma avaliativa ASTM D 664-09, é de 0,11 mg KOH/g (0,02% incerteza).

Tabela 12: Óleo morto utilizado carbonato A (SARA POR TLC - FID)

Análise SARA	% (m/m)
Saturados	36
Aromáticos	29
Resinas	25
Asfaltenos	10

A fim de melhor representar a razão de viscosidade do reservatório, utilizou-se mistura de 60% (m/m) de óleo morto desidratado (BSW<1%) em solvente ciclohexano. Nas condições dos testes, 95,5°C e 2.000 psi a viscosidade medida da mistura foi de 1,53 cP (viscosímetro eletromagnético Cambridge).

5.3 Carbonato B

As três (3) amostras de rocha do Carbonato B foram tomografadas Figura 44 antes de serem utilizadas nos teste de deslocamento.

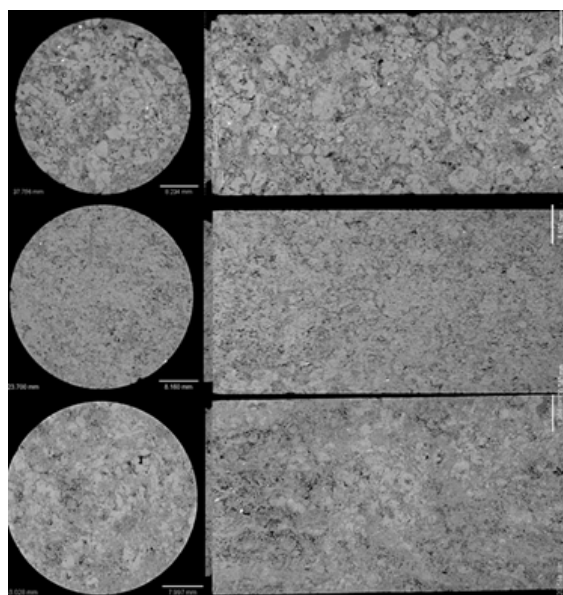


Figura 44: Amostras Z, W e Y (de cima para baixo) do carbonato B

No final de cada teste, as amostras foram limpas e a petrofísica de rotina refeita. Sequencialmente foram novamente saturadas com água de formação e centrifugadas com óleo até o Swi. A Tabela 13 a seguir sintetiza a condição em que dos ensaios de permeabilidade efetiva ao óleo para o cenário do carbonato A.

Tabela 13: Dados das amostras do cenário carbonato B

Teste	Amostra	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Saturação de Água Irredutível (%)
		<i>K_{abs}</i>	Φ	<i>S_{wi}</i>
1	K+L+M	7,7	11,6	30,1
1 extrapolado (1 ext.)	K+L+M	8,0	11,6	30,1
2	K+L+M	8,0	11,6	30,1
2 extrapolado (2 ext.)	K+L+M	8,0	11,6	30,1
3	K+L+M	8,0	11,5	26,6
3 extrapolado (3 ext.)	K+L+M	8,0	11,5	26,6

As águas utilizadas, idênticas as testadas no cenário carbonato A, tem a composição química descrita na Tabela 11 anteriormente apresentada.

Para os três testes de deslocamento do cenário carbonato pré-sal B foi utilizado mistura de óleo morto, cuja composição segue na Tabela 14. A acidez desse óleo, segundo norma avaliativa ASTM D 664-09, é de 0,514 mg KOH/g (0,15% incerteza).

Tabela 14: Óleo morto utilizado carbonato B (SARA POR TLC - FID)

Análise SARA	% (m/m)
Saturados	28,7
Aromáticos	25,1
Resinas	36,9
Asfaltenos	9,3

A fim de melhor representar a razão de viscosidade do reservatório, utilizou-se mistura de 60% (m/m) de óleo morto desidratado (BSW<1%) em solvente ciclohexano. Nas condições dos testes, 69°C e 2.000 psi a viscosidade medida da mistura foi de 3,269 cP (viscosímetro eletromagnético Cambridge).

6. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Tratando-se de método de recuperação avançada que supostamente altera a molhabilidade da formação, testes de deslocamento forçado em meio poroso, avaliando-se as permeabilidades relativas água/óleo, são, impreterivelmente, a única forma de efetivamente qualificarmos a metodologia. Em síntese, nesse tipo de avaliação a amostra de rocha é alojada em vaso cilíndrico (*holder*) e sofre pressão de confinamento radial e axial, no intuito de representar a pressão de sobrecarga (*overburden*) da situação real. A injeção de fluidos pressurizados no interior da amostra se dá de forma axial, buscando mimetizar a pressão de poros do reservatório em questão. Foram realizados 10 (dez) testes de deslocamento em meio poroso, com rocha e óleo de 3 (três) tipos diferentes de cenário, sendo 1 (um) arenito e 2 (dois) carbonatos. O óleo utilizado nos testes foi mistura de óleo morto com solvente ciclohexano, a fim de ajustar-se a razão de viscosidade. A composição das águas de formação foi medida a partir de amostras colhidas em poços, bem como a temperatura de execução dos testes reproduz a situação real do campo.

As etapas de 1 a 6 referem-se ao preparo de amostras e as subsequentes ao teste avaliativo da performance das águas, propriamente dito.

Etapas 1: Rotina

Medição da permeabilidade da rocha ao gás N_2 - permeabilidade absoluta - e o volume poroso da amostra: Volume poroso da rotina → VP rotina.

Etapas 2: Saturação

Preenchimento de todo o espaço poroso da amostra com a água de formação sintética. Satura-se a amostra sob vácuo, seguido de pressurização.

Pesam-se as amostras secas e após saturá-las. A diferença, dividido pela densidade da salmoura usada no processo de saturação é o volume poroso por peso (VPP). Esse é o parâmetro volume poroso (VP) utilizado na base de todos os cálculos dos testes de deslocamento realizados.

A fim de medir-se a eficácia da ocupação do volume poroso com a água de formação, calcula-se o Índice de Saturação (I.S), conforme relação (7):

$$I.S = VPP/VP \text{ rotina} \quad (7)$$

Idealmente esse parâmetro é 100% (+/-5%).

Etapas 3: Cálculo da permeabilidade (K) efetiva

Confinam-se a amostra, atentando para nunca exceder a diferença de 500 psi entre a pressão de poros e a pressão de confinamento (caso contrário há risco de colapso dos poros).

Etapas 4: Obtenção da saturação de água irreduzível (Swi)

Para amostras de até 7 cm de comprimento, como as utilizadas nesses trabalhos, dá-se preferência pelo método da centrífuga.

Etapas 5: Medição da permeabilidade ao óleo na saturação de água irreduzível (Ko@Swi)

O diferencial de pressão quando estabilizado é utilizado para, através da Lei de Darcy, calcular-se a permeabilidade ao óleo no Swi (Ko@Swi), conforme equação (8):

$$K(mD) = \left(\frac{Q \left(\frac{cm^3}{s} \right) \mu(cP) L(cm)}{A(cm^2) P(psi)} \right) 14700 \quad (8)$$

Etapas 6: Restauração molhabilidade original

Injeta-se pelo menos 1,5 volume poroso (VP) da mistura de óleo na amostra em dias alternados, acompanhando-se o parâmetro $Ko@Swi$. Quando esse estiver estabilizado, considera-se que a formação rochosa adsorveu todos os componentes polares possíveis do óleo e está com a molhabilidade restabelecida.

Etapa 7: Construção da curva de permeabilidade relativa óleo/água

Nessa etapa introduz-se a água que se deseja avaliar o comportamento. A partir do tempo inicial de injeção, computa-se o volume de óleo produzido bem como o diferencial de pressão ao longo da amostra.

Etapa 8: Avaliação do efeito das águas otimizadas sob injeção terciária

No intuito de avaliar-se o comportamento das águas investigadas sob injeção terciária, após cessar produção de óleo com água da injeção secundária, introduziu-se águas subsequentes.

7. RESULTADOS

O presente trabalho buscou avaliar o efeito da composição iônica da água injetada no fator de recuperação dos cenários estudados. Isso foi feito pela observação do volume de óleo recuperado (produzido) através da injeção de água, de forma secundária e terciária, bem como através da investigação do efeito desses fluidos no formato das curvas de permeabilidade relativa. Na seção a seguir, são apresentados e discutidos os resultados experimentais obtidos dos testes de deslocamento executados, para cada um dos cenários avaliados.

7.1 Arenito

Para avaliação desse cenário, que tem duas zonas de permeabilidades bastante distintas, foi sugerido pela área de geologia do campo, que toda avaliação feita na região de maior permeabilidade (~3.000 mD) deveria ser também realizada na de menor permeabilidade (~600 mD). No intuito de efetivamente varrer-se a formação com a água de injeção, para cada uma das águas testadas foi injetado cerca de 100 VP. Os testes 1 e 2 foram feitos com rocha reservatório da zona de menor permeabilidade (~600 mD) enquanto que os testes 3 e 4 com rocha reservatório de maior permeabilidade (~3000 mD). Os resultados estão reunidos na Tabela 15.

Tabela 15: Resultados finais da eficiência de deslocamento 1-D das águas utilizadas para cenário arenito

Teste	Permeabilidade Absoluta (mD)	Sequência de águas injetadas	Saturação de Óleo Residual devido recup.secundária (%)	Permeabilidade Efetiva à recup. secundária no S_{or} (mD)	Fator de Recuperação recup.secundária (%)	Saturação de Óleo Residual devido recup.terciária (%)	Permeabilidade Efetiva à recup. terciária no S_{or} (mD)	Fator de Recuperação recup.terciária (%)	Diferença entre fator de recup. terciário e fator de recup. secundário	Diferença entre S_{or} terciário e S_{or} secundário
	K_{abs}		S_{or}	$K_{w@S_{or}}$	FR	S_{or}'	$K_{w@S_{or}'}$	FR'	$FR(\%)$	$S_{or}(\%)$
1	622	água dessulfatada → água diluída 100X	29,69	34,5	58,7	26,5	23,6	63,1	4,4	3,2
2	578	água diluída 20X → água dessulfatada	23,64	19,5	66,1	23,64	21	66,1	0,0	0,0
3	2947	água diluída 100X → água dessulfatada	26,65	238	68,7	26,65	278	68,7	0,0	0,0
4	3222	água dessulfatada → água diluída 100X	29,64	427,6	64,8	28,57	270	66,1	1,3	1,1

Os quatro grupos de curvas de permeabilidade relativa, construídas com cada uma das águas, podem ser observados nas Figura 45, Figura 46 e Figura 47:

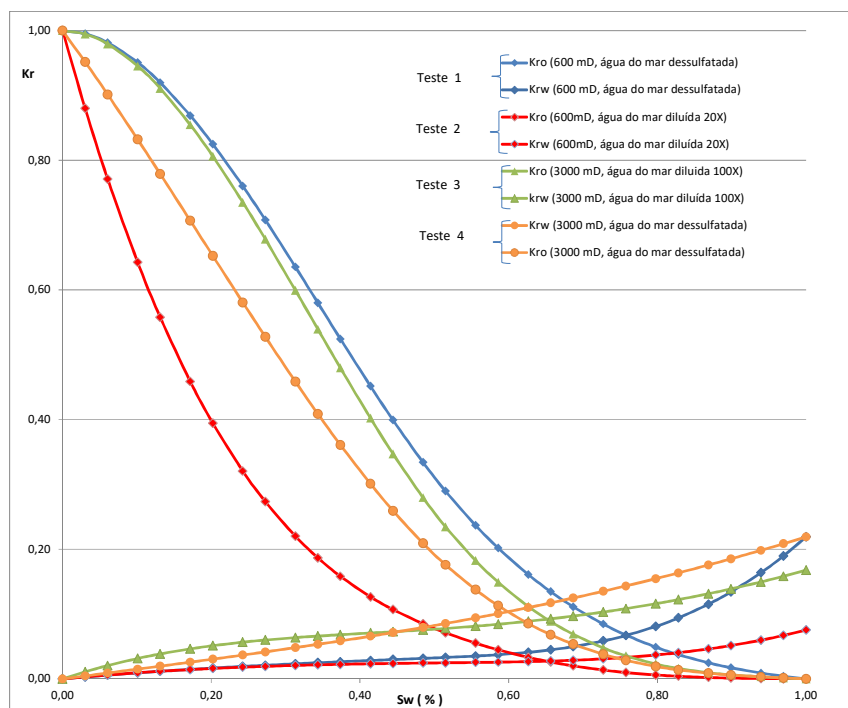


Figura 45: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para cada uma das águas utilizadas nos testes 1,2,3,e 4.

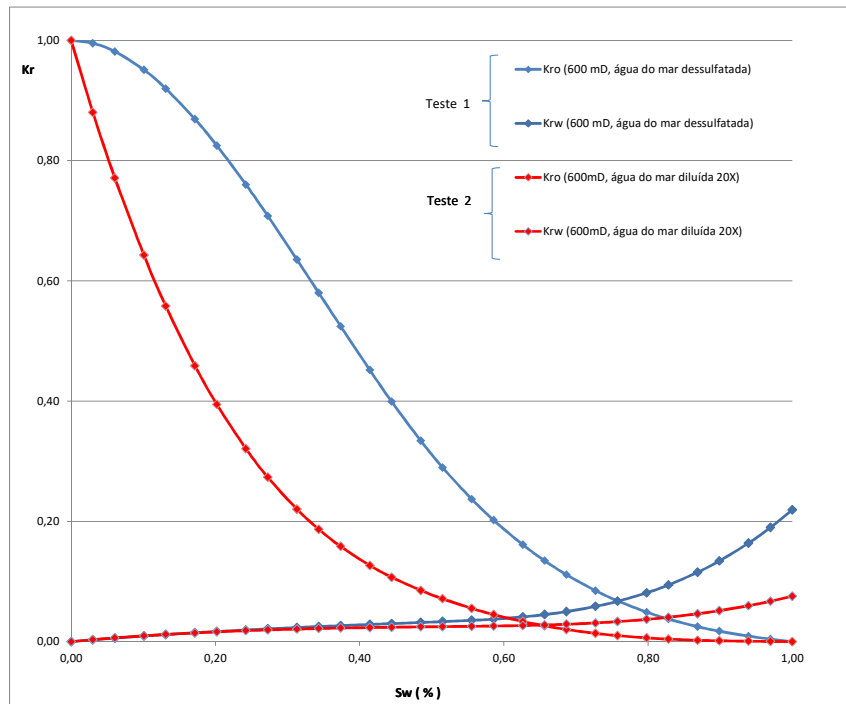


Figura 46: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para o cenário de baixa permeabilidade do arenito (testes 1 e 2), comparando o uso de água do mar diluída 20X e de água dessulfatada padrão.

