

Sistema FIEB



CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC
PROGRAMA DE POS-GRADUAÇÃO STRICTO SENSU
PRH 27.1 ANP / FINEP / SENAI CIMATEC

Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustível



Igor Oliveira de Freitas Campos

**Modelagem e Simulação Computacional da Injeção de Água
Inteligente em Campos Maduros de Petróleo**

Salvador, 2023

IGOR OLIVEIRA DE FREITAS CAMPOS

Modelagem e Simulação Computacional da Injeção de Água Inteligente em
Campos Maduros de Petróleo

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu do Centro Universitário SENAI CIMATEC como requisito parcial para a obtenção do título de Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa

Coorientador: Prof. Dr. Gabriel de Veiga Cabral Malgaresi

Salvador, 2023

Ficha Catalográfica

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

C198m Campos, Igor Oliveira de Freitas

Modelagem e simulação computacional da injeção de água inteligente campos maduros de petróleo. / Igor Oliveira de Freitas Campos – Salvador, 2023.

180 f.: il. color.

Orientador: Prof.. Dr. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa.

Coorientador: Prof.. Dr. Gabriel de Veiga Cabral Malgaresi

Dissertação (Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) – Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2023.

1. Recuperação avançada de petróleo 2. Injeção de água de baixa salinidade. 3. Alteração da molhabilidade. 4. Migração de finos. 5. Reservatório arenítico. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Pessoa, Fernando Luiz Pellegrini. III. Malgaresi, Gabriel de Veiga Cabral. IV. Título.

CDD 665.5

CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC

Mestrado Acadêmico em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, aprova a Defesa de Mestrado, intitulada “**Modelagem e Simulação Computacional da Injeção de Água Inteligente em Campos Maduros de Petróleo**” apresentada no dia 27 de fevereiro de 2023, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

Assinado eletronicamente por:
Fernando Luiz Pellegrini Pessoa CPF:
***.470.585-**

Data: 28/02/2023 11:26:30 -03:00

Orientador:

Prof. Dr. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa
SENAI CIMATEC

Assinado eletronicamente por:
Gabriel de Veiga Cabral Malgaresi
CPF: ***.536.552-**

Data: 01/03/2023 01:58:16 -03:00

Coorientador:

Prof. Dr. Gabriel de Veiga Cabral Malgaresi
FIEB

Assinado eletronicamente por:
Ivan Costa da Cunha Lima CPF:
***.417.038-**

Data: 28/02/2023 12:57:33 -03:00

Membro Interno:

Prof. Dr. Ivan Costa da Cunha Lima
SENAI CIMATEC

Assinado eletronicamente por:
Flávio da Silva Francisco CPF:
***.677.567-**

Data: 01/03/2023 09:33:52 -03:00

Membro Externo:

Prof. Dr. Flávio da Silva Francisco
UFRJ

Assinado eletronicamente por:
Reinaldo Coelho Mirre
CPF: ***.753.727-**

Data: 23/03/2023 15:40:20 -03:00

Membro Externo:

Prof. Dr. Reinaldo Coelho Mirre
FIEB

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a minha avó Tânia Maria pelo suporte nesse período caótico que foi a pandemia do Coronavírus, que me lembrava e recriminava de passar álcool em tudo que entrava dentro de casa. Em seguida, agradeço aos meus pais Rita de Cássia e Valdeilton por sempre acreditarem em mim e no meu potencial. Agradeço aos amigos que fiz no programa de mestrado, a todo *staff* do PRH27.1, em especial ao professor Reinaldo Mirre com toda a sua paciência e sabedoria transmitida. Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer aos meus orientadores Fernando Pellegrini e Gabriel Malgaresi por toda ajuda, incentivo e discussões que me fizeram evoluir profissionalmente e pessoalmente nesses últimos dois anos.

Ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP/FINEP; em particular, ao PRH 27.1, do Centro Universitário SENAI CIMATEC – Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível.

Resumo

A injeção de água de baixa salinidade (LSW) é uma técnica de recuperação avançada de petróleo (EOR) que se destaca dos métodos de EOR convencionais, devido a algumas vantagens como o baixo custo de implementação, baixo impacto ambiental e versatilidade de aplicação tanto para reservatórios areníticos como carbonáticos. Desde a descoberta do potencial da LSW, inúmeros estudos têm sido conduzidos para investigar o mecanismo responsável pelos efeitos da LSW no aumento de óleo recuperado; no entanto, devido à complexidade das interações físico-químicas entre o sistema óleo/água/rocha não se chegou em um consenso. Contudo, a variedade de cenários em que os efeitos da LSW podem ou não serem observados sugere que o aumento na recuperação de óleo é o resultado da ocorrência simultânea de vários mecanismos, como alteração da molhabilidade e migração de finos, que são os mecanismos mais defendidos na literatura. No intuito de investigar como esses dois mecanismos contribuem para os efeitos da LSW no aumento do fator de recuperação de campos maduros de petróleo, um simulador unidimensional multifásico de escoamento em meios porosos foi desenvolvido para viabilizar o estudo dos diferentes mecanismos e suas considerações no que tange as variáveis específicas de cada mecanismo. O desenvolvimento do simulador foi baseado em três módulos operacionais, sendo o primeiro módulo destinado a simulação do escoamento da injeção de água de alta salinidade. Os demais módulos foram destinados a simulação de LSW por meio de modelos baseados na alteração da molhabilidade e modelos baseados no mecanismo da migração de finos, respectivamente. Com o desenvolvimento do primeiro módulo foi possível validar o método numérico selecionado ao comparar com a solução analítica. Em seguida, com o auxílio do segundo módulo foram implementados sete modelos baseados em três abordagens físico-químicas distintas e sua performance foi avaliada comparando os resultados preditos com dados experimentais. O modelo que apresentou melhor desempenho foi o *Multicomponent ion Exchange* (MIE), com erro relativo de 4,3% e desvio padrão de 2,54. Após isso, no intuito de obter percepções adicionais acerca das condições que envolvem a injeção de LSW, uma análise de dados foi feita com os resultados de 17 experimentos, e com isso foi elaborado um pseudocenário com a finalidade de auxiliar na otimização do modelo de MIE por meio de algumas análises de sensibilidade. O terceiro módulo implementa o modelo da migração de finos, e com isso, foi possível investigar como o perfil energético das partículas de finos pode ser impactado com a variação de salinidade e alguns parâmetros físico-químicos. Além disso, foram desenvolvidos quatro modelos para prever o potencial zeta da caulinita e do quartzo em função da salinidade e do pH. Subsequentemente, na validação do modelo de migração de finos, houve menos precisão do modelo antes do *breakthrough*, com a frente de avanço da concentração de LSW tendo um erro relativo de 2,4%. Contudo, no geral os resultados mostraram que o terceiro módulo está apto a simular novos cenários.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo; Injeção de água de baixa salinidade; Alteração da molhabilidade; Migração de finos; Reservatório arenítico;

Abstract

MODELING AND COMPUTATIONAL SIMULATION OF SMART WATER INJECTION IN MATURE OIL FIELDS

Low salinity waterflooding (LSW) is an enhanced oil recovery (EOR) technique that highlights from conventional EOR methods due to some advantages such as low implementation cost, low environmental impact, and versatility of application for both sandstone and carbonate reservoirs. Since the potential of LSW was discovered, numerous studies have been conducted to investigate the mechanism responsible for the effects of LSW on enhanced oil recovery, however, due to the complexity of the physicochemical interactions between the crude/brine/rock system no consensus has been reached. Nevertheless, the variety of scenarios in which LSW effects may or may not be observed suggests that the increase in oil recovery is the result of simultaneous occurrence of several mechanisms, such as wettability alteration and fines migration, which are the most supported mechanisms in the literature. In order to investigate how these two mechanisms, contribute to the effects of LSW in increasing the recovery factor of mature oil fields, a one-dimensional multiphase flow simulator in porous media was developed to enable the study of different mechanisms and their considerations regarding the specific variables of each mechanism. The simulator development was based on three operational modules, in which the first module is responsible for simulating the injection of high salinity water. The remaining modules were aimed at simulating LSW via models based on the mechanism of wettability alteration and fines migration, respectively. With the development of the first module, it was possible to validate the selected numerical method by comparing it with the analytical solution. Then, with the help of the second module, seven models based on three different physicochemical approaches were implemented and their performance was evaluated by comparing the predicted results with experimental data. The best performing model was the MIE model, with a relative error of 4.3% and a standard deviation of 2.54. Subsequently, in order to gain additional insights into the conditions regarding the injection of low salinity water, a data analysis was performed with the results of 17 experiments, and as a result, a pseudo-scenario was elaborated with the intention of supporting the optimization of the MIE model through some sensitivity analyses. The third module implemented the fines migration model, and thereby it was possible to investigate how the energy profile of the fines can be impacted with varying salinity and some physicochemical parameters. In addition, four models were developed to predict the zeta potential of kaolinite and quartz as a function of salinity and pH. Subsequently, in the validation of the fine migration model, there was less accuracy of the model before the breakthrough, especially with the breakthrough of concentration front during LSW, with a relative error of 2.4%. Nevertheless, the results showed that the module is able to simulate new scenarios.

Keywords: Enhanced oil recovery; Low salinity water injection; Wettability alteration; Fine migration; Sandstone reservoir;

Lista de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros necessários para que os efeitos de LSW sejam observados.	16
Tabela 2. Dados da malha computacional.	87
Tabela 3. Propriedades dos fluidos e dados das permeabilidades relativas.	88
Tabela 4. Parâmetros da análise do refino da malha.	94
Tabela 5. Matriz de expoentes de Corey dependente da molhabilidade.	95
Tabela 6. Propriedades dos fluidos e petrofísicas do reservatório, e condições operacionais.	104
Tabela 7. Composição da água experimental utilizada nas simulações.	105
Tabela 8. Parâmetros de Corey utilizados na elaboração das curvas de permeabilidade relativa.	105
Tabela 9. Métricas para avaliação de performance dos modelos.	113
Tabela 10. Propriedades petrofísicas e dos fluidos do caso base.	119
Tabela 11. Parâmetros de Corey para o caso base.	120
Tabela 12. Composição das águas utilizadas no caso base.	120
Tabela 13. Métricas utilizadas na validação das correlações de potencial zeta em função da salinidade.	134
Tabela 14. Métricas utilizadas na validação das correlações de potencial zeta em função do pH.	136
Tabela 15. Dados preditos pelas correlações para diferentes concentrações de <i>NaCl</i> .	136
Tabela 16. Parâmetros utilizados no cálculo das energias de interação.	137
Tabela 17. Dados preditos pelas correlações para diferentes pH.	139
Tabela 18. Parâmetros de Corey utilizados na elaboração das curvas de permeabilidade relativa.	142
Tabela 19. Parâmetros usados nos cálculos da função máxima de retenção.	143

Lista de Figuras

- Figura 1. Formação de caminhos preferenciais pela injeção de água. (a) Perspectiva lateral da recuperação secundária e como o caminho preferencial impacta na eficiência de varrido verticalmente, (b) perspectiva superior da recuperação avançada e como o caminho preferencial impacta na eficiência de varrido horizontal. 7
- Figura 2. Diagrama dos mecanismos de recuperação de óleo durante o período produtivo de um reservatório de petróleo. 8
- Figura 3. Curvas de recuperação de óleo em função do volume de poro injetado PVI. (a) Curva característica da abordagem terciária, (b) curva característica da abordagem secundária. 15
- Figura 4. Resultados da injeção de água de baixa salinidade no campo Endicott no Alaska. (a) Aumento da produção de óleo em relação a diminuição da salinidade da água injetada, (b) redução da fração de água produzida, e (c) redução da saturação de óleo residual. 18
- Figura 5. Comparação entre a injeção de LSW e da água de formação no campo de Bastrykskoye. 20
- Figura 6. Visão geral dos mecanismos propostos apresentados responsáveis por explicar os efeitos da LSW em reservatórios areníticos, e como eles contribuem para a recuperação de óleo. 21
- Figura 7. (A) Imagem de alta resolução do teste de ângulo de contato da gota de óleo (diâmetro ~2mm) a (1) alta salinidade, (2) após 7 horas e (3) após 2 dias expostos a água de LSW (MAHANI et al., 2013). (B) Snapshots do teste de microscopia ótica no experimento com água de baixa salinidade (CENSE et al., 2011). (C) Imagem obtida por meio do experimento SEM, mostrando a distribuição de subáreas molhadas à óleo, as setas em azul indicam os limites dos filmes de asfalto (FOGDEN et al., 2011). (D) Mapas de força de adsorção obtidos por meio de AFM (HASSENKAM et al., 2012). 23
- Figura 8. Evidências contraditórias da relação entre a alteração da molhabilidade e a injeção de LSW. (a) Quantidade de óleo recuperado em função da molhabilidade inicial da superfície da rocha, (b) mapa da molhabilidade para óleo em mica em solução de *NaCl*, relacionando o ângulo de contato e os três regimes de molhabilidade. 24
- Figura 9. Exemplo da redução do diâmetro do volume efetivo do poro por meio do inchamento das argilas durante a injeção de LSW. 25
- Figura 10. Migração de finos como mecanismo. 27
- Figura 11. Evidências da correlação entre a variação do pH e os efeitos da LSW. (a) Experimento onde é observado um aumento do pH e a produção de óleo durante a injeção de LSW, (b) experimento onde não há resposta no pH do sistema, enquanto há aumento da produção de óleo durante a LSW. 29
- Figura 12. Aumento local do pH como mecanismo proposto. Superior: desprendimento do material básico. Inferior: desprendimento do material ácido. 30
- Figura 13. Interações de adsorção entre os materiais orgânicos do óleo e a superfície do argilomineral. 31
- Figura 14. Representação do mecanismo de troca iônica. 32
- Figura 15. Representação da dupla camada elétrica. (a) Distribuição de carga da dupla camada elétrica, considerando a superfície carregada como um plano, (b) representação da superfície como uma esfera. 35

Figura 16. Representação do mecanismo de DLE. 1) Dupla camada elétrica em um sistema de alta salinidade, 2) dupla camada elétrica após a injeção de água de baixa salinidade, 3) penetração de íons monovalentes na dupla camada elétrica, 4) liberação de complexos organometálicos pela substituição dos íons monovalentes.	37
Figura 17. Composto orgânico liberado da superfície da rocha devido a expansão da camada elétrica dupla.	38
Figura 18. Ilustração do transporte de água por meio da osmose e difusão.	40
Figura 19. Representação da alteração da molhabilidade resultante do mecanismo de microdispersões.	41
Figura 20. Representação esquemática do processo da expansão de gotículas de água conata. (a) condição inicial, (b) injeção de água de baixa salinidade, (c) formação e deslocamento de microdispersões, (d) expansão da região de água conata e remobilização da fase óleo.	42
Figura 21. Análise do impacto da não linearidade do parâmetro interpolador. (a) correlações não lineares e lineares selecionadas para o estudo, (b) curvas de corte de água resultante da injeção de LSW para diferentes funções não lineares.	49
Figura 22. Representação esquemática das pontes de ligação eletrostática entre sitio carregados da caulinita e componentes do óleo.	53
Figura 23. (a) Representação esquemática do ângulo de contato do sistema óleo-água-rocha dentro do meio poroso, (b) lâmina d'água separando as faces óleo e rocha e suas respectivas distribuições de cargas.	53
Figura 24. (a) Representação esquemática dos fenômenos que ocorrem durante a injeção de LSW, (b) balanço de torque mecânicos compostos pelas forças eletrostática, gravidade, arrasto e elevação, que atuam sobre uma partícula de argila.	54
Figura 25. (a) Representação do perfil energético em condições de alta e baixa salinidade, (b) configuração favorável à fixação da partícula na superfície da rocha, (c) configuração favorável ao desprendimento da partícula.	55
Figura 26. Representação do meio poroso para o equacionamento da equação de Buckley-Leverett.	63
Figura 27. Exemplo de uma curva de permeabilidade relativa dos fluidos.	66
Figura 28. (a) Geometria 3D do domínio que representa o reservatório, (b) geometria 1D.	68
Figura 29. Perfil de saturação para o escoamento descrito pela equação de Buckley-Leverett, (b) curva de fluxo fracionário.	71
Figura 30. Discretização da representação do reservatório 1D.	72
Figura 31. Discretização da malha utilizando o arranjo central.	73
Figura 32. Representação da disposição da condição de contorno de primeiro tipo no arranjo central.	78
Figura 33. Representação esquemática de uma matriz de blocos.	85
Figura 34. Representação esquemática da simulação de 1D durante diferentes estágios de injeção de água.	89
Figura 35. Fluxograma do procedimento de simulação da solução analítica.	90

Figura 36. Fluxograma do procedimento de simulação da solução numérica.	91
Figura 37. Curva de saturação comparando a solução analítica com as soluções numéricas utilizando a abordagem SPU e TVD.	92
Figura 38. (a) Curva dos fluxos fracionários da água em relação a saturação de água, (b) curva das permeabilidades relativas da água e do óleo correspondente com os dados retirados de Aziz e Settari (1979).	93
Figura 39. Análise de refino de malha. (a) curvas de saturação de água variando o número de blocos de malha de 10 à 100, (b) variação do número de blocos de 100 à 200.	94
Figura 40. Análise do expoente de Corey. (a) curvas de saturação com $n_w = n_o = 2$, (b) $n_w = n_o = 3$, (c) $n_w = n_o = 4$, (d) $n_w = n_o = 5$, (e) $n_w = n_o = 6$ e (f) $n_w = n_o = 8$.	96
Figura 41. (a) Curvas de saturação variando o expoente de Corey para a água, (b) curvas de saturação variando o expoente de Corey para o óleo.	97
Figura 42. Avaliação da razão de viscosidade dos fluidos e sua relação com a mobilidade da frente de avanço.	98
Figura 43. Curva de permeabilidade relativa associadas a composição de SW e LSW.	106
Figura 44. Fluxograma do procedimento da simulação de LSW baseados na alteração da molhabilidade.	108
Figura 45. Teste de unidade de modulo via comparação entre os dados simulados e experimentais do fator de recuperação.	109
Figura 46. Curva comparando os resultados preditos com os dados experimentais. (a) mostra as diferentes distâncias entre os preditos e simulados, (b) curvas ajustadas e seus respectivos coeficientes angulares.	111
Figura 47. Comparação entre os dados experimentais e a curva de permeabilidades relativas obtidas pelo modelo Wu e Bai (2009).	112
Figura 48. Histograma com análise de propriedades petrofísicas do reservatório. (a) Histograma do comprimento do testemunho, (b) histograma do teor de argila, (c) histograma da permeabilidade absoluta, (d) histograma da porosidade.	115
Figura 49. Histograma com análises das propriedades dos fluidos. (a) Histograma da viscosidade da água, (b) histograma da viscosidade do óleo, (c) histograma da razão de mobilidade.	116
Figura 50. Histograma com análises de parâmetros operacionais. (a) Histograma da temperatura, (b) histograma da vazão de injeção, (c) histograma com a recuperação de óleo.	117
Figura 51. Histograma com análise da força iônica para diferentes tipos de água.	118
Figura 52. Comparação da concentração de Ca^{2+} e Mg^{2+} presentes nas águas do reservatório.	118
Figura 53. (a) Permeabilidades relativas do caso base, (b) fluxo fracionário do caso base.	121
Figura 54. (a) Curva de óleo recuperado para diferentes valores de CEC, (b) curvas de saturação.	122
Figura 55. (a) Curva de óleo recuperado para diferentes valores de (r) , (b) curvas de saturação.	123

Figura 56. Fluxograma do procedimento da simulação de LSW baseados no mecanismo da migração de finos.	128
Figura 57. Diagrama de cálculo para análise da força eletrostática.	129
Figura 58. Curva de força eletrostática versus distância entre as superfícies.	130
Figura 59. Curva de energia total de interações intermoleculares do sistema óleo-água-rocha.	132
Figura 60. Ajuste de dados e desenvolvimento das correlações para predição do potencial zeta em função da salinidade. (A) correlação para a caulinita, (b) correlação para o quartzo.	134
Figura 61. Ajuste de dados e desenvolvimento das correlações para predição do potencial zeta em função do pH. (A) correlação para a caulinita, (b) correlação para o quartzo.	135
Figura 62. Perfis energéticos resultante da variação da concentração de <i>NaCl</i> .	138
Figura 63. Energia total do sistema para diferentes pH com concentração constante de 0,01 M de <i>NaCl</i> .	140
Figura 64. (a) Perfis energéticos variando a temperatura, (b) variação da constante de Hamaker, (c) variação do tamanho da partícula.	141
Figura 65. Comparação dos resultados preditos baseados no modelo da migração de finos e os dados experimentais para Hisal.	144
Figura 66. Comparação dos resultados preditos baseados no modelo da migração de finos e os dados experimentais para Losal.	145

Lista de Siglas e Abreviaturas

- ASP – Álcali-Surfactante-Polímero
- CEC - *Cation Exchange Capacity*
- CFL – *Courant-Friedrichs-Lewy*
- CMC - *Critical Micelle Concentration*
- CSS – *Cycle Steam Stimulation*
- DLE – *Double Layer Expansion*
- DLVO – Teoria Derjaguin-Landau-Verwey-Overbeek
- EB – Barreira Energética
- EOR – *Enhanced Oil Recovery*
- FWAG – *Foam Assisted Water Alternating Gas*
- GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
- IMPEC – *Implicit pressure-explicit composition*
- IMPES – *Implicit pressure-explicit saturation*
- LSW – *Low Salinity Waterflooding*
- MAE – *Mean Absolut Error*
- MIE – *Multicomponent Ion Exchange*
- MSE – Mean Square Error
- O&G – Óleo e gás
- OOIP – *Original Oil-In-Place*
- OOP – *Object-Oriented Programming*
- PM – Mínimo Primário
- PVI – *Pore Volume Injected*
- RMSE – *Root Mean Square Error*
- SAGD – *Steam-Assisted Gravity Drainage*
- SEM – *Screening Electron Microscopy*
- SEQ – *Sequential Solution*
- SM – Mínimo Secundário

SPU – *Single-Point Upstream*

SS – *Simultaneous Solution*

STOIIP – *Stock-Tank Oil Initially in Place*

SWCTT - *Single Well Chemical Tracer Test*

TAN – *Total Acid Number*

TBN – *Total Base Number*

TVD – *Total Variation Diminishing*

UML – *Unified Modeling Language*

WAG – *Water Alternating Gas*

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Objetivo	2
1.2	Objetivos Específicos	2
1.3	Organização do Documento	3
2	Revisão da Literatura	5
2.1	Processos de Recuperação de Óleo	5
2.2	Injeção de Água de Baixa Salinidade	9
2.2.1	Secundário x Terciário	14
2.2.2	Condições necessárias para LSW	15
2.2.3	Aplicações em reservatórios	17
2.3	Mecanismos	20
2.3.1	Alteração da molhabilidade	21
2.3.2	Hidratação de argilominerais	25
2.3.3	Migração de finos	26
2.3.4	Variação do pH e redução de tensão superficial similar a injeção de surfactantes	28
2.3.5	Troca iônica	30
2.3.6	Efeito <i>Salting-in</i>	33
2.3.7	Expansão da dupla camada elétrica	34
2.3.8	Potencial osmótico	39
2.3.9	Microdispersões de água	40
2.4	Modelagem dos mecanismos de LSW	42
2.4.1	Interpolação da salinidade total	43
2.4.2	Troca iônica	49
2.4.3	Expansão da camada dupla elétrica e teoria E-DLVO	51
2.4.4	Complexação da superfície	52
2.4.5	Migração de Finos	54
2.5	Escoamento multifásico em meios porosos	61
2.5.1	Equação de Buckley-Leverett	62
2.5.2	Forma Adimensional	64
2.5.3	Permeabilidade relativa	65
2.5.4	Equação de transporte de componentes	67
3	Materiais e Métodos	68
3.1	Reservatório Unidimensional	68
3.2	Solução Analítica	69
3.3	Solução Numérica	71
3.3.1	Discretização do meio poroso	72
3.3.2	Arranjo central	73

3.3.3 Aproximação das Derivadas.....	74
3.3.4 Método Implícito e Explícito.....	76
3.3.5 Estabilidade e Convergência.....	77
3.3.6 Condições de contorno e inicial.....	78
3.3.7 Transmissibilidade.....	78
3.3.8 Limitadores de fluxo.....	80
3.3.9 Procedimento de solução.....	81
3.4 Modelagem do Software.....	85
4 Resultados e Discussões.....	87
4.1 Injeção de água de alta salinidade.....	87
4.1.1 Análise de refino da malha computacional.....	93
4.1.2 Análise dos parâmetros de Corey.....	94
4.1.3 Análise da mobilidade dos fluidos.....	97
4.2 LSW baseada na alteração da molhabilidade.....	98
4.2.1 Equacionamento dos modelos.....	98
4.2.2 Parâmetros da simulação.....	104
4.2.3 Procedimento de simulação.....	107
4.2.4 Análise de performance dos modelos de alteração da molhabilidade.....	109
4.2.5 Análise de dados das condições de reservatório.....	114
4.2.6 Estudo de Caso Base.....	119
4.2.7 Análises de sensibilidade.....	121
4.3 LSW baseada na migração de finos.....	124
4.3.1 Acoplamento das equações do modelo.....	124
4.3.2 Procedimento de simulação.....	127
4.3.3 Análise de sensibilidade no perfil energético.....	132
4.3.4 Validação do modelo de migração de finos.....	141
5 Conclusões.....	146
5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	148
Referências.....	149

1 Introdução

A injeção de água em reservatórios de petróleo com o objetivo de manter a pressão do reservatório além de auxiliar no deslocamento do óleo em direção aos poços produtores, tem sido utilizada por muitas décadas na indústria de óleo e gás (O&G). Após um período utilizando a injeção de água na recuperação secundária de óleo, a água começa a ser produzida junto ao poço produtor, o início dessa produção é denominado como água de ruptura (*breakthrough*). A partir disso, a porcentagem de água produzida (*water cut*) é elevada, no entanto, tem sido relatado cenários onde os poços permanecem economicamente operacionais, a elevados cortes de água, atingindo em alguns casos 98% (FARAJZADEH et al., 2022). No final do ciclo econômico do método de recuperação secundária, geralmente os reservatórios ainda apresentam uma porcentagem adicional de óleo de 15% a 25% a ser recuperado (AHMED, 2006; DAKE, 1978; LAKE, 1989).

Os métodos de recuperação avançada de petróleo (*Enhanced oil recovery – EOR*) são amplamente utilizados mundialmente no intuito de recuperar essa porcentagem adicional de óleo não recuperada pelos métodos convencionais (SATTER; IQBAL, 2016). Nas últimas décadas, o método de injeção de água de baixa salinidade (*Low salinity waterflooding – LSW*) tem atraído a atenção da indústria de óleo e gás, em razão das suas vantagens em relação aos demais métodos de EOR convencionais. Dentre essas vantagens destacam-se uma maior quantidade incremental de óleo recuperado, facilidade de implementação operacional, baixo impacto ambiental, e resultados promissores tanto para reservatórios areníticos como em reservatórios carbonáticos (ELGENDY; PORTA, 2021; KATENDE; SAGALA, 2019a). O método de LSW foi identificado por Tang e Morrow (1999) durante um estudo sobre o efeito da molhabilidade no decorrer da recuperação de óleo pela injeção de água, onde descobriu-se que a diminuição da salinidade da água injetada impactava positivamente a quantidade de óleo recuperado. Posteriormente, diversos estudos conduzidos nas últimas duas décadas indicaram que a LSW pode afetar as interações físico-químicas entre o sistema óleo/água/rocha, favorecendo a redução da quantidade de óleo remanescente no reservatório (SNOSY et al., 2020). Sendo assim, com o intuito de compreender e modelar essas complexas interações, diversos mecanismos foram propostos; porém, ainda não há um consenso acerca do principal mecanismo responsável por descrever os efeitos da LSW (SHENG, 2014). No entanto, a variedade de cenários em que os efeitos da LSW podem ou não serem observados sugere que o aumento na recuperação de óleo é o resultado da ocorrência simultânea de vários mecanismos, como alteração da molhabilidade e migração de finos (KATENDE; SAGALA, 2019a).

A alteração da molhabilidade é um dos mecanismos mais estudados e defendidos na literatura como o principal responsável por controlar os efeitos da LSW (ZHANG et al., 2020). De acordo com Rostami et al. (2019), ao injetar LSW no reservatório, a molhabilidade da superfície da rocha será alterada, indo de um estado mais hidrofóbico para um estado mais hidrofílico. Essa mudança afeta diretamente a permeabilidade relativa dos fluidos, o que

acarreta em um aumento do volume de óleo recuperado. As principais abordagens utilizadas para modelar o mecanismo de alteração da molhabilidade são classificados como troca iônica (*Multicomponent ion Exchange – MIE*) e expansão da camada dupla elétrica (*Double layer expansion – DLE*) (LAGER et al., 2008; LIGTHELM et al., 2009). Diversos estudos experimentais trazem resultados positivos para o mecanismo da alteração da molhabilidade (ALAGIC; SKAUGE, 2010; LAGER et al., 2008b; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2011; RIVET; SHELL; LAKE, 2010). Em contrapartida, alguns experimentos mostraram resultados dúbios, por não identificarem os efeitos da LSW (DRUMMOND; ISRAELACHVILI, 2002, 2004; LEBEDEVA et al., 2010; LEBEDEVA; FOGDEN, 2010).

O mecanismo da migração de finos, que tem como base o fenômeno da DLE, é defendido por alguns grupos de pesquisa como sendo o responsável por descrever os efeitos da LSW em reservatórios areníticos (BEDRIKOVETSKY; CARUSO, 2013; BORAZJANI et al., 2016). Durante a LSW, os argilominerais (finos) que estão aderidos à superfície do meio poroso são desprendidos, devido à mudança no equilíbrio de forças que atuam na partícula. A liberação desses finos leva a uma redução na permeabilidade relativa da água, e no aumento da eficiência de varrido, que segundo o mecanismo levam ao aumento no fator de recuperação do reservatório (BEDRIKOVETSKY; CARUSO, 2013). Diversos trabalhos experimentais também mostraram evidências de que a migração de finos está associada com a melhora da produção de óleo (ALAGIC; SKAUGE, 2010; CALLEGARO et al., 2014; FOGDEN, 2011; PU et al., 2010). Em contrapartida, alguns trabalhos não identificaram a produção de finos durante a injeção de LSW (ALAGIC; SKAUGE, 2010; ALOTAIBI; AZMY; NASR-EL-DIN, 2010; CISSOKHO et al., 2010; LAGER et al., 2008c).

O alto número de trabalhos contraditórios leva à necessidade de um aprofundamento do conhecimento acerca dos mecanismos e de como eles se correlacionam, atribuindo assim diferentes contribuições na modelagem dos efeitos da LSW no aumento do fator de recuperação.

1.1 Objetivo

No intuito de aumentar o entendimento acerca de como os mecanismos da alteração da molhabilidade e migração de finos contribuem para os efeitos da LSW no aumento do fator de recuperação de campos maduros de petróleo, com foco em reservatórios areníticos, um simulador será desenvolvido para viabilizar o estudo dos diferentes mecanismos e suas considerações no que tange as variáveis específicas de cada mecanismo.

1.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo do trabalho, foram propostos como objetivos específicos:

- identificar os modelos fenomenológicos disponíveis na literatura, das duas principais abordagens que descrevem os efeitos da LSW em reservatórios areníticos;

- desenvolver um simulador unidimensional do escoamento multifásico em meios porosos capaz de prever o fator de recuperação baseado em três módulos operacionais;
 - o primeiro módulo é destinado ao escoamento da injeção de água de alta salinidade;
 - segundo módulo destinado à injeção de água de baixa salinidade pelo mecanismo de alteração da molhabilidade;
 - terceiro módulo destinado à injeção da água de baixa salinidade pelo mecanismo da migração de finos;
- validar o simulador unidimensional com dados da literatura;
- avaliar a sensibilidade dos principais parâmetros intrínsecos de cada modelo.

1.3 Organização do Documento

Essa dissertação é composta por seis capítulos, sendo o primeiro capítulo responsável pela presente introdução e pela descrição dos objetivos, principal e específicos. O segundo capítulo apresenta uma revisão do estado da arte dos trabalhos experimentais conduzidos em amostras do tipo arenítico, em escala de reservatório, e os mecanismos propostos no intuito de descrever os efeitos da água de baixa salinidade. No restante do capítulo são apresentadas as principais correlações associadas aos mecanismos anteriormente descritos. Além disso, é apresentado como o escoamento multifásico em meios porosos pode ser descrito pela equação de *Buckley-Leverett*, junto com a equação generalizada do transporte multicomponente.

O terceiro capítulo enfoca na apresentação da escolha da geometria do reservatório a ser simulado, bem como nos métodos de solução analítica e numérica do sistema de equações lineares e não lineares formados pelos módulos da injeção de água de alta e baixa salinidade. Nessa seção também são apresentados conceitos relativos à estabilidade, convergência, tratamento da transmissibilidade entre blocos de malha, tratamento de oscilações numéricas e o procedimento das soluções numéricas. Por fim, é mostrado como foi feita a modelagem do simulador.

O quarto capítulo reúne todos os resultados gerados durante o desenvolvimento da pesquisa. Sendo a primeira parte do capítulo voltado para o primeiro módulo de simulação, com o detalhamento do procedimento de simulação e a realização da validação dos resultados preditos pelo modelo de *Buckley-Leverett*. Em seguida, enfocou-se no estudo do refino da malha computacional, além da análise de alguns parâmetros de Corey no deslocamento da frente de avanço. A segunda parte do capítulo apresenta a investigação dos efeitos da LSW na alteração da molhabilidade, com a construção dos sistemas de equações para os modelos selecionados a serem implementados. Esses modelos passaram por uma análise de performance, em paralelo, essa avaliação foi utilizada para validar os modelos no segundo

módulo. Em seguida, foi conduzida uma análise de dados acerca das diferentes condições em que os experimentos são realizados, e um pseudo-cenário foi proposto. Após isso, uma análise de sensibilidade foi conduzida, utilizando o novo pseudo-cenário e o modelo que obteve a melhor resposta na análise de performance. No terceiro módulo implementou-se um modelo baseado na migração de finos, e com isso, foi realizado um estudo para avaliar como a variação de diferentes variáveis operacionais influenciam no desprendimento do fino da superfície da rocha. Por último, foi realizada a validação do modelo via comparação com dados experimentais.

O último capítulo resume as conclusões desta pesquisa e apresenta recomendações para pesquisas futuras.

2 Revisão da Literatura

Nesse capítulo serão abordados conceitos e fundamentos básicos para a modelagem do método de recuperação avançada pela injeção de água de baixa salinidade em reservatórios areníticos, além do estado da arte dessa técnica. Primeiro, serão introduzidos os diferentes processos de recuperação de óleo em que um reservatório pode ser submetido no seu ciclo produtivo. Em seguida, o estado da arte da injeção de LSW em reservatórios areníticos será fornecido. Será apresentada uma variedade de mecanismos propostos nas últimas duas décadas, que tentam descrever os efeitos da injeção de LSW no aumento do óleo recuperado. Por fim, são apresentadas diferentes correlações baseados em abordagens físico-químicas distintas utilizadas para caracterizar os efeitos da injeção de LSW. Além disso, serão apresentadas as principais equações responsáveis por modelar o escoamento multifásico em meios porosos.

2.1 Processos de Recuperação de Óleo

Durante seu ciclo de vida, um reservatório de petróleo poderá estar envolvido com diferentes tipos de mecanismos de recuperação de óleo. De acordo com Green e Willhite (1998), esses mecanismos podem ser classificados em três estágios cronologicamente chamados de recuperação primária, recuperação secundária e recuperação terciária. No entanto, geralmente as operações de produção não são conduzidas seguindo estritamente essa ordem, como no cenário onde o óleo do reservatório é muito viscoso, e não é economicamente viável a utilização da recuperação primária (JIN; CHEN, 2019).

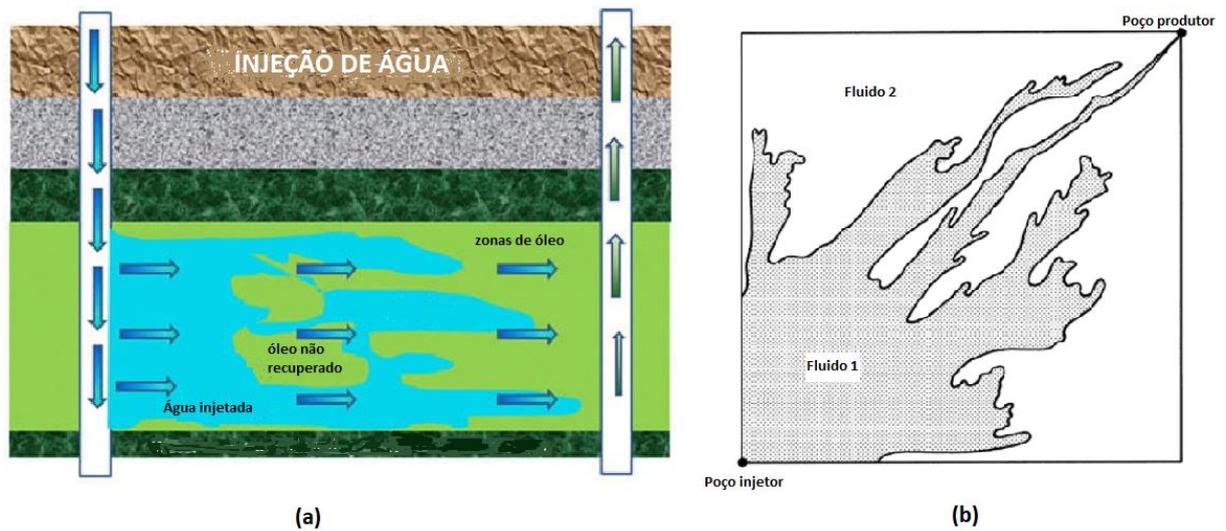
A recuperação primária é o estágio onde o óleo será deslocado devido a energia natural contida no reservatório ou com o auxílio de bombas e outros dispositivos de elevação artificial. No processo de produção há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos dos reservatórios e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. As forças viscosas e capilares presentes no meio poroso estão associadas com as resistências encontradas pelos fluidos. Durante a vida produtiva do poço, o consumo dessa energia primária será refletido na redução do gradiente de pressão do reservatório, levando numa queda em sua produtividade (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). De acordo com Ahmed (2006), existem seis fontes que suprem a energia primária do reservatório: a primeira delas é a expansão da rocha e do líquido, seguido pela liberação de gás dissolvido em óleo, presença de capa de gás, presença de um aquífero, diferença de densidades de fluidos dentro do reservatório, e uma combinação de fontes. Nesse tipo de recuperação, a depender das propriedades do reservatório, apenas 5-15% do OOIP (*Original Oil-In-Place*) é recuperado.

Quando o processo primário não for mais economicamente viável, ou seja, ocorrer uma queda da produção de óleo devido ao consumo das energias primárias, se inicia o processo de recuperação secundária (GREEN; WILLHITE, 1998). Tradicionalmente, o processo de recuperação secundária engloba a injeção de fluidos no reservatório. No entanto, o termo

da recuperação secundária é mais comumente conhecido como o processo de injeção de água, que tem como finalidade manter a pressão do reservatório em níveis elevados, preservando razoavelmente as características dos fluidos e do fluxo. Nesse processo, o deslocamento de óleo se dá sem qualquer interação entre o sistema óleo-água-rocha (AHMED, 2006). O sucesso de um projeto de injeção de fluidos pode ser avaliado numericamente por meio de parâmetros denominados de eficiência de varrido horizontal, eficiência de varrido vertical e eficiência de deslocamento. Sendo a eficiência de varrido, a área do reservatório em que foi invadida pela fluido injetado até um instante específico. O percentual da área da seção vertical invadida pela água é denominado de eficiência de varrido vertical. A relação entre o volume do reservatório invadido pelo volume total do fluido injetado é conhecida como a eficiência volumétrica. Sendo que, a eficiência volumétrica não é suficiente para a determinação do volume de óleo deslocado. A capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros rocha é medida pela eficiência de deslocamento (LAKE, 1989).

Portanto, enquanto a determinação da eficiência de varrido de um reservatório indica a quantidade de óleo deslocado, a eficiência volumétrica indica as regiões invadidas pelo fluido injetado, sem necessariamente indicar a quantidade deslocada. Logo, os baixos valores das eficiências de varrido de um reservatório propiciam a formação de caminhos preferenciais, conforme ilustrado pela Figura 1. Os caminhos preferenciais facilitam o deslocamento da água injetada ao longo do meio poroso, atingindo assim rapidamente o poço produtor, mais comumente conhecido como o ponto de *breakthrough*. Além disso, haverá altos volumes de água produzida (DONALDSON; CHILINGARIAN; YEN, 1989).