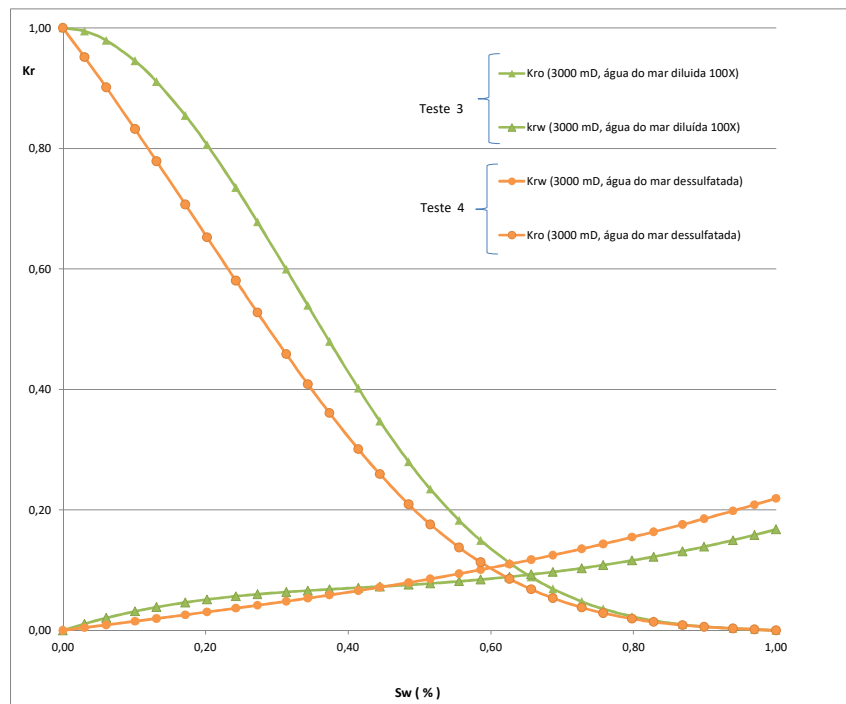


Figura 47: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para o cenário de alta permeabilidade (testes 3 e 4), comparando o uso de água do mar diluída 100X e de água dessulfatada padrão.

Assim, dos dados da Tabela 15, podemos observar que:

Teste 1) 100 VP da água do mar diluída 100X, injetada após 100 VP da água do mar dessulfatada foi capaz de acrescer o FR e reduzir o Sor em 4,4% e 3,2% respectivamente.

Teste 2) Após injeção de 100 VP de água diluída 20X de forma secundária, introduziu-se 100 VP de água dessulfatada. Nessas condições, não se observou nenhuma recuperação de óleo adicional devido a água dessulfatada.

Comparando-se a injeção secundária dos testes 1 e 2 observa-se que a água do mar diluída 20X proporcionou um FR de 66,1% e Sor de 23,64% (teste 2), enquanto que o FR obtido com água do mar dessulfatada nessas mesmas condições foi de 58,7% e Sor de 29,69% (teste 1). Ou seja, água diluída 20X injetada de forma secundária gerou um aumento de 7,4% no FR e redução de 6% no Sor quando comparada com água dessulfatada injetada nas mesmas condições.

Comportamento análogo ocorreu na zona de maior permeabilidade (testes 3 e 4):

Teste 3) Depois de injetado 100 VP de água do mar diluída ao injetar-se mais cerca de 40 VP de água do mar dessulfatada não se observou nenhuma produção de óleo.

Teste 4) 40 VP da água diluída 100X quando injetada de forma terciária (depois de 100 VP da água dessulfatada), aumentou o FR em 1,3% e reduziu o Sor em 1,1%

Comparando-se a injeção secundária dos testes 3 e 4 observa-se que a água do mar diluída 100X, injetada como recuperação secundária proporcionou um FR de 68,7% com Sor de 26,65%, enquanto que o FR da

água do mar dessulfatada nessas mesmas condições foi de 64,8% e Sor de 29,64% (teste 4). Ou seja, água diluída 100X injetada de forma secundária gerou um aumento de 3,9% no FR e redução de 3% no sor quando comparada com água dessulfatada injetada nas mesmas condições.

Quanto às curvas de permeabilidade relativa:

Nas amostras de maior permeabilidade dos testes 3 e 4 (Figura 47), comparando-se as curvas obtidas com água diluída e dessulfatada, pode-se observar que quando injetada água diluída 100X, as curvas de permeabilidade óleo/água apresentaram comportamento de formações mais molháveis à água. Isto é, o ponto de cruzamento das curvas de K_{rw} e K_{ro} para água do mar dessulfatada ocorreu próximo a 60% de saturação de água, comportamento esperado de formações molháveis à água. Com a injeção da água do mar diluída 100X houve deslocamento das curvas no sentido de formações mais molháveis à água (valores menores na curva de permeabilidade relativa à água e maiores na curva de permeabilidade relativa ao óleo). Esse comportamento está de acordo com o esperado pela literatura e condiz com a recuperação adicional de óleo verificada em termos acréscimo de FR (3,9 pontos percentuais) e redução de Sor (3 pontos percentuais), observados comparando os Testes 01 e 02.

Contudo, o mesmo não pareceu ocorrer com as curvas da formação de menor permeabilidade que podem ser observadas na Figura 46. Nessa condição (testes 1 e 2) quando injetada água de menor salinidade (água diluída 20X), houve deslocamento da curva de permeabilidade relativa ao óleo (K_{ro}) para patamares menores, assim como queda nos valores médios de permeabilidade à água (K_{rw}). Isso poderia ser explicado pelo fato de na zona de menor permeabilidade haver possibilidade de maior concentração de argilo-minerais do tipo expansíveis. Esses, em presença de água menos salina, incharam provocando restrição tanto à passagem da água quanto do óleo. Contudo, essa diferenciação no teor de argilo-minerais não foi observada na descrição qualitativa das amostras, conforme Tabela 6. Uma descrição quantitativa, via difração de raios x, requer a destruição parcial

das amostras, o que se mostrou impeditivo para o presente caso, tendo em vista o fato das amostras permanecerem atualmente em testes.

7.2 Carbonato A

Para esse cenário foram realizados 3 (três) testes de deslocamento em meio poroso, onde a síntese dos resultados obtidos encontra-se na

Tabela 16. Salienta-se que as amostras de carbonato utilizadas, tanto do cenário carbonato A quanto carbonato B, eram bem consolidadas, o que permitiu a execução de todos os testes com o exato mesmo grupo de amostras. Isso confere maior credibilidade às diferenças de produção obtidas por injeção de determinado fluido.

Ainda, ratifica-se que no presente contexto, onde lê-se “teste ext. – teste extrapolado” refere-se ao teste laboratorial original cuja tendência de produção com a primeira água injetada (recuperação secundária) foi extrapolada matematicamente para o somatório do volume poroso (VP) injetado no teste original. Essa extrapolação foi feita manualmente, simplesmente ajustando-se os dados originais de produção à função matemática cujo coeficiente de correlação quadrático (R^2) fosse próximo do valor unitário. O intuito disso é tornar os dados mais facilmente comparáveis em termos de VP injetado.

Tabela 16: Pontos terminais das amostras do carbonato A para recuperação secundária e subsequentes

Teste	Sequência de águas injetadas	Permeabilidade Absoluta (mD)	Saturação de Água Irredutível (%)	Permeabilidade Efetiva ao Óleo no S_{wi} (mD)	Saturação de Óleo Residual devido recup. secundária (%)	Fator de Recuperação recup. secundária (%)	Saturação de Óleo Residual devido recup. terciária (%)	Fator de Recuperação recup. terciária (%)	Saturação de Óleo Residual devido recup. quaternária (%)	Fator de Recuperação recup. quaternária (%)
		K_{abs}	S_{wi}	$K_{o@S_{wi}}$	S_{or}	FR	S_{or}'	FR'	S_{or}''	FR''
1	87 VP Água A → 87 VP Água B → 87 VP Água C	68,5	21,22	63,5	21,85	72,3	14,32	81,8	9,8	87,6
1 ext.	261 VP Água A	68,5	21,22	63,5	16,43	79,1	-	-	-	-
2	87 VP Água C → 87 VP Água B → 87 VP Água A	67,5	21,36	57,8	17,2	78,1	11,77	85,0	11,77	85,0
2 ext.	261 VP Água C	67,5	21,36	57,8	8,34	89,4	-	-	-	-
3	87 VP Água D extrapolados a 174 VP e 261 VP (FR' e FR'')	68	16,91	62	23,6	71,6	19,06	77,1	16,7	79,9

Assim, dos resultados da

Tabela 16 é possível observarmos que:

- Teste 1: Esse teste tinha o objetivo de avaliar o efeito da água otimizada (Água C) em reservatório já submetido a injeção de água normalmente salina. Nesse teste, após injetarmos 87 VP de água do mar dessulfatada (água A), obtivemos um S_{or} e um FR de 21,85% e 72,3%, respectivamente. Sequencialmente injetou-se mais 87 VP da água B e o FR passou a 81,8% e o S_{or} a 14,32%. Ainda, injetou-se mais 87 VP da água C e o S_{or} e o FR obtidos foram de 9,8% e 87,6% respectivamente. Observa-se então que Água C, quando injetada de forma terciária, foi capaz de, cumulativamente, aumentar o FR em 15,3% e diminuir o S_{or} em 12,1%, comparado à água do mar dessulfatada. Ou seja, as águas otimizadas (B e C) foram capazes de atuar mesmo em condições terciárias de injeção e isso

fica ainda mais evidente na mudança da inclinação da curva FR versus VP injetado na Figura 49.

- Teste 1 extrapolado: Com o objetivo de verificar qual o FR obtido caso a injeção da água A tivesse sido mantida pelos 261 VP de fluido injetado (3 x 87 VP), extrapolou-se os dados de produção da água A (obtidos no teste 1). Assim, fica evidente que caso apenas se tivesse mantido a injeção da água A por 261 VP, o Sor e FR obtidos seriam de 16,43 e 79,1% respectivamente. Assim, comparando-se teste 1 e teste 1 extrapolado no mesmo volume de água injetada (271 VP), observa-se uma redução no Sor de 6,6% e aumento do FR em 8,5% quando se utilizou Águas B e C. Ou seja, comparando o resultado do teste 1 extrapolado, com o teste 1 realizado de fato (injeção terciária das Águas B e C, após Água A) fica evidente que a alteração no FR e Sor obtidos com as Águas B e C injetadas de forma terciária não pode ser simplesmente atribuída ao maior volume injetado de água. Assim, corrobora-se a ideia de papel específico dos íons Ca/Mg, SO₄ e ausência do NaCl na recuperação do óleo.
- Teste 2: Esse teste teve dois objetivos principais:
 - Avaliar o efeito da água otimizada (água C) atuando desde o início da vida produtiva do campo (injeção secundária) e comparar o FR e Sor obtido nessas circunstâncias, com os da injeção secundária de água normalmente salina (água A/Teste 1). Assim, pode-se verificar que quando 87 VP de Água C é injetada obtém-se um Sor e FR de 17,2 e 78,1%, respectivamente. Na mesma amostra, sob condições operacionais idênticas, quando 87 VP da Água A foi injetada (Teste 1), chegou-se a um Sor e FR de 21,85 e 72,3%. Ou seja, quando se introduziu a água otimizada (Água C) de forma secundária, diminuiu-se o Sor em 4,65% e aumentou-se a eficiência de recuperação em 5,9% quando comparado com a injeção de água normalmente salina.

- Avaliar o efeito da água otimizada (Água C) injetada de forma secundária e as Águas B e A injetadas posteriormente. Da Figura 51 fica evidenciado que no Teste 2 a Água B apenas foi capaz de manter o patamar de produção da água C, enquanto que sequer isso foi verdade para Água A. Ao contrário, comparando-se teste 1 e teste 2, na Figura 52, pode-se verificar que a água B e C injetadas após a Água A (Teste 1) são capazes de efetivamente alterar a taxa de produção de óleo.

- Teste 3: Nesse teste foi injetado 87 VP de Água D com intuito de mensurar-se o fator de recuperação obtido com a injeção de água do mar padrão equilibrada quimicamente com a rocha carbonática. A tendência desse comportamento foi então matematicamente extrapolada para 174 e 261 VP, conforme Figura 53.

Exatamente por se tratar de um fluido em equilíbrio com a formação, conforme o esperado da literatura, a saturação de óleo residual obtida para 87 VP injetados de Água D foi maior (23,6%) que com as Águas A e C (21,85 e 17,2% do Teste 1 e 2 respectivamente).

Também a 87 VP de injeção fica evidente a menor performance da água equilibrada D, quanto ao fator de recuperação (atingindo apenas 71,6% contra 72,3% e 78,1% com Águas A e C, respectivamente).

Ainda, vale observar que comparando a Água A, C e D, extrapoladas a 261 VP de injeção, os FR são 79,1%, 89,4% e 79,9% respectivamente. Ou seja, independe do volume poroso injetado a água C parece ter maior potencial de produção.

As curvas de produção do carbonato A, associadas ao fator de recuperação (FR) ao longo do volume poroso injetado, estão ilustradas nas Figura 48 a Figura 54. Desse tipo de dados, ao plotar-se o FR versus o logaritmo do volume poroso injetado, evidenciou-se possíveis alterações na taxa de produção de óleo, de acordo com o fluido injetado.