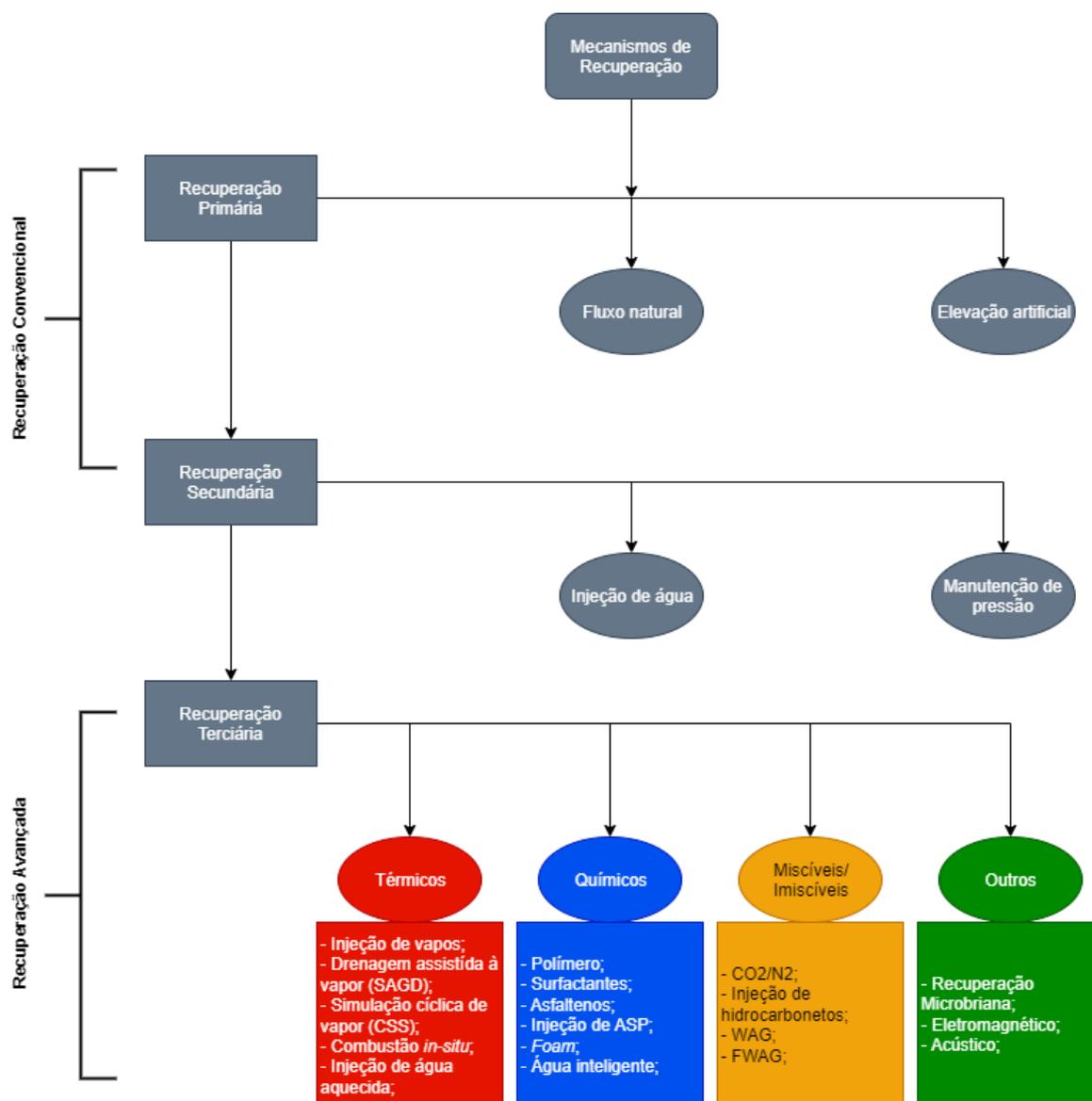
Figura 1. Formação de caminhos preferenciais pela injeção de água. (a) Perspectiva lateral da recuperação secundária e como o caminho preferencial impacta na eficiência de varrido verticalmente, (b) perspectiva superior da recuperação avançada e como o caminho preferencial impacta na eficiência de varrido horizontal.



Fonte: Adaptado de Lake (1989).

A recuperação secundária consegue produzir uma quantidade adicional de 20-30% do OOIP; um outro meio de aumentar a produção de óleo do reservatório é através dos métodos terciários, também conhecidos como métodos de recuperação avançada (EOR). Os métodos de EOR são baseados na injeção de fluidos no reservatório, no qual agem na complementação da energia natural do reservatório utilizada no deslocamento do óleo em direção ao poço produtor. Diferentemente do método secundário, os fluidos injetados irão interagir com o sistema óleo-água-rocha, e essa interação irá proporcionar condições favoráveis a produção adicional de óleo, na faixa de 4-11% do OOIP (GREEN; WILLHITE, 1998). De acordo com Thomas (2001), os métodos de EOR atuam em duas situações distintas, a primeira é quando a viscosidade do fluido injetado é relativamente menor do que a do fluido deslocado, o que acarreta na formação de caminhos preferenciais. A segunda situação onde os métodos EOR atuam é quando o óleo possui altas tensões superficiais, o que reduz a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo, consequentemente, aumentando a saturação de óleo residual nas regiões já varridas. De forma geral, os métodos EOR atuam na recuperação de óleo devido à baixa eficiência de varrido e óleo aprisionada em regiões varridas. Portanto, os métodos de EOR basicamente atuam para solucionar essas duas situações, e podem ser classificados em quatro categorias diferentes: métodos térmicos, métodos químicos, métodos de gás, e outros processos, conforme ilustrado pela Figura 2.

Figura 2. Diagrama dos mecanismos de recuperação de óleo durante o período produtivo de um reservatório de petróleo.



Fonte: autoria própria.

Os métodos térmicos têm como alvo a redução da viscosidade do óleo e distinguem-se pela maneira em que o calor é transferido ao fluido do reservatório. O primeiro desses métodos é a injeção de fluidos aquecidos, ou seja, o calor é gerado na superfície e, em seguida, é transportado ao interior da formação. O segundo é chamado de combustão *in-situ*, onde inicia-se o processo por meio da injeção de ar aquecido, que vai induzir o processo de oxidação do óleo, gerando calor, até se atingir uma temperatura de ignição, a partir da qual irá ocorrer um processo de combustão dentro da formação (SPEIGHT, 2016).

Os métodos miscíveis são processos de injeção de gases caracterizados pela ausência de interface entre os fluidos injetado e deslocado, sendo relevante nesse processo a redução das forças capilares e interfaciais que atuam para reter o óleo aprisionado. Um dos desafios desse método é o controle da miscibilidade dos fluidos, que é dependente da similaridade química entre os fluidos e as condições de pressão e temperatura. São classificados como métodos miscíveis, a injeção de hidrocarbonetos, a injeção de banco miscível de GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), injeção de gás enriquecido (alto teor de CH_4), injeção de gás pobre à alta pressão (baixo teor de CH_4) e a injeção de CO_2 . Porém, existem diversos métodos caracterizados pela injeção de gases imiscíveis (GREEN; WILLHITE, 1998).

De acordo com Shalabi e Sepehrnoori (2017), a classificação outros, é composta por uma variedade de métodos, como os métodos baseados em técnicas microbiológicas, eletromagnéticas e acústica. Já os métodos químicos podem ser considerados como métodos que dependem da adição de um ou mais composto químico em um fluido a ser injetado no reservatório, seja para reduzir a tensão superficial dos fluidos do reservatório como também para melhorar a eficiência de varrido do fluido injetado. São classificados como método químico, a injeção de polímero, a injeção de solução micelar, a injeção de ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) e a injeção de água inteligente. De modo geral, o termo “água inteligente” é utilizado por alguns autores para indicar a injeção de uma água projetada, onde sua composição será ajustada, distinguindo-se da composição da água de formação com o objetivo de perturbar o equilíbrio de óleo-água-rocha, modificando a condição inicial da molhabilidade e o surgimento de uma gama de efeitos. Com isso, o óleo irá deslocar-se com mais facilidade na matriz de poros e haverá um aumento da quantidade de óleo em relação aos métodos convencionais de injeção de água (SHENG, 2013). De acordo com Alexeev (2015), esse método é usualmente utilizado em reservatórios do tipo carbonático. No entanto, a injeção de LSW, mais comumente utilizada em reservatórios do tipo areníticos, também é classificada como uma água inteligente (WOOD e YUAN, 2018).

2.2 Injeção de Água de Baixa Salinidade

O trabalho publicado por Johnston e Beeson (1945) foi o primeiro a destacar os efeitos da salinidade da água no meio poroso. Em experimentos realizados em testemunhos areníticos verificou-se uma redução na permeabilidade da água quando a concentração de cloreto de sódio ($NaCl$) era reduzida. A hipótese elaborada pelos autores explica que esse fenômeno era consequência da presença de argilominerais hidratadas presentes na superfície da rocha arenítica. Posteriormente, Bernard (1967) conduziu experimentos onde foram injetadas salmouras com diferentes concentrações de $NaCl$ e água destilada em um testemunho arenítico. Os experimentos indicaram que o volume de óleo recuperado não sofria alteração durante a injeção de água quando a concentração de $NaCl$ estava entre 1 e 15% em peso. No entanto, quando a concentração de $NaCl$ estava entre 0 e 1% em peso, um aumento no volume de óleo recuperado foi observado, sendo o aumento atribuído ao inchamento das argilominerais presentes na superfície das rochas areníticas e ao bloqueio de

poros. Mesmo com seu alto grau de relevância para o desenvolvimento de uma nova tecnologia, esse trabalho não atraiu muito atenção da indústria de óleo e gás naquele período.

A injeção de LSW começou a ganhar relevância após os trabalhos conduzidos pelo grupo de pesquisa de Morrow e seus colaboradores, onde foram realizadas diversas pesquisas para avaliar o impacto de diferentes composições da água injetada no volume de óleo recuperado para reservatórios areníticos (TANG; MORROW, 1997, 1999c; YILDIZ; MORROW, 1996; ZHANG; MORROW, 2006; ZHANG; XIE; MORROW, 2007). Jadhunandan et al. (1995) estudaram a correlação entre o volume de óleo recuperado e a molhabilidade ajustando algumas propriedades do experimento, como composição da água injetada, saturação de água inicial e temperatura. Os autores conduziram mais de 50 experimentos em testemunhos areníticos *Berea*, sendo o óleo utilizado proveniente dos reservatórios *Moutray* e ST-86. Diferentes combinações de salinidade e composição iônica foram utilizadas na água de injeção, sendo os íons utilizados o $NaCl$ e $CaCl_2$. Nesses experimentos a molhabilidade da superfície da rocha foi estimada por meio do método de Amott. Quando a molhabilidade aproxima-se da neutralidade o volume de óleo recuperado atinge o seu valor máximo. Quando os experimentos conduzidos com diferentes óleos foram comparados, os resultados mostraram que para o óleo ST-86 a variação da composição iônica não impactava na alteração da molhabilidade, já os demais parâmetros possuíam um baixo grau de sensibilidade. Em contrapartida os experimentos conduzidos com o óleo *Moutray* mostraram alta sensibilidade para todos os parâmetros. Jadhunandan et al. (1995) concluíram que os três parâmetros avaliados possuem alta relevância na determinação da molhabilidade do sistema óleo/água/rocha.

Yildiz e Morrow (1996) estudaram os efeitos da composição da água injetada no volume de óleo recuperado. Nos experimentos foi utilizada água com duas composições distintas, a primeira era composta de 4% em peso de $NaCl$ + 0,5% em peso de $CaCl_2$, já a segunda possuía apenas 2% em peso de $CaCl_2$. O óleo utilizado era proveniente do reservatório *Moutray* e o testemunho era arenítico. Dois procedimentos experimentais foram utilizados, o primeiro a composição da água injetada não sofreria alteração durante sua realização e o segundo procedimento a composição iônica da água seria alterada durante o experimento. Essa modificação levou a comportamentos distintos, sendo que nos casos sem alteração da composição, a água composta apenas com $CaCl_2$ sempre resultava no maior volume de óleo recuperado. Yildiz e Morrow (1996) também estudaram os efeitos do óleo proveniente do reservatório *Alaskan*, e os resultados mostraram que, para esse óleo, o volume de óleo recuperado era 15% maior quando a água com a primeira composição era utilizada. Com isso, dois pontos relevantes foram levantados, o primeiro que a alteração da composição iônica da água era um fator de alta relevância no aumento do fator de recuperação, e o segundo que o aumento do volume de óleo recuperado e a alteração da molhabilidade está altamente correlacionado com o tipo de óleo utilizado.

Tang e Morrow (1997) observaram um aumento de 5,8% no volume de óleo recuperado durante a injeção de LSW. Os testes conduzidos foram realizados em testemunhos areníticos *Berea*, sendo que o óleo utilizado nos experimentos foi coletado de três reservatórios distintos, *Dagang*, *Prudhoe Bay* e *CS*. Para identificar os efeitos da salinidade no volume de óleo recuperado, a água injetada teve sua concentração reduzida em 10 vezes. Em seguida, foi aumentada em dez vezes a razão entre a concentração de íons divalentes e monovalentes presentes na água injetada. Para essa modificação não houve aumento no volume de óleo recuperado. Tang e Morrow (1999) encontraram um aumento do volume de óleo recuperado ao injetar a água diluída 10 e 100 vezes em um testemunho arenítico *Berea*. Nesse trabalho foram utilizados óleo cru e óleo refinado, e quando o óleo refinado foi utilizado ao invés de óleo cru, a redução da salinidade não acarretou no aumento do volume de óleo recuperado. Confirmando que a presença de componentes polares no óleo é necessária para que aja uma sensibilidade do óleo recuperado com a redução da salinidade. Tang e Morrow (1999) realizaram experimentos para verificar o impacto da mobilização das argilominerais na sensibilidade entre a salinidade e o aumento do volume de óleo recuperado, os testemunhos foram aquecidos e acidificados para remoção de óxidos de metal, esse procedimento removeu os argilominerais da superfície do testemunho, tornando assim, a recuperação do óleo independentes da salinidade. Outro caso onde não há aumento do volume de óleo recuperado é quando o testemunho é totalmente saturado com óleo, ou seja, sem a presença de água conata (água aprisionada nos poros de uma rocha-reservatório antes do início da produção). Por último foi analisado o impacto da condição inicial da molhabilidade do sistema, onde faz-se necessário uma maior molhabilidade a óleo possível para que o efeito da salinidade seja maximizado. Portanto, esse trabalho foi a primeira tentativa de listar condições necessárias para o sucesso do método de injeção de LSW em rochas areníticas.

Experimentos semelhantes conduzidos com óleo refinado também não identificaram nenhum aumento no volume de óleo recuperado durante a injeção de LSW (BARTELS et al., 2017; HADIA et al., 2012; TANG; MORROW, 1999a; TETTEH; RANKEY; BARATI, 2017; ZHANG; XIE; MORROW, 2007). Essa falta de resposta da LSW é decorrente da ausência de componentes polares presentes nos óleos refinados, que é uma condição necessária para a ocorrência dos efeitos da LSW. Morrow et al. (1998) além de confirmarem essa condição, concluíram que a LSW demonstra resultados semelhantes para diferentes razões entre o número total de ácido (*Total Acid Number* - TAN) e o número total de base (*Total Base Number* - TBN). Diversos estudos foram conduzidos por Buckley e colaboradores na tentativa de investigar a relação entre a molhabilidade inicial da rocha e a composição do óleo (BUCKLEY, 2001; BUCKLEY; LIU; MONSTERLEET, 1998; BUCKLEY; WANG, 2002). Nesses trabalhos é afirmado que a estabilidade dos asfaltenos desempenha um papel fundamental na determinação da molhabilidade. Suijkerbuijk et al. (2012) tentaram, sem sucesso, estabelecer uma correlação univariável entre as propriedades do óleo, TAN, TBN e a porcentagem de asfalteno, com a molhabilidade. Apesar disso, concluíram que as características do óleo

encontrado no reservatório ditam o estado inicial da molhabilidade da rocha, conseqüentemente, a extensão dos efeitos da LSW.

Suijkerbuijk et al. (2012) estudaram também o impacto da composição da água de formação no aumento do volume de óleo recuperado. Para isso experimentos de embebição foram conduzidos em testemunhos arenítico utilizando doze combinações de composição iônica da água de formação. Por meio dos resultados concluiu-se que o aumento da concentração de íons divalentes na água de formação tornava a superfície da rocha mais molhável a óleo, beneficiando assim os efeitos da LSW. Esse comportamento foi corroborado pelos trabalhos de Jadhunandan e Morrow (1995), Mcguire et al. (2005), Sharma e Filoco (2000), Shehata e Nasr El-Din (2015), Zhang e Morrow (2006). Shehata e Nasr El-Din (2015) investigaram a relação da água conata na eficiência da LSW em testemunhos areníticos por meio de experimentos de embebição espontânea. Os resultados mostraram uma alta recuperação de óleo quando o testemunho era saturado com uma água de formação contendo íons Ca^{2+} e Mg^{2+} em comparação aos testemunhos saturados com uma água contendo apenas íons monovalentes. Suijkerbuijk et al. (2012) avaliaram também o impacto de diferentes íons divalentes na composição iônica da água de formação. A água de formação mais rica em Ca^{2+} torna a superfície da rocha mais molhável a óleo quando comparada com a água de formação rica em Mg^{2+} . Essa informação é crucial para diferenciar as molhabilidades de reservatórios marinhos, pois a concentração de Mg^{2+} excede em 10 vezes a concentração de Ca^{2+} , diminuindo assim, em certo nível, a eficácia do método de LSW.

Alguns autores foram além da composição e investigaram o impacto da saturação da água conata, em que, a presença de água conata resulta na formação de uma camada intermediária entre a superfície da rocha e o óleo, que está eletrostaticamente aderido à superfície. Essa camada intermediária facilita a transferência de íons entre o fluido e a superfície da rocha. Portanto, sem a presença de água conata a camada intermediária não estaria presente dificultando a transferência de íons, conseqüentemente afetando nos efeitos da LSW (BRADY; THYNE, 2016; ZAERI et al., 2019). Tang e Morrow (1999) observaram que o óleo recuperado pela injeção de LSW era quase similar ao volume de óleo recuperado pela injeção de água de alta salinidade, quando os experimentos eram conduzidos com a saturação de água inicial igual a zero. Zhang e Morrow (2006) definem que o aumento do volume de óleo recuperado está correlacionado com a saturação de água inicial. Sharma e Filoco (2000) realizaram alguns experimentos variando a salinidade da água conata de 0,3%, 3% e 20% de *NaCl*, mantendo a concentração constante da água injetada de 3% de *NaCl*. Nesses experimentos, o volume de óleo recuperado era maior para os casos onde a salinidade da água conata era menor. Portanto, os autores assumiram que a salinidade da água conata é o principal fator que controla o mecanismo de LSW, e a salinidade da água injetada não possui nenhum impacto no aumento do volume de óleo recuperado.

Os resultados apresentados por Sharma e Filoco (2000) estão em contradição com diversos trabalhos experimentais publicados, onde foi mostrado os efeitos da salinidade da

água injetada no aumento do volume de óleo recuperado. Por exemplo, Chandrashegaran (2015) definiram uma salinidade ótima da água injetada de 0,2% em peso de *NaCl* para a maioria dos cenários e tipos de rochas. Morrow e Buckley (2011) identificaram um aumento moderado do volume de óleo recuperado durante a injeção de LSW contendo aproximadamente 0,2-0,5% em peso de *NaCl*. Vários estudos identificaram que os efeitos da LSW só são observados dentro de uma faixa de salinidade, sendo essa salinidade menor do que a salinidade da água conata (AUSTAD; REZAEIDOUST; PUNTERVOLD, 2010; BATIAS et al., 2009; CISSOKHO et al., 2010; LAGER et al., 2008b; MCGUIRE et al., 2005). Desde que as demais condições necessárias sejam atendidas, os estudos mostraram que quando a salinidade da água injetada está entre 1000-2000 ppm, os efeitos da LSW são observados em quase todos os casos. Webb, Black e Al-Ajeel (2003) conduziram experimentos, onde verificou-se uma salinidade crítica de até 5000 ppm. Esse conjunto de estudos revelou que os efeitos da LSW no aumento do volume de óleo recuperado são observados quando a salinidade da água injetada está dentro do intervalo de 1000 – 5000 ppm. No entanto, Rezaeidoust, Puntervold e Austad (2010) apontaram a importância da composição da água injetada em detrimento da salinidade. Como no caso onde a LSW injetada possui alta concentração de íons divalentes, o que pode interromper o aumento do óleo recuperado (TANG; MORROW, 1999a). Todavia, a remoção total dos íons divalentes da água de injeção é insuficiente para a garantia dos efeitos da LSW, por exemplo, para os casos onde a concentração dos íons monovalentes são elevadas (LIGTHELM et al., 2009b; ZHANG; XIE; MORROW, 2007). Alguns autores sugerem a definição de uma composição ótima da LSW, onde seus efeitos sejam maximizados (AUSTAD; REZAEIDOUST; PUNTERVOLD, 2010; LAGER et al., 2008b).

Agbalaka et al. (2009) destacaram a importância da salinidade, mas também o impacto da temperatura na eficiência da injeção de LSW. Foi observado que a injeção de água a altas temperaturas resulta em um maior volume de óleo recuperado, ou seja, os efeitos da LSW estão correlacionados com a temperatura da água injetada. Morrow et al. (1998) já tinham estabelecido que um maior volume de óleo recuperado ocorria quando a temperatura da água injetada era superior a temperatura do reservatório. Os resultados obtidos por Cissokho et al. (2010) corroboram os trabalhos anteriores, onde foi verificado a dependência da temperatura da água injetada, mas também da temperatura de envelhecimento do testemunho. Nesse trabalho foram conduzidos experimentos em testemunhos do reservatório *North Sea* com diferentes temperaturas de envelhecimento e de injeção. Não identificou-se aumento do óleo recuperado para os testemunhos envelhecidos a 60°C, após a injeção de LSW tanto a 60°C como a 130°C, enquanto que nos testemunhos envelhecidos a 90°C verificou-se uma resposta a injeção de LSW a 60°C, 90°C e 130°C. Skrettingland et al. (2011) trazem resultados divergentes, onde os testemunhos utilizados nos experimentos foram envelhecidos a 60°C, e foi injetada LSW a 35°C e 60°C, porém, os efeitos da LSW só são observados a 35°C. Esses resultados foram incomuns, porque segundo Jadhunandan e Morrow (1995) o aumento da temperatura de envelhecimento de um testemunho diminui a molhabilidade à água da superfície da rocha. Já o aumento da temperatura causa uma redução

do tamanho de agregação, e, conseqüentemente, resulta no aumento da solvência dos componentes polares do óleo, facilitando os efeitos da LSW (BUCKLEY et al., 1997).

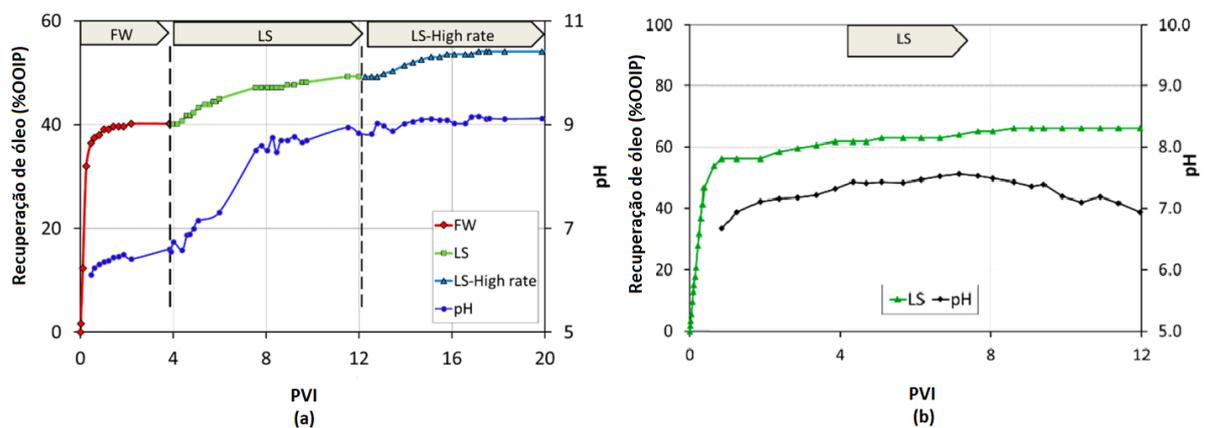
Reinholdtsen et al. (2011) sugerem que a presença de silicatos plagioclásio no reservatório induz o aumento do pH da água de formação, resultando na redução da capacidade das argilominerais em aderir óleo a sua superfície durante o processo de envelhecimento do testemunho. Essa situação configura a superfície da rocha um estado inicial mais molhável a água, diminuindo a eficiência do método de LSW. De acordo com diversos estudos, o método de injeção de LSW aumenta a recuperação de óleo apenas em testemunhos que possuam argilominerais (AL-SAEDI et al., 2018a, 2018b, 2019a; MCGUIRE et al., 2005; PU et al., 2010; TANG; MORROW, 1999a). Tang e Morrow (1999) e Pu et al. (2010) conduziram experimentos em testemunhos livres de argilominerais ao serem aquecidos a 800°C e acidificados. Os resultados mostraram que ao injetar LSW nesses testemunhos não observou-se nenhum aumento no volume de óleo recuperado. Os autores concluíram que o aumento do óleo recuperado está correlacionado com a quantidade de caulinita presente na superfície da rocha do reservatório. No entanto, o trabalho conduzido por Austad, Rezaeidoust e Puntervold (2010) produziu resultados divergentes, onde foram observados os efeitos da LSW em testemunhos livres de caulinita. Os autores também declararam que devido à baixa capacidade de troca iônica (*Cation Exchange Capacity – CEC*), existe a possibilidade de a caulinita ser o tipo de mineral menos vantajoso para o método de LSW. Cissokho et al. (2010) observaram que o aumento de óleo recuperado pela injeção de LSW estava relacionado com diferentes tipos de argilominerais presentes na superfície da rocha do reservatório, sendo os minerais testados a illita, a muscovita e a clorita. Segundo Zhang e Morrow (2006), a presença de clorita tem sido relacionada a resultados contraditórios em experimentos em testemunhos areníticos.

2.2.1 Secundário x Terciário

Os experimentos da injeção de LSW em testemunhos podem ser conduzidos de duas maneiras distintas. A primeira é considerando uma injeção terciária, onde a amostra do meio poroso é saturada primeiramente com água de formação até não haver mais produção de óleo, daí se tem o início da injeção de LSW. Já na abordagem secundária a injeção de LSW se dá após a restauração da amostra em suas condições iniciais de molhabilidade e saturação de água inicial. Tanto os experimentos secundários como os terciários mostraram bons resultados, sendo observado uma maior produção de óleo nos experimentos que utilizam a primeira abordagem (AGBALAKA et al., 2009; FJELDE; MARIE ASEN; OMEKEH, 2012; PIÑEREZ TORRIJOS et al., 2016; SHEHATA; NASR-EL-DIN, 2014; ZHANG; TWEHEYO; AUSTAD, 2007). No entanto, em alguns casos não foram observados nenhum incremento na abordagem terciária (NASRALLA; ALOTAIBI; NASR-EL-DIN, 2011; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2014; RIVET; SHELL; LAKE, 2010; ZHANG; MORROW, 2006) e secundária (EIKREM, 2014). Avaliando a porcentagem de óleo recuperado para os experimentos conduzidos com a abordagem terciária, tem-se que a quantidade de óleo recuperado máxima atingiu o valor de 15% OOIP (ASHRAF; HADIA;

TORSAETER, 2010; CALLEGARO et al., 2013; GAMAGE; THYNE, 2011; HADIA et al., 2012; PU et al., 2010; REZAEIDOUST; PUNTERVOLD; AUSTAD, 2010; SHAKER SHIRAN; SKAUGE, 2012). Já para os experimentos conduzidos utilizando a abordagem secundário, encontra-se valores máximos de 20% (ALAGIC; SKAUGE, 2010; ASHRAF; HADIA; TORSAETER, 2010; HOSSEINZADE KHANAMIRI; TORSÆTER; STENSEN, 2016; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2011; RAMANATHAN; SHEHATA; NASR-EL-DIN, 2015; ZEINIJAHRIMI; BEDRIKOVETSKY, 2013; ZEKRI; NASR; AL-ARABAI, 2012). A Figura 3 ilustra as diferenças nas curvas de óleo recuperado em função do volume de poro injetado (*Pore volume injected – PVI*), para as abordagens secundária e terciária.

Figura 3. Curvas de recuperação de óleo em função do volume de poro injetado PVI. (a) Curva característica da abordagem terciária, (b) curva característica da abordagem secundária.



Fonte: Adaptado de Piñerez Torrijos et al. (2016).

2.2.2 Condições necessárias para LSW

À medida que o número de publicações de trabalhos experimentais no intuito de investigar os efeitos da LSW aumentam, algumas condições operacionais para o correto funcionamento do método tornam-se mais evidentes. As condições necessárias estão listadas na Tabela 1, onde a variação dessas condições pode resultar em mudanças significativas do volume de óleo recuperado.

Tabela 1. Parâmetros necessários para que os efeitos de LSW sejam observados.

Parâmetros	Observações
Mineralogia	A presença de argilominerais é crucial para uma maior predominância dos efeitos da LSW. Os efeitos ainda são observados quando o reservatório possui baixa concentração de caulinita, porém, faz-se necessário a presença de minerais com alto índice de CEC.
Molhabilidade inicial	Para que os efeitos da LSW sejam captados, a superfície da rocha deve possuir uma molhabilidade mais próxima do óleo possível, pois, a alteração da molhabilidade é uma das principais consequências utilizadas na maioria dos mecanismos propostos para descrever os efeitos da LSW.
Água injetada	Uma salinidade crítica é observada em muitas publicações, onde os efeitos da LSW começam a influenciar o aumento do óleo recuperado. Além disso, é necessário o ajuste da concentração de íons chaves que influenciam nas interações entre o sistema óleo-água-rocha. Água com baixo teor de Na^+ e uma concentração razoável de Ca^{2+} , Mg^{2+} e SO_4^{2-} .
Água conata	Água de formação deve estar presente para que os efeitos da LSW sejam sentidos no aumento do óleo recuperado. Um gradiente de salinidade faz-se necessário para um efeito predominante da LSW. No entanto, foi observado em uma pequena quantidade de experimentos o aumento de óleo recuperado quando a água conata e injetada possuía a mesma salinidade. A água conata deve possuir alta concentração de íons monovalentes e divalentes, pois a presença desses íons na água de formação eleva a adesão de componentes polares presente no óleo na superfície da rocha. No entanto, o aumento da saturação da água conata leva na redução da adesão desses componentes polares.

Composição do óleo

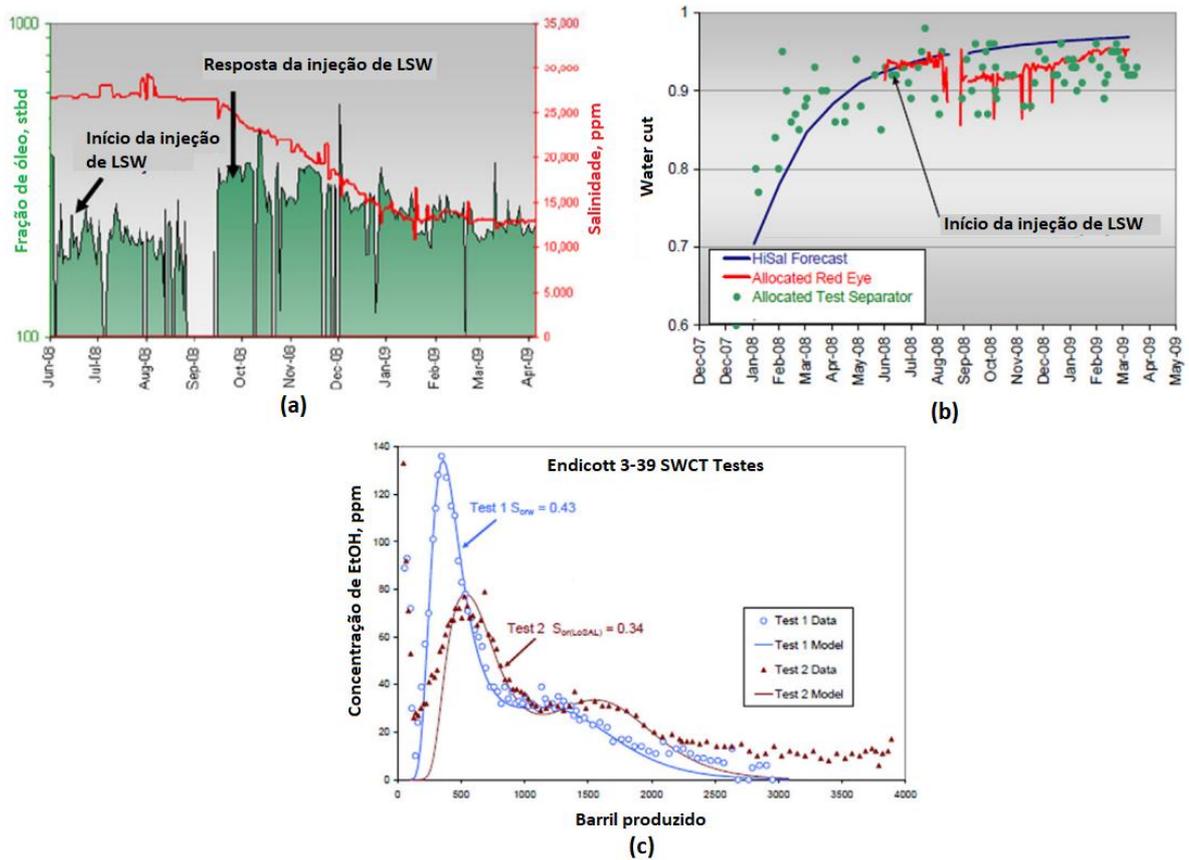
Componentes polares presentes no óleo são importantes, pois assume-se que as interações do sistema óleo-água-rocha dependem da superfície carregada do óleo. Óleo apolar produz uma condição inicial de molhabilidade à água, diminuindo a eficiência do aumento de óleo recuperado.

2.2.3 Aplicações em reservatórios

Para confirmar os resultados dos experimentos laboratoriais, Webb, Black e Al-Ajeel (2003) foram pioneiros e conduziram um experimento *log-inject-log* em um reservatório clástico para avaliar como a injeção de LSW modifica a saturação de óleo residual próximo do fundo do poço. Foi injetada em sequência no reservatório, água com 3 salinidades distintas, 220.000 mg/L, 170.000 mg/L e 3.000 mg/L. Após a estabilização de cada teste, o procedimento *log-inject-log* foi executado no fundo do poço. Para as altas salinidades, 220.000 mg/L e 170.000 mg/L, não houve alteração na saturação de óleo residual, porém, para a água com salinidade de 3.000 mg/L a saturação de óleo residual sofreu uma redução significativa entre 25-50%.

Mcguire et al. (2005) conduziram quatro circuitos de testes SWCTT (*Single Well Chemical Tracer Test*) no reservatório arenítico *Alaska North Slope*, confirmando os resultados favoráveis ao injetar LSW, o que mostra a reprodutibilidade dos experimentos laboratoriais. A injeção de LSW levou a redução da saturação de óleo residual em 4-9%, o que refletiu num aumento do volume de óleo recuperado de 6-12% do OOIP. Outro experimento bem-sucedido conduzido no reservatório do Alaska foi realizado por Lager et al. (2008). Após 12 meses de injeção de LSW a produção de óleo foi dobrada, porém, nesse teste não foram identificados alguns fenômenos visualizados nos experimentos laboratoriais como o inchaço da argila ou danos a formação devido ao bloqueio dos poros. Subsequentemente, Seccombe et al. (2010) realizou novos testes SWCTT no campo *Endicott* no reservatório do *Alaska North Slope*. Os testes foram implementados numa zona única do reservatório, onde o poço injetor distanciava-se do poço produtor em 1040 ft. O poço produtor foi monitorado para identificar variações na produção de água e composição iônica após a injeção de LSW, e os resultados indicaram uma redução de 95% para 92% da produção de água. Além disso, 10% do óleo adicional foi recuperado da zona, onde houve uma redução na saturação de óleo residual de 41% a 28%. A Figura 4 apresenta algumas análises realizadas nos trabalhos dos autores citados anteriormente.

Figura 4. Resultados da injeção de água de baixa salinidade no campo Endicott no Alasca. (a) Aumento da produção de óleo em relação a diminuição da salinidade da água injetada, (b) redução da fração de água produzida, e (c) redução da saturação de óleo residual.



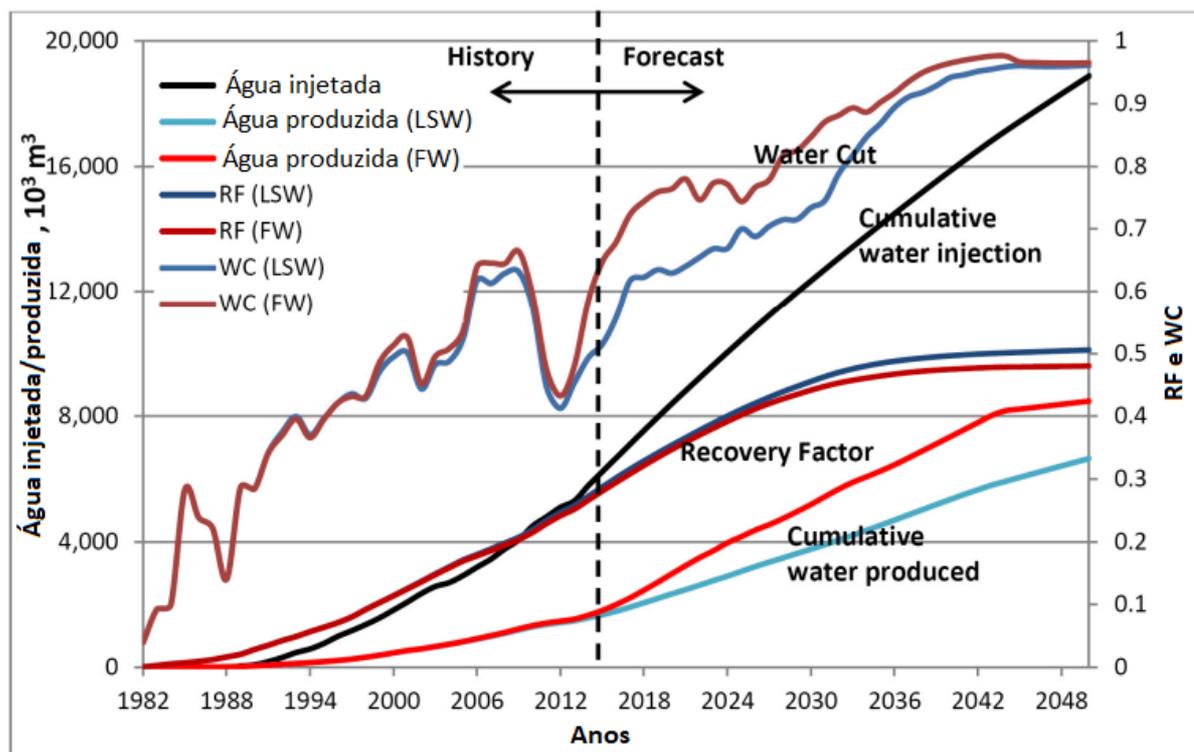
Fonte: adaptado de Bartels et al. (2019)

A injeção de LSW foi aplicada em alguns reservatórios no Oriente Médio (ABDULLA et al., 2013; AL-QATTAN et al., 2018; LIGTHELM et al., 2009b; MAHANI et al., 2011; VLEDDER et al., 2010). Como no trabalho de Vledder et al. (2010), onde injetou-se LSW no campo de *Omar*. O reservatório em questão foi aberto em 1989, possui óleo leve com viscosidade de 0,3 cp, água de formação com salinidade de 90.000 mg/L, e concentração de íons divalentes iguais a 5.000 mg/L; além disso, sua superfície contém 0,5-4% de argilominerais, no qual 95% é caulinita. Utilizando como fonte para injeção a água do rio, com salinidade de 500 mg/L e menos de 100 mg/L de íons divalentes. Os resultados indicaram que uma quantidade adicional de óleo de 10-15% do OOIP foi recuperada após a LSW. Mahani et al. (2011) conduziu um experimento, onde foi injetada a água do rio por um período de 10 anos (1992-2002). A análise dos resultados desse período de injeção indicou o sucesso dos efeitos da LSW, onde houve uma mudança de molhabilidade da superfície da rocha de 0,8 para 0,2, o que daria uma recuperação de óleo incremental esperada de 17% OOIP, comparado com a injeção de água de alta salinidade. Porém, o histórico de injeção de água de alta salinidade e baixa salinidade nos ativos do reservatório indica uma estimativa mais conservadora, com um aumento de cerca de 5-15% do STOIP (*Stock-Tank Oil initially in Place*) após a aplicação de LSW.

Abdulla et al. (2013) conduziu um experimento no campo de *Burgan* no Kuwait, que é conhecido como o segundo maior campo de petróleo do mundo. O teste foi realizado numa zona entre dois poços produtores com o mais baixo teor de argilominerais, onde a variação da saturação de óleo residual dos poços foi determinada por meio de testes de SWCTT. A análise dos resultados indicou que a LSW reduziu a saturação de óleo residual em 3%, o que ainda seria suficiente para tornar a injeção de LSW atrativa economicamente. Em contrapartida, Mahani et al. (2011) identificaram resultados não favoráveis após a utilização de LSW no campo de *Sijan* localizado na Síria. De acordo com os autores a não identificação de mudanças significativas no volume de óleo recuperado é proveniente de dois fatores importantes. Primeiro, a presença de fortes forças de empuxo, causada pela alta permeabilidade da rocha, leva na segregação parcial do fluxo e com isso há uma diminuição no fator de recuperação. O segundo fator é devido ao alto gradiente da salinidade, que leva a redução da eficiência da LSW.

Similarmente, estudos realizados no campo de *Bastrykskoye* na Rússia geraram resultados onde não identificou-se respostas no volume de óleo recuperado, ou seja, testes onde a injeção de LSW falharam (AHMETGAREEV et al., 2015; AKHMETGAREEV; KHISAMOV, 2016; BEDRIKOVETSKY et al., 2015; KHISAMOV; AKHMETGAREEV; SHILOVA, 2017; ZEINIJAHRMI; AHMETGAREEV; BEDRIKOVETSKY, 2015). Zeinijahromi et al. (2015) estudaram dados históricos da injeção de LSW no campo de *Bastrykskoye*, que é composto por duas camadas areníticas com características geológicas distintas, separadas por uma camada impermeável de 6 metros de altura. Devido a diferença entre a composição iônica da água injetada e a água de formação, é esperado que ocorra uma grande quantidade de troca iônica, o que resultaria no aumento do volume de óleo recuperado. No entanto, foi reportado um fator de recuperação de 50,6% e 48% para a LSW e a injeção da água com a mesma composição da água de formação, respectivamente. Segundo os autores, esse comportamento pode ser em razão da grande quantidade de água que foi produzida antes do início da injeção de LSW. Na Figura 5 é possível verificar a relação entre a quantidade de água produzida com a curva do fator de recuperação. Diferentemente dos trabalhos citados anteriormente, Erke et al. (2016) reportaram resultados positivos de um estudo conceitual realizado para justificar o processo de decisão de testes de LSW no campo de *West Salym* localizado na Sibéria ocidental. Devido ao baixo volume de água de alta salinidade injetada no reservatório antes da aplicação de LSW, assumiu-se o modo secundário para a injeção de LSW. Os resultados da modelagem dinâmica mostraram um aumento na produção de óleo de 2,5% STOIIP, justificando economicamente e fundamentalmente a utilização de LSW.