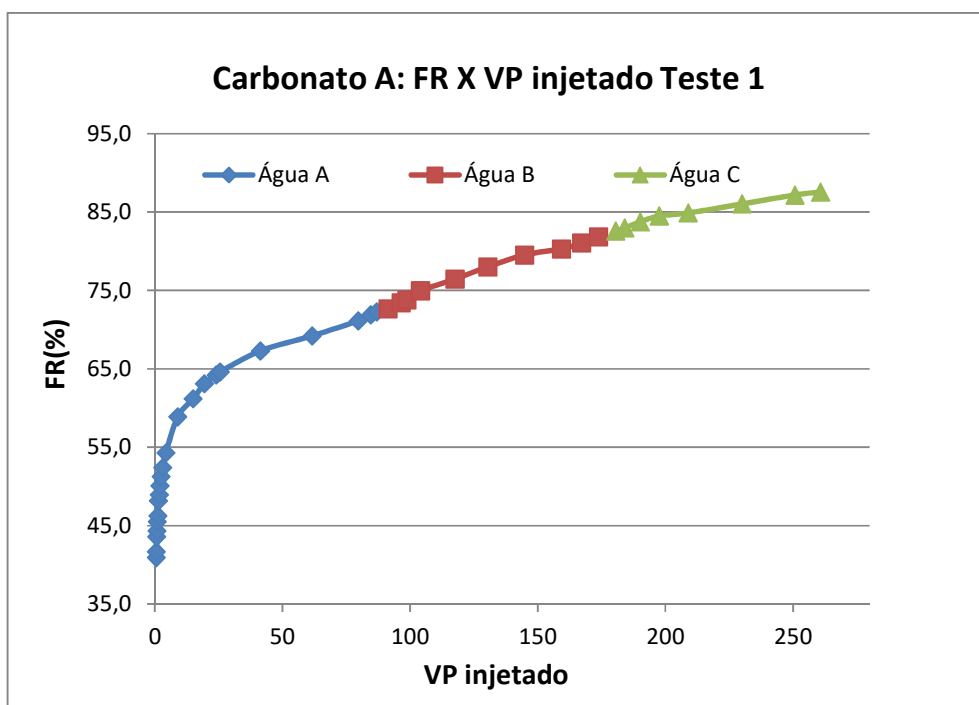
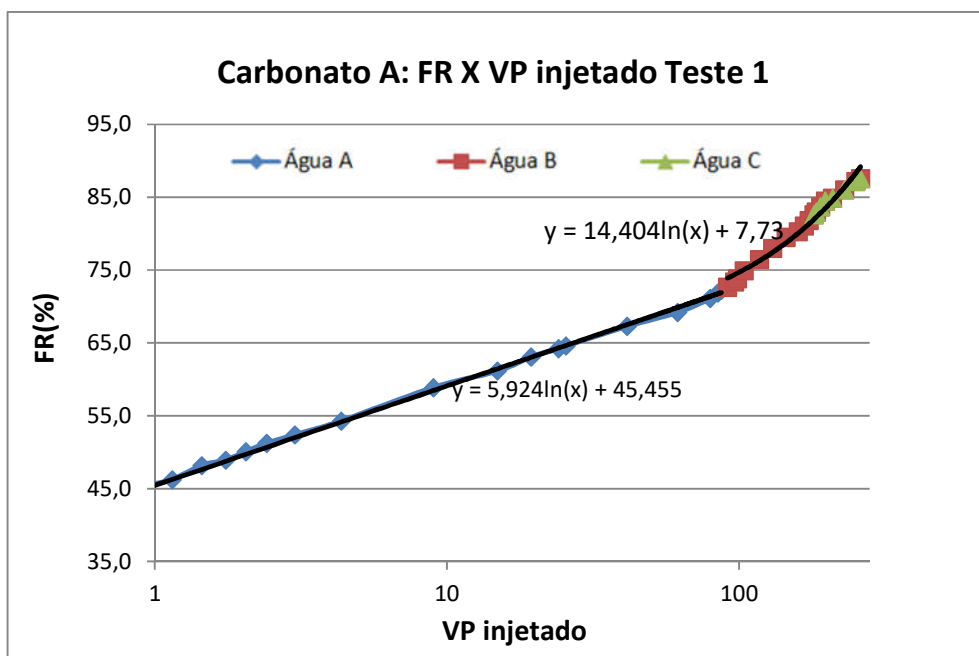


Figura 48: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra de carbonato A no Teste 1.



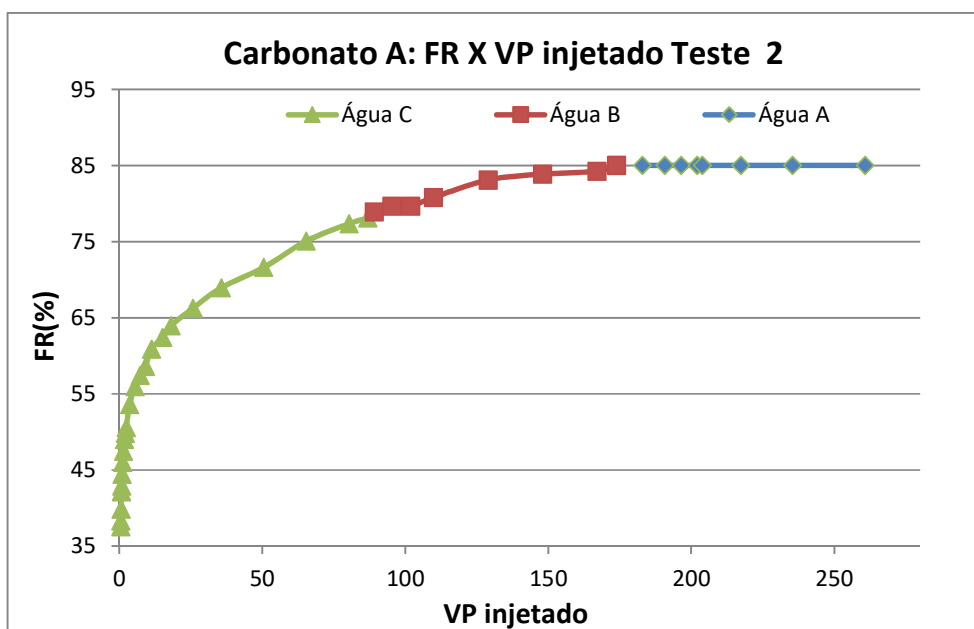


Figura 50: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Carbonato A, Teste 2.

Do gráfico da Figura 51, é possível observarmos a quase manutenção da inclinação da curva de produção da Água C com Água B. Ainda, é nítido o patamar horizontal da curva de produção devido Água A.

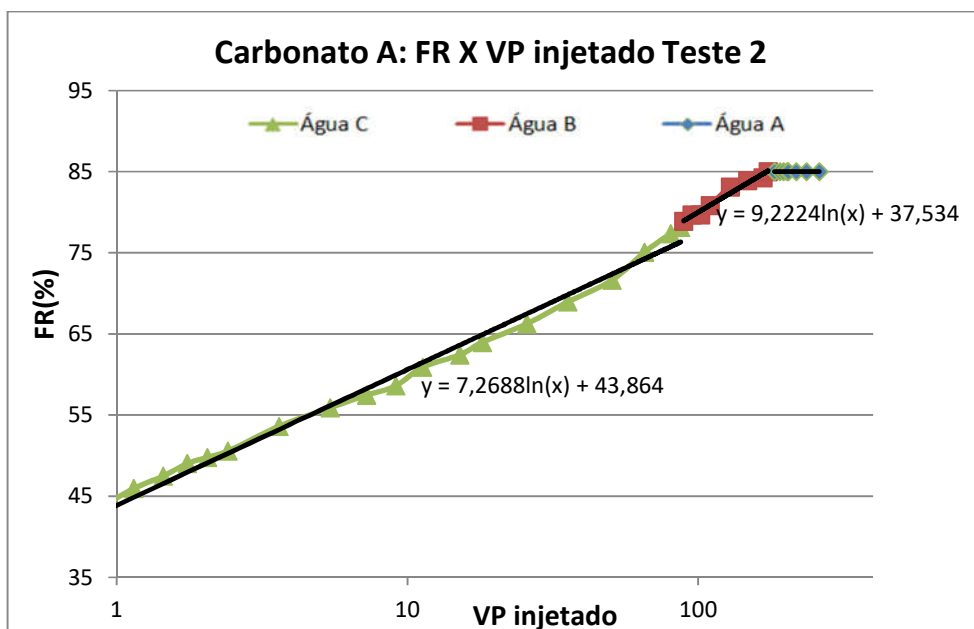


Figura 51: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado no Carbonato A, Teste 2.

A fim de comparar testes 1 e 2, no gráfico Figura 52 é possível evidenciar-se a diferença de comportamento da Água C, em comparação com Água A e ainda a mudança na concavidade da curva de produção quando injetada Água B e C após A (teste 1). O contrário não se observa: não há mudança significativa na inclinação da curva no teste 2.

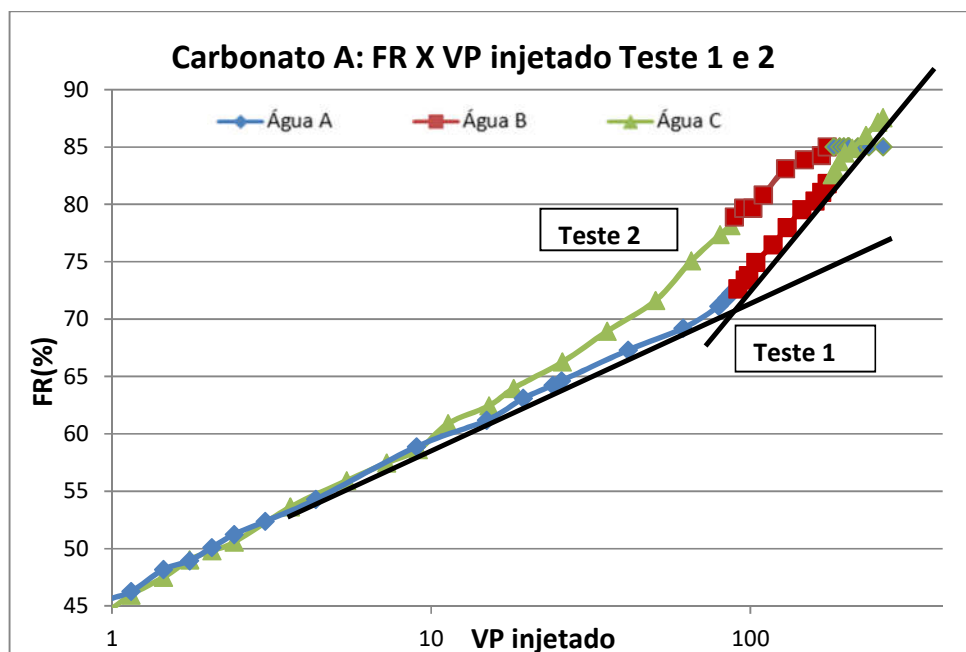


Figura 52: Comparativo dos fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado no Carbonato A, entre Teste 1 e 2.

A curva de produção obtida com injeção da água do mar equilibrada (Água D) no carbonato A, pode ser observada na Figura 53. Esse gráfico foi obtido experimentalmente até 87 VP e extrapolado para os demais valores a fim de comparação com o tempo dos testes 1 e 2.

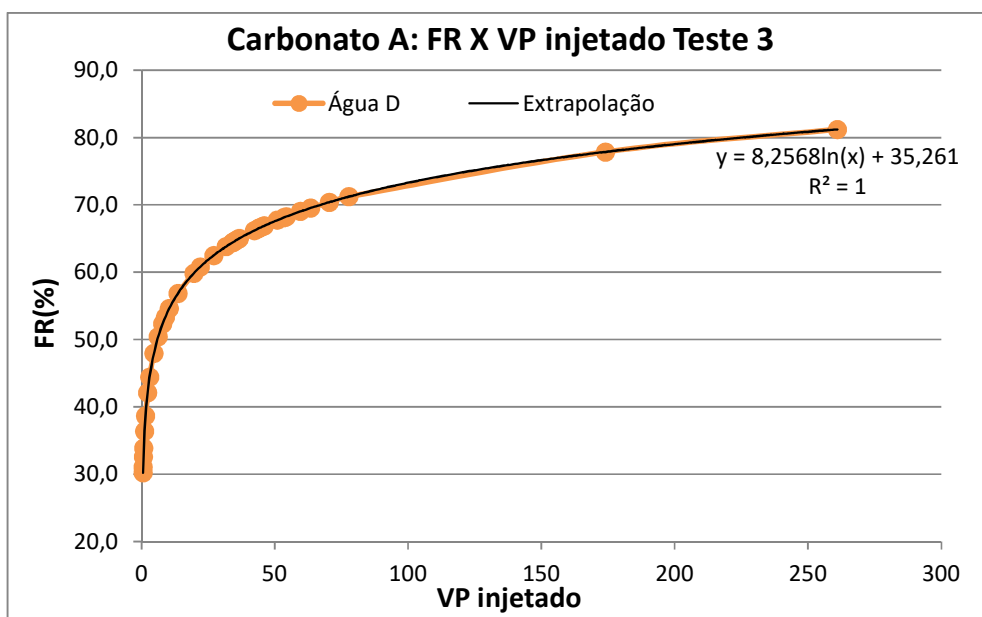


Figura 53: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Teste 3, Carbonato A.

A fim de comparar-se os testes 1, 2 e 3 do Carbonato A, o gráfico da Figura 54 e é possível evidenciar-se a diferença de comportamento da Água C, em comparação com Água A e B injetadas de forma secundária.