Figura 5. Comparação entre a injeção de LSW e da água de formação no campo de Bastrykskoye.



Fonte: Adaptado de Zeinijahromi et al. (2015).

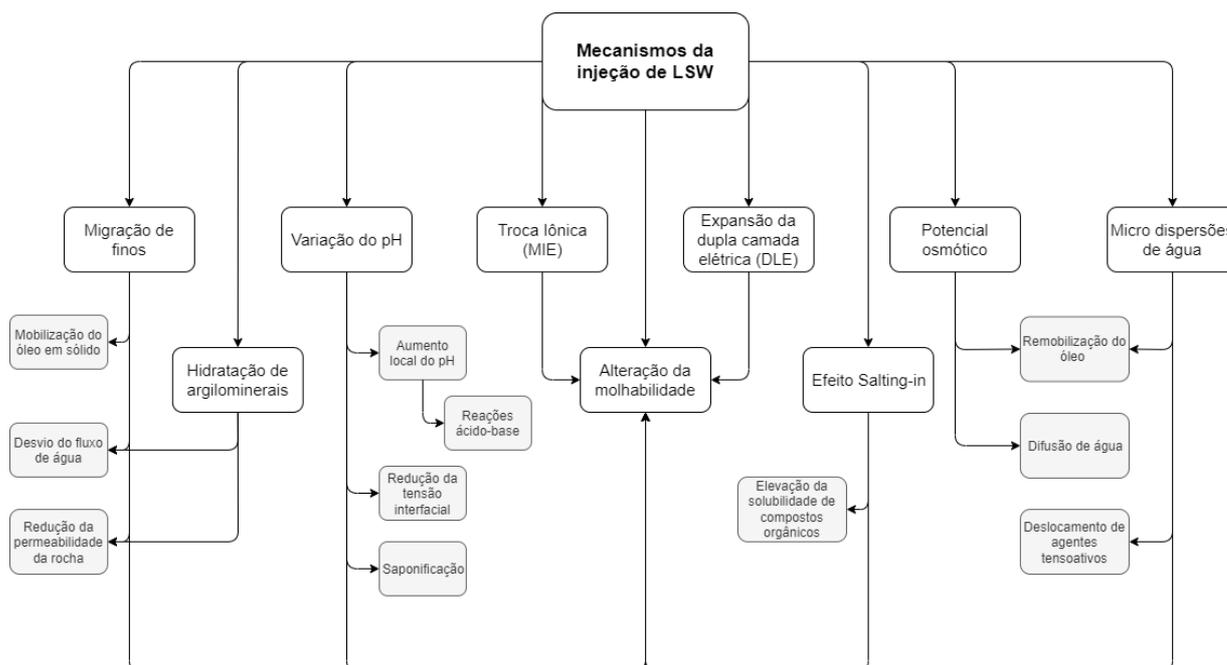
Ademais, diversos trabalhos foram conduzidos em campos de petróleo localizados nos Estados Unidos, Noruega, Reino Unido, Egito, Norte e oeste da África (CALLEGARO et al., 2014, 2015; ROBBANA et al., 2012; ROBERTSON, 2007; SKRETTINGLAND et al., 2011; SUIJKERBUIJK et al., 2014; THYNE; SPE, 2011). Até o presente momento, não há registros de testes de aplicação de LSW em campos no território brasileiro; em contrapartida, alguns trabalhos experimentais já estão sendo realizados para avaliar a viabilidade técnica e econômica da injeção de LSW em campos localizados no Recôncavo Baiano (ALMEIDA DA COSTA et al., 2019, 2020, 2021).

2.3 Mecanismos

Desde a publicação do trabalho pioneiro de Tang e Morrow (1999) diversos estudos foram publicados na tentativa de explicar os efeitos da injeção de LSW no aumento da quantidade de óleo produzido. Considerando o alto volume de estudos publicados, vários mecanismos com diferentes abordagens fenomenológicas foram propostos. Esses mecanismos foram postulados ou inferidos a partir de medidas indiretas ou diretamente observados de experimentos de diferentes escalas. À medida que novos estudos foram sendo conduzidos, a gama de mecanismos disponíveis foi aumentando, no entanto, devido à complexidade das interações entre o sistema óleo-água-rocha, ainda não foi estabelecido um consenso acerca de qual mecanismo é o principal responsável por explicar os efeitos da LSW.

Na Seção 2.3.1 serão apresentados nove mecanismos, onde em alguns casos os mecanismos possuem um grau de correlação entre si, ou apresentam fenômenos conflitantes. A Figura 6 apresenta um diagrama com uma visão geral de alguns desses mecanismos e suas correlações.

Figura 6. Visão geral dos mecanismos propostos apresentados responsáveis por explicar os efeitos da LSW em reservatórios areníticos, e como eles contribuem para a recuperação de óleo.



Fonte: autoria própria

2.3.1 Alteração da molhabilidade

O estudo do impacto da molhabilidade da superfície da rocha na produção de óleo tem sido estudado há décadas. Um exemplo são os trabalhos conduzidos por Cassie e Baxter (1944), Buckley (1989), além de Chen, Hirasaki e Flaum (2006), um trabalho mais recente, mas obtendo as mesmas conclusões, em que existe uma lâmina de água separando as fases de óleo e a superfície da rocha, e a estabilidade dessa lâmina pode ser perturbada, alterando assim a molhabilidade inicial da rocha. No entanto, foi no trabalho de Tang e Morrow (1997) que verificou-se a sua relação com os efeitos da LSW. Em seus experimentos foi observado que durante a injeção de LSW as permeabilidades relativas do óleo e da água são alteradas, e a molhabilidade da superfície da rocha tende a ser mais hidrofílica. Com o aumento da permeabilidade relativa do óleo a uma determinada saturação de água, tem-se a elevação da sua mobilidade, e como consequência uma menor quantidade de óleo permanece aprisionado no meio poroso. Comportamento corroborado pelos experimentos conduzidos por Berg (2010), Buckley, Liu e Monsterleet (1998), Morrow (1990) e Morrow et al. (1998).

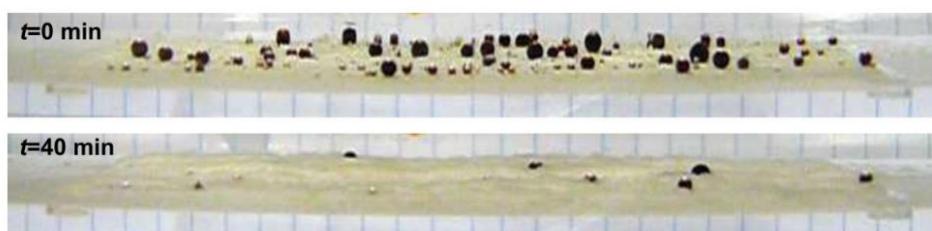
A maioria das evidências que suportam a alteração da molhabilidade para condições mais hidrofílicas durante a injeção de LSW foram obtidas em diferentes experimentos laboratoriais. Um dos mais comuns é a medição do ângulo de contato e/ou área molhável a óleo. Nesse tipo de experimento foi verificada a relação entre a redução da salinidade do sistema e a transição da molhabilidade de uma condição mais hidrofóbica para mais hidrofílica, como ilustrado pela Figura 7A (ALOTAIBI; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2011; MAHANI et al., 2013; SUIJKERBUIJK et al., 2013). No entanto, a viabilidade de correlacionar a medição do ângulo de contato com a caracterização da molhabilidade foi enfraquecida pelos resultados obtidos em experimentos de obtenção de imagem em escala nanométrica da distribuição das fases óleo e água em reservatórios areníticos utilizando feixes de íons criogênicos combinados com microscopia eletrônica de varredura (cry-BIB-SEM) (SCHMATZ et al., 2015). Tanto a microscopia eletrônica de varredura (*Screening Electron Microscopy* – SEM) como a microscopia ótica são utilizadas para obtenção da molhabilidade de meios porosos, como pode ser visto na Figura 7B-C (BERG et al., 2010; CENSE et al., 2011; FOGDEN, 2011).

Nos experimentos conduzidos por Fogden et al. (2011), além da alteração da molhabilidade, também foi identificado que o aumento da adesão de componentes polares do óleo na superfície da rocha causa o desprendimento e mobilização das partículas de argila, fenômeno explicado posteriormente, e, como consequência, há a exposição da superfície mais hidrofílica que antes estava aderindo essa partícula. Além disso, existem trabalhos onde foram conduzidas análises de ressonância magnética nuclear (*Nuclear Magnetic Resonance* - NMR) e mapeamento de forças atômicas (*Atomic Force Mapping* – AFM), onde em ambos os experimentos foram obtidas evidências da alteração da molhabilidade durante a injeção de LSW (CHEN; MERCER; WEBB, 2010; HASSENKAM et al., 2011, 2012; HILNER et al., 2015; MATTHIESEN et al., 2014; WIDEROEE et al., 2010). A Figura 7D ilustra o mapa de forças de adsorção como evidência da ocorrência do fenômeno de alteração de molhabilidade durante a injeção de LSW.

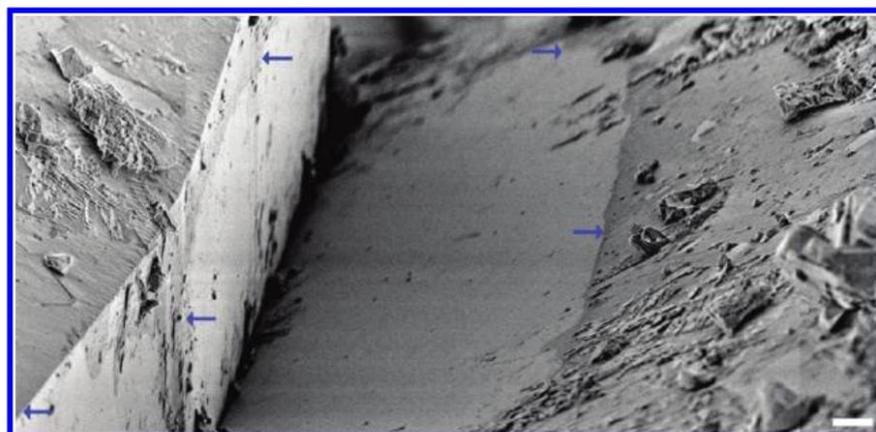
Figura 7. (A) Imagem de alta resolução do teste de ângulo de contato da gota de óleo (diâmetro $\sim 2\text{mm}$) a (1) alta salinidade, (2) após 7 horas e (3) após 2 dias expostos a água de LSW (MAHANI et al., 2013). (B) Snapshots do teste de microscopia ótica no experimento com água de baixa salinidade (CENSE et al., 2011). (C) Imagem obtida por meio do experimento SEM, mostrando a distribuição de subáreas molhadas à óleo, as setas em azul indicam os limites dos filmes de asfalteno (FOGDEN et al., 2011). (D) Mapas de força de adsorção obtidos por meio de AFM (HASSENKAM et al., 2012).



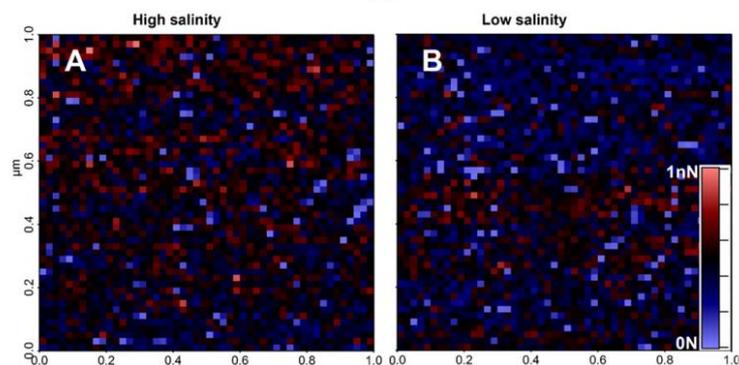
(A)



(B)



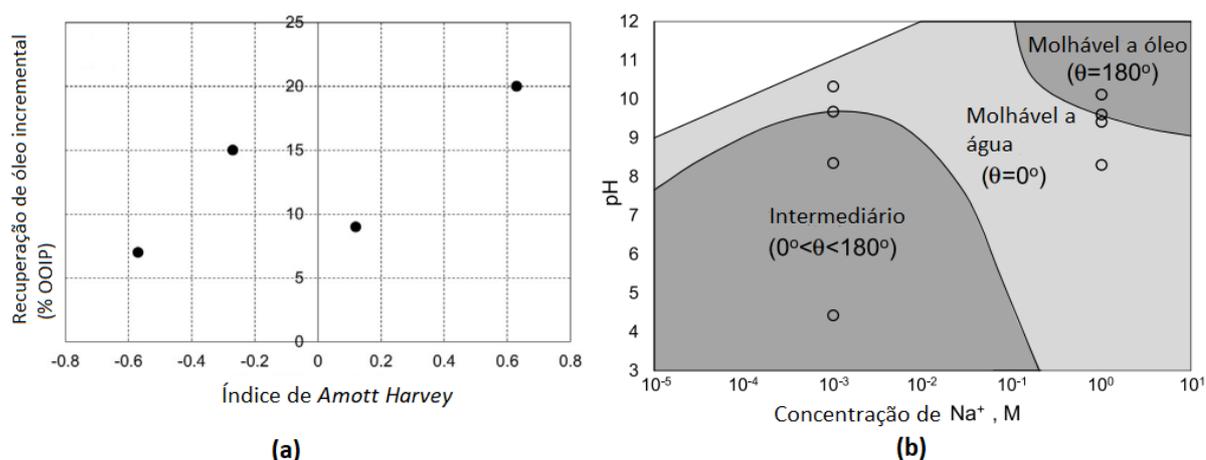
(C)



(D)

Embora exista uma extensa gama de experimentos associando o fenômeno da alteração da molhabilidade com os efeitos da injeção de LSW no aumento da produção de óleo, alguns autores obtiveram resultados contraditórios (BUCKLEY; MORROW, 1990; BUCKLEY; TAKAMURA; MORROW, 1989; LEBEDEVA et al., 2010; LEBEDEVA; FOGDEN, 2010; SANDENGEN et al., 2011). Como no caso do estudo conduzido por Ashraf, Hadia e Torsaeter (2010), onde foi verificada a molhabilidade do testemunho pelo método de Amott-Harvey, e identificou-se um maior fator de recuperação para testemunhos com molhabilidade inicial mais hidrofílico possível em detrimento ao testemunho com molhabilidade intermediária, comportamento ilustrado pela Figura 8a. Similarmente, Drummond e Israelachvili (2002; 2004) observaram um aumento do ângulo de contato com a redução da salinidade, em condições de pH moderado, sendo esse comportamento inconsistente com o aumento da condição hidrofílica da superfície do mineral mica, conforme visualizado na Figura 8b. Deve-se considerar que a água injetada não continha cátions divalentes (Ca^{2+} e Mg^{2+}) em sua composição.

Figura 8. Evidências contraditórias da relação entre a alteração da molhabilidade e a injeção de LSW. (a) Quantidade de óleo recuperado em função da molhabilidade inicial da superfície da rocha, (b) mapa da molhabilidade para óleo em mica em solução de NaCl, relacionando o ângulo de contato e os três regimes de molhabilidade.



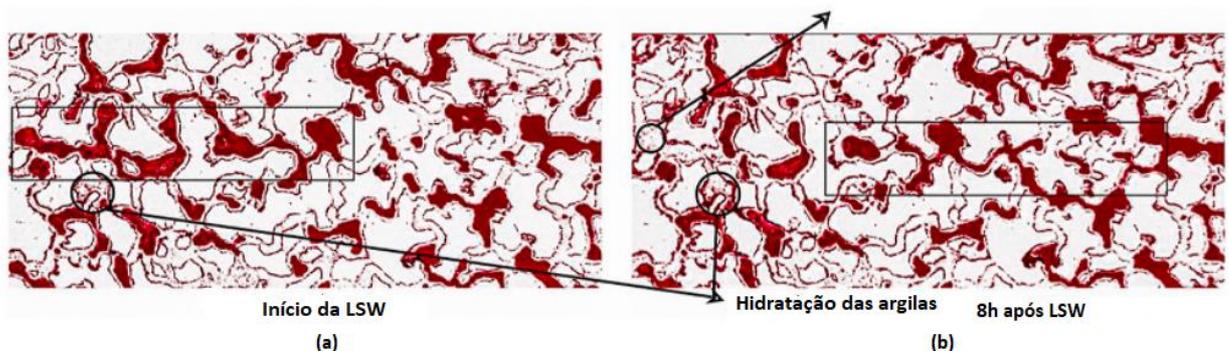
Fonte: Adaptado de (a) Ashraf, Hadia e Torsaeter (2010), (b) Drummond e Israelachvili (2004).

A mudança de molhabilidade é frequentemente sugerida como o principal mecanismo responsável pelos efeitos da injeção de LSW no aumento da produção de óleo em reservatórios areníticos. No entanto, alguns autores afirmam que esse mecanismo é uma consequência, e não a causa principal responsável pelos efeitos da LSW (ESMAEILI; MAAREF, 2019; JACKSON et al., 2016; MOHAMMED; BABADAGLI, 2015). Diferentes mecanismos físico-químicos foram propostos ao longo dos anos, onde seus resultados estão correlacionados com a alteração da molhabilidade, conforme ilustrado na Figura 6.

2.3.2 Hidratação de argilominerais

Bernard (1967) identificou que na presença de argilominerais hidratáveis, a injeção de LSW produz mais óleo em comparação com a injeção de água de alta salinidade. Esse comportamento é devido a hidratação dos argilominerais, que absorve uma grande quantidade de água na sua superfície, o que resulta no aumento das dimensões do argilomineral; em outras palavras, leva ao inchamento dessas partículas. O aumento das dimensões está correlacionado com a salinidade da água injetada, onde uma menor salinidade, induz uma maior absorção de água. O inchamento dos argilominerais reduz o volume efetivo dos poros, devido a constante injeção de água, mais força é aplicada nas regiões onde o óleo remanescente encontra-se, deslocando assim uma quantidade adicional de óleo. Na Figura 9 é possível observar o processo de desvio do fluxo devido a hidratação dos argilominerais. Em (a) mostra o estado inicial do meio poroso e a distribuição dos argilominerais antes da injeção de LSW. Antes da injeção de LSW não é observado nenhum aumento de dimensão das argilominerais e o óleo não é deslocado nas regiões de interesse. O início da injeção de LSW, representada pela Figura 9b, resulta na mudança da distribuição dos fluidos devido a hidratação das argilas, que conseqüentemente reduz a área disponível ao fluxo dos fluidos.

Figura 9. Exemplo da redução do diâmetro do volume efetivo do poro por meio do inchamento das argilas durante a injeção de LSW.



Fonte: Modificado de Mehdizad, Sedae e Pourafshary (2022).

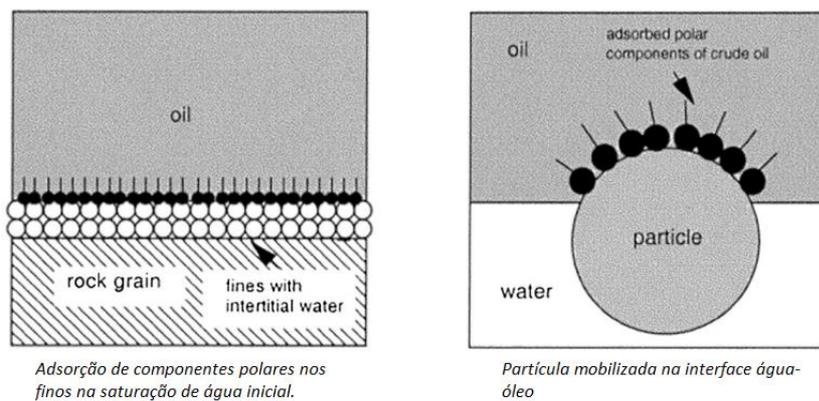
No entanto, Sohrabi et al. (2017) e Farzaneh et al. (2017) trouxeram resultados que enfraquecem a afirmação de que o inchaço das argilominerais controla os efeitos da injeção de LSW. Sohrabi et al. (2017) verificaram uma quantidade adicional significativa de óleo recuperado obtido pela injeção de LSW em um testemunho livre de argilominerais. Os autores afirmam que o mecanismo responsável por controlar os efeitos da LSW, em um meio poroso inerte, foi devido as microdispersões baseadas nas interações líquido-líquido.

2.3.3 Migração de finos

O mecanismo da migração de finos (partículas de argila ou argilominerais) é reconhecido como o primeiro mecanismo proposto para explicar a injeção de LSW. Esse mecanismo foi proposto por Tang e Morrow (1999), que conduziram diversos estudos em testemunhos areníticos, onde puderam identificar uma redução na permeabilidade do meio poroso, causada pelo fenômeno da migração de finos. Com isso, confirmando que a presença de argilominerais com potencial de mobilização desempenha um papel fundamental no processo do aumento do óleo produzido pela injeção de LSW. Tendo isso em vista, os autores propuseram que os efeitos da LSW são baseados nas seguintes hipóteses: (i) componentes polares do óleo são adsorvidos na superfície das argilas e permanecem aderidos durante a mobilização desses finos (Figura 10a), (ii) desprendimento dos finos da superfície da rocha durante a injeção de LSW, (iii) acúmulo dos finos revestidos de óleo na interface água-óleo (Figura 10b). Os autores afirmam que os efeitos da LSW são resultado da mobilização do óleo aderido nos finos; além disso, a superfície mais molhável a água, anteriormente ocupada pelo fino mobilizado, é exposta ao fluxo, beneficiando o aumento de óleo recuperado (Figura 10c).

Além dos efeitos reportados por Tang e Morrow (1999), os finos mobilizados podem bloquear gargantas de poros e desviar o fluxo da água em deslocamento para regiões não varridas, o que resulta no aumento da eficiência de varrido da injeção. Rezaeidoust et al. (2009) defenderam que o desvio causado pela migração de finos possui maior impacto no aumento da produção de óleo do que a alteração da molhabilidade, causada pelo desprendimento desses finos da superfície da rocha. O resultado do bloqueio de poros é uma redução sutil na permeabilidade do meio poroso e danos à formação, porém, existem autores que afirmam que o bloqueio causa diminuição da permeabilidade relativa da água, e consequentemente, o aumento do fluxo fracionário do óleo (FOGDEN et al., 2011; HUSSAIN et al., 2013; SARKAR; SHARMA, 1990). Diversos trabalhos experimentais também observaram evidências de que a migração de finos está associada com a melhora da produção de óleo (ALAGIC; SKAUGE, 2010; ALHURAIHAWY et al., 2018; AL-SARIHI et al., 2018b; ASHRAF; HADIA; TORSAETER, 2010; CALLEGARO et al., 2014; FOGDEN et al., 2011; PU et al., 2010).

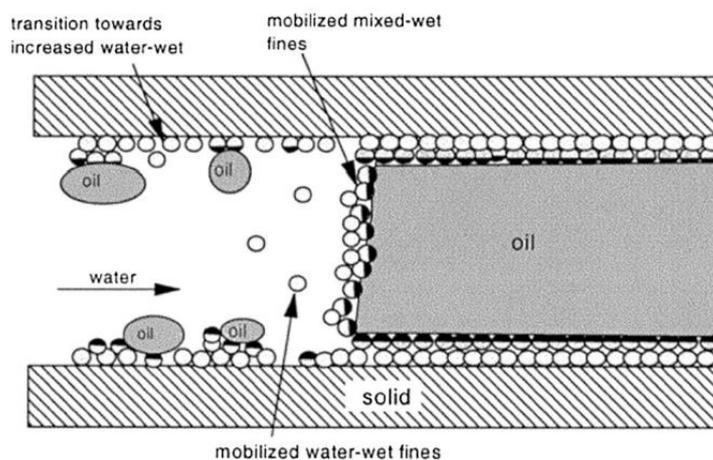
Figura 10. Migração de finos como mecanismo.



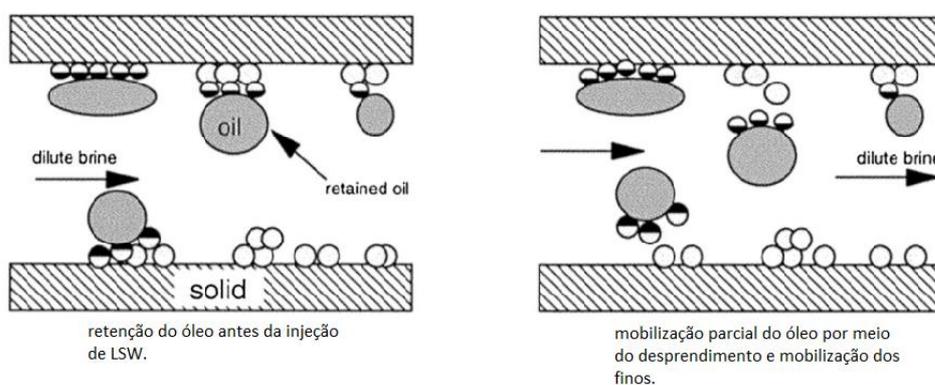
Adsorção de componentes polares nos finos na saturação de água inicial.

Partícula mobilizada na interface água-óleo

(a) Adsorção de componentes polares do óleo nos finos.



(b) Remoção parcial dos finos aderidos a superfície da rocha durante a injeção de LSW.



retenção do óleo antes da injeção de LSW.

mobilização parcial do óleo por meio do desprendimento e mobilização dos finos.

(c) Mobilização do óleo aprisionado.

Fonte: Modificada de Tang e Morrow (1999).

Em contrapartida, uma alta gama de estudos experimentais reportaram resultados contraditórios, onde foi identificado o aumento do volume de óleo recuperado durante a injeção de LSW, mas não houve produção de finos (ALAGIC; SKAUGE, 2010; ALOTAIBI; AZMY; NASR-EL-DIN, 2010; CISSOKHO et al., 2010; LAGER et al., 2008a, 2008d; LIGTHELM et al., 2009a; REINHOLDTSEN et al., 2011; RIVET; SHELL; LAKE, 2010; ZHANG; MORROW, 2006; ZHANG; XIE; MORROW, 2007). Alguns estudos observaram uma modesta ou nenhuma redução da permeabilidade (ALOTAIBI; AZMY; NASR-EL-DIN, 2010; LAGER et al., 2008a, 2008d; LIGTHELM et al., 2009a; PU et al., 2010; RIVET; SHELL; LAKE, 2010; ROBERTSON, 2007; ZHANG; XIE; MORROW, 2007). Em outros casos houve produção de finos, mas nenhum aumento no volume de óleo recuperado foi identificado (BOUSSOUR et al., 2009; CISSOKHO et al., 2010, 2012; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2014). Esses estudos sugerem que a migração de finos e suas consequências não podem explicar completamente os efeitos da LSW.

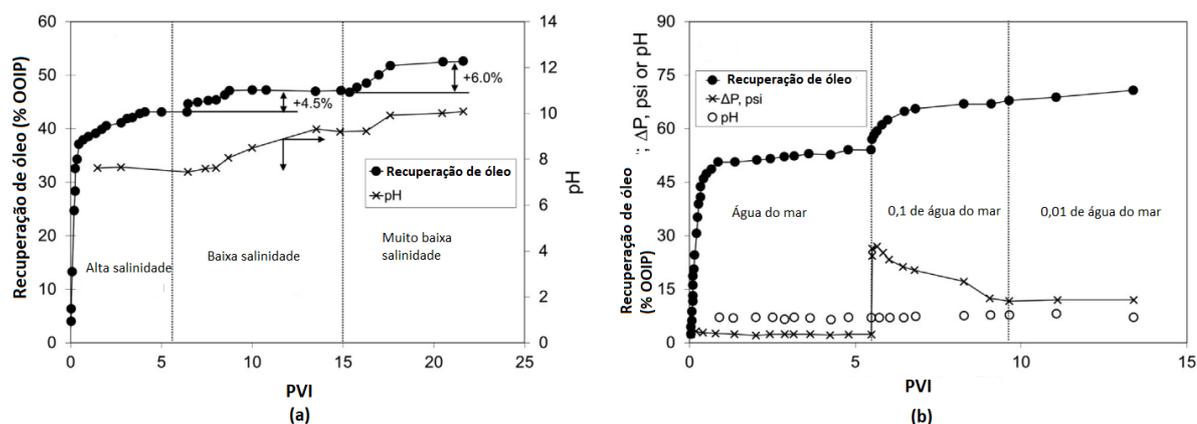
2.3.4 Variação do pH e redução de tensão superficial similar a injeção de surfactantes

McGuire et al. (2005) propuseram que o aumento da produção de óleo observado em alguns experimentos laboratoriais é associado ao aumento do pH do sistema, o que possivelmente produz surfactantes a partir de componentes do óleo. É sugerido que LSW possui o mesmo comportamento da injeção de surfactantes, pois componentes ácidos presentes no óleo são saponificados ao entrar em contato com LSW com o pH elevado. Como resultado tem-se a redução da tensão interfacial da fase água-óleo, e subsequente aumento do número capilar e mobilização do óleo remanescente. Além disso, McGuire et al. (2005) sugerem que a redução da concentração de íons divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+}) na LSW inibe a precipitação de surfactantes observados no sistema de alta salinidade. Logo, a injeção de LSW causa tanto a produção de surfactantes e lhes permite funcionar de forma mais eficiente para aumentar a recuperação de óleo.

O aumento do pH foi observado em experimentos conduzidos por diversos autores (ALOTAIBI; AZMY; NASR-EL-DIN, 2010; AL-SAEDI et al., 2019b; AUSTAD; REZAEIDOUST; PUNTERVOLD, 2010; CISSOKHO et al., 2010; LOAHARDJO et al., 2007; MAAS; WIT; MORROW, 2011; MCGUIRE et al., 2005; REINHOLDTSEN et al., 2011; TANG; MORROW, 1999a), enquanto que outros trabalhos identificaram um aumento na produção sem alteração do pH do sistema (ALOTAIBI; AZMY; NASR-EL-DIN, 2010; AUSTAD; REZAEIDOUST; PUNTERVOLD, 2010; LAGER et al., 2008a, 2008c; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2014; PU et al., 2010). Em alguns experimentos observou-se o aumento do pH do sistema, no entanto, não houve aumento do óleo recuperado (BOUSSOUR et al., 2009; CISSOKHO et al., 2010). Embora a tensão interfacial da fase água-óleo seja reduzida com o aumento do pH durante a injeção de LSW, os valores identificados nos estudos citados anteriormente são normalmente muito elevados para que o processo de saponificação ocorra (TANG; MORROW, 2002). Além disso, para que o processo de saponificação ocorra o pH do sistema deve ser maior do 9, o que não foi identificado na maioria dos experimentos de LSW. Outra condição necessária para a ocorrência do processo de saponificação, é o alto número de ácido do sistema, e de acordo com os experimentos

realizados da injeção de LSW, não foi possível estabelecer uma correlação entre o aumento da recuperação de óleo e o número de ácidos, pois durante a injeção de LSW um baixo número de ácido foi observado (BOUSSOUR et al., 2009; LOAHARDJO et al., 2007; PU et al., 2010; REINHOLDTSEN et al., 2011; ZHANG; MORROW, 2006; ZHANG; XIE; MORROW, 2007). A Figura 11 ilustra evidências entre a variação do pH e os efeitos da LSW.

Figura 11. Evidências da correlação entre a variação do pH e os efeitos da LSW. (a) Experimento onde é observado um aumento do pH e a produção de óleo durante a injeção de LSW, (b) experimento onde não há resposta no pH do sistema, enquanto há aumento da produção de óleo durante a LSW.

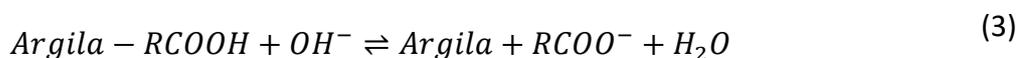
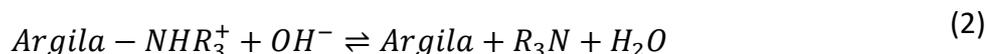
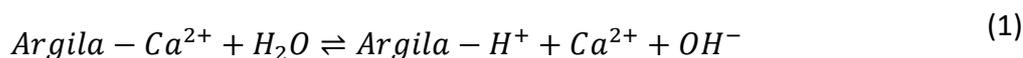


Fonte: Adaptado de (a) Cissokho et al. (2010), (b) Loahardjo et al. (2007).

De acordo com os fatos observados, onde o pH do sistema após a injeção de LSW é normalmente menor do que o requerido para que o processo de saponificação se inicie, é possível afirmar que o mecanismo controlado pelo aumento do pH e a formação de surfactante não consegue explicar os efeitos da LSW. A variação do pH durante a injeção de LSW pode estar correlacionada com outras reações químicas decorrentes das interações do sistema óleo-água-rocha.

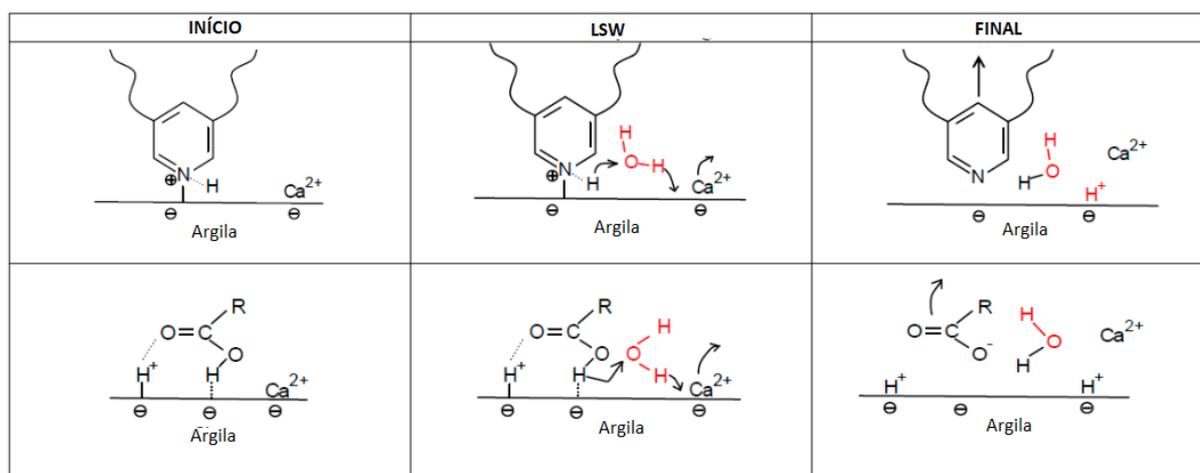
Na tentativa de explicar o motivo dos testes de LSW possuir resultados positivos mesmo com o $\text{pH} < 7$, Austad, Rezaeidoust e Puntervold (2010) propuseram uma hipótese na qual uma troca catiônica tem como resultado um aumento local do pH na proximidade das superfícies de argilominerais. No mecanismo químico sugerido devido a sua relativa grande área superficial e alto CEC, os argilominerais atuam como um agente de troca catiônica. Em condições iniciais, quando as partículas de argila são expostas a água de alta salinidade, a alta concentração de íons divalentes na fase aquosa estabelece um equilíbrio termodinâmico com a superfície da rocha, favorecendo a adsorção de ambos os componentes ácidos e básicos na superfície do meio poroso. Durante a injeção de LSW, o equilíbrio químico associado com as interações entre as fases aquosa e sólida é perturbado, levando a substituição de cátions anteriormente adsorvidos na superfície dos argilominerais. O processo de substituição é facilitado pela dissociação das moléculas de água nos íons H^+ e OH^- . Devido a uma maior afinidade do íon H^+ com a superfície negativa das partículas de argila, esses íons são

preferencialmente adsorvidos na superfície. Enquanto a hidroxila auxilia no aumento local do pH nas proximidades da superfície, parte da OH^- favorece reações ácido-base com os componentes adsorvidos na superfície da rocha, resultando na liberação desses componentes. O processo da troca catiônica é representado pela Eq. 1, assim como o processo das reações ácido-base favorecidas pelo aumento local do pH são representadas pelas Eqs. 2-3.



O aumento local do pH, próximo da superfície das partículas de argila, favorece reações ácido-base com os componentes adsorvidos. Em seguida ocorre o desprendimento dos componentes, favorecendo a mudança de molhabilidade para um estado mais molhável a água, como ilustrado pela Figura 12.

Figura 12. Aumento local do pH como mecanismo proposto. Superior: desprendimento do material básico. Inferior: desprendimento do material ácido.



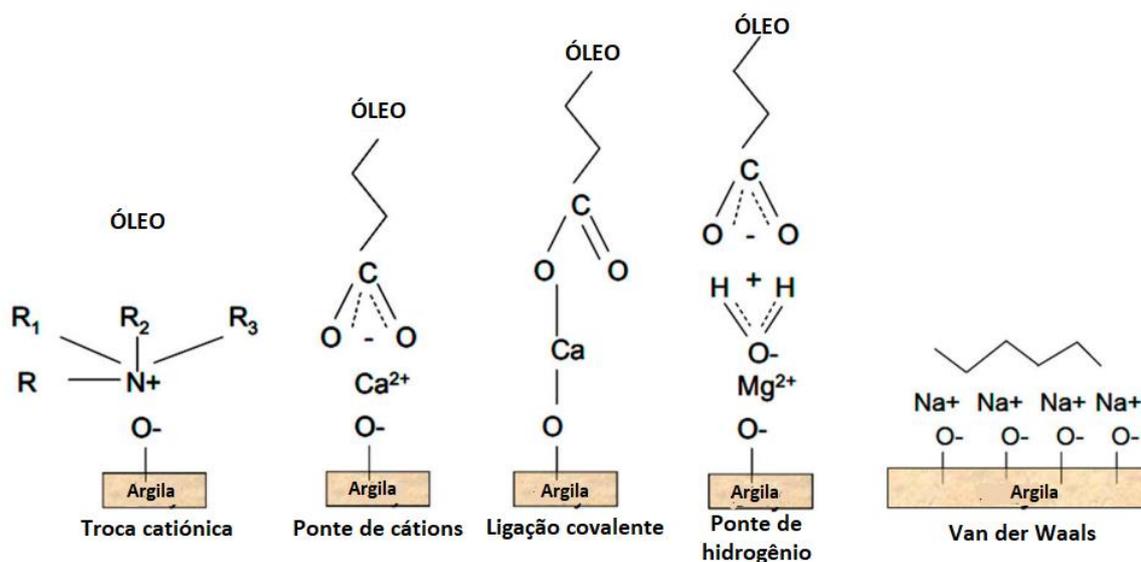
Fonte: Adaptado de Austad, Rezaeidoust e Puntervold (2010).

2.3.5 Troca iônica

Lager et al. (2008) reportaram que a troca iônica que ocorre entre o óleo, água e a superfície da rocha pode ser o mecanismo responsável pelo aumento da produção de óleo durante a injeção de LSW. Essa hipótese foi postulada após a medição da composição do efluente proveniente de um experimento de injeção de LSW, onde foi observado que a

concentração de íons divalentes é reduzida em um nível abaixo da LSW. O processo de troca iônica ocorre até que a superfície da partícula de argila esteja totalmente saturada, sendo o grau de afinidade entre os íons e a superfície, um fator determinante para o processo. Lager et al. (2008) sugerem que existem diferentes formas de interações possíveis, no quais os componentes orgânicos podem ser adsorvidos à superfície da rocha com base nos vários grupos de funções orgânicas presentes no óleo, conforme ilustrado pela Figura 13. O tipo de mecanismo de adsorção depende da força de interação entre os íons e a carga da superfície da argila. A adsorção por troca catiônica ocorre quando moléculas contendo nitrogênio quaternizado ou compostos heterocíclicos com anéis substituem cátions metálicos inicialmente ligados a superfície da argila. O mecanismo de adsorção chamado de ponte catiônica ocorre quando uma superfície carregada negativamente e uma função orgânica de um composto presente no óleo são conectadas por um íon divalente atuando como uma ponte de conexão, em comparação com os demais mecanismos é dito ser uma conexão fraca. Em casos específicos, quando o cátion que atua como ponte é fortemente solvatado, por exemplo o Mg^{2+} , o mecanismo é chamado de ponte aquosa. Uma ligação mais forte que as anteriores ocorrem quando há uma ligação direta entre grupos carboxílicos presentes no óleo e íons divalentes. Por último, tem-se a interação de Van der Waals, que de acordo com a teoria Derjaguin-Landau-Verwey-Overbeek (DLVO), a alta força iônica do sistema confere baixa força eletrostática de repulsão, o que favorece a predominância das forças de atração de Van der Waals, e como consequência a distância entre as partículas é reduzida.

Figura 13. Interações de adsorção entre os materiais orgânicos do óleo e a superfície do argilomineral.

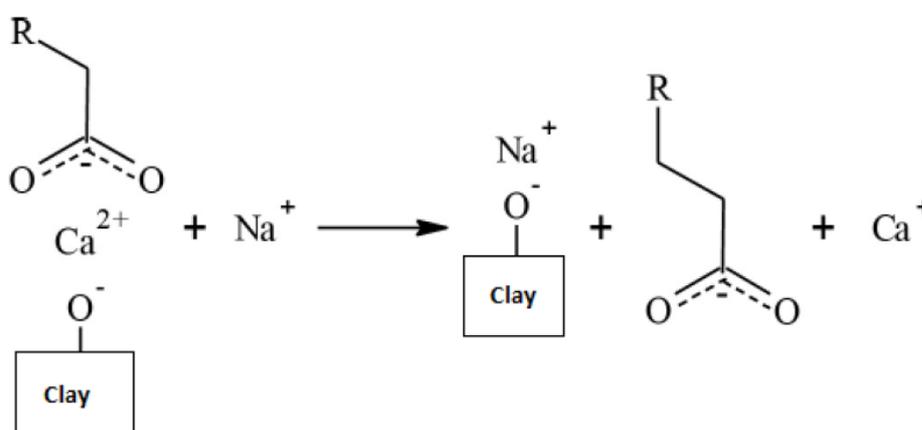


Fonte: Adaptado de Awolayo et al. (2018).

Durante a injeção de LSW, o processo de troca iônica ocorre, onde há a remoção da superfície da rocha os compostos orgânicos aderidos diretamente e os complexos organometálicos formados pelas pontes catiônicas, e em seguida, ocorre a substituição por

cátions monovalentes, como pode ser visualizado na Figura 14. O mecanismo de MIE tem sido observado em diversos estudos experimentais em testemunhos areníticos, com alto teor de argilominerais, durante a injeção de LSW (ALAGIC; SKAUGE, 2010; APPELO, 1994; FJELDE; MARIE ASEN; OMEKEH, 2012; LAGER et al., 2008a; LI; COLLINI; JACKSON, 2018; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2011; OMEKEH et al., 2012, 2011; PINGO-ALMADA et al., 2013; RIVET; SHELL; LAKE, 2010; TANG; MORROW, 1999a; VALOCCHI; STREET; ROBERTS, 1981). O trabalho mais reconhecido foi conduzido por Lager et al. (2008), onde investigaram a relação entre o mecanismo de MIE e os efeitos da LSW ao removerem da superfície da rocha os íons Ca^{2+} e Mg^{2+} . Nessas condições, foram injetadas água de baixa e alta salinidade, e nenhuma resposta na recuperação de óleo foi observada. Em seguida, a composição da LSW foi modificada ao adicionar Ca^{2+} e Mg^{2+} , novamente não houve resposta na recuperação de óleo, o que condiz com as condições necessárias já citadas, onde a presença de íons divalentes na água de formação é necessária para que os efeitos da LSW sejam observados. Corroborando essa hipótese, os autores identificaram um aumento de 5% na produção de óleo, onde os íons divalentes estão presentes inicialmente na água de formação.

Figura 14. Representação do mecanismo de troca iônica.



Fonte: Campos, Pessoa e Malgaresi (2021).

Vinogradov, Jackson e Chamerois (2018) mediram o potencial zeta de um testemunho arenoso durante a injeção de diversas misturas de $NaCl$, $CaCl_2$ e $MgCl_2$. A medida em que o potencial zeta torna-se mais negativo a concentração de Ca^{2+} reduz, corroborando a suposição do mecanismo de MIE. Al-Saedi, Flori e Brady (2019) também encontraram resultados positivos ao conduzirem diferentes tipos de testes em testemunhos areníticos *Berea*. Os autores identificaram que o cálcio é predominante na superfície dos argilominerais, prevenindo a adsorção de óleo.

Em contrapartida, Zhang, Xie e Morrow (2007) observaram um aumento adicional da produção de óleo durante a injeção de LSW, sem a presença de íons divalentes nos testemunhos. O mecanismo MIE também não consegue explicar os resultados de um

experimento em testemunho arenítico, onde foi observado uma maior produção adicional de óleo durante a injeção de LSW mantendo a composições iônica constante (SHARMA; FILOCO, 2000). O mecanismo MIE não consegue explicar os resultados positivos do trabalho de Tang e Morrow (1999), que conduziram experimentos em testemunhos acidificados e aquecidos, danificando o CEC dos argilominerais, prevenindo assim a troca iônica. É possível afirmar que o mecanismo MIE por si só não explica os resultados contraditórios, onde as condições necessárias para a existência de troca iônica não foram atendidas.

2.3.6 Efeito *Salting-in*

Rezaeidoust et al. (2009) propuseram que os efeitos da LSW são controlados pelo efeito *salting-in*, que estabelece que uma mudança de salinidade do sistema perturba o equilíbrio termodinâmico entre as fases óleo-água-rocha e com isso altera a solubilidade de compostos orgânicos. Portanto, a solubilidade de compostos orgânicos em água é influenciada pela composição iônica e salinidade. Os termos *salting-in/salting-out* têm sido utilizados nos estudos da adsorção de materiais nas interfaces, determinação da concentração crítica de micela (*Critical Micelle Concentration* – CMC), solubilidade/precipitação de compostos carboxílicos, entre outros.

Quando em água, compostos orgânicos são solvatados através da formação de uma estrutura aquosa criada pelas ligações de hidrogênio ao redor das partes hidrofóbicas. A presença de íons inorgânicos como Ca^{2+} , Mg^{2+} e Na^{+} desestabiliza as estruturas aquosa, o que reduz a solubilidade dos componentes orgânicos. A força relativa dos cátions é refletida na sua energia de hidratação, portanto, quando maior a valência do íon, maior é o impacto na solubilidade dos compostos orgânicos em água. O mecanismo proposto por Rezaeidoust et al. (2009) afirma que a redução da salinidade abaixo de uma força iônica crítica pode elevar a solubilidade dos compostos orgânicos. O mecanismo é baseado na suposição de que os efeitos da LSW estão ligados ao favorecimento do estado mais molhável a água. Para isso, o composto orgânico deve possuir uma ligação fraca com a superfície da argila e poder ser despreendida devido ao aumento da solubilidade em água. A ordem de afinidade entre os íons e a superfície da argila é a seguinte:



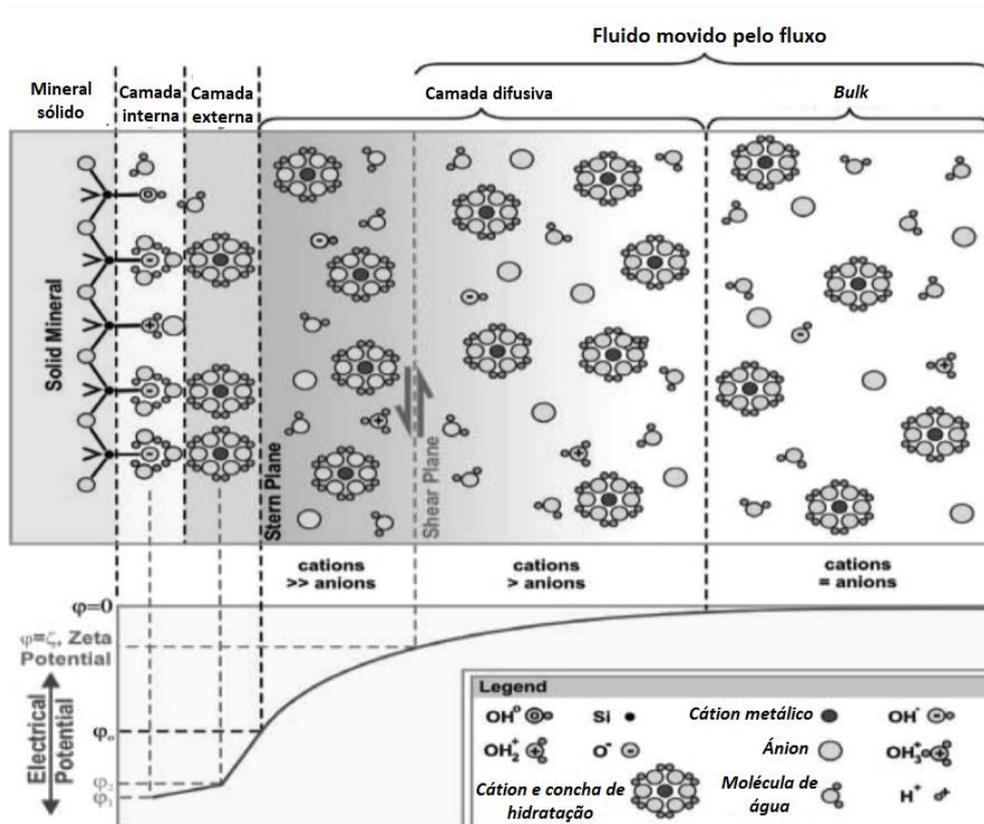
Houveram poucos trabalhos que apoiaram o mecanismo de *Salting-in* como responsável pelos efeitos de LSW. Austad, Rezaeidoust e Puntervold (2010), Nasralla e Nasr-El-Din (2014) e Kakati, Sangwai e (2017) argumentaram a necessidade da condução de novos experimentos para a validação do mecanismo na tentativa de explicar a dependência da composição do mineral, variação do pH, choque de salinidade, entre outros efeitos característicos da injeção de LSW.

2.3.7 Expansão da dupla camada elétrica

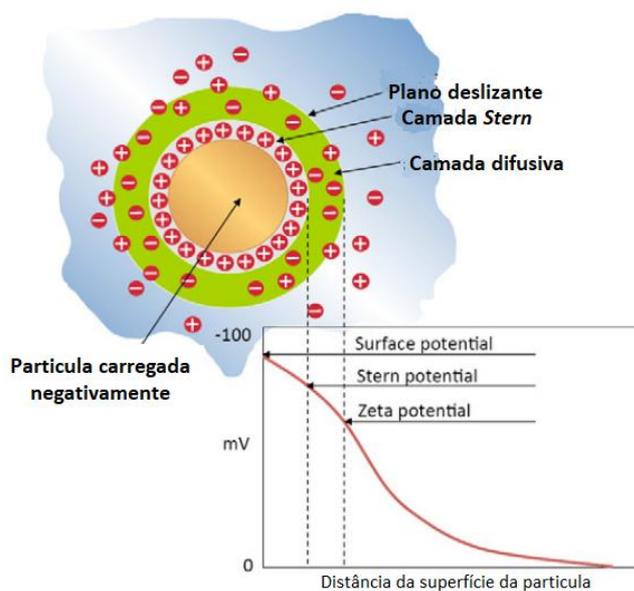
No sistema óleo-água-rocha predomina diversas interações intermoleculares entre as fases líquidas e sólida devido à presença de íons nesses sistemas. Essas interações são descritas com base na teoria DLVO (DERJAGUIN; LANDAU, 1941), o que culminou na formulação da hipótese da expansão da dupla camada elétrica (*Electrical-Double-Layer – DLE*). A teoria DLVO descreve as forças de interação entre superfícies carregadas através de uma fase líquida. Quando uma superfície carregada de uma partícula de argila, presente na estrutura porosa da rocha, está imersa em água, essa superfície é envolta por um conglomerado de íons estruturados com diferentes níveis de mobilidade. Nas regiões mais próximas à superfície é formada uma camada composta de contra-íons, íons com carga oposta à superfície, já os íons de carga similar são repelidos. Essa camada é denominada de *Stern layer*, onde os contra íons formam fortes ligações com a superfície da rocha, reduzindo drasticamente sua mobilidade. A presença dessa camada não é suficiente para neutralizar a carga da superfície da argila, portanto, há a formação de uma camada mais externa, chamada de camada difusiva, composta por contra íons e íons de carga similar à superfície. Devido a influência da camada mais interna, os contra íons na camada difusiva encontram-se mais distantes da superfície carregada, o que conseqüentemente diminui a força eletrostática da ligação, pois de acordo com a Lei de Coulomb, essa força é inversamente proporcional ao quadrado da distância entre as duas cargas. A presença de diferentes íons na camada difusiva acarreta em interações intermoleculares distintas, atribuindo assim, uma maior mobilidade a essa camada. A concentração dos contra íons presentes na camada difusiva diminui exponencialmente à medida que estes se afastam da superfície carregada (DERJAGUIN; LANDAU, 1941).

Segundo Israelachvili e JACOB (2011), quando o sistema é induzido por uma energia externa, como um gradiente de pressão, a solução aquosa juntamente com parte da camada difusiva são movidas, e conseqüentemente, há uma alteração das condições de neutralidade do sistema, criando assim, um potencial de fluxo no sistema. O potencial criado induz a formação de um plano de cisalhamento que delimita as partes móveis das partes imóveis. O potencial nessa região pode ser experimentalmente medido, e, é denominado como potencial zeta. Como ilustrado pela Figura 15a, a espessura da camada interna é menos significativa do que a espessura da camada difusiva, e o potencial dessa região é extremamente reduzida.

Figura 15. Representação da dupla camada elétrica. (a) Distribuição de carga da dupla camada elétrica, considerando a superfície carregada como um plano, (b) representação da superfície como uma esfera.



(a)



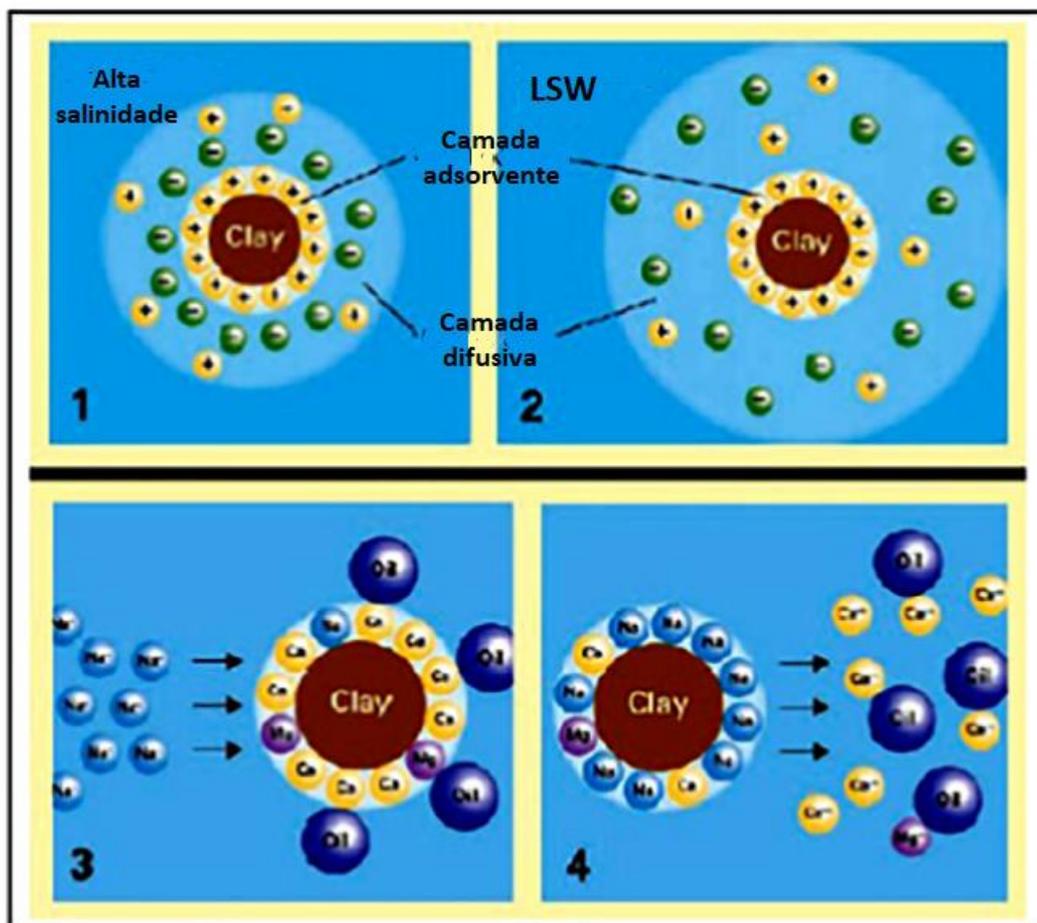
(b)

Fonte: Adaptado de Glover e Jackson (2010) e Katende e Sagala (2019).

Ligthelm et al. (2009) sugeriram que durante a injeção de LSW, o mecanismo responsável pelos efeitos no aumento do óleo recuperado é a expansão da dupla camada elétrica na interface rocha-água que como resultado modifica a molhabilidade da superfície da rocha. Esse mecanismo está intrinsecamente relacionado à espessura da dupla camada elétrica, conhecida com *Debye Length*, que é dependente do potencial zeta, mas também é uma função do pH, da salinidade e da valência dos íons (REVIL; PEZARD; GLOVER, 1999). Em um sistema de alta salinidade, a concentração de íons nas camadas é elevada, o que aumenta a quantidade de interações entre a superfície e os íons, conseqüentemente, os íons estão mais distribuídos no entorno da superfície, o que leva a compactação das camadas. No entanto, durante a injeção de LSW, a dupla camada elétrica tende a expandir, devido ao enfraquecimento das interações elétricas decorrente da diminuição da concentração dos íons divalentes e monovalentes presentes nas camadas, como ilustrado na Figura 16.1-2. Com a expansão da dupla camada elétrica, íons monovalentes (Na^+), transportados junto a água injetada, penetram na camada difusiva, conforme ilustrado na Figura 16.3. Em seguida, os íons monovalentes irão deslocar os íons divalentes, aumentando a força eletrostática de repulsão entre o óleo e a partícula de argila. Quando as forças repulsivas excederem as forças atrativas, haverá o desprendimento dos complexos organometálicos formados entre a ligação de ponte de cátion e a superfície das partículas de argila, como pode ser visto na Figura 16.4. Esse processo leva a superfície da rocha a uma condição mais molhável à água.

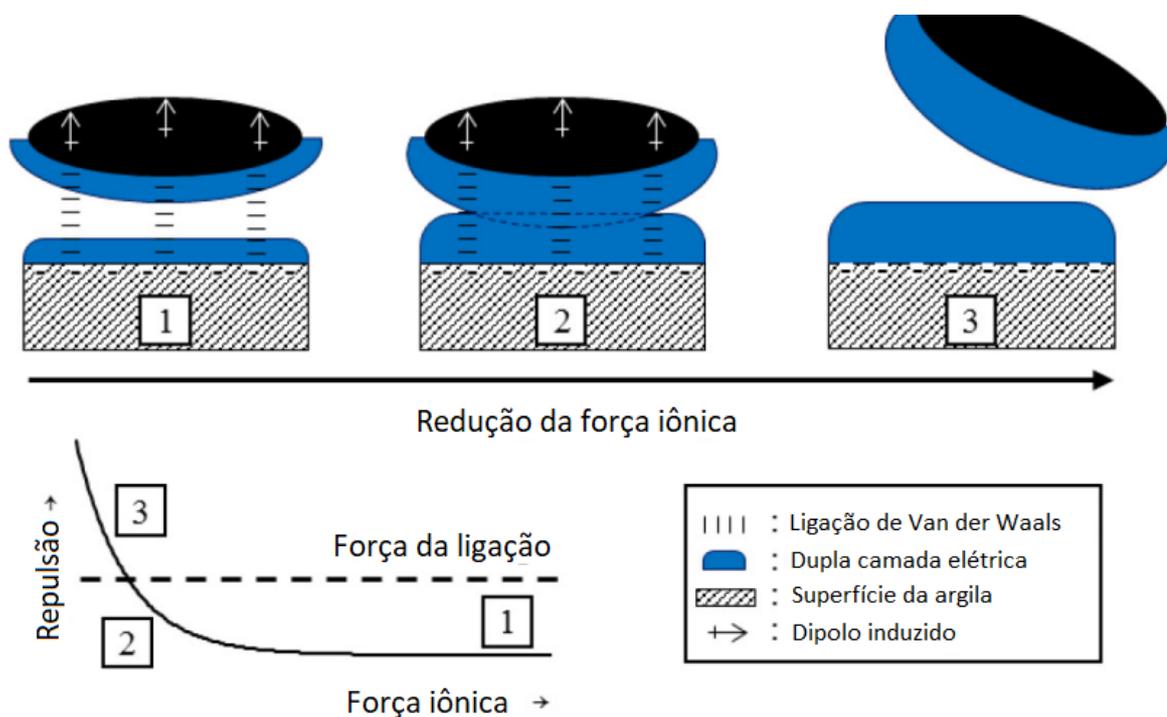
No entanto, o trabalho de Arnarson e Keil foi estudado os diferentes tipos de mecanismos de ligação entre os compostos orgânicos e os diferentes tipos de argilominerais, e foi encontrado as contribuições relativas dos três mecanismos de adsorção mais comum em reservatórios areníticos. A contribuição relativa é aproximadamente 60:35:5 para os mecanismos de Van der Waals, a ligação covalente e a ponte de cátions, respectivamente. Com isso, Kuznetsov et al. (2015) traz uma explicação do mecanismo mais generalizada, em que tanto a interface óleo-água como a superfície das partículas de argila possuem cada uma dupla camada elétrica. Em um sistema de alta salinidade a espessura da camada é reduzida, isso permite que o óleo e a argila aproximem-se fisicamente o suficiente para que ocorra adsorção dos componentes orgânicos, através de qualquer mecanismo dominante. No sistema de baixa salinidade, a dupla camada elétrica expande-se, o que leva na sobreposição das mesmas. E com isso, a força repulsiva é exponencialmente elevada e ocorre o processo de desprendimento desse composto orgânico da superfície da argila, modificando assim a molhabilidade da superfície da rocha, conforme ilustrado pela Figura 17.

Figura 16. Representação do mecanismo de DLE. 1) Dupla camada elétrica em um sistema de alta salinidade, 2) dupla camada elétrica após a injeção de água de baixa salinidade, 3) penetração de íons monovalentes na dupla camada elétrica, 4) liberação de complexos organometálicos pela substituição dos íons monovalentes.



Fonte: Adaptado de Katende e Sagala (2019).

Figura 17. Composto orgânico liberado da superfície da rocha devido a expansão da camada elétrica dupla.



Fonte: Adaptado de Kuznetsov et al. (2015).

Diversos estudos foram conduzidos para confirmar a ocorrência desse mecanismo (ALOTAIBI; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2011; JAAFAR; VINOGRADOV; JACKSON, 2009; NASRALLA; BATAWEEL; NASR-EL-DIN, 2011; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2011; VALLURI; ALVAREZ; SCHECHTER, 2016; VINOGRADOV; JAAFAR; JACKSON, 2010). Lee et al. (2010) apresentaram uma tendência geral de uma camada de água mais espessa presente na superfície de partículas de argilas e sílica, quando a salinidade da solução aquosa é reduzida de 0,1 M para 0,001 M. Nesse estudo verificou-se a espessura para diferentes composições iônicas, na presença de $NaCl$ houve um aumento de 10,8 Å para 11,8 Å, enquanto que na presença de $MgCl_2$ a espessura da camada de água foi de 8,1 Å para 14,8 Å. Isso indica que a dupla camada elétrica tende a ser mais compacta na presença de íons divalentes. Nasralla e Nasr-El-Din (2014) estudaram o efeito do pH durante a injeção de LSW e observou que a redução do pH da LSW eleva o potencial zeta de ambas as interfaces, água-rocha e óleo-água. Com isso, a expansão da EDL é afetada reduzindo sua eficiência e como consequência é produzido um menor volume de óleo adicional. Esse comportamento é também observado nos trabalhos de Takahashi e Kovscek (2010) e Buckley (1989), onde conclui-se que o pH da água injetada deve ser suficientemente alto para que ocorra aumento das forças eletrostáticas de repulsão entre as interfaces durante a injeção de LSW, caso contrário o método de LSW é negativamente impactado. Já Hilner et al. (2015) observaram uma redução significativa na adsorção entre as moléculas de óleo não polares e a superfície do quartzo, em uma salinidade em que os efeitos da LSW começam a serem observados, e argumentaram que a expansão de

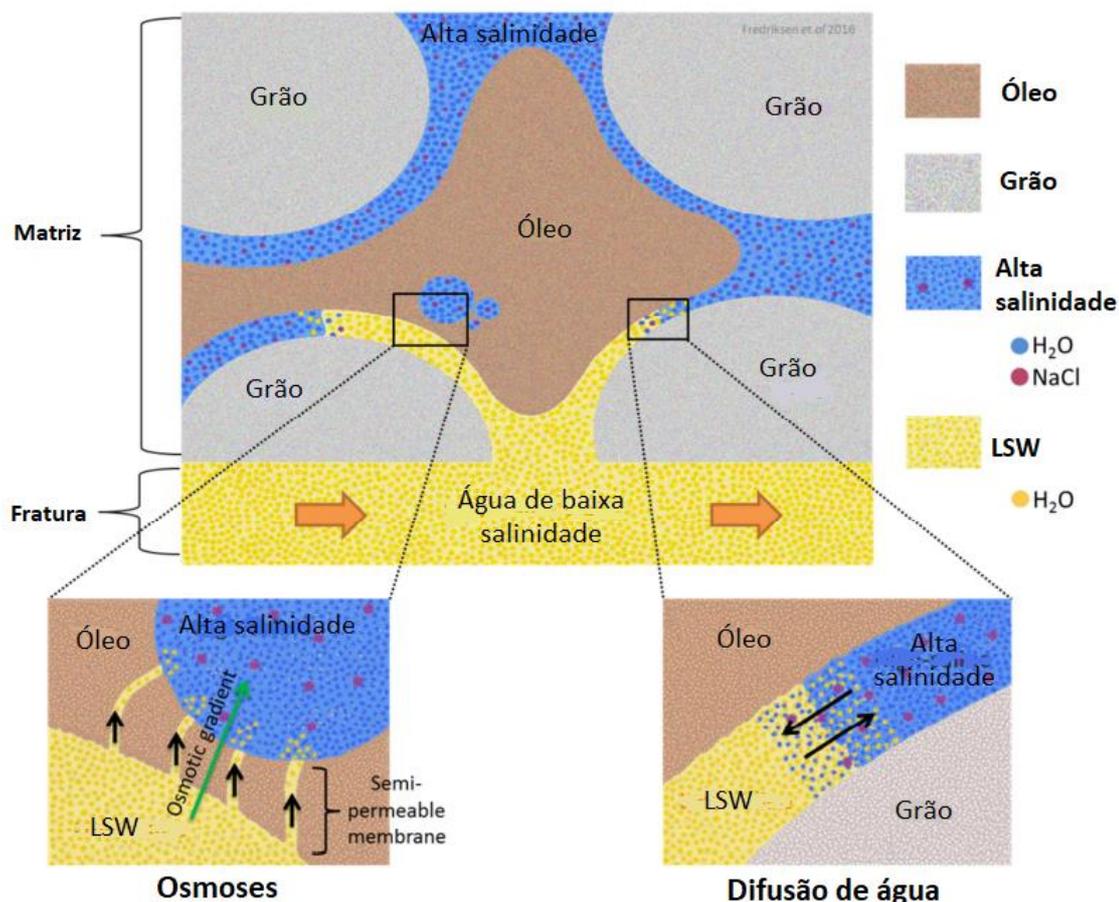
DLE sempre desempenhará um papel nos efeitos da LSW, mesmo que outros mecanismos sejam mais significativos em sua contribuição.

Em contrapartida alguns estudos mostraram resultados inconsistentes com o mecanismo da expansão da dupla camada elétrica, onde observou-se um aumento na adsorção do óleo durante a redução da salinidade do sistema (BUCKLEY; MORROW, 1990; BUCKLEY; TAKAMURA; MORROW, 1989; DRUMMOND; ISRAELACHVILI, 2002, 2004; LEBEDEVA et al., 2010; LEBEDEVA; FOGDEN, 2010). Além disso, o mecanismo de DLE falha em explicar porque os efeitos da LSW não são observados mesmo após a redução da força iônica do sistema (MEHANA; FAHES, 2018).

2.3.8 Potencial osmótico

Buckley (2009) foi o primeiro a hipotetizar a osmose como um possível mecanismo para descrever o aumento de óleo recuperado durante a injeção de LSW, onde as argilas atuam como uma membrana separando as fases com diferentes gradientes de salinidade, criando uma pressão osmótica entre as fases e como consequência melhorando o fluxo de água. Posteriormente, Sandengen et al. (2016) propuseram um mecanismo baseado na expansão osmótica da água conata. Segundo os autores, o processo de osmose ocorre no sistema óleo-água-rocha durante a injeção de LSW, onde o óleo atua como uma membrana semipermeável, e devido ao gradiente de salinidade formado pela injeção de LSW há a criação de um potencial químico, denominado potencial osmótico. A existência de um gradiente osmótico desloca o óleo pela expansão da fase aquosa presente em regiões inacessíveis dentro do meio poroso. O deslocamento do óleo permite a criação de novos caminhos, ou seja, favorece a criação de um desvio microscópico. Isto deve-se ao fato de a fase aquosa ser deslocada por difusão do fluxo normal para regiões de menor permeabilidade. Esse mecanismo é corroborado pelo trabalho de Fredriksen, Rognmo e Fernø (2018), onde estudaram a mobilização da água e do óleo, e identificaram que o transporte da água ocorre por difusão através de fluxos peliculares ao longo de regiões mais molháveis a água, e por meio do gradiente osmótico. A Figura 18 ilustra os dois processos de transporte da água defendido por Fredriksen, Rognmo e Fernø (2018).

Figura 18. Ilustração do transporte de água por meio da osmose e difusão.



Fonte: Adaptado de Fredriksen, Rognmo e Fernø (2018).

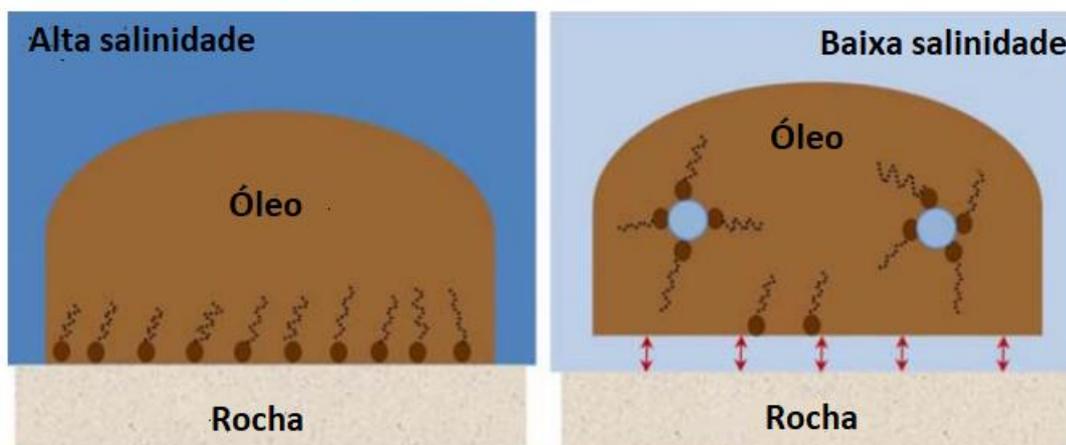
Diversos estudos apoiam as descobertas anteriores, fornecendo evidências do transporte osmótico da água e da mobilização de óleo em várias condições de molhabilidade (AFEKARE; RADONJIC, 2017; BUCKLEY, 2009; CALLEGARO et al., 2014; ELLILA, 2012; MORROW; BUCKLEY, 2011; POLLEN; BERG, 2018; ROTONDI et al., 2014; YOUSEF; AYIRALA; ARAMCO, 2014). No entanto, o mecanismo falha em explicar a necessidade da presença de componentes polares no óleo e de argilominerais na superfície da rocha.

2.3.9 Microdispersões de água

Emadi e Sohrabi (2013) e Sohrabi et al. (2017) reportaram que quando a LSW entra em contato com o óleo, há a formação de um grande número de microdispersões na interface água-óleo dentro da fase de óleo, já em contato com água de alta salinidade não há formação de microdispersões. Quando as microdispersões entram em contato com água de alta salinidade as emulsões são coalescidas. A formação de microdispersões resultam em uma recuperação de óleo adicional através de dois mecanismos separados. O primeiro está relacionado com a depleção de agentes tensoativos da interface óleo-água, como resultado ocorre a alteração de molhabilidade. Ou seja, a formação de microdispersões desestabiliza o

óleo adsorvido na superfície da argila. A Figura 19 ilustra como a variação de salinidade pode causar o deslocamento de agentes tensoativos presentes na interface do óleo, que estão auxiliando a adsorção do óleo na superfície da rocha, em direção ao centro da fase de óleo, o que causa a mobilização do óleo aderido (SOHRABI et al., 2017).

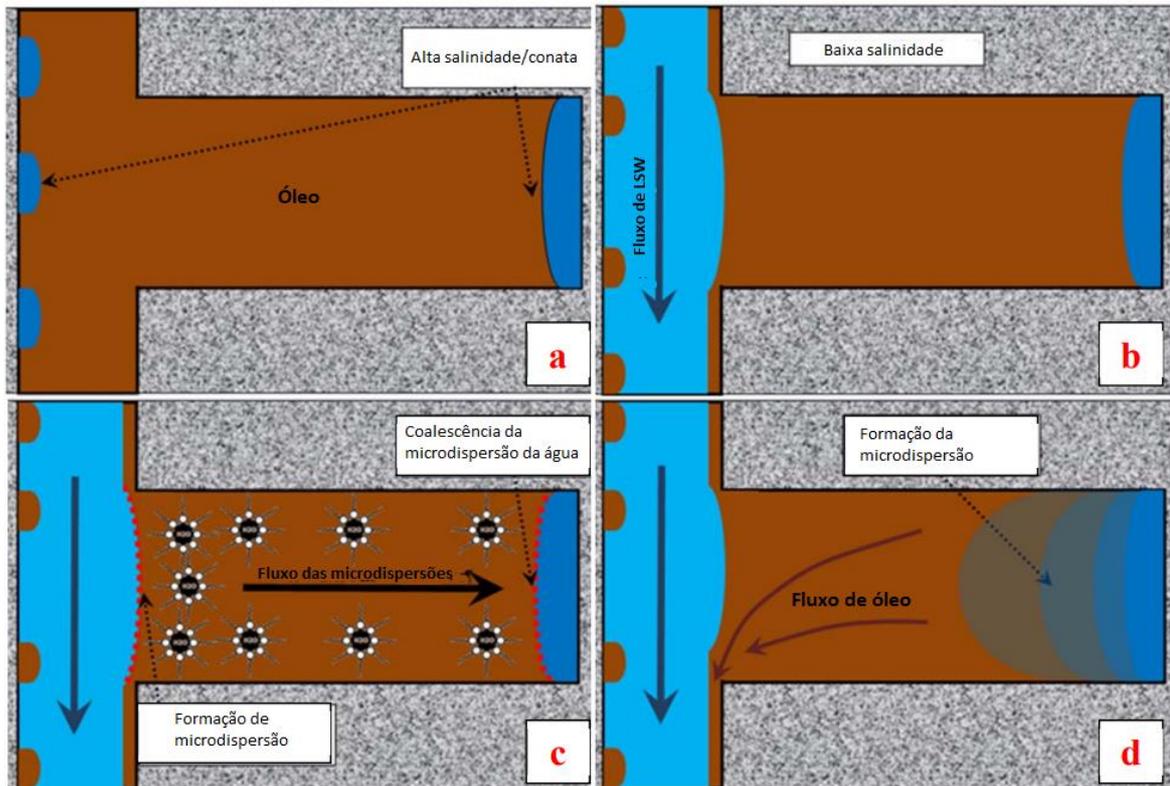
Figura 19. Representação da alteração da molhabilidade resultante do mecanismo de microdispersões.



Fonte: Adaptado de Sohrabi et al. (2017).

O segundo mecanismo está relacionado com a expansão de gotículas de água conata presentes na fase de óleo. O estudo desse fenômeno sugere que a diferença de equilíbrio entre as micelas invertidas e os monômeros adsorvidos é a força motriz do mecanismo. A Figura 20 ilustra o esquema do mecanismo, no qual a Figura 20a mostra a distribuição do óleo e a água conata nas condições iniciais de alta salinidade. A Figura 20b mostra a distribuição dos fluidos após a injeção de LSW, no qual o óleo presente nos poros interconectados são deslocados, enquanto não há alteração da distribuição de óleo em regiões isoladas. Em contato com água de LSW há a formação de microdispersões na interface do óleo, que são deslocadas em direção a interface em contato com a água conata. Quando as emulsões atingem a interface com a água conata, elas coalescem, Figura 20c. Esse processo favorece a o inchaço das gotículas de água conata e ocorre a remobilização do óleo através de finas películas de água formada nas paredes da rocha, ou através de forças viscosas, ilustrado pela Figura 20d (EMADI; SOHRABI, 2013).

Figura 20. Representação esquemática do processo da expansão de gotículas de água conata. (a) condição inicial, (b) injeção de água de baixa salinidade, (c) formação e deslocamento de microdispersões, (d) expansão da região de água conata e remobilização da fase óleo.



Fonte: Adaptado de Emadl e Sohrabi (2013)

2.4 Modelagem dos mecanismos de LSW

Embora exista a discussão acerca de qual mecanismo é o responsável por descrever os efeitos da injeção de LSW em reservatórios areníticos, há um consenso na forma em que o processo é modelado. É geralmente aceito que os efeitos da LSW são caracterizados pela mudança na permeabilidade relativa dos fluidos, independente do mecanismo modelado. Isto é condizente, pois as permeabilidades relativas, além de representar o comportamento dos fluidos ao longo do meio poroso, impacta diretamente na mobilidade dos fluidos. Diversos autores propuseram diferentes modelos utilizando distintas abordagens fenomenológicas. O processo de desenvolvimento desses modelos está dividido em abordagem empírica, onde o modelo é baseado em dados experimentais, e uma abordagem fenomenológica, em que o modelo é derivado de conceitos fundamentais da engenharia. Na próxima seção será apresentado um conjunto de modelos, podendo ser modelos estáticos, no qual o transporte da água ao longo do reservatório é negligenciado e são utilizados na avaliação de algumas hipóteses, como alteração da molhabilidade, desprendimento das partículas de argila e adsorção de componentes polares do óleo na superfície da argila. No entanto, a parte fluidodinâmica é de grande relevância para a predição do fator de recuperação após a aplicação de um método de recuperação. Com isso, os modelos dinâmicos são os mais

desenvolvidos, diferenciando-se no tipo de abordagem físico-química utilizada para contabilizar os efeitos da LSW.

2.4.1 Interpolação da salinidade total

Pioneiramente, Jerauld et al. (2008) propuseram o primeiro modelo para a simulação da injeção de LSW. Nesse modelo, os autores assumiram uma abordagem simplificada, onde a salinidade é modelada como se fosse um único componente sendo transportada na fase aquosa, com isso podendo ser acompanhada ao longo do reservatório. Além disso, foi considerado que o mecanismo responsável pelos efeitos da LSW é a alteração da molhabilidade. Como citado anteriormente, os efeitos da LSW são modelados a partir da modificação das permeabilidades relativas da água e do óleo. Um conjunto de permeabilidade relativa serão definidas como dados de entrada do modelo, sendo a permeabilidade relativa de alta salinidade o limite superior, onde os efeitos da LSW ainda não são observados. Já a permeabilidade relativa de baixa salinidade representa o limite inferior, que a partir daquela salinidade não identifica-se aumento relativo no fator de recuperação. Portanto, a alteração da molhabilidade será dinamicamente representada pelas mudanças da permeabilidade relativa nesse intervalo, através de um parâmetro interpolador que é função da salinidade total. Esse parâmetro interpolador é utilizado na interpolação tanto das permeabilidades relativas, como da pressão de capilaridade e da saturação de óleo residual, conforme descrito pelas Eqs.4-8.

$$k_{rw} = \theta k_{rw}^{HS}(S^n) + (1 - \theta)k_{rw}^{LS}(S^n) \quad (4)$$

$$k_{ro} = \theta k_{ro}^{HS}(S^n) + (1 - \theta)k_{ro}^{LS}(S^n) \quad (5)$$

$$P_{cow} = \theta P_{cow}^{HS}(S^n) + (1 - \theta)P_{cow}^{LS}(S^n) \quad (6)$$

$$\theta = \frac{S_{or} - S_{or}^{LS}}{S_{or}^{HS} - S_{or}^{LS}} \quad (7)$$

$$S^n = \frac{S_o - S_{or}}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad (8)$$

Onde:

k_{rw} = permeabilidade relativa da água;

k_{ro} = permeabilidade relativa do óleo;

P_{cow} = pressão de capilaridade da interface óleo-água;

S^n = saturação normalizada;

θ = parâmetro interpolador, sendo 1 = limite de alta salinidade e 0 = limite de baixa salinidade;

S_{or} = saturação de óleo residual;

S_o = saturação de óleo em um período de tempo específico;

S_{wi} = Saturação de água conata;

HS = subscrito indicando a condição de alta salinidade;

LS = subscrito indicando a condição de baixa salinidade.

As Eqs.4-8 apenas representam o termo que modela os efeitos da LSW, portanto, para a correta simulação e identificação da frente de avanço da água injetada e da dispersão do sal ao longo do reservatório, será realizado o acoplamento com as equações de balanço de massa e de transporte de componente, descrito posteriormente.

Similarmente, Tripathi e Mohanty (2008) propuseram três modelos onde a alteração da molhabilidade seria modelada utilizando a abordagem simplificada de interpolação em função da salinidade total. Porém, diferentemente do modelo anterior, além da saturação de óleo residual, outros parâmetros foram definidos como função da salinidade. O primeiro modelo é similar ao modelo proposto por Jerauld et al. (2008), onde são utilizadas as mesmas Eqs.4-8, mantendo a saturação de óleo residual como o único parâmetro em função da salinidade. Embora, os autores contribuíram com a definição da correlação linear entre a saturação do óleo residual e a fração mássica de sal, que não existia no trabalho anterior, descrita pela Eq.9.

$$S_{or}(X_c) = S_{or}^{LS} + \frac{X_c - X_c^{LS}}{X_c^{LS} - X_c^{HS}} (S_{or}^{LS} - S_{or}^{HS}) \quad (9)$$

Sendo, X_c a fração mássica do sal na fase aquosa.