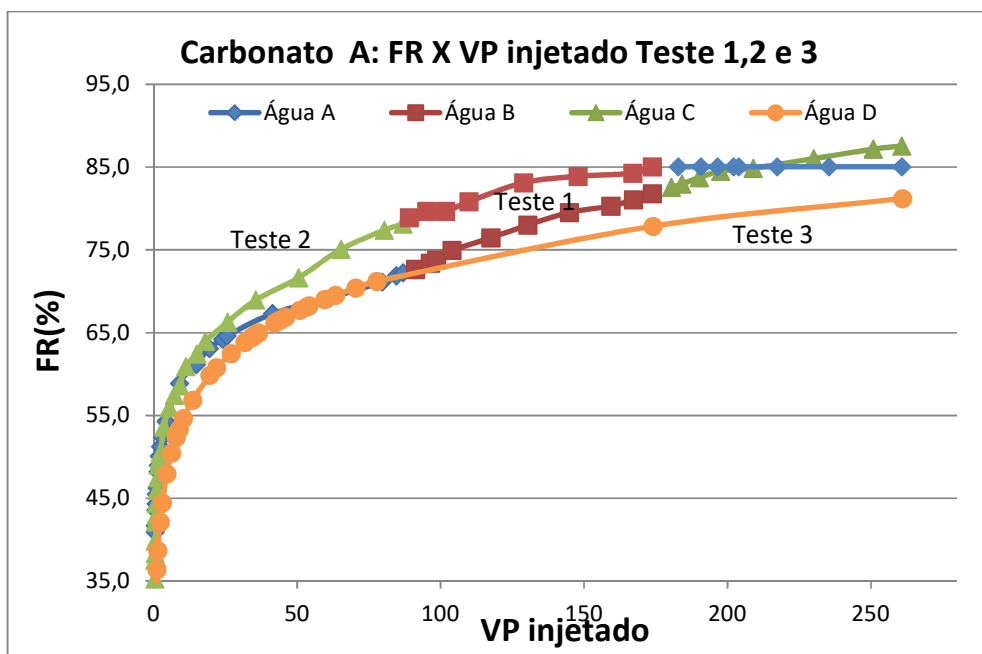


Figura 54: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 1,2 e 3. Nesse gráfico, é possível observar-se que o patamar de recuperação da Água C é nitidamente superior ao da Água B e D.

As curvas de permeabilidade relativa, construídas através de ajuste de histórico de produção utilizando-se o software, podem ser comparadas através da Figura 55. Nessa, observamos as curvas de permeabilidade relativa óleo/água com cada uma das águas injetadas de forma secundária. Os valores numéricos dessa construção podem ser acessados no Anexo 1 – Dados de Saída do Simulador.

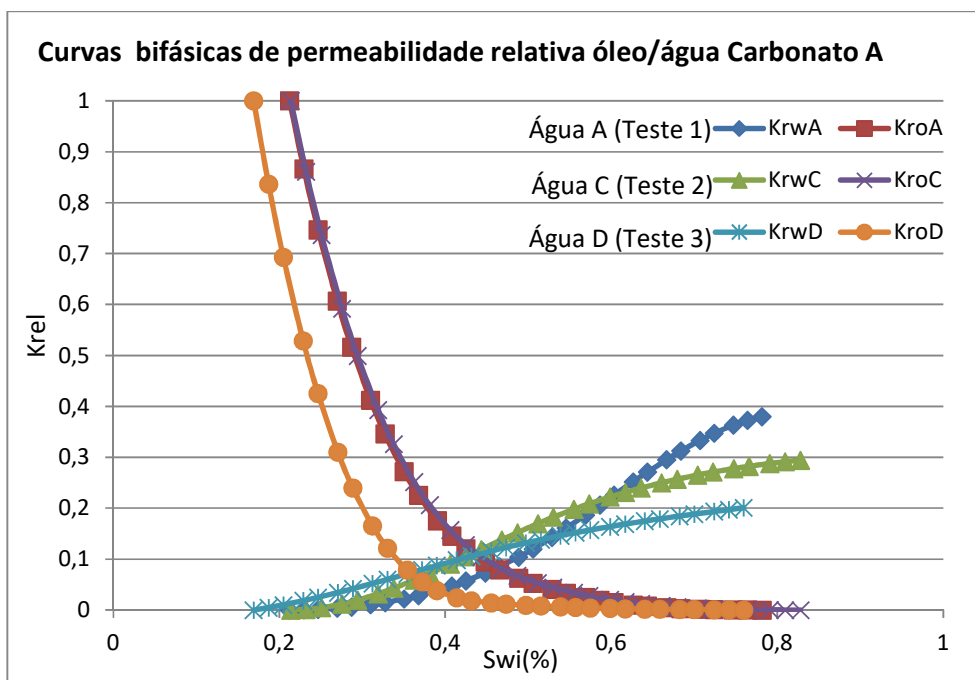


Figura 55: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para cada uma das águas utilizadas nos testes 1, 2, e 3 do cenário carbonato A.

Quanto às curvas de permeabilidade relativa obtidas no cenário Carbonato A, com os três diferentes fluidos de injeção na Figura 55, comparando-se as curvas obtidas através dos testes 1 e 2 pode-se observar que quando injetada água otimizada C, a curva de permeabilidade relativa à água C apresentou comportamento de formações ligeiramente mais molháveis à água. Isso está perfeitamente de acordo com o esperado da literatura e condiz com a recuperação adicional de óleo verificada em termos acréscimo de FR e redução de Sor quando comparado com a injeção da água A. As curvas de permeabilidade ao óleo no Teste 1 e 2 apresentaram-se virtualmente idênticas. Contudo, a curva de permeabilidade ao óleo e à água para Água D mostraram-se, de fato,

deslocadas no sentido de formação mais molhável ao óleo, o que corrobora o baixo FR e Sor dessa situação.

7.3 Carbonato B

Os mesmos testes e águas utilizadas no cenário carbonato A foram utilizados para o carbonato B. Para esse também foram realizados 3 (três) testes de deslocamento em meio poroso, conforme Tabela 17.

Da mesma forma que no cenário carbonato A anteriormente citado, onde lê-se “teste ext. – teste extrapolado” refere-se ao teste laboratorial original cuja tendência de produção com a primeira água injetada (recuperação secundária) foi extrapolada matematicamente para o mesmo montante de volume poroso injetado no teste original. Essa extrapolação foi feita manualmente, simplesmente ajustando-se os dados de produção originais à função matemática cujo coeficiente de correlação quadrático (R^2) fosse próximo do valor unitário. O intuito disso é tornar os dados mais facilmente comparáveis em termos de VP injetado.

Tabela 17: Pontos terminais das amostras do carbonato B para recuperação secundária e subsequentes

Teste	Sequência de águas injetadas	Permeabilidade Absoluta (mD)	Saturação de Água Irredutível (%)	Permeabilidade Efetiva ao Óleo no S_{wi} (mD)	Saturação de Óleo Residual devido recup.secundária (%)	Fator de Recuperação recup.secundária (%)	Saturação de Óleo Residual devido recup.terciária (%)	Fator de Recuperação recup.terciária (%)	Saturação de Óleo Residual devido recup.quaternária (%)	Fator de Recuperação recup.quaternária (%)
		<i>Kabs</i>	<i>S_{wi}</i>	<i>Ko@S_{wi}</i>	<i>Sor</i>	<i>FR</i>	<i>Sor'</i>	<i>FR'</i>	<i>Sor''</i>	<i>FR''</i>
1	58 VP Água A→ 58 VP Água B→ 58 VP Água C	7,7	30,1	4,0	20,5	70,7	17,4	75,1	13,4	80,8
1 ext.	176 VP Água A	8,0	30,1	4,0	18,3	73,8	-	-	-	-
2	58 VP Água C→ 35 VP Água B→ 31 VP Água A	8,0	30,1	4,1	14,8	78,8	14,8	78,8	14,8	78,8
2 ext.	176 VP Água C	8,0	30,1	4,1	12,3	82,4	-	-	-	-
3	47 VP Água D	8,0	26,6	4,1	26,9	63,3	-	-	-	-
3 ext.	176 VP Água D	8,0	26,6	4,1	24,3	67,0	-	-	-	-

Assim, dos resultados da Tabela 17 é possível extrairmos que:

- Teste 1: Esse teste tinha o objetivo de avaliar o efeito da água otimizada (Água C) em reservatório já submetido a injeção de água normalmente salina. Nesse teste, após injetarmos 58 VP de água do mar dessulfatada (água A), obtivemos um Sor e um FR de 30,1 e 70,7 %, respectivamente. Sequencialmente injetou-se mais 58 VP da água B e o FR passou a 75,1% e o Sor a 17,4%. Ainda, injetou-se mais 58 VP da água C e o Sor e o FR obtidos foram de 13,4% e 80,8% respectivamente. Comparando-se os resultados obtidos com esse ultimo fluido injetado (Água C) e água A, observa-se um acréscimo de 10,1% no fator de recuperação e diminuição de 7,1% na saturação de óleo residual. O comportamento das águas otimizadas (B e C) fica mais evidente na mudança na inclinação da Figura 59. Nessa podemos inferir que a produção devido Água B foi apenas uma mera continuação da produção da Água A. No entanto, a Água C mostrou-se de fato capaz de alterar a concavidade da curva no sentido de maiores velocidades de produção.
- Teste 1 extrapolado: Com o objetivo de verificar qual o FR obtido caso a injeção da água A tivesse sido mantida pelos 176 VP de fluido injetado (3 x 58,5 VP), extrapolou-se os dados de produção da água A. Assim, fica evidente que caso apenas se tivesse mantido a injeção da água A por essa extensão, o Sor e FR obtidos seriam de 18,3 e 73,8% respectivamente. Comparando com o mesmo volume da sequência das águas injetadas nas condições do Teste 1, observa-se uma redução na saturação de óleo residual de 4,9% e aumento do fator de recuperação em 7%. Ou seja, se a água B e C fossem introduzidas mesmo após água A ter sido injetada em volume equivalente à soma das águas A, B e C, ainda sim, haveria potencial de maior produção quando comparado com a injeção exclusiva desse fluido.

- Na Figura 56 abaixo, podemos comparar a resposta dessa mesma sequência de águas no teste 1 do carbonato A em que a temperatura é 95°C com o carbonato B em que a temperatura é de apenas 67°C. Para o carbonato A, de alta temperatura, já a Água B, rica em Ca/Mg, foi capaz de alterar a taxa de óleo produzido, enquanto que no cenário carbonato B isso não foi verdade. Esse comportamento está de acordo com o mecanismo que se desejava avaliar, em que altas temperaturas (preferencialmente em torno de 100°C) seriam necessárias para os íons cálcio e magnésio liberarem óleo adsorvido. Efeito esse que é catalisado com a presença de sulfato da Água C. No cenário carbonato A de alta temperatura, o ambiente depletado de NaCl, rico em cálcio e magnésio, parece ter sido já suficiente para produção adicional de óleo. No caso do carbonato B de menor temperatura (69°C), isso não foi verdade. Só foi possível observamos incremento na produção de óleo, com a introdução da Água C, que além de depletada em NaCl e enriquecida em cálcio e magnésio como a Água B, foi significativamente enriquecida com sulfato. Novamente isso corrobora o mecanismo investigado, em que o sulfato atuaria como inversor de Molhabilidade, catalisando o efeito do Ca e Mg, propriamente dito. No caso do Carbonato de menor temperatura, a adição de sulfato parece compensar a baixa temperatura.
- No gráfico da Figura 56 abaixo, para carbonato A é possível evidenciar-se a mudança na inclinação da curva de produção ao introduzir-se Água B e C após Água A. Para carbonato B, essa mudança se deu apenas após Água C.

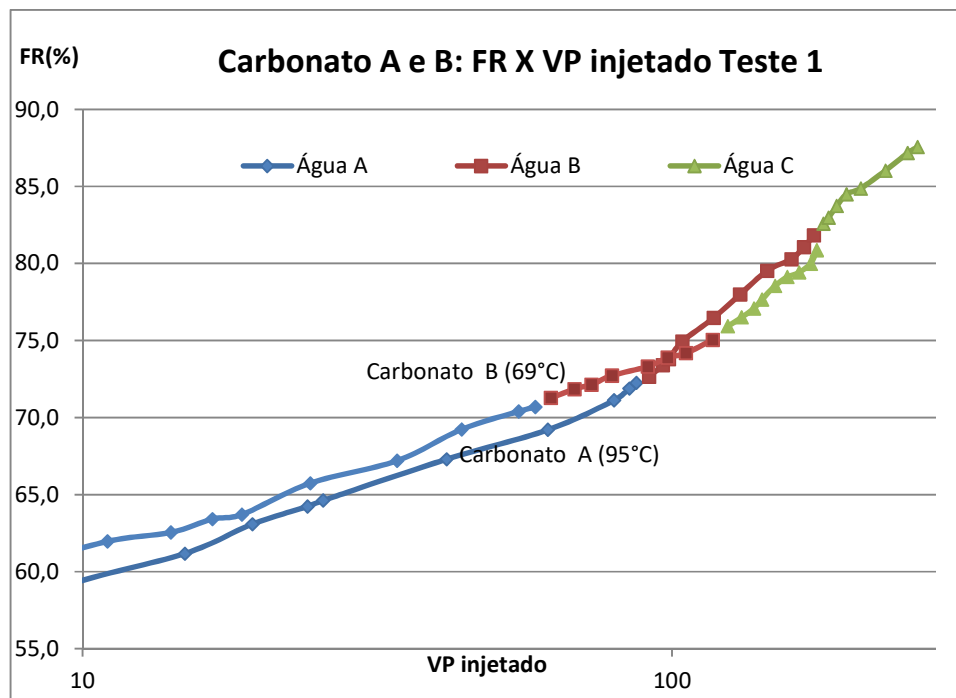


Figura 56: Fatores de recuperação (%) versus log do volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 1 para carbonato A e B.

- Teste 2: Esse teste teve dois objetivos principais:
 - Avaliar o efeito da água otimizada (água C) atuando desde o início da vida produtiva do campo (injeção secundária) e comparar o FR e Sor obtido nessas circunstâncias, com os da injeção secundária de água normalmente salina (água A/Teste 1). Assim, da Tabela 17 pode-se verificar que quando 58 VP de Água C é injetado obtém-se um Sor e FR de 14,8 e 78,8%, respectivamente. Na mesma amostra, sob condições operacionais idênticas (Tabela 16), quando 58 VP da Água A foi injetada (Teste 1), chegou-se a um Sor e FR de 20,5 e 70,7% respectivamente. Ou seja, quando se introduziu 58 VP de água otimizada (Água C) de forma secundária, diminuiu-se o Sor em 5,7% e aumentou-se a eficiência de recuperação em 8,1% quando comparado com a injeção de água normalmente salina.