No segundo modelo, além da saturação do óleo residual, foi proposto que a permeabilidade relativa da água no ponto de saturação do óleo residual (k_{rw}^*) também seria dependente da salinidade, conforme Eq.10. Esse é importante parâmetro utilizado na correlação de Brooks-Corey, com o objetivo de calcular as permeabilidades relativas, sendo que esse processo será detalhado posteriormente.

$$k_{rw}^*(X_c) = k_{rw}^{*LS} + \frac{X_c - X_c^{LS}}{X_c^{LS} - X_c^{HS}} (k_{rw}^{*LS} - k_{rw}^{*HS}) \quad (10)$$

Onde k_{rw}^* a permeabilidade relativa da água no ponto de saturação do óleo residual.

O último modelo considera, a saturação do óleo residual e o expoente da permeabilidade relativa do óleo (n_o), também um parâmetro da correlação de Brooks-Corey, como uma função da salinidade. A Eq.11. ilustra a correlação entre o parâmetro ajustado com dados experimentais e a salinidade.

$$n_o(X_c) = n_o^{LS} + \frac{X_c - X_c^{LS}}{X_c^{LS} - X_c^{HS}} (n_o^{LS} - n_o^{HS}) \quad (11)$$

Sendo n_o o expoente da permeabilidade relativa do óleo.

Wu e Bai (2009) formularam um modelo matemático que considera a abordagem interpolativa entre o conjunto de permeabilidade relativa de entrada, sem a necessidade de definir um parâmetro interpolativo. Similarmente aos modelos anteriores, a saturação óleo residual é considerado como uma função da salinidade e das saturações residuais de óleo do intervalo onde os efeitos da LSW são observados. E as mudanças na permeabilidade relativa são realizadas diretamente em um modelo modificado de Brooks-Corey, como mostrado nas Eqs.12-14.

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{2+\varphi} \quad (12)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{or}(X_c)}{1 - S_{wi}} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^\varphi \right] \quad (13)$$

$$S_{or}(X_c) = S_{or1} + \frac{X_c - X_{c1}}{X_{c1} - X_{c2}} (S_{or1} - S_{or2}) \quad (14)$$

Sendo,

S_w = saturação da água em um período de tempo específico;

S_o = saturação de óleo em um período de tempo específico;

φ = índice exponencial da correlação da permeabilidade relativa;

1 = subscrito indicando a condição de baixa salinidade.

2 = subscrito indicando a condição de alta salinidade.

É importante salientar que os autores só consideraram como função da salinidade as variações relacionadas a permeabilidade relativa do óleo, e mantiveram a permeabilidade relativa da fase aquosa apenas dependente da saturação de água, independente da salinidade. Além disso, os autores consideraram a expansão da camada dupla elétrica como o mecanismo responsável pela alteração da molhabilidade.

Similarmente, Shojaei, Ghazanfari e Masihi (2015) utilizaram a mesma abordagem de substituição direta da salinidade no cálculo da permeabilidade relativa do óleo, porém utilizando uma correlação diferente proposta por Tsakiroglou, Avraam e Payatakes (2004). A Eq.16 traz dois novos parâmetros como função da salinidade (a_o e m_o), que são uma função linear da fração mássica de sal na fase aquosa, representadas pelas Eqs.18-19. Além disso, existem parâmetros que devem ser obtidos via ajuste de curva utilizando dados experimentais, tanto para a nova correlação como para correlação de Brooks-Corey utilizada no cálculo da permeabilidade relativa da água.

$$k_{rw} = k_{rw}^* (S_w^*)^{n_w} \quad (15)$$

$$K_{ro} = k_{ro}^* \frac{(1 - S_w^* + h_0)^{m_o} + a_o(1 + S_w^*)}{(1 + h_0)^{m_o} + a_o} \quad (16)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (17)$$

$$a_o(X_c) = a_o^{LS} + \frac{X_c - X_c^{LS}}{X_c^{LS} - X_c^{HS}} (a_o^{LS} - a_o^{HS}) \quad (18)$$

$$m_o(X_c) = m_o^{LS} + \frac{X_c - X_c^{LS}}{X_c^{LS} - X_c^{HS}} (m_o^{LS} - m_o^{HS}) \quad (19)$$

Onde:

K_{ro} = permeabilidade relativa do óleo modificada;

S_w^* = saturação normalizada;

k_{ro}^* = permeabilidade relativa do óleo no ponto de saturação de conata;

n_w = expoente da permeabilidade relativa da água;

h_0, a_0 e m_0 = parâmetros ajustados da permeabilidade relativa do óleo.

Posteriormente, Azim et al. (2018) focaram na modelagem da injeção de LSW em reservatórios fraturados. A modelagem de reservatórios fraturados acarreta uma maior complexidade ao modelo, sendo necessário a utilização de uma abordagem híbrida para modelagem do escoamento. As pequenas fraturas utilizam uma abordagem contínua, enquanto as médias e grandes usam uma abordagem discreta, que são calculados pela equação da difusividade de Darcy. Nesse cenário, o cálculo da pressão de capilaridade é relevante para a correta simulação da injeção de LSW. Portanto, os autores propuseram uma função interpolativa distinta para o cálculo da pressão de capilaridade, como visualizado nas Equações 20-26. Nos modelos citados anteriormente, o parâmetro interpolador foi sempre considerado como uma função linear da salinidade, com o intuito de avaliar o impacto da não linearidade no processo de interpolação Al-Ibadi, Stephen e Mackay (2019) utilizaram o modelo de Jerauld et al. (2008) variando o tipo de equação não linear, como pode ser visto na Figura 21. Para avaliar o impacto do conjunto de correlações de interpolação, os autores compararam o corte de água resultante da simulação da injeção de LSW. Como ilustrado pela Figura 21b, a seleção de uma função não linear para interpolar entre as curvas de permeabilidade relativa não gera um impacto significativo nos resultados, confirmando a tendência na utilização da função linear.

$$k_{rw} = F_1 k_{rw}^{LS} + (1 - F_1) k_{rw}^{HS} \quad (20)$$

$$k_{ro} = F_1 k_{ro}^{LS} + (1 - F_1) k_{ro}^{HS} \quad (21)$$

$$P_{cow} = F_2 P_{cow}^{LS} + (1 - F_2) P_{cow}^{HS} \quad (22)$$

$$S_{wco} = F_1 S_{wco}^{LS} + (1 - F_1) S_{wco}^{HS} \quad (23)$$

$$S_{wcr} = F_1 S_{wcr}^{LS} + (1 - F_1) S_{wcr}^{HS} \quad (24)$$

$$S_{wmax} = F_1 S_{wmax}^{LS} + (1 - F_1) S_{wmax}^{HS} \quad (25)$$

$$S_{owcr} = F_1 S_{owcr}^{LS} + (1 - F_1) S_{owcr}^{HS} \quad (26)$$

Sendo,

F_1, F_2 = funções da concentração de sal;

P_{cow} = pressão de capilaridade da interface óleo-água;

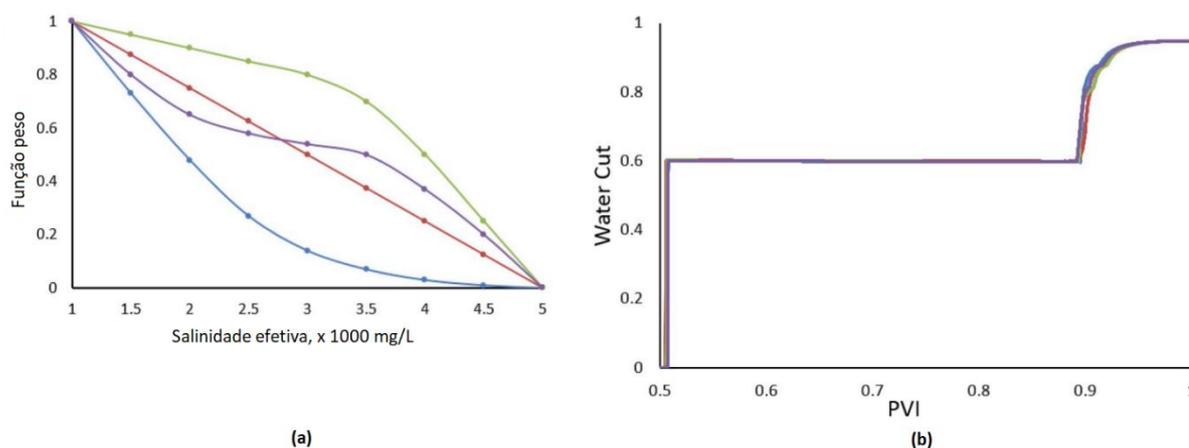
S_{wco} = saturação de água conata;

S_{wcr} = saturação de água crítica;

S_{wmax} = saturação de água máxima;

S_{owcr} = saturação de óleo crítica em água.

Figura 21. Análise do impacto da não linearidade do parâmetro interpolador. (a) correlações não lineares e lineares selecionadas para o estudo, (b) curvas de corte de água resultante da injeção de LSW para diferentes funções não lineares.



Fonte: Adaptado de Al-Ibadi, Stephen e Mackay (2019).

2.4.2 Troca iônica

Nos trabalhos conduzidos por Omekeh et al. (2012), Omekeh e Evje (2011) foi proposto um modelo geoquímico que relacionava a troca catiônica que ocorre nas superfícies dos argilominerais durante a injeção de LSW com a mudança de molhabilidade, e conseqüentemente o aumento da produção de óleo em testemunhos areníticos. No modelo desenvolvido, a mudança de molhabilidade da rocha está relacionada com a quantidade de íons divalentes que são liberados da superfície. Utilizando uma abordagem multicomponente, onde a concentração de um determinado íon impacta significativamente no fator de recuperação, e essa variação é capturada e quantificada junto ao modelo, é possível ajustar a composição da água injetada para otimizar o processo de LSW. Conforme visualizado pelas equações 27-30, o modelo desenvolvido segue a mesma abordagem interpolativa entre um intervalo onde os efeitos da LSW são observados na quantidade de óleo recuperado; no entanto, agora, o parâmetro interpolativo está relacionado com a quantidade de íons desprendidos da superfície da rocha.

$$k_{rw}(S_w, \beta_{Ca}, \beta_{Mg}) = H(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})k_{rw}^{HS} + [1 - H(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})]k_{rw}^{LS} \quad (27)$$

$$k_{ro}(S_w, \beta_{Ca}, \beta_{Mg}) = H(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})k_{ro}^{HS} + [1 - H(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})]k_{ro}^{LS} \quad (28)$$

$$H(\beta_{Ca}, \beta_{Mg}) = \frac{1}{1 + rm(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})} \quad (29)$$

$$m(\beta_{Ca}, \beta_{Mg}) = \max(\beta_{Ca0} - \beta_{Ca}, 0) + \max(\beta_{Mg0} - \beta_{Mg}, 0) \quad (30)$$

Sendo,

H = Função interpolativa, sendo 1 = não há nenhum íon de cálcio e magnésio aderido na superfície e 0 = os íons cálcio e magnésio estão aderidos em sua capacidade máxima;

β_{Ca} = quantidade de cálcio aderido na superfície da argila em um período específico;

β_{Mg} = quantidade de magnésio aderido na superfície da argila em um período específico;

r = constante de ajuste;

m = quantidade total de íons aderidos na superfície da argila;

β_{Ca0} = quantidade inicial de cálcio aderido na superfície da argila;

β_{Mg0} = quantidade inicial de magnésio aderido na superfície da argila.

No ano seguinte, Dang, Nghiem e Nguyen (2013) também propuseram um modelo geoquímico baseado na troca iônica como o mecanismo primário responsável pelos efeitos da LSW. A diferença principal desse modelo para o proposto por Omekeh et al. (2012) e Omekeh e Evje (2011) é considerar a fração de íons de cálcio aderidos na superfície da argila como único parâmetro de controle da mudança de molhabilidade, descrito pela Eq.31. Optou-se por essa abordagem devido às simulações realizadas, utilizando a fração equivalente de cálcio, onde os resultados apresentaram um melhor ajuste com os dados experimentais.

$$\omega = \frac{Ca - X_2 \times CEC}{CEC_{max}} \quad (31)$$

Onde:

ω = parâmetro interpolador;

$Ca - X_2$ = fração de cálcio aderido à superfície da argila;

CEC = capacidade de troca catiônica;

CEC_{max} = capacidade máxima de troca catiônica.

2.4.3 Expansão da camada dupla elétrica e teoria E-DLVO

Korrani (2014) no intuito de investigar o processo de transporte reativo que ocorreria durante a injeção de LSW, integrou o pacote geoquímico IPhreeqc com o simulador composicional multifásico e multicomponente UTCOMP. Com essa ferramenta integrada foi possível simular diferentes cenários e investigar as diferentes interações entre o sistema óleo-água-rocha. Assim, foi possível desenvolver um modelo matemático dinâmico que relaciona a alteração da molhabilidade com a expansão da dupla camada elétrica, por meio da variação da força iônica da fase aquosa. A Eq.32 mostra uma função que interpola entre valores de máximo e de mínimo de força iônica.

$$\theta = \frac{TIS_{max} - TIS(x, t)}{TIS_{max} - TIS_{min}} \quad (32)$$

Sendo,

θ = parâmetro interpolador;

$TIS(x, t)$ = força iônica total da fase aquosa em posição e tempo específicos;

TIS_{max} = força iônica total máxima, acima desse valor não ocorre nenhuma alteração da molhabilidade;

TIS_{min} = força iônica total mínima, representa a alteração da molhabilidade máxima do sistema.

Sadeqi-Moqadam, Riahi e Bahramian (2016) desenvolveram uma aplicação para quantificar a molhabilidade da superfície da rocha relacionando com o cálculo do ângulo de contato da superfície por meio da teoria DLVO estendida (E-DLVO). O modelo acopla uma correlação de predição do potencial zeta, no intuito de modelar o comportamento eletrostático das fases óleo/água e da interface água-rocha em função da concentração, com a correlação que relaciona o ângulo de contato e a pressão de disjunção. A teoria E-DLVO considera que a pressão de disjunção é soma das contribuições de diferentes forças de interação, como a força de *Van der Waals*, eletrostática e estrutural (ISRAELACHVILI; JACOB N, 2011). A Eq. 33 é baseada na definição de superfícies divisoras de *Gibbs* e a equação de *Young-Laplace* ampliada, que relaciona a pressão de capilaridade, a pressão de disjunção, a tensão interfacial e a curvatura do menisco da fase aquosa.

$$\cos\theta = 1 + \frac{1}{\gamma} \int_0^{P_c} h d\Pi \quad (33)$$

Onde,

θ = ângulo de contato;

γ = tensão interfacial;

P_c = pressão de capilaridade;

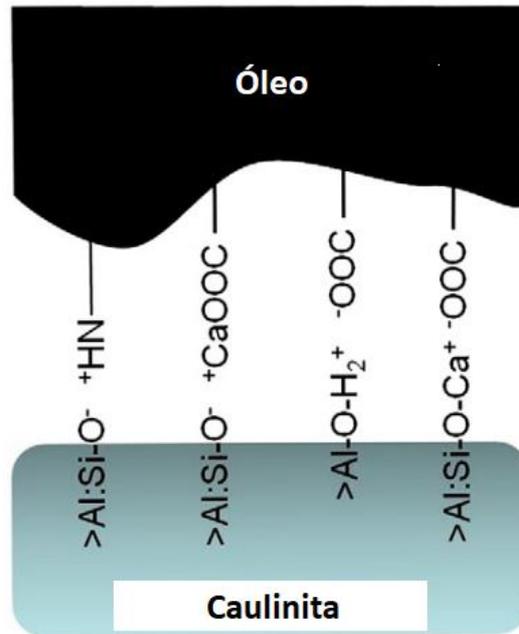
h = distância entre as superfícies;

Π = pressão de disjunção.

2.4.4 Complexação da superfície

Todos os modelos apresentados utilizaram a abordagem dinâmica, mas no trabalho de Brady, Krumhansl e Mariner (2012) foi proposto um modelo geoquímico estático com o objetivo de quantificar as tendências da capacidade de adesão do óleo na superfície da rocha. A adsorção iônica pode ser descrita por meio de cálculos de equilíbrio das interfaces baseados em reações de complexação da superfície. Na Figura 22 é possível visualizar as quatro pontes de ligações mais importantes na adesão de óleo na superfície da caulinita, onde o produto de ligação é calculado pela multiplicação da concentração de cada espécie carregada na superfície. Para identificar se a superfície é mais hidrofóbica ou hidrofílica, analisa-se o produto de ligação de cada superfície e se forem de cargas opostas, assume-se uma superfície mais hidrofóbica. Similarmente, quando o produto de ligação de cada superfície for de cargas iguais, a superfície é considerada mais hidrofílica.

Figura 22. Representação esquemática das pontes de ligação eletrostática entre sitio carregados da caulinita e componentes do óleo.



Fonte: Adaptado de Brady, Krumhansl e Mariner (2012).

Korrani e Jerauld (2019) desenvolveram um modelo dinâmico baseado nas reações de complexação da superfície, no intuito de calcular o número de estabilidade da lâmina d'água que separa as superfícies, conforme visualizado na Figura 23. Para modelar a alteração da molhabilidade, os autores conceituaram um número adimensional definido como a razão entre as forças eletrostática e Van der Waals das superfícies, descrito pela Eq.34. O número de estabilidade é então utilizado para o cálculo de uma função interpoladora, com demonstrado pela Eq.35. Esse modelo possui uma restrição onde, SN_{min} não pode ser menor do 0,1, e SN_{max} maior do que 2.

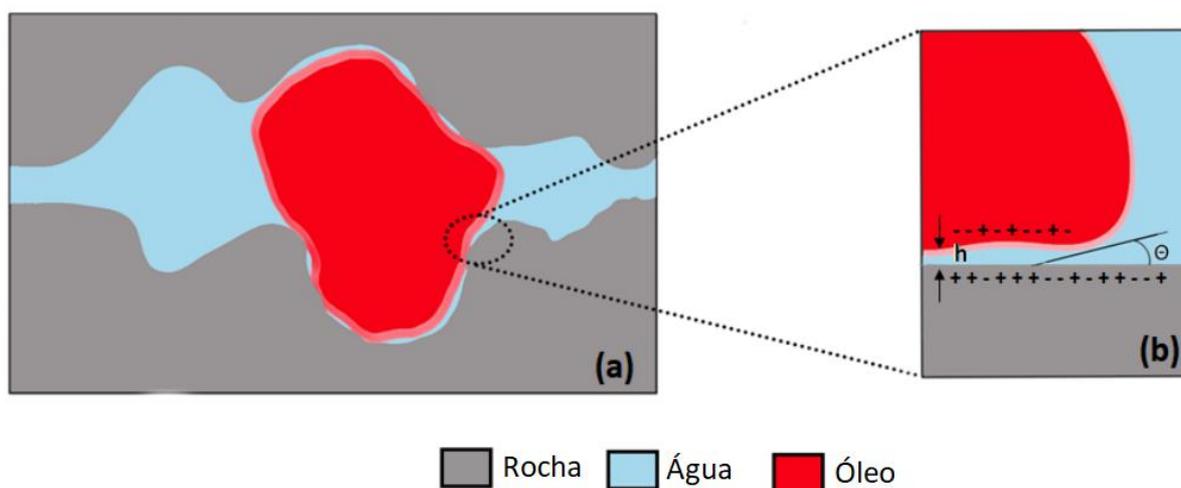
$$SN = 0.09\varepsilon_r^{1.5}\psi_{oil/brine}\psi_{brine/rock}\sqrt{\frac{T}{I}} \quad (34)$$

$$\theta = \max\left(\min\left(\frac{SN(x,t) - SN_{min}}{SN_{max} - SN_{min}}\right), 0\right) \quad (35)$$

Sendo, SN o número de estabilidade; ε_r a constante dielétrica; $\psi_{oil/brine}$ = potencial zeta da interface óleo-água; $\psi_{brine/rock}$ = potencial zeta da interface água-rocha; T = temperatura; I = força iônica; θ = parâmetro interpolador; $SN(x,t)$ = número de estabilidade em posição

e tempo específicos; SN_{max} = número de estabilidade máximo; SN_{min} = número de estabilidade mínimo.

Figura 23. (a) Representação esquemática do ângulo de contato do sistema óleo-água-rocha dentro do meio poroso, (b) lâmina d'água separando as faces óleo e rocha e suas respectivas distribuições de cargas.

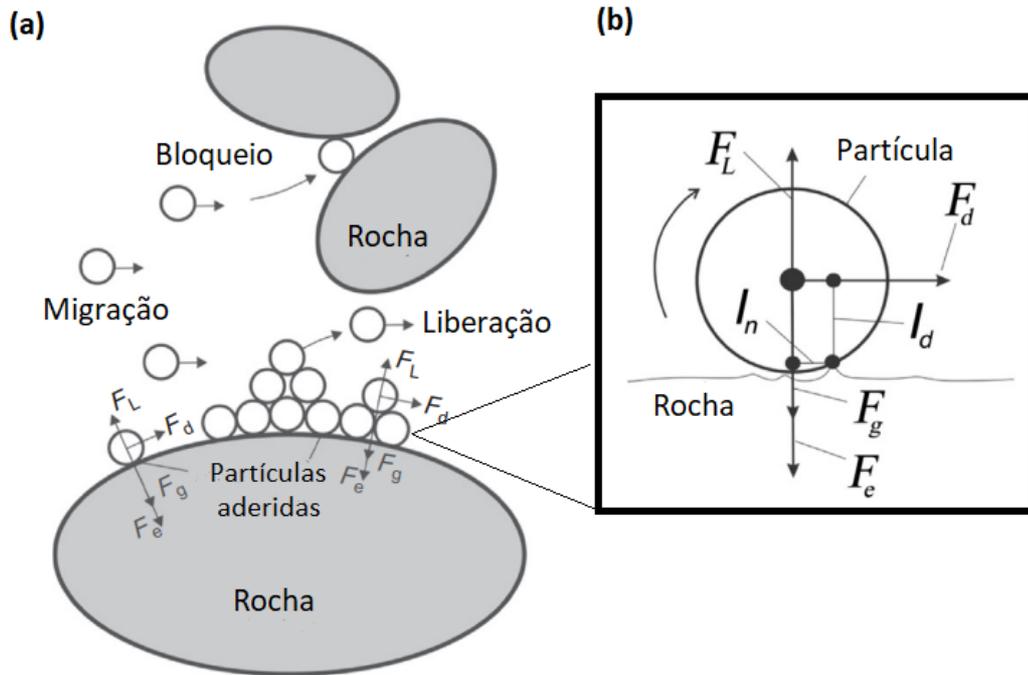


Fonte: Adaptado de Rego (2021)

2.4.5 Migração de Finos

Diferentemente dos modelos apresentados anteriormente, que baseiam-se no mecanismo da alteração da molhabilidade, diversos autores defendem que a migração de finos desempenha um papel crucial nos efeitos da LSW. Durante a LSW as partículas de argila desprendem-se da superfície dos poros devido à mudança no equilíbrio de forças mecânicas primárias que atuam sobre a partícula. A Figura 24a mostra os fenômenos decorrentes do desprendimento do fino, que são a migração dos finos suspenso em fase aquosa e o eventual bloqueio dos poros. Porém, antes do desenvolvimento da modelo matemático que descreva a migração de finos durante a injeção de LSW, o fenômeno do desprendimento de partículas já era modelado por meio da teoria de filtração clássica. No qual o modelo assume que a taxa de desprendimento é proporcional a diferença entre o fluxo convectivo das partículas suspensas e o produto do coeficiente de desprendimento e concentração de partículas aderidas na superfície (GRUESBECK; COLLINS, 1982; HERZIG; LECLERC; LE GOFF, 1970; KHILAR; FOGLER, 1998; SCHECHTER, 1992). No entanto, esse modelo não satisfaz o torque de forças mecânicas em que as partículas estão submetidas, conforme visualizado pela Figura 24b (BRADFORD; TORKZABAN; SHAPIRO, 2013; DAS; SCHECHTER; SHARMA, 1994; SCHECHTER, 1992). No intuito de conceituar uma teoria na qual satisfaça o equilíbrio de forças mecânicas que atuam sobre a partícula, Bedrikovetsky e colaboradores propuseram e aperfeiçoaram uma nova correlação chamada de função de retenção máxima (BEDRIKOVETSKY et al., 2011, 2012; BEDRIKOVETSKY; FURTADO; SOUZA, 2010; YOU et al., 2016; YUAN; MOGHANLOO; ZHENG, 2016).

Figura 24. (a) Representação esquemática dos fenômenos que ocorrem durante a injeção de LSW, (b) balanço de torque mecânicos compostos pelas forças eletrostática, gravidade, arrasto e elevação, que atuam sobre uma partícula de argila.



Fonte: Adaptado de Russell et al. (2018).

A base desse novo parâmetro proposto é o balanço entre as forças hidrodinâmicas que atuam para desprender os finos da superfície, compostas pela força de arrasto e de elevação, e as forças de atração, como a força eletrostática e de gravidade. O balanço de forças primárias é expresso pela Eq.36.

$$F_d(U, r_s)l_d(r_s) + F_L(U, r_s)l_n = F_e(r_s, I, pH, T)l_n + F_g(r_s)l_n \quad (36)$$

Onde F_d , F_L , F_e e F_g são, respectivamente, as forças de arrasto, de elevação, eletrostática e gravitacional. Já U é a velocidade de Darcy, r_s o raio da partícula, T é a temperatura, I é a força iônica e l_d e l_n são os vetores tangencial e normal.

Para que a partícula desprenda-se da superfície da rocha, as forças hidrodinâmicas devem sobrepor as forças de atração, sendo a força eletrostática mais predominante. Portanto, a função de retenção máxima utiliza-se da teoria DLVO estendida para calcular as interações intermoleculares decorrentes da aproximação das superfícies do fino e do grão da rocha (ZEINIJAHROMI et al., 2016). A Eq.37 expressa o cálculo da força eletrostática, que é definida como o inverso do gradiente da energia total das interações intermoleculares.

$$F_e = -\frac{\partial V}{\partial h} \quad (37)$$

Sendo,

V = energia de interação total;

h = distância entre as superfícies.

De acordo com a teoria (E-DLVO), a energia de interação total é composta pela contribuição de três energias de interações independentes, chamadas de London-Van der Waals (V_{LVW}), dupla camada elétrica (V_{EDL}), e repulsão de Born (V_{BR}). A Eq.38 é usada para quantificar a energia de interação total (V_t) para cada distância de interação (DERJAGUIN; LANDAU, 1941; VERWEY, 1947).

$$V_t = V_{LVW} + V_{EDL} + V_{BR} \quad (38)$$

Quando duas superfícies similares estão infinitamente próximas uma da outra, surge um potencial elétrico atrativo entre essas superfícies, que é chamada de potencial de London-Van der Waals. Essa força atrativa é dependente da distância entre as moléculas, e origina-se devido a polarizações elétricas e magnéticas espontâneas decorrente do campo eletromagnético gerado pelas superfícies dentro do meio aquoso (ELIMELECH et al., 1998). Além disso, é uma força de médio alcance, que atua a uma distância inferior a 10 nm, porém em alguns cenários pode ser eficaz em maiores distâncias (ISRAELACHVILI; JACOB N, 2011). Considerando a partícula de argila como uma esfera e a superfície do grão da rocha como um plano, a energia de London-Van der Waals é calculada pela Eq.39, onde o sinal negativo demonstra a natureza atrativa dessa interação (GREGORY, 1981).

$$V_{LVW} = -\frac{A_{132}r_s}{6h(I)} \left[1 - \frac{5,32h(I)}{\lambda_w} \ln \left(1 + \frac{\lambda_w}{5,32h(I)} \right) \right] \quad (39)$$

Sendo,

A_{132} = constante de *Hamaker*;

λ_w = comprimento de onda característico das interações.

Como descrito na seção anterior, quando uma superfície é imersa em uma solução eletrolítica há o surgimento de uma dupla camada elétrica entorno dessa superfície. No cenário de interação entre a partícula de argila e a superfície da rocha no meio poroso, suas

duplas camadas elétricas irão eventualmente sobrepor-se, originando assim, o surgimento de um potencial energético. Devido à similaridade das cargas das superfícies, esse potencial será repulsivo, no entanto, se as cargas forem de sinais distintos o potencial torna-se atrativo. A magnitude desse potencial é controlada pela espessura da dupla camada elétrica, ou seja, quando mais compacta for a dupla camada, maior é a proximidade em que as superfícies podem posicionar-se (ZEINIJAHRONI et al., 2013). Considerando uma configuração esfera-plano, a Eq.40 expressa o cálculo do potencial da dupla camada elétrica (GREGORY, 1981).

$$V_{EDL} = \frac{128\pi r_s n_\infty k_B T}{\kappa^2} \psi_s \psi_b e^{-\kappa h} \quad (40)$$

Onde κ é denominado de *Debye length*, n_∞ é a densidade de íons no meio aquoso, k_B constante de *Boltzmann*, ψ_s é o potencial zeta reduzido do fino, e ψ_b é o potencial zeta reduzido do grão da rocha.

O potencial de repulsão de Born é uma interação repulsiva de curto alcance, mas de grande magnitude, que origina-se devido a sobreposição das camadas mais internas de elétrons que circundam as superfícies (GREGORY, 1981). Ruckenstein e Prieve (1976) apresentaram uma expressão para quantificar o potencial de repulsão de Born, considerando a configuração esfera-plano, como mostrado pela Eq.41.

$$V_{BR} = \frac{A_{132}}{7560} \left(\frac{\sigma_{LJ}}{r_s} \right)^6 \left[\frac{8 + Z}{(2 + Z)^7} + \frac{6 - Z}{Z^7} \right] \quad (41)$$

Sendo,

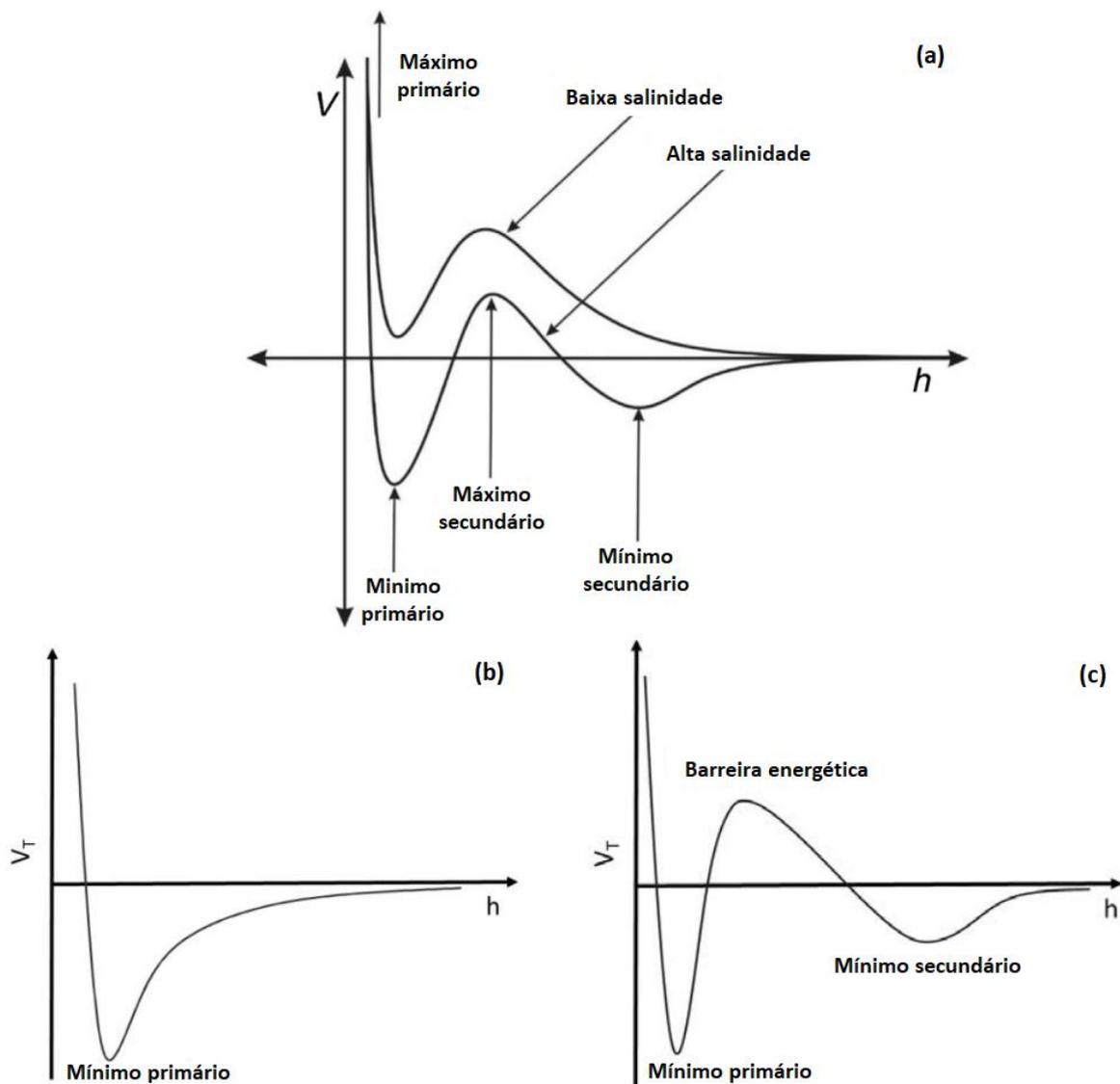
σ_{LJ} = diâmetro de colisão atômica;

Z = razão entre a distância das superfícies e o raio do fino.

A sobreposição das energias de interações em um intervalo de separação resulta em um perfil energético característico daquele sistema. A Figura 25a mostra um exemplo de perfis energéticos em condições de alta salinidade e baixa salinidade. Quando uma partícula está aderida na superfície da rocha, o sistema encontra-se em equilíbrio, onde o gradiente de forças é nulo, portanto, sendo assim seu estado energético é o mais baixo. Como ilustrado na Figura 25a, os perfis energéticos podem conter dois pontos que correspondem aos estados mínimos de energia, chamados de mínimo primário e secundário. Para que uma partícula posicionada nos pontos de mínimo seja desprendida, deve-se aplicar uma força maior que a barreira energética, representada pela distância entre as posições de mínimo e máximo (ZEINIJAHRONI et al., 2016). Russell et al. (2018) afirmaram que a força necessária para que uma partícula seja desprendida quando essa encontra-se posicionada no mínimo primário é

extremamente elevada, o que indica uma maior probabilidade de ser desprendida quando essa posiciona-se no mínimo secundário. Existem diferentes configurações de perfis energéticos, quando contém apenas um profundo mínimo primário à baixas distâncias de separação, a configuração indica condições mais favoráveis a adesão da partícula na superfície da rocha, como pode ser visualizado pela Figura 25b. Quando o perfil energético possui um mínimo secundário, supõem-se uma condição mais favorável ao desprendimento, conforme ilustrado pela Figura 25c.

Figura 25. (a) Representação do perfil energético em condições de alta e baixa salinidade, (b) configuração favorável à fixação da partícula na superfície da rocha, (c) configuração favorável ao desprendimento da partícula.



Fonte: Adaptado de (a) Russell et al. (2018), (b) Chequer (2019).

Bedrikovetsky et al. (2010) derivaram a função de retenção máxima a partir da Eq.36, das expressões da gravidade e das forças hidrodinâmicas, como descrito pelas Eqs.42-44.

Além disso, levou-se em consideração que os finos aderem-se na superfície formando multicamadas e possuem o mesmo diâmetro.

$$F_g = \frac{4}{3} \pi r_s^3 \Delta \rho g \quad (42)$$

$$F_L = x r_s^3 \sqrt{\frac{v \mu u^3}{r_p^3}} \quad (43)$$

$$F_d = \frac{\omega \pi \mu r_s^2 u}{r_p} \quad (44)$$

Sendo: $\Delta \rho$ a diferença entre as densidades dos finos e da água, g a aceleração da gravidade, x o coeficiente de elevação, μ a viscosidade do fluido, ρ a densidade do fluido, u a velocidade intersticial, r_p é o tamanho do poro e ω é o coeficiente de arrasto.

No entanto, foi a partir dos trabalhos de (LEMON et al., 2011; YUAN; SHAPIRO, 2011; ZEINIJAHRMI; LEMON; BEDRIKOVETSKY, 2011; ZEINIJAHRMI; PHUONG; BEDRIKOVETSKY, 2011) que a função máxima de retenção foi acoplada com a injeção de LSW, ou seja, adaptaram o modelo para considerar o escoamento multifásico, expressa pela Eq.45. Durante a injeção de LSW, apenas as partículas de argila que estão imersas na fase aquosa terão seu equilíbrio de forças mecânicas perturbados pela redução de salinidade da água, logo faz-se necessário relacionar a concentração de finos aderidos na rocha com a área da superfície coberta por água em função da saturação, como descrito pela Eq.46 (BORAZJANI et al., 2016; MOHAMMADMORADI; TAHERI; KANTZAS, 2017). A Figura 24a mostra que durante a LSW três fenômenos ocorrem e devem ser modelados. Primeiro, há o desprendimento do fino da superfície da rocha, essa partícula fica então suspensa e é transportada junto ao fluxo de água (migração), e devido a diferenças de dimensões o fino pode ocasionar bloqueios nas gargantas de poros compelindo um desvio do fluxo de água. Esses fenômenos são modelados por meio da Eq.47, onde a concentração de finos bloqueando as gargantas de poros é obtida pela Eq.48, sendo que a taxa de bloqueios de poros é proporcional ao fluxo convectivo de finos suspensos (BEDRIKOVETSKY et al., 2008). Como consequência do bloqueio dos poros observa-se uma queda da permeabilidade relativa da água, expressa pela Eq.49.

$$\sigma_{cr} = \left[1 - \left(\frac{\sqrt{3}\omega\pi\mu_w r_s^2 u_w}{F_e H} \right)^2 \right] (1 - \phi_c) \phi \quad (45)$$

$$\sigma_a = \sigma_{cr}(I) \frac{A_w(S_w, \theta)}{A} + \sigma_{a0} \frac{A - A_w(S_w, \theta)}{A} \quad (46)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi S_w c_s + \sigma_a + \sigma_s] + u_t \frac{\partial c_s f_w}{\partial x} = 0 \quad (47)$$

$$\frac{\partial \sigma_s}{\partial t} = \lambda(I, \sigma_s) c_s f_w u_t \quad (48)$$

$$k_{rw}(S_w, \sigma_s) = \frac{k_{rw}(S_w)}{1 + \beta_s \sigma_s} \quad (49)$$

Sendo: σ_{cr} a função de retenção máxima, u_w velocidade intersticial da água, H diâmetro do poro, ϕ_c porosidade da multicamada de finos formados na superfície da rocha, ϕ a porosidade do meio, σ_a é a concentração de finos aderidos na superfície, σ_{a0} concentração de finos aderidos inicial, A_w área coberta pela água, A área total, S_w saturação de água, c_s concentração de finos suspensos, σ_s concentração de finos bloqueando uma garganta de poro, u_t velocidade total de Darcy, f_w fluxo fracionário da água, λ coeficiente de filtração, k_{rw} permeabilidade relativa da água, β_s coeficiente de dano a formação.

Gorucu et al. (2019) propuseram um modelo para a migração de finos e incorporaram a equações de estado de um simulador composicional. O modelo proposto é uma extensão do modelo de deposição de asfaltenos descrito por Kohse (2004), Wang e Civan (2001). O modelo descreve os fenômenos da deposição, que é considerado um fenômeno reversível, bloqueio dos poros, que é considerado irreversível e a migração dos finos suspensos. A Eq.50 descreve a taxa de deposição dos finos na superfície da rocha, sendo o termo no lado esquerdo representando o acúmulo das partículas de argilas aderidas e bloqueadas no meio poroso. O bloqueio só ocorre quando a permeabilidade mínima for menor do que uma permeabilidade limite para o bloqueio. Já o desprendimento dos finos da superfície da rocha só ocorre quando a velocidade intersticial da água sobrepõe a velocidade crítica para o desprendimento. As Eqs.52-53 representam os valores adimensionais dos finos depositados e bloqueados, respectivamente.

$$\frac{\partial V_{td}}{\partial t} = \beta_{sfce} C_{flw}^k - \beta_{entr} V_d^k (v_{iw} - v_{cr}) + \beta_{plug} (1 + \beta_{snow} V_{td}^n) v_{sw} C_{flw}^k \quad (50)$$

$$V_{td} = V_d + V_p \quad (51)$$

$$V_d = V_{dep}/V_b \quad (52)$$

$$V_p = V_{plg}/V_b \quad (53)$$

Onde V_{td} é o volume de finos totais, V_{dep} é o volume de finos depositados, V_b é o volume do gridblock, V_{plg} é o volume dos finos plugados, C_{flw} é a concentração volumétrica da água, v_{iw} é a velocidade intersticial da água, v_{sw} é a velocidade superficial da água, β_{sfce} é o parâmetro de deposição superficial, β_{entr} é o parâmetro de desprendimento dos finos, v_{cr} é a velocidade crítica de arrasto, β_{plug} é o parâmetro de bloqueio, β_{snow} é o parâmetro do efeito de bola de neve.

A Eq.54 representa o balanço material de um componente sendo transportado no meio poroso.

$$\frac{\partial M_{fine}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{V_b \rho_w m_{flw} k_x k_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) + q_{fine} \quad (54)$$

Sendo, k_x a permeabilidade do meio poroso, k_{rw} a permeabilidade relativa da água, ρ_w a densidade da água, m_{flw} a concentração mássica da água, μ_w a viscosidade da água, Φ o potencial, q_{fine} a produção de óleo, e M_{fine} é a quantidade total de finos no grid.

2.5 Escoamento multifásico em meios porosos

A injeção de LSW no intuito de auxiliar no deslocamento de óleo em um meio poroso é descrita como um escoamento de duas fases imiscíveis em meio poroso. Buckley e Leverett (1942) conceituaram o que é conhecido hoje como a equação base para descrever o deslocamento multifásico e imiscível em meios porosos. Atualmente, o modelo original foi extensamente adaptado para incluir comportamentos adicionais e é utilizado em diversas aplicações de recuperação avançada, como injeção de polímeros, água carbonatada, injeção de surfactantes, e a injeção de LSW.

2.5.1 Equação de Buckley-Leverett

O modelo de *Buckley-Leverett* descreve o deslocamento de fluidos não miscíveis em um meio poroso. Esse modelo baseia-se na concepção de que ao ser injetado, o fluido penetra o meio poroso, agindo como se fosse um pistão com vazamento. Esse pistão vai empurrando o fluido a ser deslocado para fora dos poros, porém, em decorrência do vazamento, certa quantidade de fluido vai ficando para trás. Isso significa que na região invadida pelo fluido injetado ocorrerá um fluxo simultâneo dos dois fluidos presentes (BUCKLEY; LEVERETT, 1942).

Considerando o fluxo de dois fluidos imiscíveis, através de um elemento de meio poroso homogêneo, com seção transversal (A) e um ângulo de inclinação (α), a taxa de fluxo dos fluidos pode ser descrita pela lei de Darcy:

$$u_i = -\frac{k_i}{\mu_i} \left(\frac{\partial p_i}{\partial x} + g\rho_i \text{sen}\alpha \right) \quad (55)$$

Sendo: i o tipo de fluido considerado, com $i = w, o$, água e óleo, respectivamente, k_i a permeabilidade efetiva do fluido (i), μ_i a viscosidade do fluido (i), $\frac{\partial p_i}{\partial x}$ os gradientes de pressão na direção ao fluxo, g a aceleração da gravidade e ρ_i a massa específica do fluido (i).

Define-se fluxo fracionário de um fluido como o quociente entre a taxa de fluxo desse fluido e a taxa total de fluxo, conforme mostrado pela Eq. 56.

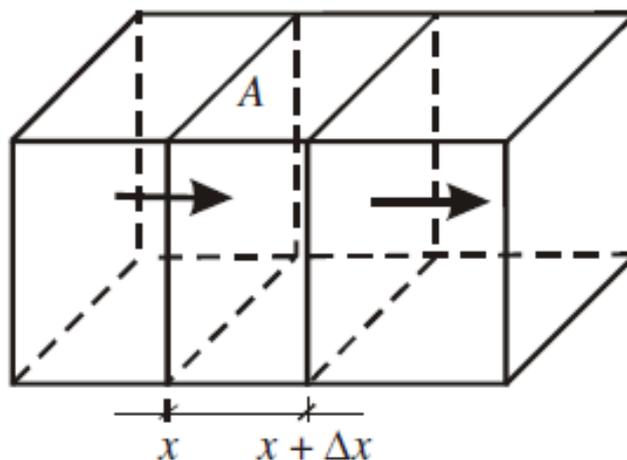
$$f_w = \frac{u_w}{u_t} = \frac{1 + \frac{k_o}{\mu_o u_t} \left(\frac{\partial p_c}{\partial x} + \Delta\rho g \text{sen}\alpha \right)}{\left(1 + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\mu_w}{k_w} \right)} \quad (56)$$

Para o caso em que o fluxo é horizontal o seno do ângulo de inclinação será igual a zero. Devido as dimensões do reservatório, a força motriz que controla o escoamento será a diferença de pressão entre os poços, injetor e produtor, logo os efeitos da pressão de capilaridade podem ser desconsiderados. Portanto, a diferença de pressão entre a fase óleo e a fase água é igual a zero, em outras palavras, as pressões dos fluidos são iguais. Assumindo essas considerações, tem-se a equação do fluxo fracionário da água (Eq. 57).

$$f_w = \frac{1}{\left(1 + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\mu_w}{k_w} \right)} \quad (57)$$

Portanto, considerando o reservatório unidimensional e horizontal, como ilustrado pela Figura 26, a equação de *Buckley-Leverett* pode ser derivada a partir de um balanço de massa.

Figura 26. Representação do meio poroso para o equacionamento da equação de *Buckley-Leverett*.



Fonte: (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Se considerarmos uma seção no meio poroso, e que nessa seção existe um fluxo de massa na direção da coordenada x , vamos ter uma vazão de entrada no ponto x , e uma vazão de saída no ponto $x + \Delta x$. Na seção de entrada, indicada pelo ponto x , a massa que entra é dada pela relação entre a velocidade aparente do fluido (u_i), a área da seção transversal perpendicular a fluxo do fluido (A), pela massa específica do fluido injetado (ρ_i) e pelo tempo que esse fluido é injetado (t). E a saída do fluido é dada pela mesma relação no ponto $x + \Delta x$. Durante a injeção de fluido no meio poroso a variação de massa também varia com o tempo. Essa variação é dada pela relação entre a área da seção transversal perpendicular ao fluxo do fluido (A), a largura do elemento de volume (Δx), a porosidade (ϕ), a saturação dos fluidos (S_i) e a massa específica do fluido (ρ_i). Considerando que o fluido e o meio poroso são incompressíveis, ou seja, massa específica, a porosidade e permeabilidade absoluta não variando com o tempo, o balanço de massa assume a seguinte forma, descrita pela Eq. 58 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

$$\phi \frac{\partial S_i}{\partial t} + \frac{\partial u_i}{\partial x} = 0 \quad (58)$$

Como citado anteriormente, a velocidade aparente dos fluidos pode ser obtida por meio da definição da equação de Darcy, assumindo as considerações do escoamento multifásico unidimensional horizontal em meio poroso, a velocidade é expressa pela Eq.59.

$$u_t = -\lambda_t \frac{\partial p}{\partial x} \quad (59)$$

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i} \quad (60)$$

$$k_i = k_{ri}k \quad (61)$$

Sendo, λ_i a mobilidade dos fluidos, a k_{ri} permeabilidade relativa do fluido (i) e k a permeabilidade absoluta do meio poroso.

Combinando as Eqs. 57 e 59 na 58, tem-se a equação de *Buckley-Leverett*.

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + u_t \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \quad (62)$$

A Eq. 62 utiliza do critério da unidimensionalidade, ou também denominado hipótese de larga escala. Para fins experimentais, essa hipótese considera que o comprimento do testemunho (L) é muito maior que a garganta dos poros, desta forma, o escoamento pode ser considerado unidimensional (AL-SARIHI et al., 2018a, 2020; BEDRIKOVETSKY, 2013).

2.5.2 Forma Adimensional

Uma forma mais conveniente de expressar a equação de *Buckley-Leverett* é utilizando as variáveis adimensionais. A Eq.63 expressa a variável espacial adimensional, em que é dada pela razão entre a coordenada (x) do meio poroso e o comprimento total do reservatório (L). Para adimensionar a variável temporal utiliza-se a fração de poro injetado, que é calculada pela razão entre o produto da vazão volumétrica total (q) e do tempo (t), pelo volume de poro, descrita pela Eq.64.

$$x_D = \frac{x}{L} \quad (63)$$

$$t_D = \frac{qt}{A\phi L} \quad (64)$$

Utilizando as novas variáveis adimensionais, a equação de *Buckley-Leverett* assume a seguinte forma:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0 \quad (65)$$

2.5.3 Permeabilidade relativa

No escoamento de duas fases imiscíveis, cada fase ocupa o próprio sistema de poros e seu escoamento dos fluidos não se correlacionam, ou seja, as forças viscosas de fricção atuam apenas dentro das fases ou quando essa está em contato com a matriz rochosa, excluindo os efeitos na interfase das fases (DAKE, 1978). Como citado anteriormente, a teoria de Darcy correlaciona a velocidade aparente/superficial dos fluidos e a força motriz do escoamento com a permeabilidade relativa dos fluidos, expressa pela Eq.66.

$$u_i = -\frac{k_{r_i} k}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial x} \quad (66)$$

Dados experimentais mostraram que a soma das permeabilidades efetivas das duas fases é menor do que a permeabilidade absoluta do meio, devido ao aumento da resistência ao escoamento formada pela interface das fases do fluido (BROOKS; COREY, 1964; FANCHI, 2018; ZOLOTUKHIN; URSIN, 1997). A permeabilidade relativa como citado anteriormente, é a razão entre a efetiva e a absoluta. Os parâmetros que afetam essa propriedade são a distribuição da saturação dos fluidos no reservatório, a molhabilidade da superfície da rocha e as propriedades do fluido (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). De acordo com Blunt (2017), as curvas de permeabilidade relativa auxiliam na identificação da molhabilidade de um meio poroso. Quando as duas curvas de permeabilidade relativa se cruzam, esse ponto de intersecção pode ser avaliado e indicar a molhabilidade do sistema. A medição direta das permeabilidades relativas demanda muito tempo e grande esforço de trabalho, por conta disso, correlações foram desenvolvidas para a determinação aproximada desses parâmetros. Uma das correlações mais conhecidas e aplicadas foi proposta por Corey e estendida por Brooks, resultando no modelo conhecido como *Brooks-Corey*, expresso pelas Eqs. 67-68 (BROOKS; COREY, 1964; DAKE, 1978; LAKE, 1989).

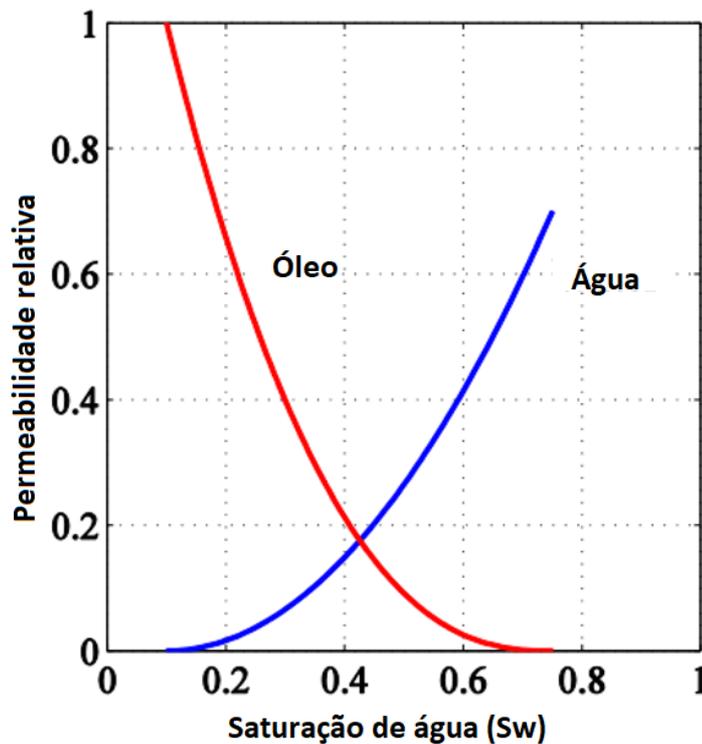
$$k_{rw} = k_{rw}^* \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{n_w} \quad (67)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^* \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{n_o} \quad (68)$$

Onde, k_{rw}^* é a permeabilidade relativa da água na saturação de óleo residual, k_{ro}^* é a permeabilidade relativa do óleo na saturação de água inicial, S_w saturação de água, S_{wi} a saturação de água inicial, S_{or} a saturação de óleo residual, e n_w, n_o os expoentes ajustados das correlações.

Esses parâmetros são geralmente obtidos por meio de ajustes com dados experimentais de trabalhos de injeção de água em testemunhos. A Figura 27 ilustra um exemplo de uma curva de permeabilidade relativa, onde a curva em azul representa a permeabilidade relativa da água em função da saturação de água, e a curva em vermelho indica a permeabilidade relativa do óleo.

Figura 27. Exemplo de uma curva de permeabilidade relativa dos fluidos.



Fonte: Adaptado de Craig (1971).

2.5.4 Equação de transporte de componentes

No escoamento multifásico, partículas presentes nas fases dos fluidos, como íons, argilominerais são deslocados junto ao escoamento de uma das fases. Considera-se que a concentração desses componentes é relativamente menor do que a concentração da fase líquido, sendo assim, as suas densidades não impactam no escoamento da fase contínua. A Eq.69 expressa o balanço de massa do transporte de um componente imerso na fase aquosa, onde acopla os efeitos da convecção e da difusão do componente (CHEN, 2007).

$$\phi \frac{\partial S_w C_i}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_i f_w)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C_i}{\partial x} \right) \quad (69)$$

Sendo,

C_i = concentração do componente (i) na fase aquosa;

D = coeficiente de difusão do componente.

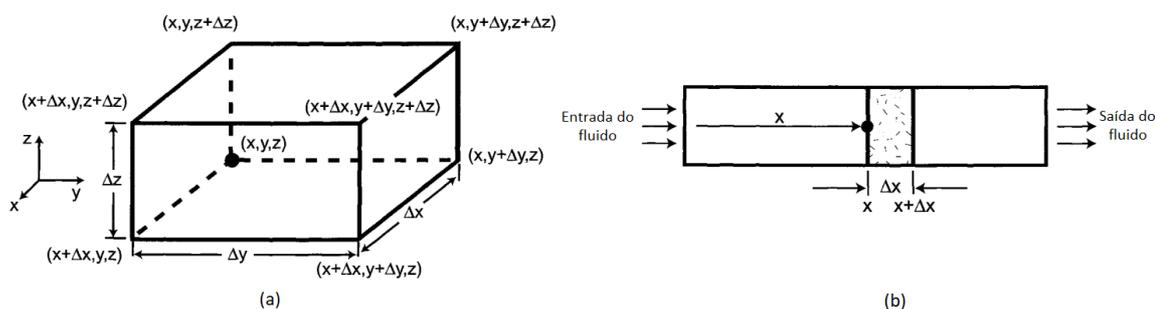
3 Materiais e Métodos

Nas seções anteriores foram apresentados conceitos e fundamentos que deram suporte ao entendimento do presente trabalho. Nesta seção será apresentado o tipo de reservatório alvo da simulação, bem como os possíveis métodos de soluções do sistema de equações acopladas, solução analítica para o caso do escoamento sem acoplamento dos efeitos da LSW e solução numérica. O método selecionado para solucionar o sistema de equações numericamente, são as diferenças finitas, onde será explicado conceitos básicos dessa metodologia. A última parte dessa seção engloba a modelagem do *software* e como ele foi elaborado, além de discretizar as classes e suas conexões.

3.1 Reservatório Unidimensional

A simulação de reservatórios baseia-se na solução de uma grande quantidade de equações que estão associadas com o número de elementos de controle que compõe a malha representativa do domínio de estudo. Baseado na geometria desse domínio, os modelos de simulação podem ser classificados como 1D, 2D e 3D. Para cada dimensão adicionada no problema, o modelo vai tornando-se progressivamente maior e mais complexo para serem solucionados (ABOU-KASSEM; FAROUQ ALI; ISLAM, 2006). A Figura 28a mostra um exemplo de um domínio onde o modelo representativo deve considerar todas as três dimensões em seus cálculos. Embora exista um avanço significativo dos recursos computacionais, em termos de velocidade de processamento e de memória disponível, a simulação de um reservatório de grandes dimensões ainda demanda um esforço computacional elevado (WESSELING, 2000). Usualmente os modelos que consideram as dimensões 1D e 2D, são mais rápidos de serem solucionados, pois consideram menos dimensões em seus cálculos, como ilustrado pela Figura 28b. Os modelos 1D são utilizados para entender o complexo processo de deslocamento de fluidos, portanto, essa vai ser a geometria utilizada no simulador desenvolvido.

Figura 28. (a) Geometria 3D do domínio que representa o reservatório, (b) geometria 1D.



Fonte: Adaptado de Abou-Kassem, Farouq Ali e Islam (2006).

Independentemente do tipo de correlação e de qual mecanismo será selecionado para descrever os efeitos da LSW, o acoplamento com as equações de continuidade do escoamento multifásico em meios poros, fornece complexidade ao sistema de equações, que tem como único procedimento viável, a solução numérica. No entanto, como parte dos testes para

verificação dos modelos, um estudo de caso será executado, onde apenas a equação de *Buckley-Leverett* será solucionada, ou seja, simulando a injeção de água de alta salinidade. E como forma de validação serão comparadas as soluções numéricas com a analítica.

3.2 Solução Analítica

Nessa seção será apresentado a solução analítica para um problema unidimensional 1D da equação de *Buckley-Leverett*, onde o deslocamento do óleo pela água será representado por um reservatório horizontal com a sua extremidade esquerda caracterizada como o poço de injeção da água, e a extremidade direita caracterizando o poço produtor. As considerações associadas ao problema 1D de *Buckley-Leverett* são os seguintes:

- o escoamento no meio poroso é unidimensional, homogêneo, isotrópico e isotérmico;
- os fluidos são imiscíveis e incompressíveis;
- a força da gravidade e capilar são negligenciadas;
- a distribuição inicial dos fluidos é uniforme.

Com isso, a equação de *Buckley-Leverett* assume a seguinte forma:

$$\phi \frac{\partial S_w(x, t)}{\partial t} + u_t \frac{\partial f_w(x, t)}{\partial x} = 0 \quad (70)$$

A solução da Eq.70 consiste de três partes principais, que baseiam-se na determinação da frente de avanço da água injetada e das regiões a frente e atrás (Lake, 1989). A primeira parte do procedimento está correlacionada com a identificação da frente de avanço do banco de água injetado no meio ($x = x_{wf}$), onde a saturação de água na frente de avanço sofre uma descontinuidade, alternando da saturação de água inicial (S_{wi}) para a saturação de água na frente de avanço (S_{wf}).

Como a distribuição inicial dos fluidos é uniforme, se for traçado planos perpendiculares ao meio poroso será observado mesma saturação dos fluidos em todos os planos. Porém, o início da injeção de água vai perturbar a distribuição das saturações, que com o passar do tempo, esses planos apresentarão valores de saturações distintas. Outra observação a ser feita é que a essa variação também ocorre espacialmente, ou seja, no ponto de injeção a saturação de água pode ser mais elevado do que o ponto próximo ao poço produtor. Portanto, pode-se afirmar que a saturação de água é função tanto do tempo como da coordenada x , e o fluxo fracionário é função apenas da saturação.

Sendo assim,

$$\frac{\partial f_w}{\partial x} = \frac{df_w}{dx} \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad (71)$$

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = -\frac{u_t}{\phi} \left(\frac{df_w}{dx} \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) \quad (72)$$

A partir da Eq.72 pode se chegar na equação da diferencial total de S_w , onde a expressão torna-se nula para um determinado plano de saturação constante deslocando-se através do meio poroso. Com isso, deriva-se a expressão para a velocidade de avanço de um determinado plano ou frente de saturação de água, conforme expresso pela Eq.73.

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{u_t}{\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w} \quad (73)$$

Essa equação estabelece que a velocidade com que uma determinada saturação de água desloca-se, é igual ao produto da velocidade intersticial com a variação do fluxo fracionário. E integrando a Eq.73, encontra-se uma expressão algébrica que determina a posição da frente de avanço, descrito pela Eq.74.

$$x_{wf} = \frac{u_t t}{\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w} \quad (74)$$

Onde o termo $\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)$, denominado de velocidade da frente de avanço, é obtido graficamente pela curva de fluxo fracionário, para uma determinada saturação de água.

A segunda parte é a determinação da região à frente da frente de avanço onde ($x > x_{wf}$), onde a saturação da água é similar a saturação de água conata, ou seja, a única fase móvel é do óleo. Já a terceira parte fica na determinação das regiões atrás da frente de avanço ($x < x_{wf}$), onde ocorre o fluxo simultâneo dos fluidos. A velocidade da frente de avanço é obtida pelo método gráfico, onde deve-se traçar uma reta tangente a curva de fluxo fracionário, sendo que a origem dessa reta é o ponto de saturação de água conata, e o ponto que tange a curva de fluxo fracionário é representado pela velocidade da frente de avanço. Welge (1952) desenvolveu uma relação com a saturação média atrás de uma determinada frente de avanço:

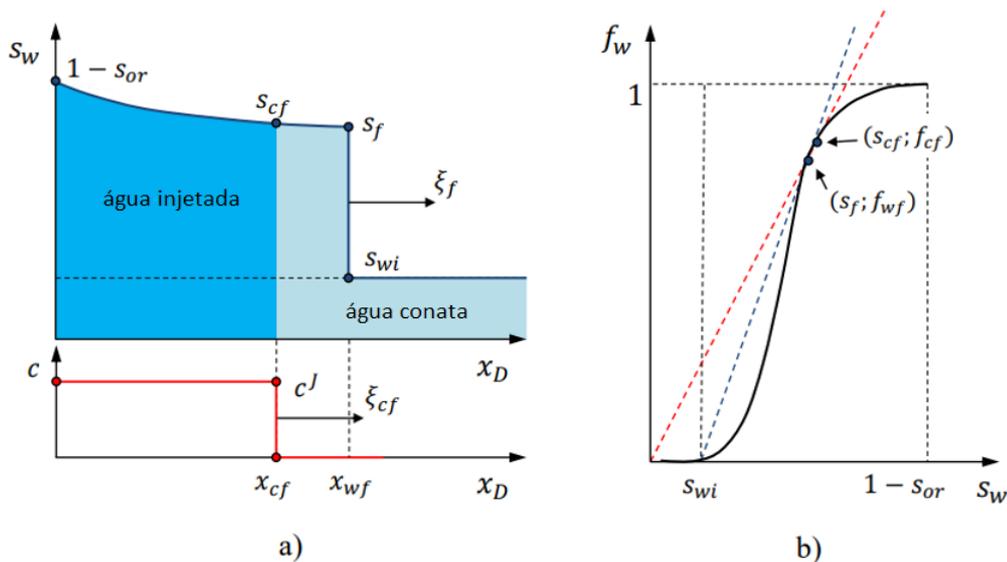
$$f'_{wf} = \frac{f_{wf}}{S_{wf} - S_{wi}} \quad (75)$$

Onde f'_{wf} é o ponto em que a reta tange a curva do fluxo fracionário e f_{wf} o fluxo fracionário na frente de avanço. O volume deslocado de óleo é dado pela Eq.76.

$$V_D = V_p(\bar{S}_{wf} - S_{wi}) \quad (76)$$

Sendo, V_D o volume de óleo deslocado, V_p o volume poroso do reservatório e \bar{S}_{wf} a saturação de água média atrás da frente de avanço. A Figura 29a ilustra uma determinada curva de saturação e todos os pontos essenciais para a solução analítica; já a Figura 29b mostra a determinação dos valores da frente de avanço por meio do método gráfico.

Figura 29. Perfil de saturação para o escoamento descrito pela equação de Buckley-Leverett, (b) curva de fluxo fracionário.



Fonte: Adaptado de Alexeev (2015).

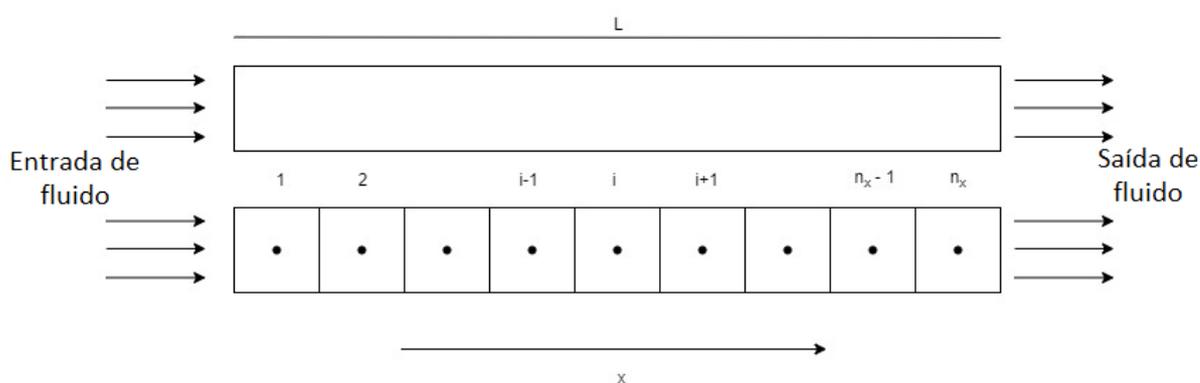
3.3 Solução Numérica

Na seção anterior foi mostrado que a equação de *Buckley-Leverett* pode ser solucionada analiticamente, porém o acoplamento de outras correlações ao sistema de equações, torna a solução analítica muito mais complexa. E com o intuito de simplificar o procedimento de solução, faz-se necessário o emprego de técnicas numéricas (MALISKA, 2014). Diferentes abordagens podem ser utilizadas, no entanto a maioria delas são variações e combinações dos três métodos básicos, método das diferenças finitas, método dos volumes finitos e método dos elementos finitos (CHEN, 2007; HIRSCH, 2007; LEVEQUE, 2007). Segundo

Maliska (2014) e Ertekin, Abou-Kassem e King (1989), na área de escoamento de fluidos e na indústria de óleo e gás, o método mais utilizado é o das diferenças finitas, devido à natureza convectiva não-linear dos problemas relacionados a esses campos.

Esse método é implementado ao discretizar a região de interesse que será modelada, nesse caso a representação de um reservatório, onde o escoamento é caracterizado por um conjunto de equações diferenciais parciais. Conforme ilustrado pela Figura 30, o reservatório horizontal será subdividido em regiões menores, transformando assim um problema contínuo em um problema discreto. Com isso, aproximando essas equações diferenciais parciais em um conjunto de equações algébricas, que são denominadas como equações diferenciais finitas (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 1989). Essas aproximações são obtidas ao utilizar a expansão da série de Taylor sobre as variáveis do conjunto de equações diferenciais parciais (AZIZ; SETTARI, 1979).

Figura 30. Discretização da representação do reservatório 1D.



Fonte: autoria própria.

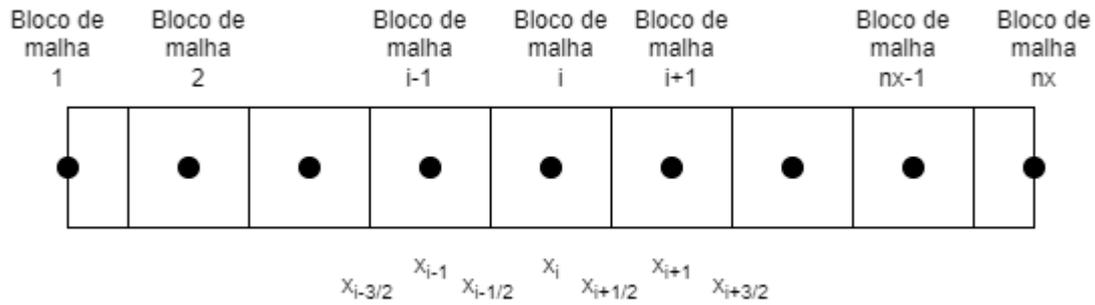
3.3.1 Discretização do meio poroso

Existem dois tipos de arranjos possíveis na distribuição dos pontos da malha computacional, o primeiro é quando os pontos são posicionados no centro de cada bloco de malha (*block centered*). E a segunda disposição é quando os pontos da malha são posicionados nas fronteiras dos blocos de malha (*point-distributed*) (CHEN, 2007). De acordo com Peaceman (1977), existem duas diferenças significativas entre os arranjos, sendo a primeira relacionada com a malha não uniforme, quando os blocos possuem dimensões distintas, no arranjo de fronteira os pontos não irão coincidir com as fronteiras dos blocos de malha. Já a segunda diferença é atribuída ao tratamento que se dá as fronteiras durante a simulação numérica. Portanto, devido as complexidades associadas ao arranjo de fronteira, as discretizações serão baseadas no arranjo central.

3.3.2 Arranjo central

Para o escoamento na direção da coordenada x , o sistema que adota o arranjo central é discretizado conforme ilustrado pela Figura 31. Nesse sistema, a malha é constituída de n blocos com as mesmas dimensões Δx_i , onde deve satisfazer a Eq.77 (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 1989).

Figura 31. Discretização da malha utilizando o arranjo central.



Fonte: autoria própria.

$$\sum_{i=1}^n \Delta x_i = L \quad (77)$$

Sendo, L o comprimento do reservatório.

As fronteiras dos blocos de malha são designadas como $x_{i-1/2}$, para a fronteira esquerda dos blocos, e $x_{i+1/2}$ para as fronteiras a direita dos blocos. Enquanto isso, os pontos ao centro são designados como x_i . A Eq. 78 expressa a relação entre os pontos centrais e suas fronteiras, assumindo que os blocos de malha são retangulares de mesma dimensão. E o tamanho do bloco da malha é igual a diferença entre as fronteiras, conforme descrito pela Eq. 79.

$$x_i = \frac{\left(x_{i-\frac{1}{2}} + x_{i+\frac{1}{2}}\right)}{2} \quad (78)$$

$$\Delta x_i = x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}} \quad (79)$$

3.3.3 Aproximação das Derivadas

Para cada ponto (x_i) da malha uma equação aproximada é associada, e para transformar a equação diferencial parcial em uma equação algébrica será utilizado a expansão da série de Taylor. Existem três formas básicas de aproximar as derivadas por meio da expansão da série de Taylor, elas são determinadas como diferença ascendente (*forward difference*), diferença descendente (*backward difference*) e diferença central (*centered difference*) (LANGTANGEN et al., 2017). Elas distinguem-se na abordagem da aproximação das derivadas utilizando a definição de limite. Considerando uma função $f(x_1, x_2, t)$, para a diferença ascendente, a aproximação é estabelecida com a adição do intervalo a variável, conforme visualizado pelo termo esquerdo da Eq. 80. Com a definição da aproximação, a função é expandida por série de Taylor.

$$f(x_1 + h_1, x_2, t) = f(x_1, x_2, t) + \frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1, x_2, t)h_1 + \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2}(x_1, x_2, t) \frac{h_1^2}{2!} \quad (80)$$

Sendo h_1 o intervalo de aproximação da derivada.

Logo a Eq. 80 assume a forma da Eq. 81, que possui um erro de aproximação de primeira ordem para o intervalo h_1 . E é denominado como o quociente da diferença ascendente.

$$\frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1, x_2, t) = \frac{f(x_1 + h_1, x_2, t) - f(x_1, x_2, t)}{h_1} \quad (81)$$

Para a diferença descendente, a aproximação da variável se dá com a variável anterior, ou seja, subtraindo o intervalo com a variável alvo, conforme ilustrado pelo termo esquerdo da Eq. 82.

$$f(x_1 - h_1, x_2, t) = f(x_1, x_2, t) - \frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1, x_2, t)h_1 + \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2}(x_1, x_2, t) \frac{h_1^2}{2!} \quad (82)$$

$$\frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1, x_2, t) = \frac{f(x_1, x_2, t) - f(x_1 - h_1, x_2, t)}{h_1} \quad (83)$$

A Eq. 83 é denominada de quociente da diferença descendente, e também está atrelado a um erro de primeira ordem no intervalo h_1 . Diferentemente das abordagens

anteriores, a diferença central é aproximada com uma ordem superior, devido a utilização dos dois pontos de aproximação, conforme expresso pelas Eq. 84-85.

$$f(x_1 + h_1, x_2, t) = f(x_1, x_2, t) + \frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1, x_2, t)h_1 + \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2}(x_1, x_2, t)\frac{h_1^2}{2!} + \frac{\partial^3 f}{\partial x_1^3}(x_1^*, x_2, t)\frac{h_1^3}{3!} \quad (84)$$

$$f(x_1 - h_1, x_2, t) = f(x_1, x_2, t) - \frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1, x_2, t)h_1 + \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2}(x_1, x_2, t)\frac{h_1^2}{2!} - \frac{\partial^3 f}{\partial x_1^3}(x_1^{**}, x_2, t)\frac{h_1^3}{3!} \quad (85)$$

Subtraindo as Eqs. 84 e 85, e rearranjando a equação resultante, chega-se na Eq. 86, denominada como o quociente da diferença central com um erro de aproximação de segunda ordem para o intervalo h_1 .

$$\frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1, x_2, t) = \frac{f(x_1 + h_1, x_2, t) - f(x_1 - h_1, x_2, t)}{2h_1} \quad (86)$$

Ambas as aproximações, ascendentes e descendentes são de primeira ordem, enquanto a diferença central é de segunda ordem. No primeiro momento, a escolha da aproximação central seria mais provável, no entanto, está atrelado a essa aproximação, problemas de estabilidade, que condicionam a não utilização dessa abordagem. Além disso, há dificuldades em se estabelecer condições iniciais ao sistema de equações aproximadas por meio da diferença central (PEACEMAN, 1977). A abordagem da diferença descendente é a mais utilizada em simulação de reservatórios, devido ao seu uso não restringir o tamanho do passo de tempo para uma solução estável (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 1989).

Alguns modelos que descrevem os efeitos da injeção de LSW consideram os efeitos da difusão na equação de transporte de componentes no meio poroso. O termo difusivo é composto por uma derivada de segunda ordem. De acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), a aproximação central para uma segunda derivada com erro de truncamento de 2° ordem, é derivada da equação decorrente da soma algébrica das Eqs. 84 e 85, acrescidas de mais um termo, resultando na Eq. 87.

$$\frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2}(x_1, x_2, t) = \frac{f(x_1 + h_1, x_2, t) - 2f(x_1, x_2, t) + f(x_1 - h_1, x_2, t)}{h_1^2} \quad (87)$$

3.3.4 Método Implícito e Explícito

Na simulação de reservatórios o problema a ser resolvido geralmente é transiente, ou seja, a simulação avançará temporalmente de uma condição inicial para uma condição distinta em um determinado período de tempo (AZIZ; SETTARI, 1979). E devido as diferentes formas de aproximação para as derivadas e suas combinações, surgem dois esquemas de soluções distintos, onde cada uma dessas aproximações imprimirá características particulares ao método de solução. Esses esquemas de solução são chamados de métodos explícitos e implícitos.

Considerando a equação adimensional de *Buckley-Leverett* (Eq. 65), e utilizando as aproximações ascendente e descendente na derivada temporal e espacial, respectivamente, a equação diferencial parcial é aproximada. A Eq. 88 é composta por três valores conhecidos e apenas uma incógnita, $S_{w_i}^{n+1}$, que então pode ser explicitada, daí a denominação de método explícito.

$$\frac{S_{w_i}^{n+1} - S_{w_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n - f_{w_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \quad (88)$$

Onde o sobrescrito n representa as variáveis no passo de tempo anterior, e $n + 1$ representa o novo passo de tempo, ou seja, os valores dessas variáveis não são conhecidos.

A formulação da Eq. 88 representa o método denominado *single-point upstream*, que possui precisão de primeira ordem tanto no espaço como no tempo; no entanto, esse esquema é condicionalmente estável para o intervalo $0 \leq \alpha \Delta t_D / \Delta x_D \leq 1$, considerando o cenário onde o fluxo parte da extremidade mais à esquerda para direita ($\alpha > 0$) (Leveque, 1992). Esse esquema é condicionalmente estável, pois sob certas circunstâncias o erro associado a solução tende a zero durante os cálculos de passo de tempos subsequentes; enquanto em outros casos pode induzir incontrolavelmente a propagação desses erros, resultando na não convergência da solução (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 1989). Essa é uma das grandes limitações do método *single-point upstream*.

No método implícito, as aproximações das derivadas temporais vão seguir o mesmo padrão do método explícito, já as derivadas espaciais, em vez de trabalhar com os valores no passo de tempo anterior a aproximação será feita com as variáveis no novo passo de tempo, conforme expresso pela Eq. 89. Esse remodelamento torna o esquema incondicionalmente estável podendo utilizar grandes passo de tempo (MALISKA, 2014). Embora esse esquema seja mais estável, a característica implícita das equações induz o acoplamento das equações nos blocos de malha, tornando mais complexo o processo de solução desse sistema de equações.

$$\frac{S_{w_i}^{n+1} - S_{w_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^{n+1} - f_{w_{i-1}}^{n+1}}{\Delta x_D} = 0 \quad (89)$$

Esse acoplamento das equações da malha permite a montagem de um sistema de equações na forma matricial, que serão solucionados simultaneamente com auxílio de diferentes métodos numéricos. Para o problema 1D, esse sistema toma a forma tridiagonal e pode ser resolvido por meio do algoritmo de Thomas, que se baseia no método da eliminação Gaussiana (CHAPRA; CANALE, 2010). Considerando a quantidade de correlações que compõem o sistema de equações utilizadas na modelagem do escoamento da injeção de LSW, e avaliando a relação entre o tempo de processamento decorrente e a estabilidade das soluções, o método explícito será o implementado nas simulações.

3.3.5 Estabilidade e Convergência

De acordo com Leveque (2007), um esquema de diferença finita é estável, se o efeito de um erro associado a solução não é propagado em erros de maiores proporções, ou seja, esses erros conduzem a soluções instáveis e pouco ou nada representativos das situações reais. A estabilidade de um esquema é avaliada por meio do critério de *Von Neumann*, onde estabelece que uma solução é estável quando o valor absoluto do erro for decrescente ou constante para níveis de tempo crescentes, ou seja, quando o módulo do fator de amplificação do erro for menor do que um, $|\lambda| \leq 1$ (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Segundo Chen (2007), a estabilidade de uma equação hiperbólica pode ser avaliada por meio da condição (*Courant-Friedrichs-Lewy* - CFL), expressa pela Eq. 90.

$$\lambda = \left| \frac{\alpha \Delta t}{\Delta x} \right| \leq 1 \quad (90)$$

Sendo, α a velocidade de Darcy.

Já a convergência de uma solução é definida como a tendência da solução se aproximar dos valores resultantes da equação diferencial parcial em uma determinada tolerância (CHEN, 2007). Outro conceito importante, é a precisão da solução numérica. A precisão e a estabilidade são conceitos distintos, enquanto a estabilidade indica que um erro não está sendo aumentado com o passo de tempo, a precisão especifica a diferença entre as soluções numéricas e exatas (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Segundo Aziz e Settari (1979), na análise da precisão existem dois tipos de erros que podem ser avaliados, o erro de truncamento local e o de truncamento global. Define-se como erro de truncamento local a diferença entre o resultado na forma de diferenças finitas e o resultado da equação diferencial parcial. Utilizando essa definição e as derivadas por diferenças finitas, tem-se a Eq. 91, que

expressa o erro de truncamento local em função dos tamanhos dos intervalos selecionados na discretização do meio poroso.

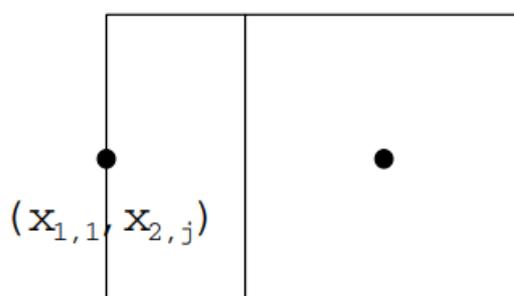
$$\varepsilon_L = O[(\Delta x_D)^2] + O(\Delta t_D) \quad (91)$$

Para a determinação do erro global faz-se necessário a determinação das soluções analíticas. Como o sistema de equações que modelam a injeção de LSW é bem robusto, e o procedimento de solução analítica é bem complexa e foge do escopo deste trabalho, o método global não será utilizado. No entanto, a relação entre os erros globais e o grau de discretização costumam ser da mesma ordem dos erros locais, empregando assim, ao erro local um papel de guia para verificação da ordem de convergência numérica (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

3.3.6 Condições de contorno e inicial

Segundo Chen (2007), existem três tipos de condições de contorno que dependem das condições externas ao reservatório. Por exemplo, a presença de aquíferos induz a delimitação de um limite sem fluxo a uma distância do reservatório, entre outras condições. Para o cenário 1D simulado, a condição de contorno utilizada é caracterizada como de primeiro tipo, ou também conhecido como tipo de *Dirichlet*. Nesse cenário a condição de contorno é especificada e constante. A Figura 32 ilustra a disposição espacial da condição de contorno quando a malha utiliza o arranjo central.

Figura 32. Representação da disposição da condição de contorno de primeiro tipo no arranjo central.



Fonte: Chen (2007).

3.3.7 Transmissibilidade

No escoamento multifásico a transmissibilidade entre as fronteiras de cada bloco da malha, deve ser cuidadosamente calculada. Quando o sistema utilizado é do ponto central, geralmente, esses parâmetros são definidos por uma média entre os blocos adjacentes. O cálculo de parâmetros como as propriedades da rocha e do bloco de malha utiliza a média harmônica. Já a média aritmética é utilizada para o cálculo de propriedades do fluido, como a

viscosidade (CHEN, 2007). A permeabilidade relativa é uma propriedade altamente não linear, devido a sua dependência com a saturação dos fluidos, portanto essa propriedade é a principal fonte de não linearidade na equação de escoamento da fase aquosa (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 1989). De acordo com Aziz e Settari (1979), utiliza-se o método de aproximação por ponderação para calcular a permeabilidade relativa nas fronteiras dos blocos de malha. Esses métodos podem assumir diferentes formas, denominadas *midpoint weighting*, *single-point upstream weighting* e *two-point upstream weighting*.

3.3.7.1 Midpoint weighting

Nesse esquema a permeabilidade relativa, $k_{rw_{i+1/2}}$ é calculada pela média aritmética das permeabilidades relativas referente aos blocos adjacentes, representado pela Eq. 92 a seguir.

$$k_{rw_{i+1/2}} = \frac{1}{2} (k_{rw}(S_i) + k_{rw}(S_{i\pm 1})) \quad (92)$$

Esse método possui um grau de precisão de segunda ordem, porém é raramente utilizado para o cálculo de parâmetros com alto grau de não-linearidade, devido a possibilidade de convergir para resultados fisicamente incorretos, onde matematicamente estão adequados, mas são fisicamente equivocados.

3.3.7.2 Single-point upstream weighting

Esse esquema depende da direção do escoamento do fluido referente aos blocos de malha. Portanto, a permeabilidade relativa assume a seguinte forma, expressa pela Eq. 93.

$$k_{rw_{i+1/2}} = \begin{cases} k_{rw}(S_{w_i}) & \text{se flui de } i \text{ até } i + 1 \\ k_{rw}(S_{w_{i+1}}) & \text{se flui de } i + 1 \text{ até } i \end{cases} \quad (93)$$

3.3.7.3 Two-point upstream weighting

Esse esquema utiliza uma técnica de extrapolação com os valores de dois pontos da malha anteriores ao ponto i .

$$k_{rw_{i+1/2}} = \begin{cases} (1 + \beta_{i-1})k_{rw}(S_{w_{i-1}}) - \beta_{i-1} k_{rw}(S_{w_{i-2}}) & \text{se flui de } i \text{ até } i + 1 \\ (1 + \beta_i)k_{rw}(S_{w_{i-1}}) - \beta_i k_{rw}(S_{w_{i+1}}) & \text{se flui de } i + 1 \text{ até } i \end{cases} \quad (94)$$

Para os blocos de malha uniformes, os coeficientes assumem os valores $\beta_{i-1} = \beta_i = 0,5$.