- Avaliar o efeito da água otimizada (Água C) injetada de forma secundária e as Águas B e A injetadas posteriormente. Da Figura 59 abaixo fica evidenciado que no Teste 2 as Águas B e A injetadas após Água C sequever foram capazes de manter o patamar de produção prévio. Comportamento diferente foi observado no carbonato A. Nesse gráfico, é possível evidenciar-se que para Carbonato B, após Água C, as Águas B e A não foram capazes de manter o patamar de produção prévio. Contudo, em altas temperaturas (Carbonato A) Água B ainda foi capaz de o fazer. Nessas condições, isso poderia vir a ser explicado pela hipótese do sulfato residual da água C, livre ou adsorvido, ser capaz de atuar quando a água B foi injetada.

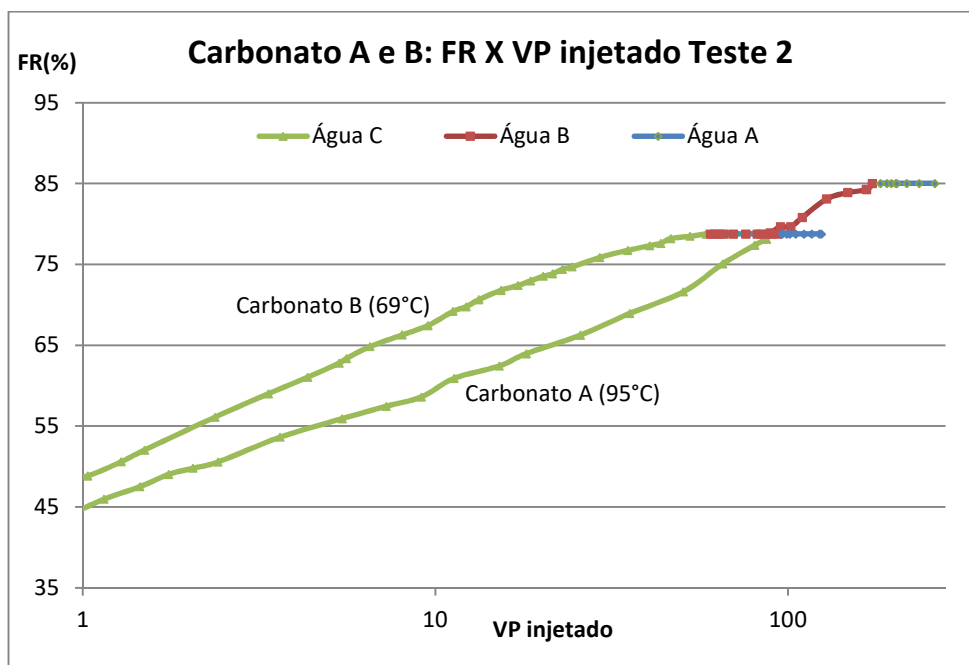


Figura 57: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 2 para carbonato A e B.

- Ainda, para explicitar que o aumento no volume de óleo produzido não é função apenas do volume de fluido injetado, comparando-se Teste 2 e Teste 2 extrapolado pode-se verificar que ao injetar 176 VP da Água C (Teste 2 extrapolado) o decréscimo no Sor e aumento no FR é de 2,5 e 3,6% respectivamente quando comparado com esse mesmo volume dividido entre fluido A, B e C (Teste 2).

- Teste 3: Nesse teste foi injetado 47 VP de Água D com intuito de mensurar-se o fator de recuperação obtido com a injeção de água do mar padrão equilibrada quimicamente com a rocha carbonática. A tendência desse comportamento foi então matematicamente extrapolada para 176 VP a nível de comparação com os demais fluidos injetados. 176 VP de Água D injetada produziu um Sor e FR de 24,3 e 67% respectivamente. Pode-se verificar que, comparativamente a Água A e C (Testes 1 e 2 extrapolados), isso representaria 6% e 12% a mais de óleo residual (Sor) respectivamente. Quanto ao FR, comparativamente a água A (mar dessulfatada) o FR obtido com água D foi 6,8% menor. Comparando-se a recuperação dessa água do mar equilibrada com a água otimizada (água C) a diferença de recuperação fica ainda mais evidente. Obteve-se expressíveis 15,4% de recuperação adicional quando injetado Água C em comparação com o fluido equilibrado (D).

Assim como no cenário previamente abordado (carbonato A), isso vai ao encontro do comportamento esperado pela literatura. Espera-se que a recuperação adicional observada venha justamente do desequilíbrio químico que o fluido entrante causaria.

As curvas de produção associadas ao fator de recuperação (FR) ao longo do volume poroso injetado estão ilustradas nas Figura 58 a Figura 64.

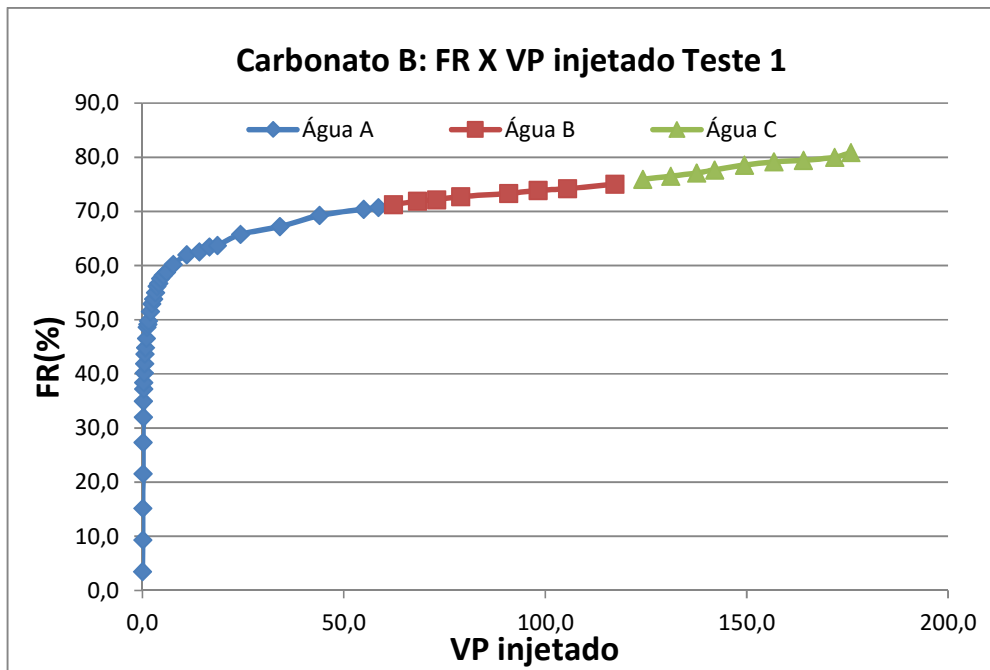


Figura 58: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Teste 1 do carbonato B.

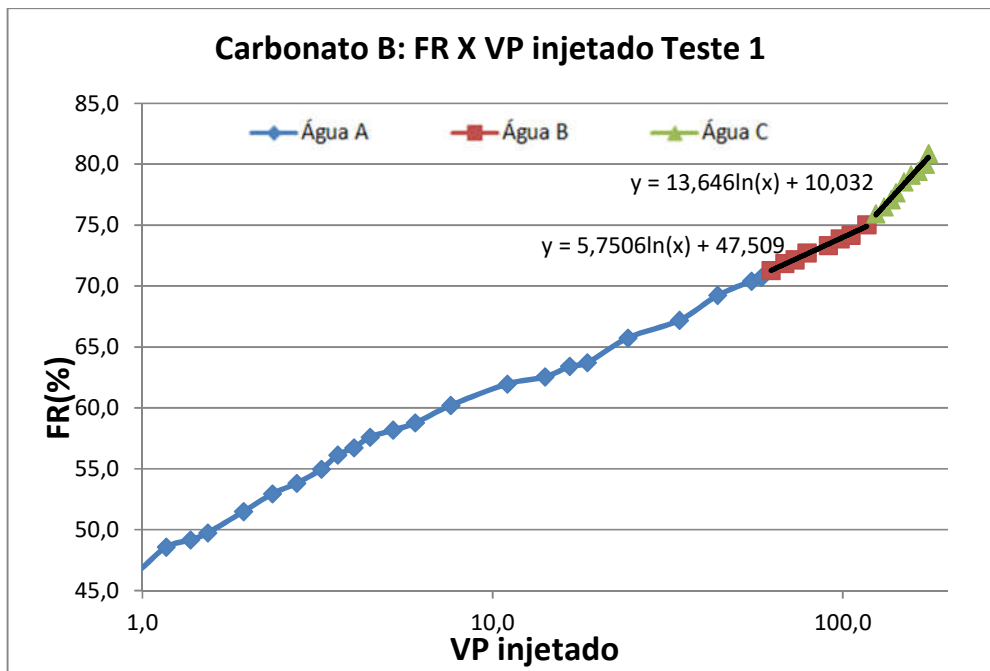


Figura 59: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 1. Nesse gráfico, é possível evidenciar-se sutil mudança na concavidade da curva de produção ao introduzir-se apenas Água C.

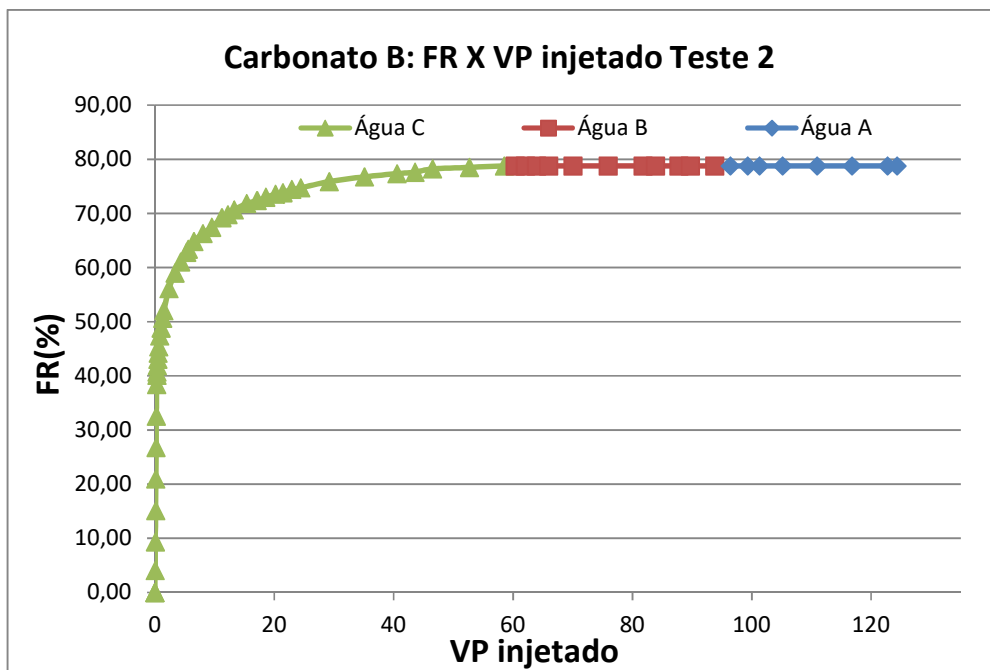


Figura 60: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Teste 2.

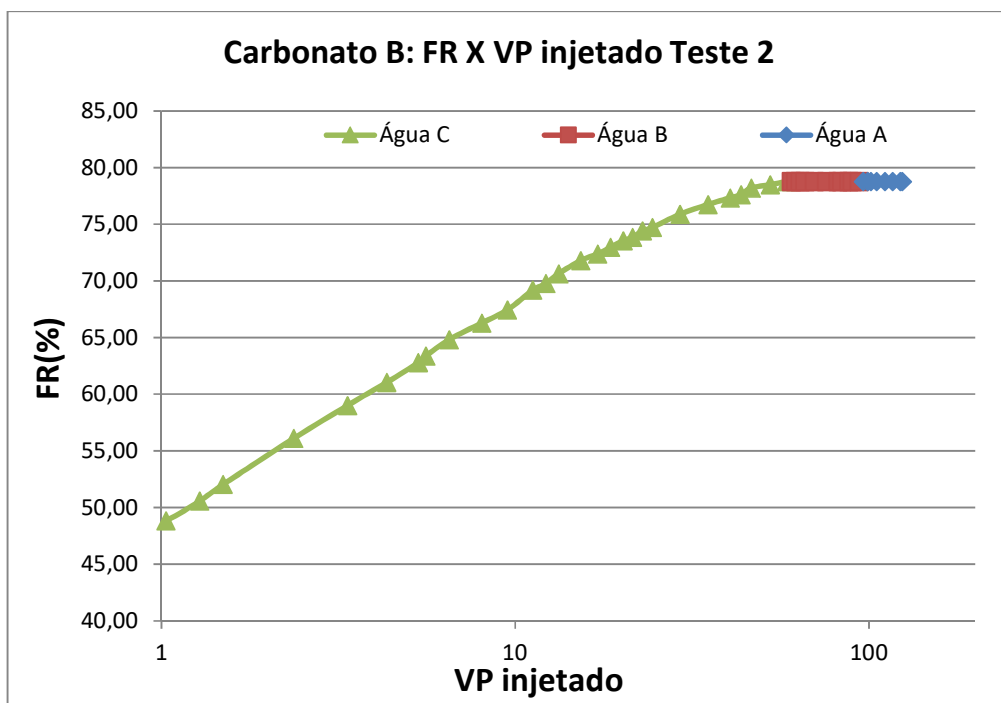


Figura 61: Fatores de recuperação (%) versus logaritmo do volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 2. Nesse gráfico, é possível evidenciar-se que após Água C, a Água B e A não foram capazes de produzir mais óleo.

A curva de produção obtida com injeção da água do mar equilibrada (Água D) no carbonato B pode ser observada na Figura 62. Esse gráfico foi obtido experimentalmente até 47 VP e extrapolado para os demais valores (176 VP) a fim de comparação com o tempo dos testes 1 e 2.