Os dois últimos esquemas levam a mesma solução numérica, sendo o *single-point upstream weighting* uma técnica com grau de precisão de primeira ordem, já o *two-point upstream weighting* possui um grau de precisão de segunda ordem (LANGTANGEN et al., 2017). Por conta disso, a solução da segunda técnica apresenta uma frente de avanço mais acentuada. Se o cálculo das permeabilidades relativas utiliza o esquema explícito, então os dois métodos requerem um esforço computacional similar. No entanto, quando o esquema selecionado for o implícito, o método *two-point upstream weighting* leva ao aumento da largura da matriz jacobiana, e, conseqüentemente, eleva a demanda computacional (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 1989). Logo, o método *single-point upstream weighting* foi o selecionado para aplicação nas equações de escoamento, onde o critério utilizado para seleção considerou o impacto positivo na demanda computacional em detrimento da precisão da solução.

3.3.8 Limitadores de fluxo

Como citado anteriormente, existem vários tipos de esquemas para solução numérica de equações diferenciais parciais, com diferentes ordens de precisão, que podem ser definidos como estáveis e geralmente vão resultar na convergência da solução, mesmo em soluções que apresentem descontinuidades, como no caso da equação de *Buckley-Leverett* (BLUNT; RUBIN, 1992). De acordo com Hirsch (2007), o grande problema dos esquemas de solução numérica com precisão de ordens elevadas está no surgimento de comportamentos oscilatórios, fornecendo instabilidade a solução, e, conseqüentemente, resultando em valores sem sentido físico. Para garantir a estabilidade das soluções, o tamanho do passo de tempo é restringido, tornando assim os métodos explícitos menos eficientes.

Geralmente, essas regiões são formadas quando há um intervalo numérico que deve ser satisfeito para que aquele resultado traga sentido físico. Portanto, os esquemas numéricos devem atender a uma condição de monotonicidade, proposta por (GODUNOV, 1959), que propõe que novos valores da solução numérica, u^{n+1} , não devem estar fora do intervalo definido pela propriedade. Existe uma grande variedade de métodos que atenuam o surgimento das oscilações numéricas, e o método selecionado é denominado *Total Variation Diminishing* (TVD). Para o teste dos limitadores de fluxo, a equação de *Buckley-Leverett* foi aproximada utilizando um esquema de ordem elevada, assumindo assim a seguinte forma, expressa pela Eq. 95.

$$S_{w_i}^{n+1} = S_{w_i}^n - \lambda \left[f_{w_{i+1/2}}^n - f_{w_{i-1/2}}^n \right] \quad (95)$$

Sendo $\lambda = \frac{\Delta t_D}{\Delta x_D}$ com $\alpha = 1$ devido a utilização da forma adimensional, e $f_{w_{i+1/2}}^n, f_{w_{i-1/2}}^n$ o fluxo fracionário calculado nas fronteiras do bloco de malha. E esses fluxos são calculados por meio das Eqs. 96 e 97.

$$f_{w_{i+1/2}}^n = f_{w_i}^n + \frac{\Phi_{i+\frac{1}{2}}^n}{2} (f_{w_{i+1}}^n - f_{w_i}^n) (1 - \lambda v_i^n) \quad (96)$$

$$f_{w_{i-1/2}}^n = f_{w_{i-1}}^n + \frac{\Phi_{i-\frac{1}{2}}^n}{2} (f_{w_i}^n - f_{w_{i-1}}^n) (1 - \lambda v_i^n) \quad (97)$$

Sendo, v é a velocidade característica do perfil de saturação e Φ é um parâmetro de correção, que é estabelecida como uma função do parâmetro (r), conforme expresso pela Eq. 98.

$$\Phi_{i+\frac{1}{2}}^n = \Phi \left(r_{i+\frac{1}{2}}^n \right) \quad (98)$$

Van Leer (1974) propôs que o parâmetro de correção (Φ) seria calculado pela Eq. 99, e o parâmetro limitador (r) é determinado por meio da Eq. 100.

$$\Phi = \frac{r + |r|}{1 + r} \quad (99)$$

$$r_{i\pm 1/2}^n = \frac{(f_{w_i}^n - f_{w_{i-1}}^n)(1 - \lambda v_{i-1}^n)}{(f_{w_{i+1}}^n - f_{w_i}^n)(1 - \lambda v_i^n)} \quad (100)$$

3.3.9 Procedimento de solução

Um método adequado deve ser escolhido a fim de resolver o sistema de equações compostos com a equação de *Buckley-Leverett*, a de transporte de componentes, e no caso do mecanismo de migração de finos, a equação que descreve os três fenômenos envolvidos. Isto é, devido à natureza não linear do sistema de equações, deve-se utilizar técnicas específicas de solução. Essencialmente, existem duas abordagens básicas de solução mais utilizadas para a solução de equações de escoamento multifásico em simulação de reservatórios. A primeira é denominada solução simultânea (*Simultaneous Solution – SS*), na qual, como o próprio nome informa, busca solucionar todas as equações da malha simultaneamente. O segundo método é denominado de IMPES (*Implicit pressure-explicit saturation*), este método é utilizado em equações de escoamento multifásico que estão derivadas em função da pressão e da saturação, não utilizando a abordagem de fluxo fracionário. Com isso, o método visa separar os termos das equações, resolvendo

separadamente a pressão implicitamente, e a saturação explicitamente (AZIZ; SETTARI, 1979). Posteriormente, foram postulados outros métodos que utilizam como base os conceitos dos dois anteriormente citados, como o método SEQ (*Sequential Solution*), que busca aprimorar o método IMPES aplicando uma abordagem implícita na resolução das equações de saturação (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 1989). Já o método IMPEC (*Implicit pressure-explicit composition*) considera as equações do escoamento multifásico em função da pressão e da composição, e seu procedimento de solução é similar ao método IMPES (CHEN, 2007).

Adotando o método das soluções simultâneas como procedimento de solução do sistema de equações formado pela equação de escoamento multifásico em meios porosos acoplada com a equação de transporte de n componentes, o sistema de equações adimensionais assume a seguinte forma.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial C_1 S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial C_1 f_w}{\partial x_D} = 0 \\ \vdots \\ \frac{\partial C_n S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial C_n f_w}{\partial x_D} = 0 \end{array} \right. \quad (101)$$

Discretizando o sistema de Equações 101 e utilizando o esquema explícito de *single-point upstream*, o sistema de equações para cada ponto da malha assume a seguinte forma.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{S_{w_i}^{n+1} - S_{w_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n - f_{w_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \\ \frac{S_{w_i}^{n+1} C_{1_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{1_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n C_{1_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{1_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \\ \vdots \\ \frac{S_{w_i}^{n+1} C_{n_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{n_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n C_{n_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{n_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \end{array} \right. \quad (102)$$

Com isso, para cada ponto de malha discretizada n vezes está associado um sistema de equações que deve ser solucionado simultaneamente. Segundo Chen (2007), um método apropriado para solucionar o sistema de equações não-lineares é o método iterativo de *Newton-Raphson*. Assumindo três componentes no sistema de equações, para cada bloco de malha existem quatro incógnitas que devem ser solucionadas ($S_{w_i}^{n+1}, C_{1_i}^{n+1}, C_{2_i}^{n+1}, C_{3_i}^{n+1}$), e são representadas matricialmente pelo vetor \vec{x} . O método de *Newton-Raphson* busca linearizar o

sistema de equações não lineares, e com o auxílio da expansão da série de Taylor, o sistema de equações assume a seguinte forma.

$$\vec{R}^{(v+1,n+1)} = \vec{R}^{(v,n+1)} + \left(\frac{\partial \vec{R}}{\partial \vec{x}} \right)^{(v,n+1)} \delta \vec{x} + O(|\delta \vec{x}|^2) \quad (103)$$

Onde o sobrescrito v representa o passo iterativo do método.

Assumindo que a raiz do vetor resíduo é igual ao vetor das incógnitas no passo iterativo $v + 1$, ou seja, o vetor resíduo no passo iterativo $v + 1$ é aproximadamente zero, então a Eq. 103 assume a seguinte forma.

$$0 = \vec{R}^{(v,n+1)} + \left(\frac{\partial \vec{R}}{\partial \vec{x}} \right)^{(v,n+1)} \delta \vec{x} \quad (104)$$

$$\left(\frac{\partial \vec{R}}{\partial \vec{x}} \right)^{(v,n+1)} = J^{v,n+1} \quad (105)$$

$$J^{(v,n+1)} \delta \vec{x} = -\vec{R}^{(v,n+1)} \quad (106)$$

Onde J é denominada a matriz jacobiana e é composta pelas derivadas das equações de resíduo, conforme expresso pela Eq. 105.

Para cada equação do sistema 102, uma equação de resíduo é elaborada, e o vetor resíduo é construído para cada ponto da malha computacional. Assumindo apenas a resolução de um ponto de malha, $i = 1$, a Eq. 107 expressa a forma matricial do vetor de resíduo.

$$R = \begin{bmatrix} R_1 \\ R_2 \\ R_3 \\ R_4 \end{bmatrix} \quad (107)$$

A matriz jacobiana é composta pelas derivadas das equações resíduos em função das incógnitas, como pode ser visto pela Eq. 108.

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial R_1}{\partial S_w} & \frac{\partial R_1}{\partial C_1} & \frac{\partial R_1}{\partial C_2} & \frac{\partial R_1}{\partial C_3} \\ \frac{\partial R_2}{\partial S_w} & \frac{\partial R_2}{\partial C_1} & \frac{\partial R_2}{\partial C_2} & \frac{\partial R_2}{\partial C_3} \\ \frac{\partial R_3}{\partial S_w} & \frac{\partial R_3}{\partial C_1} & \frac{\partial R_3}{\partial C_2} & \frac{\partial R_3}{\partial C_3} \\ \frac{\partial R_4}{\partial S_w} & \frac{\partial R_4}{\partial C_1} & \frac{\partial R_4}{\partial C_2} & \frac{\partial R_4}{\partial C_3} \end{pmatrix} \quad (108)$$

Após a solução da Eq. 106, o valor incremental é obtido $\delta\vec{x}^{(v+1)}$, e com isso a solução $\vec{x}^{(v+1)}$ é atualizada até que um critério de convergência seja satisfeito, conforme expresso pelas Eqs. 109 e 110.

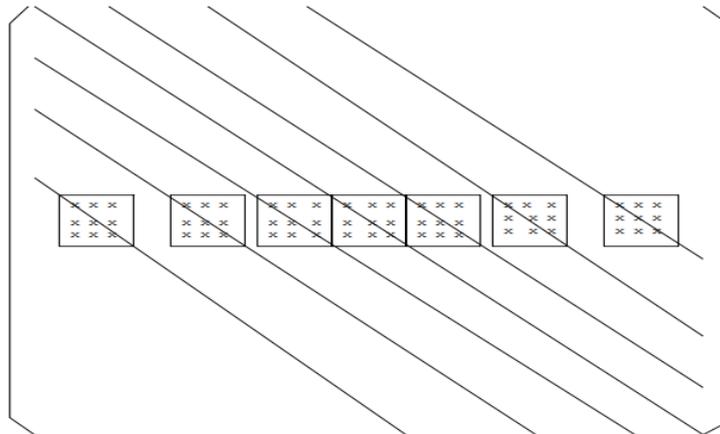
$$\vec{x}^{(v+1)} = \vec{x}^{(v)} + \delta\vec{x}^{(v+1)} \quad (109)$$

$$\vec{x}^{(v+1)} - \vec{x}^{(v)} \leq \varepsilon \quad (110)$$

Sendo ε a tolerância preestabelecida para que o processo iterativo seja concluído.

No método SS todas as equações devem ser resolvidas simultaneamente, logo cada elemento das Eqs. 107 e 108 são submatrizes representando o sistema de equações do seu respectivo ponto de malha, essa forma matricial é denominada de matriz de blocos, como ilustrado pela Figura 33.

Figura 33. Representação esquemática de uma matriz de blocos.



Fonte: Chen (2007).

3.4 Modelagem do Software

Simuladores numéricos de reservatórios são baseados no processo de construção e execução de um modelo que descreve as características petrofísicas da subsuperfície dos reservatórios, o comportamento dos fluidos durante o escoamento multifásico, além de descrever os equipamentos de produção, como poços e equipamentos de superfície (LIE, 2019). Devido aos benefícios gerados no ganho de uma maior compreensão acerca do comportamento dinâmico dos fluidos, que só foram possíveis com o desenvolvimento tanto em aspectos teóricos/formulação/solução, quanto em tecnologias computacionais, a simulação numérica de reservatórios se tornou uma ferramenta padrão utilizada para fins de tomada de decisão na indústria de óleo e gás (EMRE, 2016). De acordo com Sommerville (2007), o procedimento de desenvolvimento de um simulador numérico inclui a etapa de tradução dos modelos matemáticos em forma de código, em linguagens interpretadas pelos computadores. Além disso, esses códigos devem ser projetados com o objetivo de maximizar os recursos computacionais, como capacidade de processamento e memória, mas atentando-se para a eficiência, que deve ser sempre seguido da manutenibilidade e usabilidade.

A modelagem do simulador unidimensional da injeção de LSW para o aumento de fator de recuperação de campos maduros de petróleo foi conduzida de acordo com técnicas propostas pelo padrão UML (*Unified Modeling Language*), que é uma linguagem usada para especificar, visualizar, desenvolver e construir artefatos de sistemas computacionais, na qual os conceitos estão relacionados ao paradigma da programação orientada a objetos (*Object Oriented Programming – OOP*) (FOWLER, 2003). O desenvolvimento de software orientado à objetos consiste na elaboração de módulos independentes, também denominados de objetos, no qual podem ser facilmente modificados, substituídos e reutilizados (SCHACH, 2004).

Segundo Phillips (2018), um objeto é gerado a partir de uma classe, que é uma espécie de agregadora de objetos, onde é definido suas características como, quais funções são capazes de realizar e quais atributos serão atribuídos ao objeto. A utilização de OOP na elaboração de softwares tem como principais vantagens o encapsulamento de código, a herança e o polimorfismo, essas características trazem como benefício uma melhor organização, versatilidade, capacidade de reutilização do código fonte, uma menor propagação de erros, facilidade de atualizações e melhorias ao programa (ROUSON et al., 2011). A linguagem selecionada para construção do simulador foi o *Python* 3.9.13, que é definida como uma linguagem orientada à objeto e de alto nível. As simulações foram rodadas em um *notebook* com processador Intel(R) Core (TM) i5-9300H CPU @ 2.40GHz e memória RAM de 8,00 GB.

4 Resultados e Discussões

Nesse capítulo serão apresentadas algumas aplicações do simulador na predição da injeção de água de alta salinidade, e da injeção de LSW baseado tanto nos mecanismos da alteração da molhabilidade, como da migração de finos. Na primeira seção será mostrado a simulação da injeção de água de alta salinidade a partir de diferentes métodos de solução. Essa seção tem como objetivo validar as funções do simulador que modelam a injeção de água de alta salinidade numericamente comparando com a solução analítica. A segunda seção é responsável por apresentar os resultados decorrentes da modelagem de LSW baseado no mecanismo da alteração da molhabilidade.

4.1 Injeção de água de alta salinidade

Nessa seção será apresentado a validação das funções responsáveis por modelar o escoamento multifásico em meio poroso sem os efeitos adicionais da LSW, ou seja, será simulado a injeção de água sem o gradiente de salinidade com a água inicial. Nesse cenário, a injeção de água será modelada pela equação de *Buckley-Leverett*, que será discretizada pelo método explícito *single-point upstream* (SPU), expressa pela Eq. 111.

$$S_{w_i}^{n+1} = S_{w_i}^n - \lambda [f_{w_i}^n - f_{w_{i-1}}^n] \quad (111)$$

O caso base utilizado para a validação da solução numérica, considera a injeção de água de alta salinidade em um reservatório com a distância entre o poço injetor e produtor de 5.000 ft. As características do reservatório, bem como os dados da simulação estão ilustradas na Tabela 2, onde observa-se o número de pontos utilizado na construção da malha computacional, os respectivos passos de tempo e o tamanho do bloco de malha. Já a Tabela 3 mostra as propriedades do óleo e da água, os parâmetros utilizados na construção das curvas de permeabilidade relativa, e as condições iniciais do reservatório.

Tabela 2. Dados da malha computacional

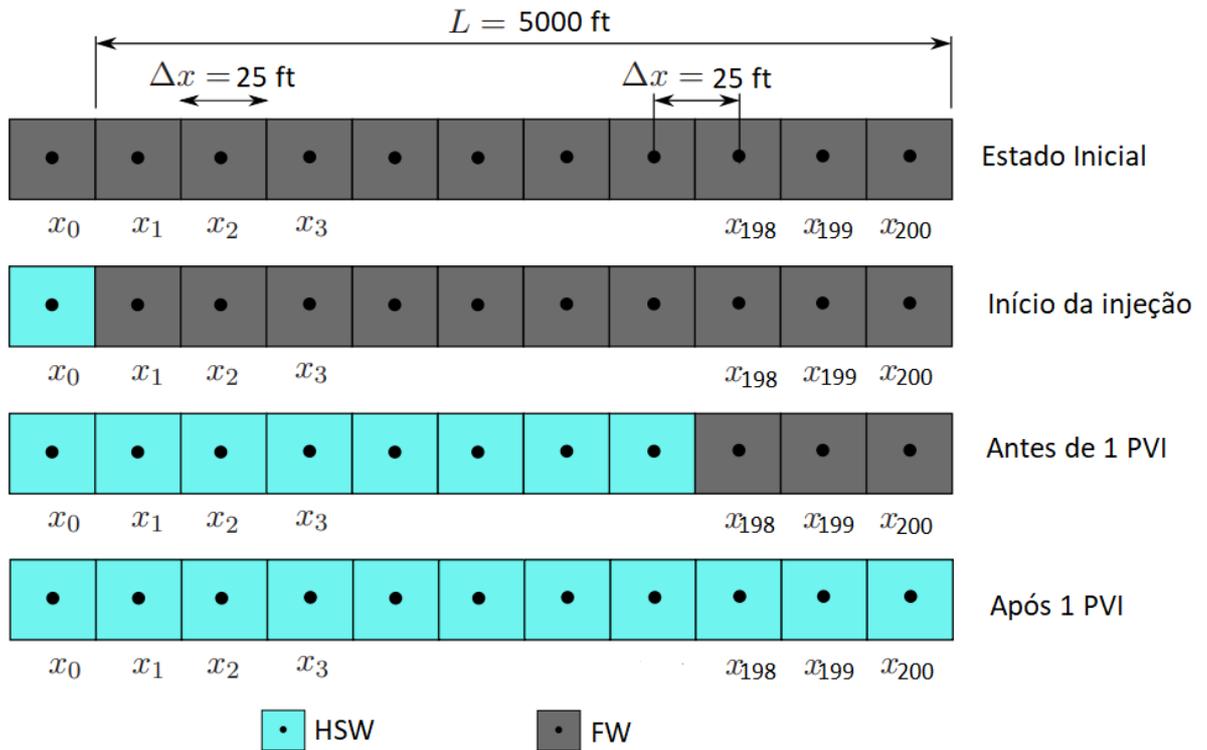
Número de blocos de malha (N)	200
Comprimento do reservatório (L)/ (ft)	5000
Passo de tempo (Δt_D)	0,001
Comprimento do bloco de malha (Δx_D)	0,005
Porosidade (ϕ)	0,2
Velocidade de injeção (u_t)/ (ft/d)	0,1

Tabela 3. Propriedades dos fluidos e dados das permeabilidades relativas.

Viscosidade da água (μ_w)/ (cp)	0,5
Viscosidade do óleo (μ_o)/ (cp)	1
Saturação de água inicial (S_{wi})	0,2
Saturação de óleo residual (S_{or})	0,2
Permeabilidade relativa da água (k_{rw}^*)	0,35
Permeabilidade relativa do óleo (k_{ro}^*)	0,85
Expoente de Corey da fase água (n_w)	2
Expoente de Corey da fase óleo (n_o)	1,3

Os parâmetros da curva de permeabilidade relativa foram extraídos do trabalho de Aziz e Settari (1979). No processo de construção da malha computacional, o reservatório foi dividido em 200 blocos, sendo que cada bloco estará inicialmente preenchido por ambos os fluidos, sendo a saturação de água e do óleo, respectivamente, igual a 0,2 e 0,8. No início da simulação, a água será injetada pela extremidade mais à esquerda, representando o poço injetor, e sua velocidade superficial de injeção é de 0,1 *ft/d*, conforme ilustrado pela Figura 34. À medida que a água é injetada a frente de avanço vai percorrendo a malha computacional até atingir a extremidade que representa o poço produtor.

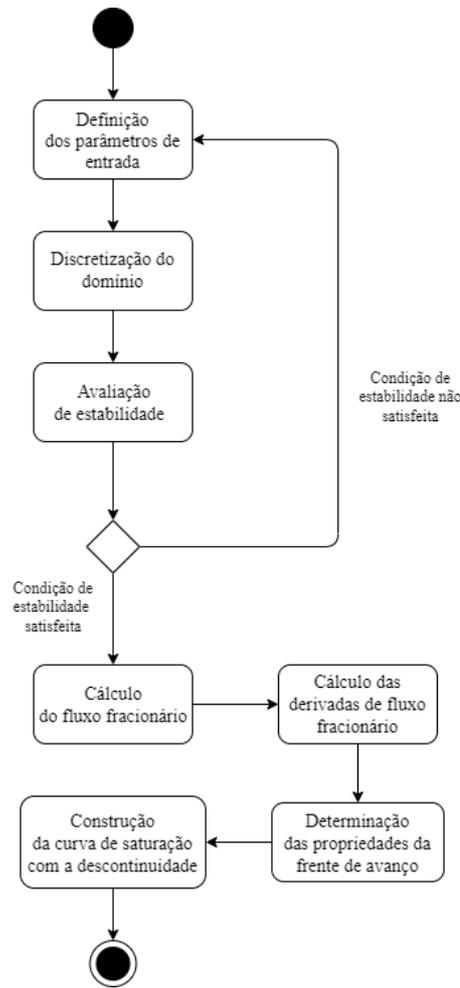
Figura 34. Representação esquemática da simulação de 1D durante diferentes estágios de injeção de água. Sendo HSW água de alta salinidade e FW a água inicial do reservatório.



Fonte: Adaptado de Bruin (2012).

As diferentes formas de solução do conjunto de equação seguem procedimentos distintos no simulador. Para a simulação analítica, a Figura 35 ilustra o algoritmo seguido pelo simulador, onde após a definição dos parâmetros de entrada, ilustrados na Tabela 2 e Tabela 3, o simulador irá construir a malha computacional. Em seguida, será realizado o cálculo do número de *Courant*, e com isso o usuário poderá avaliar se a solução será estável. Caso a condição de estabilidade não seja satisfeita, o usuário deverá retornar para a etapa de definição dos parâmetros, fazendo ajustes ou no refino da malha ou no passo de tempo aplicado a simulação. Quando a condição de estabilidade da solução for satisfeita, o próximo etapa é a realização dos cálculos do fluxo fracionário, seguido do cálculo das suas derivadas. O ponto de tangência da reta, utilizada no método gráfico detalhado no Capítulo 3, pode ser determinado quando a derivada do fluxo fracionário é igual a zero. Com isso, o simulador consegue determinar algumas propriedades da frente de avanço, como a saturação de água na frente de avanço (S_{wf}), fluxo fracionário na frente de avanço (f_{wf}) e posição no meio poroso (x_{wf}). A última etapa do procedimento é a construção das curvas de saturação com a descontinuidade.

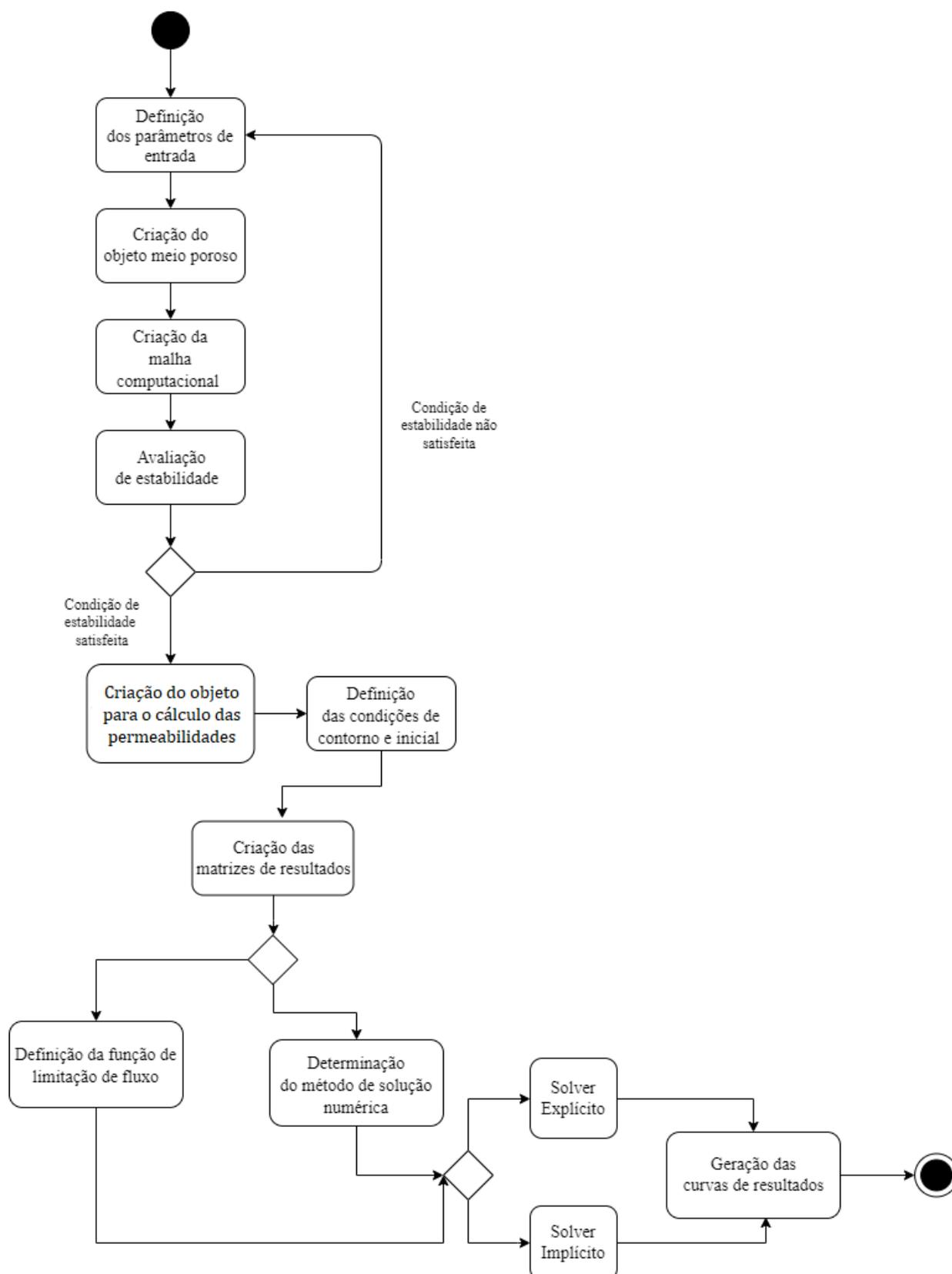
Figura 35. Fluxograma do procedimento de simulação da solução analítica.



Fonte: autoria própria.

A Figura 36 ilustra o procedimento de cálculo utilizado pelo simulador na abordagem de solução numérica. O simulador inicia com a definição dos parâmetros de entrada, em seguida é criado um objeto do meio poroso com algumas propriedades de entrada associada a esse objeto. Com isso, a malha computacional é criada de acordo com os dados de entrada. O próximo passo é a avaliação da estabilidade que assemelha-se ao procedimento da solução analítica. Após a condição de estabilidade ser satisfeita, é criado um objeto para o cálculo das permeabilidades relativas, seguido da definição das condições de contorno e inicial. Tem-se assim, a criação das matrizes de resultados, que serão atualizadas ao longo da simulação pela função *solver*. Em seguida, é definido se será incorporado o tratamento das oscilações numéricas com a utilização de um limitador de fluxo na Eq. 111. Com isso, segue-se com a seleção do método explícito ou implícito de solução, para com isso simular a injeção de água de alta salinidade pelo *solver* numérico, e por fim, gerar as curvas de resultados.

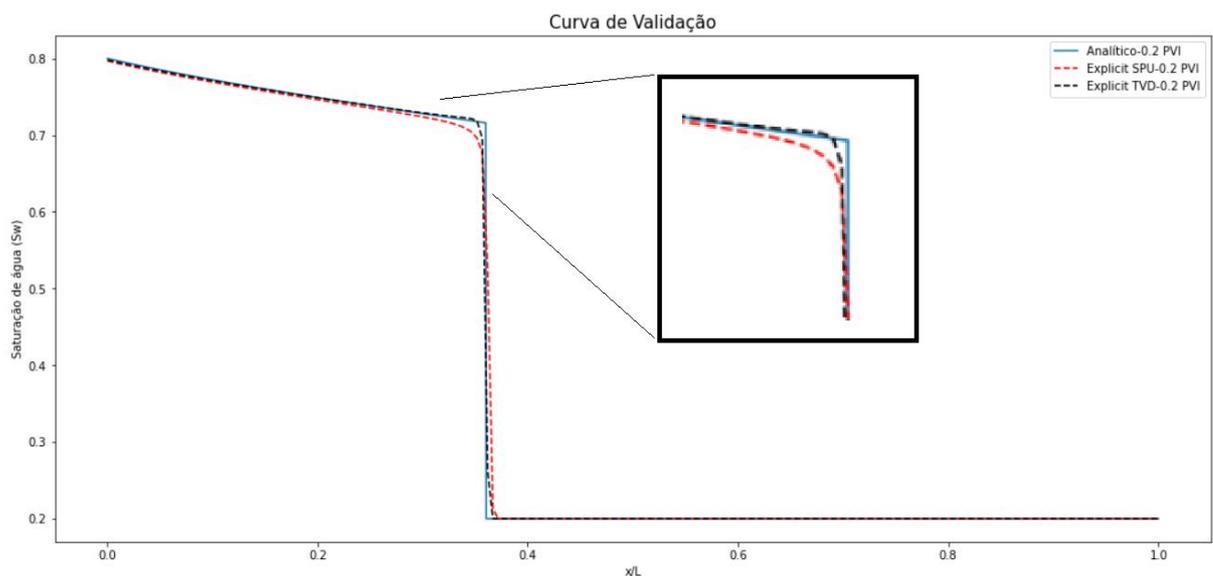
Figura 36. Fluxograma do procedimento de simulação da solução numérica.



Fonte: autoria própria.

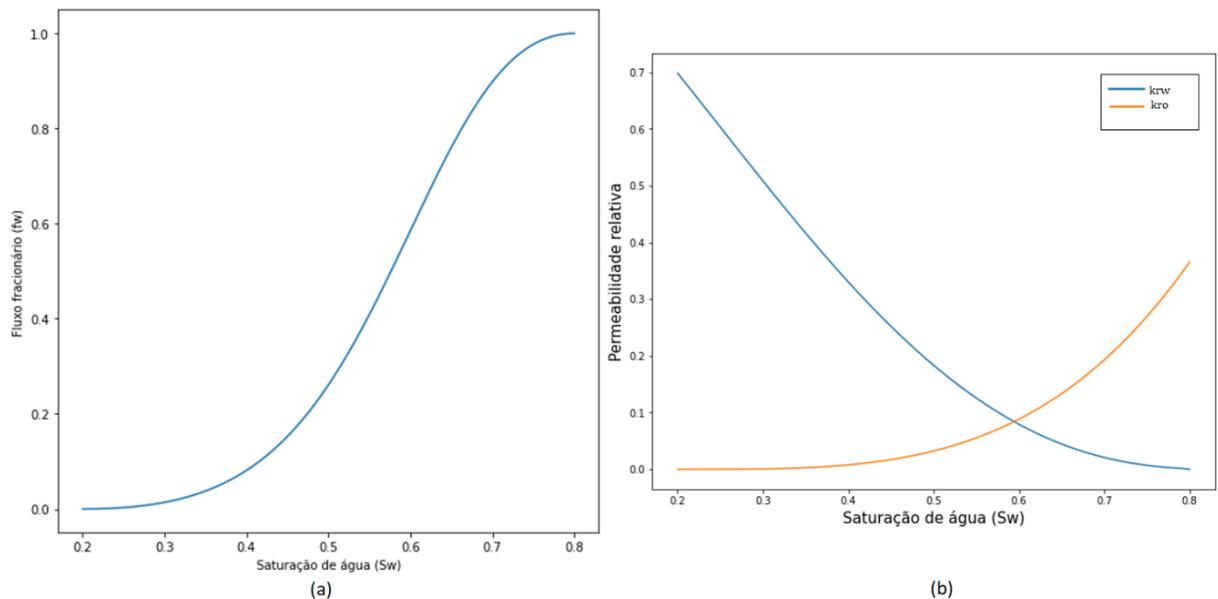
A curva selecionada para validar as soluções numéricas em relação a solução analítica, foram as curvas de saturação, geradas após a injeção de 0,2 PVI. A Figura 37 ilustra a comparação entre a solução analítica, indicada pela linha contínua em azul, e duas soluções utilizando a abordagem explícita. A solução explícita que utiliza a abordagem SPU é representada pela linha tracejada em vermelho, enquanto a solução explícita com auxílio da função limitador de fluxo é representada pela linha tracejada em preto. Na região de descontinuidade, que é a região onde as soluções numéricas possuem maior discordância com a solução analítica, mostra que a aplicação do método de tratamento de oscilação faz com que a solução numérica seja mais precisa, enquanto a abordagem SPU traz soluções menos precisas nas regiões de frente de avanço. Já a Figura 38 ilustra as curvas de fluxo fracionário e da permeabilidade relativa resultantes das simulações.

Figura 37. Curva de saturação comparando a solução analítica com as soluções numéricas utilizando a abordagem SPU e TVD.



Fonte: autoria própria.

Figura 38. (a) Curva dos fluxos fracionários da água em relação a saturação de água, (b) curva das permeabilidades relativas da água e do óleo correspondente com os dados retirados de Aziz e Settari (1979).



Fonte: autoria própria.

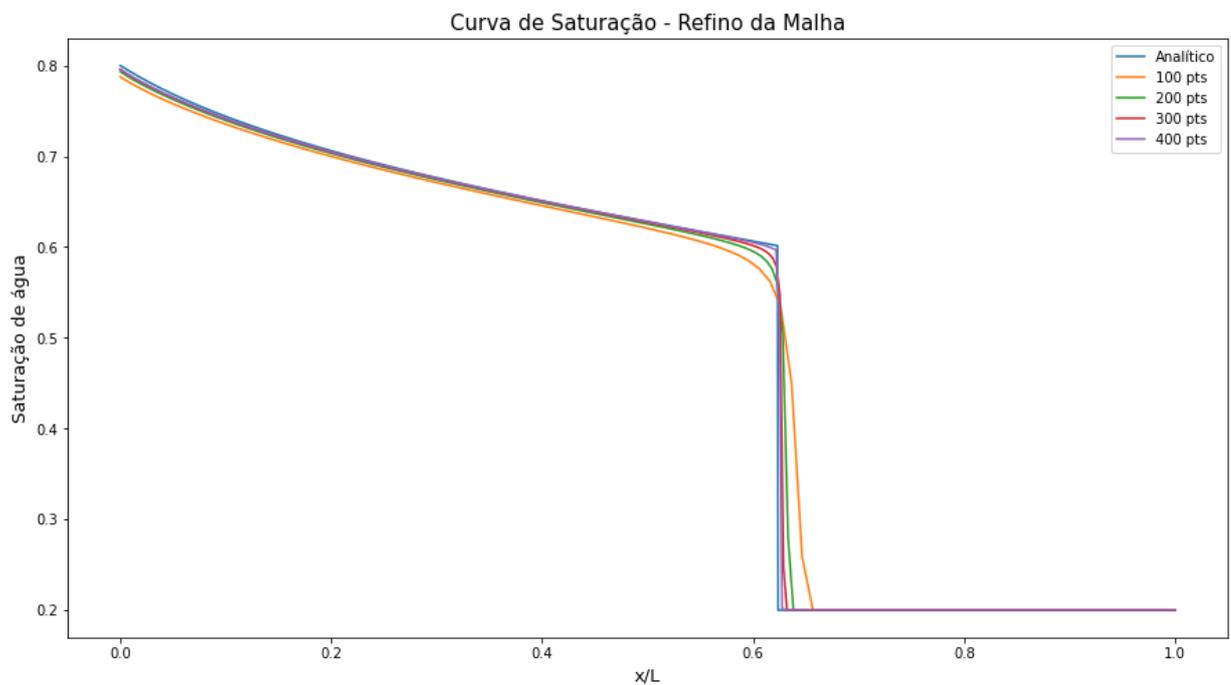
4.1.1 Análise de refino da malha computacional

Com o objetivo de verificar a relação da convergência das soluções ao utilizar malhas com grau de refino distintos, uma análise preliminar foi conduzida assumindo uma velocidade total de injeção de água de $0,1 \text{ ft}/d$, variando o número de blocos da malha de 100 à 400 divisões. Conforme ilustrado pela Tabela 4, a malha com cem pontos possui um número de *Courant* de 0,1, portanto, seguindo o critério de convergência dado pela Eq. 90, existe margem de melhora dessa solução, e a malha computacional pode ser refinada ainda mais sem acarretar instabilidade à solução. A questão do refino da malha está atrelada ao custo computacional que uma malha muito refinada pode causar no tempo de processamento do simulador, portanto, uma solução onde esse custo seja minimizado e sua precisão seja satisfatória deve ser selecionada. A Figura 39 ilustra a melhora das soluções numéricas com o refino da malha, onde verifica-se a melhora da precisão da solução numérica, principalmente nas regiões de descontinuidade. Na simulação com 100 pontos, o tempo de execução foi de 46,9 segundos, enquanto a malha de 200 pontos leva 91,07 segundos para solucionar o conjunto de equações, correspondendo a um aumento de 94% do tempo de processamento. O refino da malha de 100 pontos para 400 pontos possui um aumento médio de 54% do tempo de processamento. Portanto, para cada simulação a ser realizada no simulador, deve ser conduzida uma avaliação do tempo de processamento com a qualidade de refino da malha. Em alguns cenários, será necessário priorizar a precisão da solução em detrimento do tempo de processamento.

Tabela 4. Parâmetros da análise do refino da malha.

N	Δx_D	Δx	CFL	Δt_D
100	0,01	50	0,1	0,001
200	0,0050	25	0,2	0,001
300	0,0033	16,6	0,3	0,001
400	0,0025	12,5	0,4	0,001

Figura 39. Análise de refino de malha. (a) curvas de saturação de água variando o número de blocos de malha de 10 à 100, (b) variação do número de blocos de 100 à 200.



Fonte: autoria própria.

4.1.2 Análise dos parâmetros de Corey

Um parâmetro de grande importância no deslocamento do óleo pela injeção de água é a permeabilidade relativa. Sendo a correlação utilizada no simulador, a de Brooks-Corey, como citado nos Capítulos 2 e 3. O expoente de Corey é uma variável obtida através de ajuste de dados experimentais, ou seja, é uma característica do reservatório e dos fluidos que nele escoam. No entanto, essa avaliação visa entender como os expoentes de Corey podem influenciar na solução numérica e em sua estabilidade, independentemente de estarem descrevendo cenários hipotéticos de reservatório. Primeiro será conduzida uma análise igualando os dois parâmetros $n_w = n_o$, em seguida os expoentes serão variados dentro do intervalo de [2,8], que são os valores máximos e mínimos encontrados no experimento

realizado por Behrenbruch e Goda (2006), onde foi construída uma matriz de expoentes em relação a molhabilidade do sistema, ilustrada pela Tabela 5.

Tabela 5. Matriz de expoentes de Corey dependente da molhabilidade.