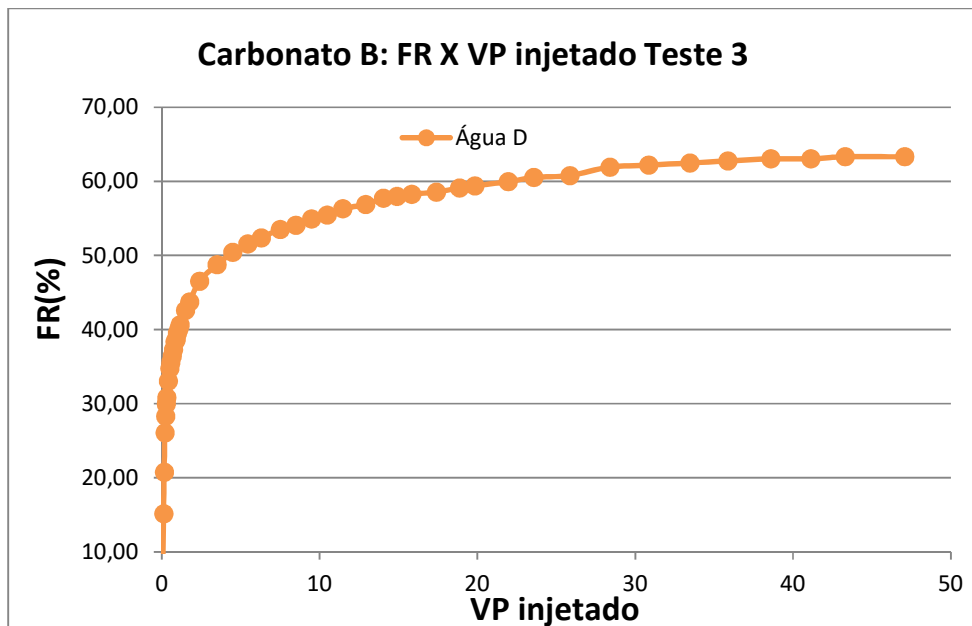


Figura 62: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado no Teste 3.

A fim de compararem-se os testes 1, 2 e 3 do Carbonato B, nos gráficos das Figura 63 e Figura 64 é possível evidenciar-se a diferença de comportamento da Água C, em comparação com Água A e B injetadas de forma secundária.

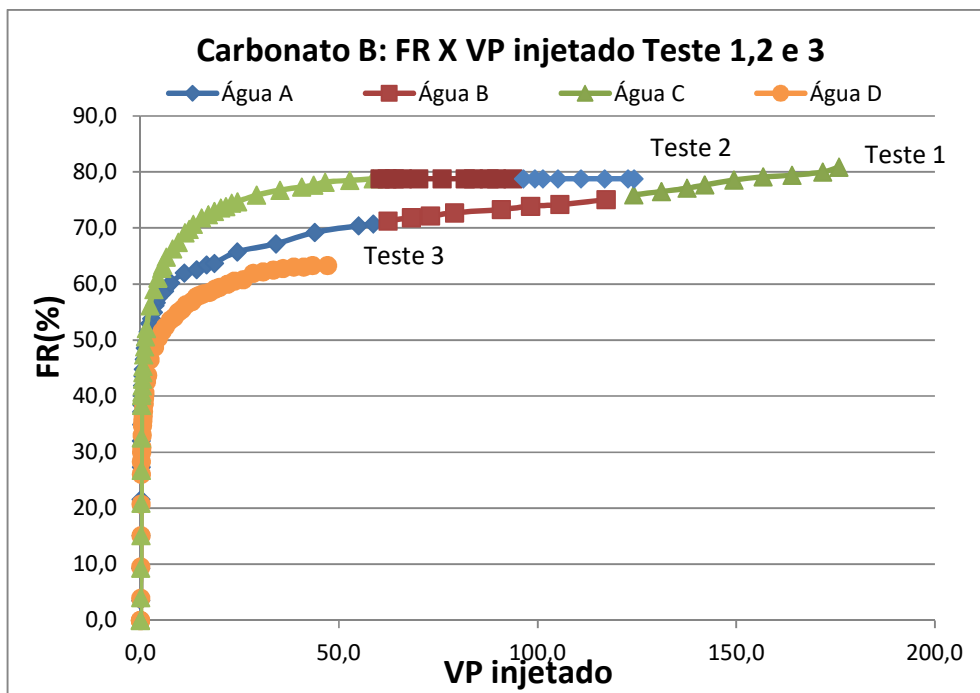


Figura 63: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 1,2 e 3. Nesse gráfico, é possível observar-se que o patamar de recuperação da Água C é nitidamente superior ao da Água A, B e D.

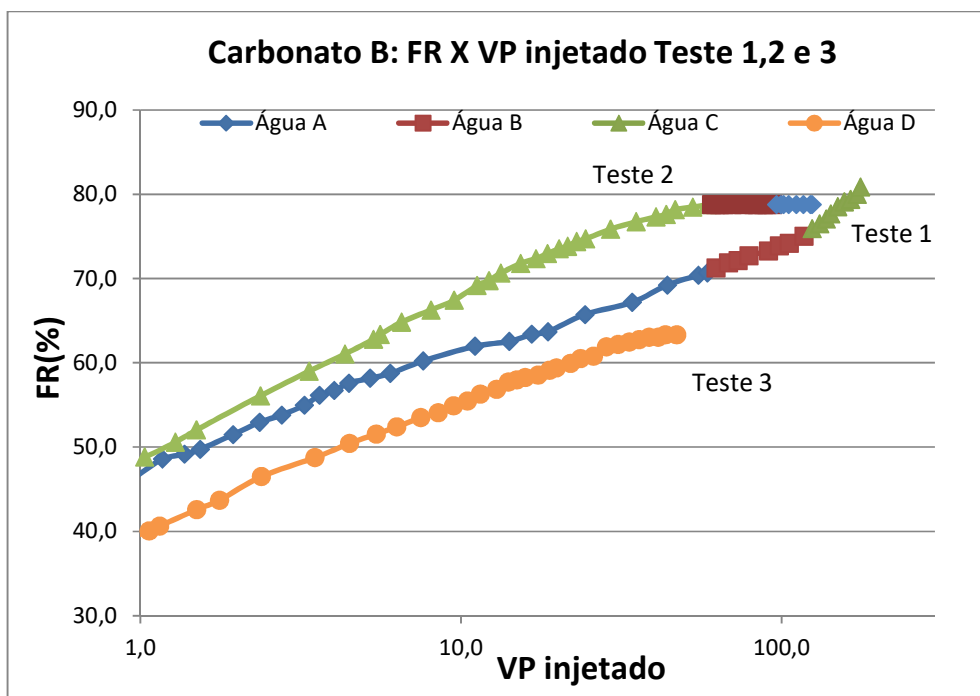


Figura 64: Fatores de recuperação (%) versus volume poroso (VP) injetado ao longo da amostra no Teste 1,2 e 3.

Assim como feito para Arenito A e Carbonato A, as curvas de permeabilidade relativa podem ser comparadas através da Figura 65. Nessa, observamos as curvas de permeabilidade relativa óleo/água com cada uma das águas injetadas de forma secundária. Os valores numéricos dessa construção podem ser acessados Anexo 1.

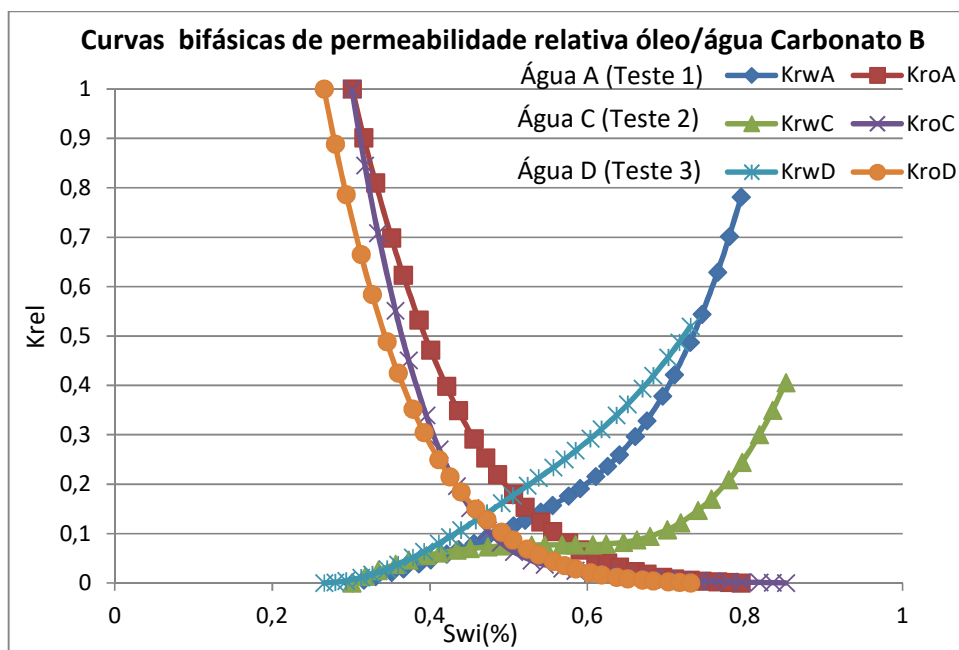


Figura 65: Curvas de permeabilidade relativa bifásica óleo/água obtidas para cada uma das águas utilizadas nos testes 1, 2 e 3 do cenário carbonato B.

Da Figura 65, comparando-se as curvas obtidas através dos teste 1 e 2 pode-se observar que quando injetada água otimizada C, a curva de permeabilidade relativa à água C apresentou comportamento de formações mais molháveis à água. Isso está perfeitamente de acordo com o esperado da literatura e condiz com a recuperação adicional de óleo verificada em termos acréscimo de FR (8,6%) e redução de Sor (6%) quando comparado com a injeção da água A. De forma semelhante ao cenário Carbonato A anterior, as curvas obtidas com Água D mostraram-se deslocadas no sentido de formações mais molháveis ao óleo, o que corrobora o menor FR e maior Sor obtidos com a injeção desse fluido.

Assim, dos 10 (dez) testes de deslocamento executados com os cenários Carbonato A, Carbonato B e Arenito, pode-se de maneira geral sintetizar o comportamento de resposta observado na Tabela 18.

Tabela 18: Síntese do comportamento observado nos testes de deslocamento

		↓NaCl	↑Ca/Mg	↑SO ₄
Carbonato A	95 °C			
Carbonato B	67 °C			
Arenito A	62°C			

Legenda:

	Óleo adicional observado
	Não suficiente para observar FR
	Desfavorável a produção de óleo adicional

9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Após revisão literária a respeito do efeito da salinidade da água injetada no fator de recuperação em jazidas de petróleo, elencaram-se potenciais condições que reservatórios alvo deveriam apresentar, a fim de observarmos efeito positivo da técnica. Tratando-se de carbonatos, a temperatura merece papel de destaque. Altas temperaturas, preferencialmente acima de 100°C, parecem estar associadas ao sucesso da metodologia nesse cenário. Quanto a arenitos, opinião bastante difundida no meio científico é a de que a presença de argilo-minerais do tipo não expansíveis (preferencialmente caulinita) no meio poroso, bem como resinas e asfaltenos no óleo produzido, seriam características necessárias para recuperação adicional através da aplicação da água de baixa salinidade.

Assim, dentre os reservatórios produzidos pela PETROBRAS, elencou-se técnica e estrategicamente alguns a serem avaliados nesse trabalho. Dessa forma, tanto reservatórios carbonatos quanto arenitos foram investigados em relação ao efeito da salinidade da água injetada na recuperação dos mesmos. Em primeiro momento, o principal objetivo era essencialmente avaliar se Ca/Mg e SO₄ tem de fato algum papel na alteração da molhabilidade da formação em carbonatos, e em caso positivo, testar se esse efeito é exacerbado em ambiente de salinidade reduzida. Em relação a formações siliciclásticas, injeção de água de baixa ionicidade foi testada no intuito de verificar possível ganho com a dessalinização da água do mar.

A avaliação laboratorial foi feita seguindo protocolo de análises de petrofísica especial para três cenários e a potencial resposta para esses candidatos foi avaliada através de testes de deslocamento. Dois deles carbonatos (A e B) e um é arenito (A). As temperaturas foram 95°C, 69°C, 60°C respectivamente. Os testes aqui descritos usaram amostras de rocha e óleo de reservatórios reais.

De maneira geral, dos testes em carbonato, os resultados mostraram:

- mudança na taxa de recuperação quando as águas otimizadas são injetadas após a água do mar. Contudo, nenhuma alteração foi observada quando injetado água do mar após água otimizada. Isso corroboraria a ideia de que esse fluido customizado permite atingir o máximo de eficiência de deslocamento.

- fator de recuperação incremental de cerca de 15% quando utilizado água otimizada no modo terciário, mesmo depois de muitos volumes porosos de injeção.

- Injeção de água otimizada no modo secundário recuperou mais petróleo do que no modo terciário. Isso está em consonância com o esperado.

- As curvas de permeabilidade relativa obtidas com água otimizada, são, de maneira geral, reduzidas em comparação à água do mar dessulfatada usual.

- De fato, a temperatura parece desempenhar um papel importante na performance das água otimizadas estudadas.

Quanto aos testes em arenito, os resultados apontam que:

- água do mar diluída, injetada após água do mar dessulfatada foi capaz de acrescer o FR em 1,3% e 4,4% e em reduzir o Sor em 1,1% e 3,2%. Observou-se também que, água diluída injetada de forma secundária gerou fatores de recuperação 3,9% e 7,4% maiores e Sor 3% e 6% menores, quando comparada ao caso base água dessulfatada.

Ainda assim, a observação experimental mais contundente do efeito da salinidade da água injetada, é que, tanto no cenário arenito quanto nos carbonatos, não houve produção adicional de óleo quando injetado água do mar após a injeção de água otimizada. Isso corrobora a ideia de que o fluido customizado permitiria atingir o máximo de eficiência de deslocamento.

Portanto, em síntese, tratando de reservatórios carbonáticos, os resultados de até então, corroboram a ideia de que altas temperaturas ($>70^{\circ}\text{C}$) parecem estar relacionadas ao desejado efeito do Ca/Mg dessorver óleo da formação, acrescido do efeito catalisador dos íons sulfato. Esse efeito seria ainda mais pronunciado em um ambiente depletado em NaCl. Assim, injeção dessa água otimizada poderia levar a

maiores fatores de recuperação quando comparado com a injeção de água usualmente dessulfatada.

Em relação a arenitos, foi possível observar o efeito positivo de removermos o teor de sal da água injetada. Ainda, foi possível avaliar algumas diferenças nas curvas de permeabilidade relativa que indicam mudança na molhabilidade no sentido de condição mais molháveis a água. Esses resultados estão em acordo com demais grupos de pesquisa, (e.g. professor Tor Austad), e suportam a ideia do mecanismo de troca iônica.

Assim, do até então observado, pode-se definir a injeção de água com salinidade otimizada, se apropriadamente implementada, como potencialmente capaz de promover um incremento na recuperação de petróleo.

O mecanismo principal, contudo, pelo qual se observa esse incremento, mesmo após mais de 15 anos de pesquisa, permanece incerto. Há pesquisadores que atribuem a recuperação adicional, quando ocorrida, à migração de finos. Outros acreditam na saponificação do reservatório devido à geração de surfactante *in-situ* e/ou viscosificação do fluido deslocante. E há os que crêem que múltiplas trocas iônicas ocorram na superfície mineral. Até hoje, contudo, nenhum deles pode ser completamente confirmado, não havendo modelo matemático que correlacione os resultados empíricos obtidos em laboratório e em testes de campo, impossibilitando, portanto, a predição de condições ideais de aplicabilidade.

A abordagem experimental tradicionalmente utilizada para esse tipo de P&D, essencialmente requer testes de deslocamento forçado em meio poroso. Esses são morosos, dispendiosos e fornecem resposta macroscópica do sistema estudado. Ainda assim, tem enorme valor, sobretudo para a indústria, sendo força motriz de pesquisas mais fundamentais. Da literatura científica atual sobre o tema, inclusive, pode-se observar tendência mundial em assumirmos uma investigação laboratorial cada vez mais voltada à ciência básica.

Assim, sugere-se continuidade da investigação laboratorial que busque aproximar ainda mais os experimentos da realidade, tais como utilização de águas operacionalmente factíveis para o cenário técnico-

econômico *onshore* e *offshore* e representação mais fidedigna do óleo de reservatório (e.g experimentos em condição de reservatório, com CO₂ e pH representativo).

Ainda, vislumbra-se a necessidade de uma investigação laboratorial fundamentada em medições experimentais, tais como:

- Medida da tensão interfacial: deve-se checar a informação da literatura de que não há alteração entre a tensão interfacial entre o óleo cru e água altamente salina e entre o mesmo óleo e água de baixa salinidade. A constância desse parâmetro excluiria por completo o mecanismo proposto de saponificação do reservatório.

- Medição dos ângulos de contato: À medida que a rocha torna-se mais molhável à água, o ângulo de contato entre a rocha saturada com água e óleo diminui, o que permitiria alguma predição numérica dessa alteração angular e seu consequente aumento de recuperação de óleo.

Assim, apesar do mecanismo de atuação da metodologia ainda ser objeto de discussão, a alteração da molhabilidade da formação no sentido de torná-la mais molhável à água parece uma forte tendência na literatura, bem como nos resultados do presente trabalho. Nesse, o conceito da participação de alguns íons (Ca/Mg/SO₄/NaCl) pode ser confirmado. Contudo, é preciso aprofundar as pesquisas no sentido de avaliar uma composição de água que funcione como otimizadora do FR e que, principalmente, seja viável de ser produzida e aplicada. Isso sobretudo no caso dos carbonatos, em que a customização não é uma simples tarefa de diluição. Dessa forma, maiores avanços e, consequente viabilização operacional da tecnologia em maior escala, se dará através da continuidade e abrangência da investigação laboratorial.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. VIEIRA, R. A. M. **INVERSOR DE MOLHABILIDADE PARA CARBONATOS: SELEÇÃO E CARACTERIZAÇÃO LABORATORIAL**. PETROBRAS. Rio de Janeiro. 2010. (RT PROSAL 42/2010 Relatório Parcial).
2. DONALDSON, E. C.; ALAM, W. **“Wettability”**. USA: Gulf Publishing Company, 2008.
3. COMPAN, A. **ENSAIOS DE PETROFÍSICA ESPECIAL EM AMOSTRAS DO POÇO 2-ANP-1-RJS**. CENPES/PDGP/TR. Rio de Janeiro. 2014. (CT TR 172/2014).
4. WELGE, H. J. A Simplified Method for Computing Oil Recovery By Gas or Water Drive. **AIME**, 152, 1952. 91-98.
5. JOHNSON, E.F., BOSSLER, D.P, NAUMANN, V.O. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. **AIME**, 1959.
6. JONES, S. C.; ROSZELLE, W. O. Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments. **Journal of Petroleum Technology**, v. 30, p. 807 - 817, Maio 1978. ISSN 0149-2136.
7. NASRALLA, R. A. Potential of Low-Salinity Waterflood To Improve Oil Recovery in Carbonates-SPE-172010-MS. **Society of Petroleum Engineers**, 2014.
8. ROBBANA, E.; REDDICK, C. E. Low Salinity Enhanced Oil Recovery: Laboratory to Day One Field Implementation - SPE 161750. **Society of Petroleum Engineers**, 2012. ISSN <https://doi.org/10.2118/161750-MS>.
9. [HTTP://WWW.RIGZONE.COM/NEWS/OIL_GAS/A/140671/LOSAL_BPS_LOWSALINITY_ENHANCED_OIL_RECOVERY_TECHNOLOGY](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/140671/losal_bps_lowsalinity_enhanced_oil_recovery_technology) , 2015.
10. LAGER, A.; WEBB, K. J. Lager, A., Webb, K. Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation. **Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts**, v. 49, 2008. ISSN 1529-9074.
11. HAMON, G. Low-Salinity Waterflooding: Facts, Inconsistencies and the Way Forward. **Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts**, v. 57, p. 41 - 50, 2016.
12. MANUAL do usuário IMAGO.
13. SORBIE, K. S. A Proposed Pore-Scale Mechanism for How Low Salinity Waterflooding Works - SPE 129833. **Society of Petroleum Engineers**, 2010. ISSN <https://doi.org/10.2118/129833-MS>.
14. NASRALLA, R. A. Investigation of Wettability Alteration by Low Salinity Water in Sandstone Rock - SPE 146322. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 52, p. 144 - 154, 2013. ISSN <https://doi.org/10.2118/146322-PA>.
15. TANG, G.-Q.; MORROW, N. R. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. **Journal of Petroleum Science & Engineering**, v. 24 (2), p. 99-111, 1999.
16. LAGER, A.; LEE, S. Y.; WEBB, K. J. Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms - SPE 129722, 2010. ISSN 978-1-55563-289-2.
17. LEVER, A.; DAWE, R. A. Water-sensitivity and migration of fines in the Hopeman sandstone. **Journal of Petroleum Geology**, v. 7, p. 97-107, 1984.
18. VIJAPURAPU, C. S.; RAO, D. N. Vijapurapu, C.S, Rao, D.N., Compositional Effects of Fluids on Spreading, Adhesion and Wettability in Porous Media. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 241, p. 335–342, 2004.

19. AUSTAD, T.; REZAEIDOUST, A.; PUNTERVOLD, T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone - SPE 129767. **Society of Petroleum Engineers**, 2010. ISSN 978-1-55563-289-2.
20. SECCOMBE, J. C.; LAGER, A.; WEBB, K. J. Improving Waterflood Recovery: LoSalTM EOR Field Evaluation - SPE 113480. **Society of Petroleum Engineers**, 2008.
21. LAGER, A. et al. LoSalTM Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale-SPE 113976. **Society of Petroleum Engineers**, 2008.
22. KNACKSTEDT, M. et al. Improved Oil Recovery From Tensleep Sandstone-Studies of Brine – Rock Interactions by Micro CT and AFM. **15th European Symposium on Improved Oil Recovery**, 2009.
23. PU, H. et al. Low Salinity Waterflooding and Mineral Dissolution. **Society of Petroleum Engineers**, 2010.
24. WINOTO, W.; LOAHARDJO, N.; MORROW, N. R. Secondary and Tertiary Recovery of Crude Oil from Outcrop and Reservoir Rocks by Low Salinity Waterflooding, SPE 154209. **Society of Petroleum Engineers**, 2012.
25. FATHI, S. J.; AUSTAD, T.; STRAND, S. Water-Based Enhanced Oil recovery (EOR) by "Smart Water" in Carbonate Reservoirs-SPE154570. **Society of Petroleum Engineers**, 2012.
26. WANG, X.; ALVARADO, V. Effects of Low Salinity Waterflooding on capillary pressure hysteresis-SPE 179572. **Society of Petroleum Engineers**, 2016.
27. COUTINHO, P. C. "Fluidos de Perfuração". Programa de Formação de Químico de Petróleo Petrobras. [S.l.]. 2010.
28. JERAULD, G. et al. Modeling Low Salinity Waterflooding - SPE 102239. **Society of Petroleum Engineers**, 2006.
29. AUSTAD, T.; REZAEIDOUST, A.; PUNTERVOLD, T. Chemical Mechanism of Low Salinity. **Society of Petroleum Engineers**, 2010.
30. MADSEN, L.; IDA, L. Adsorption of carboxylic acids on reservoir minerals from organic and aqueous phase - SPE 37292. **Society of Petroleum Engineers**, 1998.
31. BUCKLEY, J. S.; LIU, Y.; MONSTERLEET, S. Mechanisms of wetting alteration by crude oils-SPE37230. **Society of Petroleum Engineers**, 1998.
32. WEBB, K. J.; BLACK, C. J.; AL-AJEEL, H. Low Salinity Oil Recovery Log Inject Log - SPE 81460. **Society of Petroleum Engineers**, 2003.
33. WEBB, K. J.; BLACK, C. J.; AL-AJEEL, H. Low Salinity Oil Recovery Log Inject Log - SPE 89379. **Society of Petroleum Engineers**, 2004.
34. MCGUIRE, P. L. et al. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope - SPE 93903. **Society of Petroleum Engineers**, 2005.
35. ROBERTSON, E. P. Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery-Historical Field Evidence - SPE 109965. **Society of Petroleum Engineers**, 2007.
36. SECCOMBE, J.; LAGER, A.; JERAULD, G. Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field Alaska - SPE129692. **Society of Petroleum Engineers**, 2010.
37. THYNE, G. D.; GAMAGE, P. Evaluation of the Effect of Low Salinity Waterflooding for 26 Fields in Wyoming - SPE147410. **Society of Petroleum Engineers**, 2011.

38. GAMAGE, P.; THYNE, G. Systematic Investigation of the Effect of temperature during Aging and Low Salinity Flooding of Sandstones. **IOR 2011 - 16th European Symposium on Improved Oil Recovery**, 2011.
39. REDDICK, C.; BUIKEMA, T.; WILLIAMS, D. Managing Risk in the Deployment of NewTechnology- Getting LoSal EOR into the Business-SPE153993. **Society of Petroleum Engineers**, 2012.
40. THYNE, G. Wettability Alteration in Reservoirs: How it Applies to Alaskan Oil Production - SPE 180370. **Society of Petroleum Engineers**, 2016.
41. ZAHID, A.; STENBY, E. H.; SHAPIRO, A. A. Smart Waterflooding (High Sal/Low Sal) in Carbonate Reservoirs - SPE 154508. **Society of Petroleum Engineers**, 2012.

ANEXO 1 – Dados de saída do Simulador

Teste: Carbonato A Teste 1 (Água A)

Método de Cálculo: Splines 3

Fase Injetada:

Valor Máximo: 0.352

Parâmetros: 0 0 0.131963 0.914117 1

Fase Deslocada

Valor Máximo: 0.927

Parâmetros: 0 0.000979639 0.000979639 0.225943

Saturação Inicial do Fluido Injetado [%]: 21,22

Saturação Final do Fluido Deslocado [%]: 21,85

Porosidade [%]: 11,96

Permeabilidade [%]: 68,50

Fluido Deslocado: OLEO+CICLO

Viscosidade [cp]: 1,53

Fluido Injetado: ÁGUA DESSULFATADA (água A)

Viscosidade [cp]: 0,32

Saturação de Água na face de saída (fração)	Krel a água (fração)	Krel ao óleo (fração)	Krel a água normalizado(fração)	Krel ao óleo normalizado (fração)
0,2122	0,0000	0,9270	0	1
0,2295	0,0003	0,8032	0,000284245	0,866417476
0,2467	0,0011	0,6921	0,001169633	0,746607335
0,2697	0,0031	0,5626	0,003369903	0,606884574
0,287	0,0054	0,4784	0,005848403	0,516063646
0,31	0,0096	0,3820	0,010350604	0,412059331
0,3272	0,0136	0,3206	0,014688889	0,345825243
0,3502	0,0203	0,2518	0,021848544	0,271669903
0,3675	0,0262	0,2092	0,028313269	0,225622438
0,3905	0,0357	0,1626	0,038485976	0,175445523
0,4077	0,0439	0,1346	0,047343689	0,14518123
0,425	0,0531	0,1116	0,057308738	0,120334412
0,448	0,0671	0,0874	0,072402481	0,094233118
0,4652	0,0789	0,0731	0,085141424	0,078880798
0,4882	0,0965	0,0579	0,104111543	0,06250507
0,5055	0,1111	0,0484	0,119885653	0,052261057
0,5285	0,1324	0,0375	0,142799353	0,040477994
0,5457	0,1493	0,0305	0,16109493	0,032933225
0,5687	0,1729	0,0227	0,186518878	0,024451564
0,586	0,1910	0,0178	0,20605178	0,019174757
0,6032	0,2092	0,0137	0,225719525	0,014742503
0,6262	0,2334	0,0093	0,2517411	0,010014628
0,6435	0,2510	0,0067	0,270799353	0,00725589
0,6665	0,2736	0,0042	0,295149946	0,004481877
0,6837	0,2895	0,0028	0,312308522	0,002980529
0,7067	0,3089	0,0015	0,333263215	0,00160562
0,724	0,3219	0,0009	0,347230852	0,000945553
0,747	0,3366	0,0004	0,36306904	0,000414957
0,7642	0,3454	0,0002	0,372552319	0,000180059
0,7815	0,3520	0,0000	0,379719525	1,14627E-18

Teste: Carbonato A Teste 2 (Água C)

Método de Cálculo: Splines 3

Fase Injetada

Valor Máximo: 0.252

Parâmetros: 0 1.0889e-017 0.724577 0.943376 1

Fase Deslocada

Valor Máximo: 0.856

Parâmetros: 0 0.000281727 0.000281727 0.192314 1

Saturação Inicial do Fluido Injetado [%]: 21,36

Saturação Final do Fluido Deslocado [%]: 17,20

Porosidade [%]: 11,96

Permeabilidade [%]: 67,50

Fluido Deslocado: óleo + ciclo

Viscosidade [cp]: 1,53

Fluido Injetado: Água dessalinizada com Ca/Mg restaurado e adição de sulfato (água B)

Viscosidade [cp]: 0,30

Saturação de Água na face de saída (fração)	Krel a água (fração)	Krel ao óleo (fração)	Krel a água normalizado (fração)	Krel ao óleo normalizado (fração)
0,2136	0	0,856	0	1
0,2322	0,00097861	0,736881	0,00114323	0,86084229
0,2508	0,00380476	0,630429	0,00444481	0,73648248
0,2757	0,0101626	0,506885	0,0118722	0,59215537
0,2943	0,01666	0,427038	0,01946262	0,49887617
0,3191	0,0273157	0,336214	0,03191086	0,39277336
0,3377	0,0365886	0,278841	0,04274369	0,32574883
0,3625	0,050348	0,215229	0,05881776	0,25143575
0,3812	0,0615009	0,176199	0,07184685	0,20583995
0,406	0,0771699	0,134289	0,09015175	0,15687967
0,4246	0,0893072	0,109471	0,10433084	0,12788668
0,4432	0,101592	0,0894784	0,11868224	0,10453084
0,468	0,117917	0,0690178	0,1377535	0,08062827
0,4867	0,129907	0,0573356	0,15176051	0,06698084
0,5115	0,145242	0,0452009	0,16967523	0,05280479
0,5301	0,156045	0,0377122	0,18229556	0,04405631
0,5549	0,169386	0,029103	0,19788084	0,03399883
0,5736	0,178622	0,0235919	0,20867056	0,02756063
0,5984	0,189957	0,0173996	0,22191238	0,02032664
0,617	0,197757	0,0135508	0,23102453	0,01583037
0,6356	0,204983	0,0103224	0,23946612	0,01205888
0,6604	0,213767	0,00688754	0,2497278	0,00804619
0,6791	0,21975	0,00489206	0,25671729	0,00571502
0,7039	0,226966	0,00290069	0,2651472	0,00338866
0,7225	0,23184	0,00183754	0,27084112	0,00214666
0,7473	0,237669	0,00088886	0,2776507	0,00103839
0,7659	0,241571	0,00045744	0,28220911	0,00053439
0,7908	0,246192	0,00015068	0,28760748	0,00017603
0,8094	0,249255	5,0392E-05	0,29118575	5,8869E-05
0,828	0,252	0	0,29439252	0

Teste: Carbonato A Teste 3 (Água D)

Método de Cálculo: Splines 3

Fase Injetada

Valor Máximo: 0.183

Parâmetros: 0 0.121703 0.676407 0.903464 1

Fase Deslocada

Valor Máximo: 0.912

Parâmetros: 0 0.00140302 0.00140302 0.0470764 1

Saturação Inicial do Fluido Injetado [%]: 16,91

Saturação Final do Fluido Deslocado [%]: 24,05

Porosidade [%]: 11,59

Permeabilidade [%]: 68,00

Fluido Deslocado: mistura óleo

Viscosidade [cp]: 1,53

Fluido Injetado: água do mar equilibrada (Água D)

Viscosidade [cp]: 0,32

Saturação de Água na face de saída (fração)	Krel a água (fração)	Krel ao óleo (fração)	Krel a água normalizado(fração)	Krel ao óleo normalizado (fração)
0,1691	0	0,912	0	1
0,187	0,0043536	0,763148	0,00477366	0,83678509
0,2049	0,0092768	0,631872	0,01017196	0,69284211
0,2287	0,016627	0,482241	0,01823136	0,52877303
0,2466	0,0226537	0,38762	0,02483958	0,42502193
0,2705	0,0312643	0,282803	0,03428103	0,31009101
0,2884	0,0380783	0,218746	0,04175252	0,23985307
0,3122	0,0475278	0,150618	0,05211382	0,16515132
0,3301	0,054813	0,111032	0,06010197	0,12174561
0,354	0,06468	0,07147	0,07092105	0,07836623
0,3719	0,0721201	0,0502624	0,07907906	0,05511228
0,3898	0,0795299	0,0350661	0,08720384	0,03844967
0,4136	0,0892621	0,0222211	0,09787511	0,02436524
0,4315	0,0963752	0,0166992	0,10567456	0,01831053
0,4554	0,105501	0,0126918	0,11568092	0,01391645
0,4732	0,112003	0,0107748	0,12281031	0,01181447
0,4971	0,120176	0,0085916	0,13177193	0,00942057
0,515	0,125951	0,0071905	0,13810417	0,00788434
0,5388	0,133211	0,0056079	0,14606469	0,00614905
0,5567	0,138346	0,0046149	0,15169518	0,00506014
0,5746	0,143232	0,0037706	0,15705263	0,00413439
0,5985	0,149388	0,0028493	0,16380263	0,00312428
0,6164	0,153757	0,0022915	0,1685932	0,00251264
0,6402	0,15928	0,0016956	0,17464912	0,00185919
0,6581	0,163217	0,0013392	0,17896601	0,00146844
0,682	0,168223	0,0009552	0,18445504	0,00104735
0,6999	0,171815	0,0007152	0,18839364	0,00078425
0,7237	0,176418	0,0004297	0,19344079	0,00047118
0,7416	0,179751	0,0002212	0,19709539	0,00024249
0,7595	0,183	0	0,20065789	0

Teste: Carbonato B Teste 1 (Água A)

Método de Cálculo: Splines 3

Fase Injetada

Valor Máximo: 0.404

Parâmetros: 0 0.104777 0.114519 0.41134 1

Fase Deslocada

Valor Máximo: 0.517

Parâmetros: 0 0.00636857 0.00636857 0.584158 1

Saturação Inicial do Fluido Injetado [%]: 30,13

Saturação Final do Fluido Deslocado [%]: 20,50

Porosidade [%]: 11,62

Permeabilidade [%]: 7,71

Fluido Deslocado: mistura óleo

Viscosidade [cp]: 3,269

Fluido Injetado: água dessulfatada (Água A)

Viscosidade [cp]: 0,44

Saturação de Água na face de saída (%)	Krel a água (fração)	Krel ao óleo (fração)	Krel a água normalizado(fração)	Krel ao óleo normalizado (fração)
0,3013	0	0,517	0	1
0,3163	0,0031647	0,465908	0,00612124	0,90117602
0,3312	0,0064832	0,418632	0,01253998	0,80973308
0,3512	0,0111634	0,361245	0,02159265	0,69873308
0,3661	0,0148776	0,322224	0,02877679	0,62325725
0,3861	0,0201199	0,275237	0,03891663	0,53237331
0,401	0,0242813	0,24356	0,04696576	0,47110251
0,421	0,0301543	0,205757	0,05832553	0,39798259
0,4359	0,0348145	0,180514	0,06733946	0,34915667
0,4559	0,0413869	0,150682	0,08005203	0,29145455
0,4709	0,0465974	0,13096	0,09013037	0,25330754
0,4858	0,0520596	0,113327	0,10069555	0,21920116
0,5058	0,0597504	0,0927748	0,11557137	0,17944836
0,5207	0,0658365	0,0793627	0,12734333	0,15350619
0,5407	0,0743936	0,0638316	0,14389478	0,12346538
0,5556	0,0811599	0,0537319	0,1569824	0,10393017
0,5756	0,090876	0,042097	0,17577563	0,08142553
0,5905	0,0989801	0,034641	0,19145087	0,06700387
0,6105	0,111316	0,0262443	0,21531141	0,05076267
0,6254	0,122017	0,0210038	0,23600967	0,04062631
0,6404	0,134218	0,0165824	0,25960928	0,03207427
0,6604	0,153221	0,0118257	0,29636557	0,02287369
0,6753	0,169824	0,0090107	0,32847969	0,01742888
0,6953	0,195539	0,0061118	0,37821857	0,01182172
0,7102	0,217808	0,004477	0,42129207	0,0086595
0,7302	0,25192	0,0028673	0,48727273	0,00554609
0,7451	0,28112	0,0019863	0,54375242	0,00384188
0,7651	0,325315	0,0010974	0,62923598	0,00212271
0,78	0,362708	0,0005438	0,70156286	0,00105186
0,795	0,404	0	0,78143133	0

Teste: Carbonato B Teste 2 (Água C)

Método de Cálculo: Splines 3

Fase Injetada

Valor Máximo: 0.2052

Parâmetros: 0 0.190079 0.190079 0.190079 1

Fase Deslocada

Valor Máximo: 0.506

Parâmetros: 0 0.0035973 0.0035973 0.0975677 1

Saturação Inicial do Fluido Injetado [%]: 30,08

Saturação Final do Fluido Deslocado [%]: 14,84

Porosidade [%]: 11,62

Permeabilidade [%]: 8,00

Fluido Deslocado: MISTURA

Viscosidade [cp]: 3,27

Fluido Injetado: ÁGUA C

Viscosidade [cp]: 0,41

Saturação de Água na face de saída (%)	Krel a água (fração)	Krel ao óleo (fração)	Krel a água normalizado(fração)	Krel ao óleo normalizado (fração)
0,3008	0	0,506	0	1
0,3175	0,00667056	0,427652	0,01318292	0,84516206
0,3342	0,0125336	0,358282	0,02476996	0,70806719
0,3564	0,019185	0,278781	0,03791502	0,55095059
0,3731	0,0233665	0,22817	0,04617885	0,45092885
0,3954	0,0279648	0,171642	0,0552664	0,33921344
0,4121	0,0307484	0,136731	0,06076759	0,27021937
0,4343	0,0336719	0,099094	0,06654526	0,19583794
0,451	0,0353412	0,0768206	0,06984427	0,15181937
0,4733	0,0369681	0,0539929	0,07305949	0,10670534
0,49	0,0378067	0,041296	0,0747168	0,08161265
0,5067	0,0383761	0,0317661	0,07584209	0,06277885
0,5289	0,0388067	0,0230143	0,07669308	0,04548281
0,5456	0,0389507	0,0186876	0,07697767	0,03693202
0,5679	0,0390031	0,0148326	0,07708123	0,02931344
0,5845	0,0390088	0,0126592	0,07709249	0,02501818
0,6068	0,0392322	0,0101665	0,07753399	0,0200919
0,6235	0,0398457	0,0085659	0,07874644	0,01692866
0,6457	0,0416805	0,0067554	0,08237253	0,01335053
0,6624	0,0441069	0,0056165	0,08716779	0,01109978
0,6791	0,0476802	0,004645	0,09422964	0,00917984
0,7014	0,0546124	0,0035784	0,10792964	0,00707194
0,7181	0,0617251	0,0029263	0,12198636	0,00578312
0,7403	0,0741822	0,002219	0,14660514	0,00438542
0,757	0,0860428	0,0017866	0,17004506	0,00353077
0,7793	0,105636	0,0013058	0,2087668	0,00258059
0,796	0,123453	0,0009933	0,24397826	0,00196309
0,8182	0,151795	0,0006061	0,29999012	0,00119779
0,8349	0,176777	0,0003139	0,34936166	0,00062044
0,8516	0,2052	2,201E-18	0,4055336	4,3506E-18

Teste: Carbonato B Teste 3 (Água D)

Método de Cálculo: Splines 3

Fase Injetada

Valor Máximo: 0.2656

Parâmetros: 0 0.00492702 0.325958 0.645524 1

Fase Deslocada

Valor Máximo: 0.5112

Parâmetros: 0 0.00727804 0.00727804 0.35797 1

Saturação Inicial do Fluido Injetado [%]: 26,56

Saturação Final do Fluido Deslocado [%]: 26,94

Porosidade [%]: 11,49

Permeabilidade [%]: 8,00

Fluido Deslocado: mistura óleo

Viscosidade [cp]: 3,66

Fluido Injetado: água do mar equilibrada (Água D)

Viscosidade [cp]: 0,44

Saturação de Água na face de saída (%)	Krel a água (fração)	Krel ao óleo (fração)	Krel a água normalizado(fração)	Krel ao óleo normalizado (fração)
0,2656	0	0,5112	0	1
0,2797	0,0006841	0,454112	0,00133817	0,88832551
0,2938	0,0022236	0,402023	0,00434967	0,78642997
0,3126	0,0055112	0,3399	0,01078089	0,6649061
0,3267	0,0088315	0,298468	0,01727592	0,58385759
0,3454	0,0142927	0,249616	0,02795912	0,48829421
0,3595	0,0190925	0,217433	0,0373484	0,42533842
0,3783	0,0263257	0,179974	0,05149785	0,35206182
0,3924	0,0323038	0,155631	0,0631921	0,30444249
0,4112	0,0409073	0,127685	0,0800221	0,24977504
0,4253	0,0477626	0,109773	0,09343232	0,21473592
0,4394	0,0549017	0,0941865	0,10739769	0,18424589
0,4582	0,064766	0,076573	0,12669405	0,14979069
0,4723	0,0723519	0,0654042	0,14153345	0,12794249
0,4911	0,0826112	0,0527422	0,1616025	0,10317332
0,5051	0,0903453	0,0445867	0,17673181	0,08721968
0,5239	0,100723	0,0351929	0,19703247	0,0688437
0,538	0,108643	0,0291696	0,21252543	0,05706103
0,5568	0,119517	0,0223781	0,23379695	0,04377563
0,5709	0,127997	0,01813	0,25038537	0,03546557
0,585	0,136832	0,0145348	0,26766823	0,02843271
0,6038	0,149286	0,0106444	0,29203052	0,02082238
0,6179	0,159219	0,0083202	0,31146127	0,01627578
0,6367	0,173388	0,0058892	0,3391784	0,01152036
0,6508	0,184797	0,004483	0,36149648	0,0087695
0,6695	0,201184	0,0030407	0,39355243	0,0059482
0,6836	0,214444	0,0021995	0,41949139	0,0043027
0,7024	0,233551	0,0012754	0,45686815	0,00249486
0,7165	0,24904	0,0006463	0,48716745	0,00126422
0,7306	0,2656	0	0,51956182	0