Condição de Molhabilidade	n_w	n_o
Molhável à óleo	2-3	6-8
Levemente molhável à óleo	2-4	2-6
Levemente molhável à água	4-6	2-6
Molhável à água	6-8	2-4

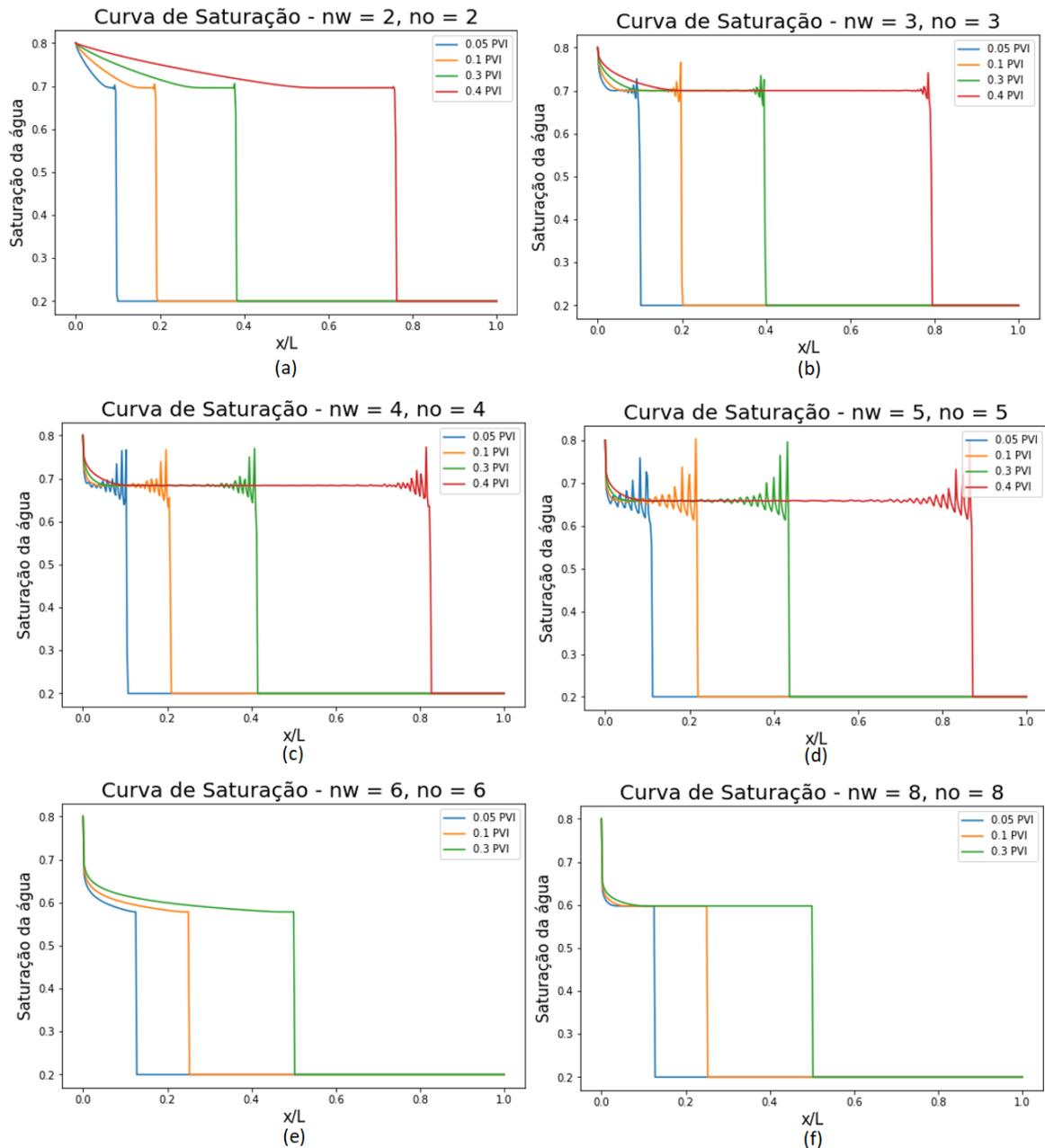
Fonte: Adaptado de Behrenbruch e Goda (2006)

A Figura 40 ilustra as diferentes curvas de saturação obtidas pela variação do expoente de Corey, utilizando uma malha de 200 pontos. Com os dois parâmetros tendo o mesmo valor e aumentando no intervalo determinado, é constatado o surgimento de difusão numérica nas soluções, o que é confirmado pelas Figura 40b-d. A difusão numérica cresce à medida que o valor dos expoentes de Corey aumenta, tendo seu surgimento já observado na Figura 40a, quando $n_w = n_o = 2$. As regiões de difusão numérica estão sendo ocasionadas devido ao alto refino da malha, que aumenta a quantidade de equações a serem resolvidas, levando a uma elevação no erro de arredondamento, gerando assim, regiões de instabilidades. Quando os expoentes de Corey são iguais a seis, a difusão numérica desaparece da solução, e a curva representando a frente de avanço de 0,4 PVI sai do meio poroso. Então, à medida que aumentamos o valor dos parâmetros de Corey o modelo descreve o deslocamento com uma maior mobilidade, antecipando o ponto de *breakthrough*. Um comportamento peculiar é verificado quando esses expoentes são definidos acima de 6, onde há o surgimento de uma região em que a saturação da água permanece constante antes da descontinuidade, como pode ser visualizado nas Figura 40e-f.

Com base na Tabela 5, foram realizadas simulações para os intervalos, $n_w = [6,8]$ e $n_o = [2,4]$, para verificar como a LSW se comporta em reservatórios com molhabilidade inicial mais hidrofílica. Para evitar que as soluções apresentem difusão numérica, foi reduzido o grau de refino da malha, de 400 pontos para 100 pontos. A Figura 41a indica as curvas de saturação de água para o caso em que o parâmetro de Corey para a permeabilidade relativa do óleo foi mantido constante, $n_o=2$, e o parâmetro utilizado para calcular a permeabilidade relativa da água foi variado dentro do intervalo proposto. De acordo com a curva resultante, dentro do intervalo proposto e nas condições simuladas, a variação do expoente n_w é pouco significativa na curva de saturação. No entanto, é possível observar uma tendência de variação na posição da frente de avanço, e conseqüentemente na saturação da frente de avanço. Já a Figura 41b representa os resultados da análise, na qual o expoente n_w é mantido constante igual a seis e o expoente n_o é variado dentro do intervalo proposto. A tendência observada na variação do

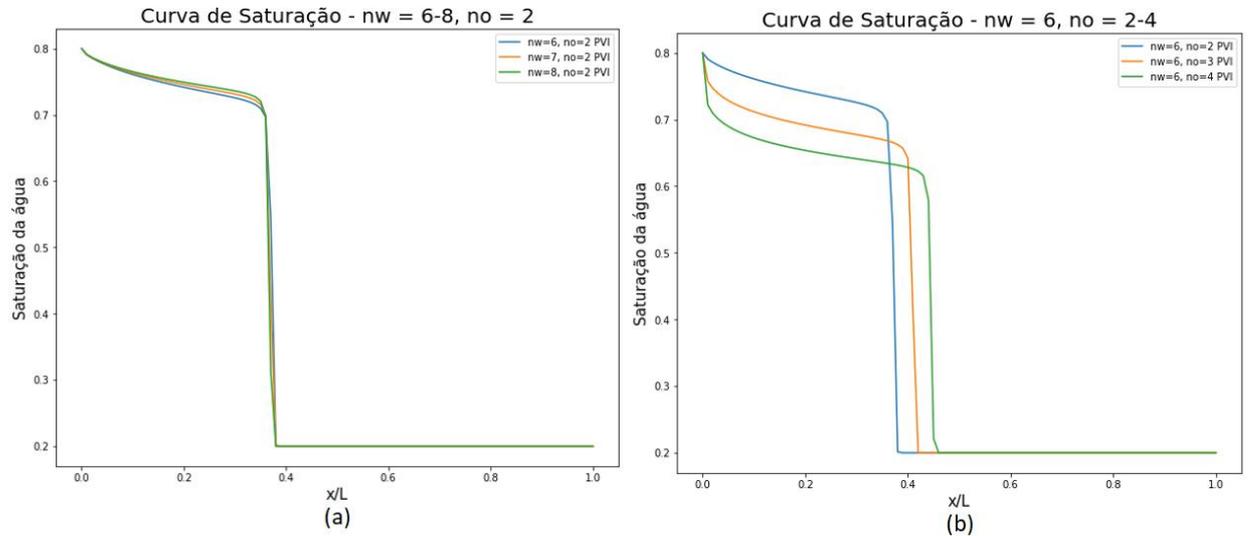
exponente n_w é acentuada quando ocorre a variação do expoente n_o , o que indica uma maior sensibilidade na variação desse expoente. O aumento de n_o representa uma rápida transição entre as condições de molhabilidade, indicado pelo aumento da permeabilidade relativa do óleo, o que faz com que a frente de avanço desloque-se com mais facilidade, comportamento corroborado pela Figura 41b.

Figura 40. Análise do expoente de Corey. (a) curvas de saturação com $n_w = n_o = 2$, (b) $n_w = n_o = 3$, (c) $n_w = n_o = 4$, (d) $n_w = n_o = 5$, (e) $n_w = n_o = 6$ e (f) $n_w = n_o = 8$.



Fonte: autoria própria.

Figura 41. (a) Curvas de saturação variando o expoente de Corey para a água, (b) curvas de saturação variando o expoente de Corey para o óleo.

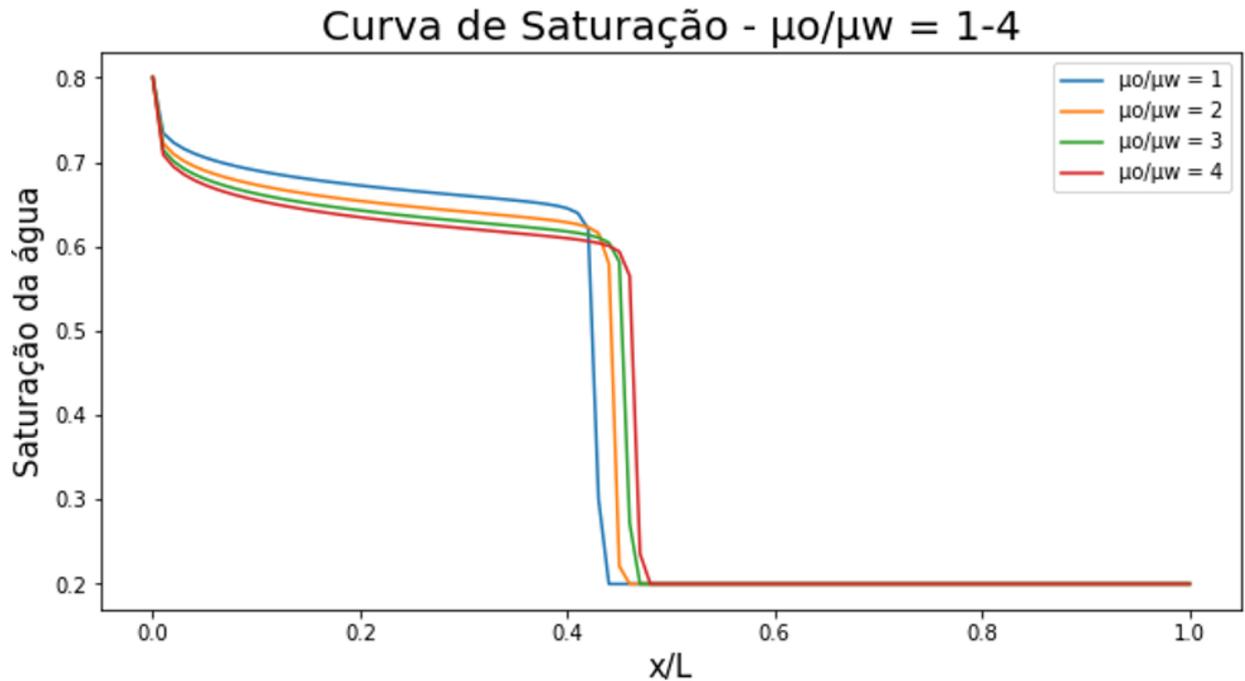


Fonte: autoria própria.

4.1.3 Análise da mobilidade dos fluidos

Segundo Almeida da Costa et al. (2019, 2020, 2021) os campos maduros da bacia do Recôncavo baiano, apresentam uma diversidade de reservatórios com características de óleo distintas, mas como a formação de Sergi, com condições propícias a LSW, desta forma, é de grande relevância analisar a mobilidade dos fluidos durante a injeção de água. A viscosidade dos fluidos é uma propriedade característica particular de cada reservatório, sendo a razão entre a viscosidade do óleo (μ_o) e da água (μ_w) um balizador para a mobilidade da frente de avanço. A medida em que essa razão aumenta, a mobilidade da frente de avanço também aumenta. Para confirmar essa hipótese foi realizado uma análise variando a razão de viscosidade no intervalo [1-4]. Ao avaliar os resultados dessa simulação confirmamos que à medida que essa diferença aumenta, a um aumento da mobilidade da água em relação à mobilidade do óleo, em outras palavras, está produzindo-se água mais rápido e, conseqüentemente, reduzindo a eficiência de deslocamento do óleo, conforme visualizado pela Figura 42. A queda da eficiência está refletida nas saturações de água no ponto da frente de avanço, que são deslocadas a direita, o que indica uma maior mobilidade da água, porém a saturação de água é reduzida, indicando mais óleo retido no meio poroso.

Figura 42. Avaliação da razão de viscosidade dos fluidos e sua relação com a mobilidade da frente de avanço.



Fonte: autoria própria.

4.2 LSW baseada na alteração da molhabilidade

Nessa seção, os efeitos da LSW na alteração da molhabilidade serão investigados. Como detalhado no Capítulo 2, existe uma variedade de abordagens físico-químicas para modelar a alteração de molhabilidade durante a LSW, gerando um grande número de modelos que podem ser utilizados no simulador. Para avaliar os diferentes modelos será feita uma análise comparativa da performance de modelos baseados em três abordagens fenomenológica distintas, que são a interpolação da salinidade total, troca iônica e expansão da dupla camada elétrica.

4.2.1 Equacionamento dos modelos

Para a abordagem interpolativa da salinidade total, os modelos selecionados foram os propostos por Jerauld et al. (2008), Tripathi e Mohanty (2008), Wu e Bai (2009). A seleção dos modelos deu-se por critérios relacionados a utilização, nos dias atuais, desses modelos nos principais simuladores comerciais de LSW (AL-IBADI; STEPHEN; MACKAY, 2019). O modelo de Jerauld et al. (2008), como detalhado no Capítulo 2, tem como abordagem geral, a modelagem de LSW fazendo com que a permeabilidade relativa e as curvas de pressão capilar dependam da salinidade, e os efeitos só são observados dentro de um limite de salinidade, onde a mudança de molhabilidade é modelada pela interpolação da salinidade dentro dessa fronteira. Em cada ponto da malha computacional deverá ser resolvida uma equação de *Buckley-Leverett*, que será discretizada pelo método explícito SPU, similarmente a modelagem da injeção de água de alta salinidade, expressa pela Eq. 112. No entanto, para contabilizar os

efeitos da LSW na modelagem, deverá ser realizado o acoplamento dos modelos de LSW na Eq. 112. Esse acoplamento dar-se-á pelo cálculo das permeabilidades relativas utilizando as Eqs. 113-114.

$$S_{w_i}^{n+1} = S_{w_i}^n - \lambda [f_{w_i}^n(C_{sal}) - f_{w_{i-1}}^n(C_{sal})] \quad (112)$$

$$k_{rw_i} = \theta_i k_{rw}^{HS}(S_{w_i}^n) + (1 - \theta_i) k_{rw}^{LS}(S_{w_i}^n) \quad (113)$$

$$k_{ro_i} = \theta_i k_{ro}^{HS}(S_{w_i}^n) + (1 - \theta_i) k_{ro}^{LS}(S_{w_i}^n) \quad (114)$$

Onde $S_{w_i}^n$ é a saturação normalizada para cada ponto (i) da malha computacional.

Analogamente, os demais modelos selecionados baseados na abordagem interpolativa da salinidade total serão acoplados às equações de *Buckley-Leverett* para cada bloco de malha computacional. Para a segunda abordagem, na qual é baseada na abordagem da troca iônica, foi selecionado o modelo proposto por Omekeh e Evje (2011), onde a alteração da molhabilidade é correlacionada com a quantidade de íons divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+} e Na^+) aderidos na superfície do argilomineral durante a injeção de LSW. Diferentemente da abordagem anterior, a composição da água injetada terá relevância na modelagem, portanto, deve-se calcular como os diferentes íons são transportados na fase aquosa, logo, faz-se necessário o acoplamento das equações de escoamento da fase aquosa com as equações de transporte multicomponente. Em outras palavras, o modelo é dividido em três partes principais, a primeira que descreve o escoamento de duas fases imiscíveis em um meio poroso do tipo arenítico, com a presença de argilominerais aderidas na superfície da rocha. A segunda parte está relacionada com as reações de troca iônica que ocorre na superfície das argilas. Já a última parte implementa um acoplamento entre o gradiente de íons liberados da superfície das argilas e a mudança na permeabilidade relativa dos fluidos, ocasionando um aumento de óleo recuperado.

Considerando os fluidos incompressíveis, meio poroso homogêneo, isotrópico e isotérmico, além de não considerar os efeitos das forças da gravidade e capilar, o sistema de equações resultante do processo de acoplamento é expresso pela Eq. 115.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \phi S_w}{\partial t} + u_t \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w C_{Na} + M_c \beta_{Na}) + u_t \frac{\partial (C_{Na} f_w)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C_{Na}}{\partial x} \right) \\ \frac{\partial \phi S_w C_{Cl}}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_{Cl} f_w)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C_{Cl}}{\partial x} \right) \\ \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w C_{Ca} + M_c \beta_{Ca}) + u_t \frac{\partial (C_{Ca} f_w)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C_{Ca}}{\partial x} \right) \\ \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w C_{Mg} + M_c \beta_{Mg}) + u_t \frac{\partial (C_{Mg} f_w)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C_{Mg}}{\partial x} \right) \\ \frac{\partial \phi S_w C_{SO}}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_{SO} f_w)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C_{SO}}{\partial x} \right) \end{array} \right. \quad (115)$$

Onde β_i representa a quantidade do íon (i) aderido na superfície da rocha, M_c é a massa de argila presente no reservatório e D representa o coeficiente composto pelas contribuições da difusão molecular e dispersão mecânica.

As equações do transporte dos íons Cl^- e SO_4^{2-} não estarão diretamente envolvidas no sistema de troca iônica, possuindo o papel de representar os diferentes íons que compõem a água de injeção no processo de recuperação avançada de petróleo. Por conta disso, essas equações não possuem o termo que representa a taxa de liberação dos íons aderidos na superfície da rocha. As Eqs. 116-118, utilizadas para caracterizar a quantidade de íon aderido na superfície da rocha, são derivadas a partir dos fatores de seletividade das reações de troca iônica com o auxílio da definição de capacidade de troca catiônica de uma superfície carregada (CEC).

$$\beta_{Na}(C_{Na}, C_{Ca}, C_{Mg}) = \frac{\gamma_{Na} C_{Na} CEC}{2K_{Ca/Na} \sqrt{\gamma_{Ca} C_{Ca}} + 2K_{Mg/Na} \sqrt{\gamma_{Mg} C_{Mg}} + \gamma_{Na} C_{Na}} \quad (116)$$

$$\beta_{Ca}(C_{Na}, C_{Ca}, C_{Mg}) = \frac{K_{Ca/Na} \sqrt{\gamma_{Ca} C_{Ca}} CEC}{2K_{Ca/Na} \sqrt{\gamma_{Ca} C_{Ca}} + 2K_{Mg/Na} \sqrt{\gamma_{Mg} C_{Mg}} + \gamma_{Na} C_{Na}} \quad (117)$$

$$\beta_{Mg}(C_{Na}, C_{Ca}, C_{Mg}) = \frac{K_{Mg/Na} \sqrt{\gamma_{Mg} C_{Mg}} CEC}{2K_{Ca/Na} \sqrt{\gamma_{Ca} C_{Ca}} + 2K_{Mg/Na} \sqrt{\gamma_{Mg} C_{Mg}} + \gamma_{Na} C_{Na}} \quad (118)$$

Sendo, $K_{Ca/Na}$, $K_{Mg/Na}$ os fatores de seletividade iônica e γ_i o coeficiente de atividade do componente (i), calculado pela equação de *Debye-Hückel*.

Utilizando as coordenadas adimensionais, o sistema de equações não lineares acopladas assume a seguinte forma (Eq. 119).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t_D} (\phi S_w C_{Na} + M_c C_{Na} \beta_{Na}) + \frac{\partial (\phi C_{Na} f_w)}{\partial x_D} = \phi \frac{\partial}{\partial x_D} \left(D_m \phi^p S_w^q \frac{\partial C_{Na}}{\partial x_D} \right) \\ \frac{\partial S_w C_{Cl}}{\partial t_D} + \frac{\partial (C_{Cl} f_w)}{\partial x_D} = \frac{\partial}{\partial x_D} \left(D_m \phi^p S_w^q \frac{\partial C_{Cl}}{\partial x_D} \right) \\ \frac{\partial}{\partial t_D} (\phi S_w C_{Ca} + M_c C_{Ca} \beta_{Na}) + \frac{\partial (\phi C_{Ca} f_w)}{\partial x_D} = \phi \frac{\partial}{\partial x_D} \left(D_m \phi^p S_w^q \frac{\partial C_{Ca}}{\partial x_D} \right) \\ \frac{\partial}{\partial t_D} (\phi S_w C_{Mg} + M_c C_{Mg} \beta_{Na}) + \frac{\partial (\phi C_{Mg} f_w)}{\partial x_D} = \phi \frac{\partial}{\partial x_D} \left(D_m \phi^p S_w^q \frac{\partial C_{Mg}}{\partial x_D} \right) \\ \frac{\partial S_w C_{SO}}{\partial t_D} + \frac{\partial (C_{SO} f_w)}{\partial x_D} = \frac{\partial}{\partial x_D} \left(D_m \phi^p S_w^q \frac{\partial C_{SO}}{\partial x_D} \right) \end{array} \right. \quad (119)$$

Sendo D_m o coeficiente de difusão molecular adimensional, os termos p e q denominados, respectivamente, como expoente de cimentação e expoente de saturação, possuindo valores bastante próximo de dois.

A abordagem selecionada para a discretização das equações convectivas-difusivas, é a abordagem mista, onde o termo que representa o fenômeno convectivo é discretizado utilizando o método das derivadas ascendentes, e o termo difusivo é discretizado pelo método das derivadas centrais, portanto, as equações que compõem o sistema 119, são expressas pelas Eqs. 120-125.

$$S_{w_i}^{n+1} + \lambda [f_{w_i}^n (C_{Na}, C_{Ca}, C_{Mg}, S_w) - f_{w_{i-1}}^n (C_{Na}, C_{Ca}, C_{Mg}, S_w)] - S_{w_i}^n = 0 \quad (120)$$

$$\begin{aligned} A(S_{w_i}^{n+1} C_{Na_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Na_i}^n) + B(C_{Na_i}^{n+1} \beta_{Na_i}^{n+1} - C_{Na_i}^n \beta_{Na_i}^n) + E(C_{Na_i}^n f_{w_i}^n - C_{Na_{i-1}}^n f_{w_{i-1}}^n) \\ - F[(D_{x_{i+1}}^n + D_{x_i}^n) C_{Na_{i+1}}^n - (D_{x_{i+1}}^n + 2D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n) C_{Na_i}^n + (D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n) C_{Na_{i-1}}^n] \\ = 0 \end{aligned} \quad (121)$$

$$\begin{aligned} G(S_{w_i}^{n+1} C_{Cl_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Cl_i}^n) + J(C_{Cl_i}^n f_{w_i}^n - C_{Cl_{i-1}}^n f_{w_{i-1}}^n) \\ - L[(D_{x_{i+1}}^n + D_{x_i}^n) C_{Cl_{i+1}}^n - (D_{x_{i+1}}^n + 2D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n) C_{Cl_i}^n + (D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n) C_{Cl_{i-1}}^n] \\ = 0 \end{aligned} \quad (122)$$

$$\begin{aligned}
A(S_{w_i}^{n+1}C_{Ca_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Ca_i}^n) + B(C_{Ca_i}^{n+1}\beta_{Ca_i}^{n+1} - C_{Ca_i}^n\beta_{Ca_i}^n) + E(C_{Ca_i}^n f_{w_i}^n - C_{Ca_{i-1}}^n f_{w_{i-1}}^n) \\
- F[(D_{x_{i+1}}^n + D_{x_i}^n)C_{Ca_{i+1}}^n \\
- (D_{x_{i+1}}^n + 2D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n)C_{Ca_i}^n + (D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n)C_{Ca_{i-1}}^n] = 0
\end{aligned} \tag{123}$$

$$\begin{aligned}
A(S_{w_i}^{n+1}C_{Mg_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Mg_i}^n) + B(C_{Mg_i}^{n+1}\beta_{Mg_i}^{n+1} - C_{Mg_i}^n\beta_{Mg_i}^n) + E(C_{Mg_i}^n f_{w_i}^n - C_{Mg_{i-1}}^n f_{w_{i-1}}^n) \\
- F[(D_{x_{i+1}}^n + D_{x_i}^n)C_{Mg_{i+1}}^n \\
- (D_{x_{i+1}}^n + 2D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n)C_{Mg_i}^n + (D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n)C_{Mg_{i-1}}^n] = 0
\end{aligned} \tag{124}$$

$$\begin{aligned}
G(S_{w_i}^{n+1}C_{SO_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{SO_i}^n) + J(C_{SO_i}^n f_{w_i}^n - C_{SO_{i-1}}^n f_{w_{i-1}}^n) \\
- L[(D_{x_{i+1}}^n + D_{x_i}^n)C_{SO_{i+1}}^n \\
- (D_{x_{i+1}}^n + 2D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n)C_{SO_i}^n + (D_{x_i}^n + D_{x_{i-1}}^n)C_{SO_{i-1}}^n] = 0
\end{aligned} \tag{125}$$

No intuito de facilitar o cálculo da discretização e a tradução do modelo matemático para o código do simulador, sete novos parâmetros foram utilizados na simplificação. Sendo eles representados pelas Eqs.126-132.

$$A = \frac{\phi}{\Delta t_D} \tag{126}$$

$$B = \frac{M_c}{\Delta t_D} \tag{127}$$

$$E = \frac{\phi}{\Delta x_D} \tag{128}$$

$$F = \frac{\phi}{2\Delta x_D^2} \tag{129}$$

$$G = \frac{1}{\Delta t_D} \tag{130}$$

$$J = \frac{1}{\Delta x_D} \tag{131}$$

$$L = \frac{1}{2\Delta x_D^2} \tag{132}$$

A última abordagem utilizada na análise comparativa de performance, é a abordagem da expansão da dupla camada elétrica, onde o processo de acoplamento assemelha-se a abordagem MIE. O que distingue os dois métodos, além do coeficiente de interpolação que é uma função da força iônica, é as equações de transporte dos íons que não possuem o termo da taxa de liberação dos íons da superfície da rocha, bem como não considera os efeitos da difusão. Portanto, o sistema de equações que vai ser solucionado pelo simulador é o seguinte (Eq. 133).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \phi S_w}{\partial t} + u_t \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \phi S_w C_{Na}}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_{Na} f_w)}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \phi S_w C_{Cl}}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_{Cl} f_w)}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \phi S_w C_{Ca}}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_{Ca} f_w)}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \phi S_w C_{Mg}}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_{Mg} f_w)}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \phi S_w C_{SO}}{\partial t} + u_t \frac{\partial (C_{SO} f_w)}{\partial x} = 0 \end{array} \right. \quad (133)$$

O sistema de equações não lineares acopladas ao utilizar as coordenadas adimensionais, assume a seguinte forma (Eq. 134).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial S_w C_{Na}}{\partial t_D} + \frac{\partial (C_{Na} f_w)}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial S_w C_{Cl}}{\partial t_D} + \frac{\partial (C_{Cl} f_w)}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial S_w C_{Ca}}{\partial t_D} + \frac{\partial (C_{Ca} f_w)}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial S_w C_{Mg}}{\partial t_D} + \frac{\partial (C_{Mg} f_w)}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial S_w C_{SO}}{\partial t_D} + \frac{\partial (C_{SO} f_w)}{\partial x_D} = 0 \end{array} \right. \quad (134)$$

Discretizando o sistema de equações 134, tem-se:

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{w_i}^{n+1} + \lambda [f_{w_i}^n(I, S_w) - f_{w_{i-1}}^n(I, S_w)] - S_{w_i}^n = 0 \\ \frac{S_{w_i}^{n+1} C_{Na_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Na_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n C_{Na_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{Na_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \\ \frac{S_{w_i}^{n+1} C_{Cl_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Cl_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n C_{Cl_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{Cl_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \\ \frac{S_{w_i}^{n+1} C_{Ca_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Ca_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n C_{Ca_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{Ca_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \\ \frac{S_{w_i}^{n+1} C_{Mg_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Mg_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n C_{Mg_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{Mg_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \\ \frac{S_{w_i}^{n+1} C_{SO_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{SO_i}^n}{\Delta t_D} + \frac{f_{w_i}^n C_{SO_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{SO_{i-1}}^n}{\Delta x_D} = 0 \end{array} \right. \quad (135)$$

4.2.2 Parâmetros da simulação

Com o objetivo de avaliar o desempenho dos modelos, e validar o modulo de LSW baseado na alteração da molhabilidade, os resultados simulados serão comparados com os dados de um estudo experimental conduzido por Shojaei, Ghazanfari e Masihi (2015). Os experimentos foram conduzidos em testemunhos extraídos do reservatório *Asmari* no Irã. A Tabela 6 apresenta as propriedades petrofísicas do testemunho, bem como as características dos fluidos do reservatório e as condições operacionais de injeção.

Tabela 6. Propriedades dos fluidos e petrofísicas do reservatório, e condições operacionais.

Comprimento do reservatório (L)/ (m)	0,051
Porosidade (ϕ)	0,256
Viscosidade da água (μ_w)/ (cp)	1
Viscosidade do óleo (μ_o)/ (cp)	83
Saturação de água inicial (S_{wi})	0,23
Teor de argila/ (%)	0,094
CEC/(mol/m³)	160
Vazão de injeção (q)/ (ml/min)	0,15

A água utilizada no experimento foi sintetizada a partir da adição de *NaCl*, *Na₂SO₄*, *NaHCO₃*, *MgCl₂ · 6H₂O* e *KCl* em água destilada. Quatro soluções com diferentes concentrações foram geradas, sendo a água de alta salinidade representando 100% da água sintetizada, a água de salinidade média representa a água sintetizada diluída em 50% e a LSW quando a água sintetizada é diluída em 10%, conforme visualizado na Tabela 7.

Tabela 7. Composição da água experimental utilizada nas simulações.

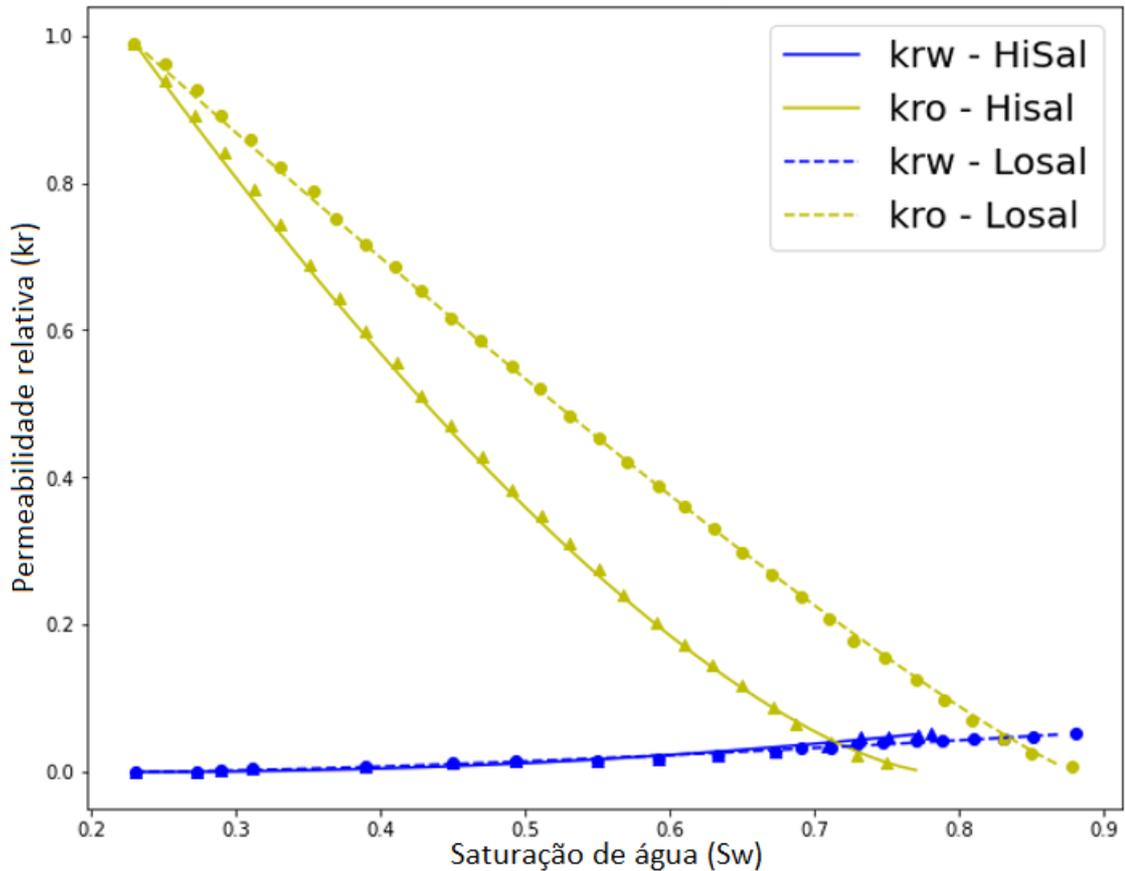
íon	Água inicial (IW)/ (mol/L)	Água de alta salinidade (SW)/ (mol/L)	50% SW/ (mol/L)	Água de baixa salinidade (LSW)/ (mol/L)
Na^+	0,87648	0,61332	0,30666	0,06133
Cl^-	1,44134	0,58951	0,29476	0,05895
Ca^{2+}	0,31188	0,01871	0,00936	0,00187
Mg^{2+}	0,12343	0,18515	0,09257	0,01851
SO_4^{2-}	0,00052	0,02082	0,01041	0,0020

Os parâmetros de Corey utilizados na elaboração das curvas de permeabilidade relativas encontram-se na Tabela 8. Em que, o limite superior será associado a composição da SW, e o limite inferior a composição da LSW. A Figura 43 ilustra as curvas de permeabilidade relativa da água e do óleo resultante, onde as curvas tracejadas são referentes a LSW e as contínuas representam a água SW. As curvas simuladas foram comparadas com os dados da curva de permeabilidade relativa construída pelos autores Shojaei, Ghazanfari e Masihi (2015), sendo os marcadores triangulares representando a condição de alta salinidade e os marcadores circulares retratando a condição de baixa salinidade.

Tabela 8. Parâmetros de Corey utilizados na elaboração das curvas de permeabilidade relativa.

S_{or}^{HS}/S_{or}^{LS}	0,22/0,12
$k_{rw}^{*HS}/k_{rw}^{*LS}$	0,053/0,052
$k_{ro}^{*HS}/k_{ro}^{*LS}$	0.99/0.99
n_w^{HS}/n_w^{LS}	1,55/1,81
n_o^{HS}/n_o^{LS}	1,46/1,5

Figura 43. Curva de permeabilidade relativa associadas a composição de SW e LSW.



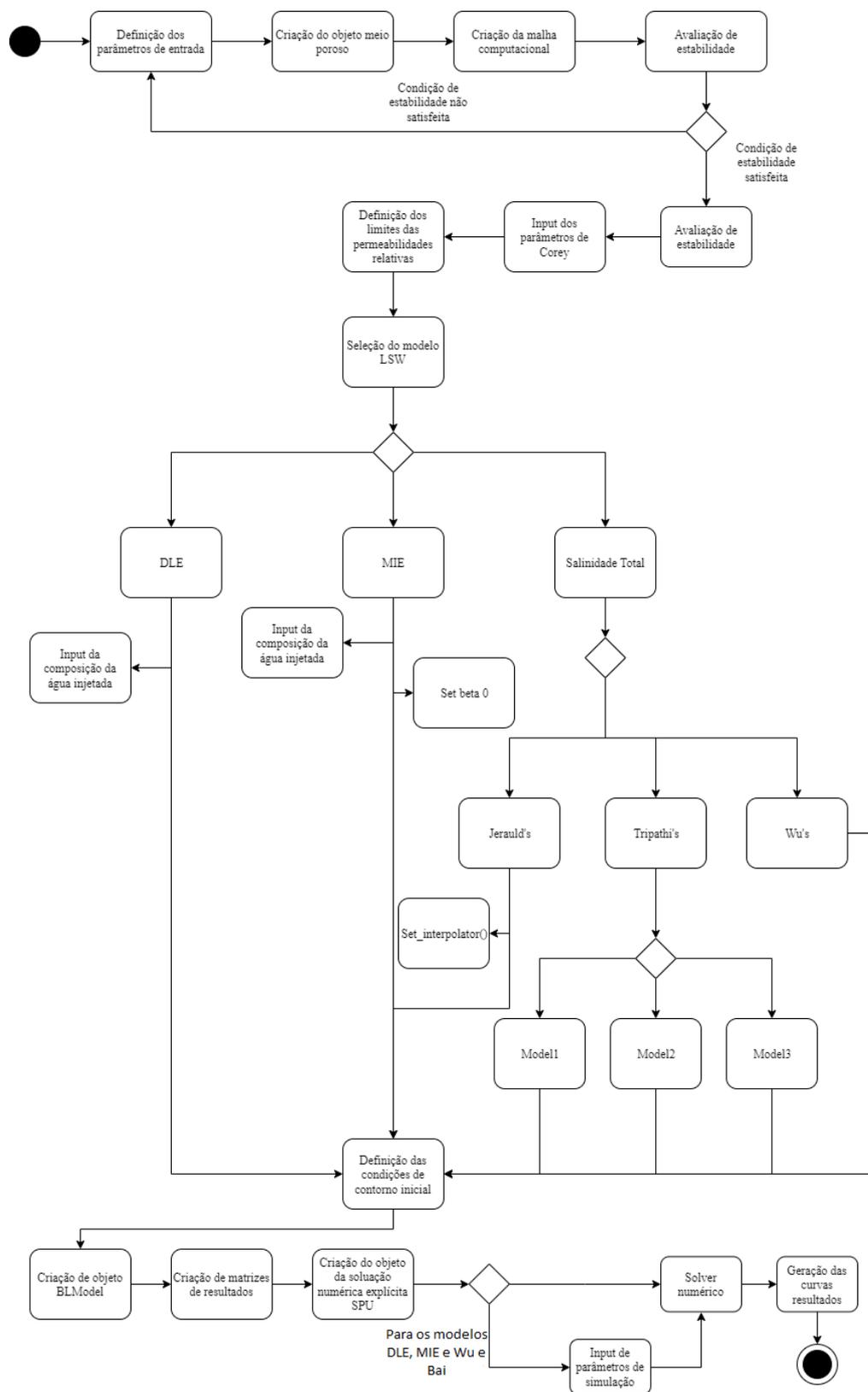
Fonte: autoria própria.

A abordagem de troca iônica necessita da definição de alguns parâmetros específicos para que as simulações sejam conduzidas de forma correta. Como por exemplo, os fatores de seletividade da troca iônica, $K_{Ca/Na}$, $K_{Mg/Na}$, no cenário de alta salinidade os fatores assumem, respectivamente, os valores de 5,1 e 4,8. Para as condições de baixa salinidade, $K_{Ca/Na}$ é igual a 1,7 e $K_{Mg/Na}$ é igual a 1,6. Outro parâmetro pertinente a troca iônica, é o parâmetro de ajuste r , que é igual a 400 (OMEKEH et al., 2012). O coeficiente de difusão molecular adimensional (D_m) será considerado igual a 0,5. Para o cálculo do coeficiente de atividade, a equação de *Debye-Hückel* estendida é utilizada, e os seus parâmetros assumem os seguintes valores, $A(T)$ é igual a 0,5706 a 80°C e $B(T)$ é igual a 0,3381 a 80°C. O parâmetro a_i^0 é específico de cada componente, portanto, seguindo a mesma ordem dos íons em que aparecem na Tabela 7, os valores referentes são iguais à 4; 3,5; 5; 5,5; 5. Similarmente, os valores de b são 0,075; 0,015; 0,165; 0,2; -0,04. Por fim, define-se em 20 vezes o número de divisões em que a representação do testemunho será submetida para a construção da malha computacional. Com isso, o passo de tempo e o comprimento do bloco de malha adimensionais assumem os seguintes valores 0,0057 e 0,05, respectivamente.

4.2.3 Procedimento de simulação

O módulo do simulador responsável por simular a injeção de LSW baseada em modelos em que a alteração da molhabilidade é considerada a força motriz, assemelha-se em parte com o procedimento de simulação utilizado no pacote encarregado de solucionar apenas o escoamento multifásico descrito pela equação de *Buckley-Leverett*. A Figura 44 ilustra o procedimento utilizado no módulo de LSW para alteração da molhabilidade. A seção inicial até a seção de avaliação de estabilidade é semelhante ao módulo de injeção de água de alta salinidade, a partir disso, tem-se a entrada dos parâmetros de Corey, responsáveis por construir as curvas de permeabilidades relativas limites. Em outras palavras, será definido o intervalo de interpolação em que o processo de alteração de molhabilidade será contabilizado. Em seguida, tem-se a seleção do modelo atribuído para a simulação, nessa seção o usuário terá a opção de escolher entre sete tipos de modelos que foram implementados no simulador. Nos modelos, DLE e MIE que são sensíveis a composição da água, deve-se especificar as composições da água inicial, de injeção e, conseqüentemente, dos limites. Já para o MIE existe outro passo necessário, que é a definição da quantidade de íons que estão aderidos no estado inicial. Na seleção dos modelos baseados na abordagem de salinidade total, o modelo de Jerauld et al. (2008) deve especificar a saturação de interpolação via a função *set_interpolator()*, devido ao modelo não estar correlacionado com uma função que correlacione dinamicamente a mudança de salinidade com a saturação de óleo residual. Ao selecionar o modelo de Tripathi e Mohanty (2008), deve-se especificar entre os três tipos existentes. Após a definição do modelo e suas respectivas funções, define-se as condições de contorno e inicial do reservatório a ser simulado. Os passos seguintes são também similares ao módulo da solução da injeção de água de alta salinidade, com a criação do objeto de *BLModel* e criação das matrizes resultados. Nesse módulo não foi implementado diferentes opções de solução numérica, focando apenas no método de solução explícita SPU. Se o modelo selecionado foi o DLE, MIE ou Wu e Bai (2009), existe um passo antes do início da simulação, que é a utilização da função *input_parameter()*, onde deve-se dar de entrada parâmetros específicos relacionados a simulação desses modelos. Com todas as configurações corretamente especificadas, tem-se a simulação da LSW baseada na alteração da molhabilidade e a geração das curvas resultados.

Figura 44. Fluxograma do procedimento da simulação de LSW baseados na alteração da molhabilidade.

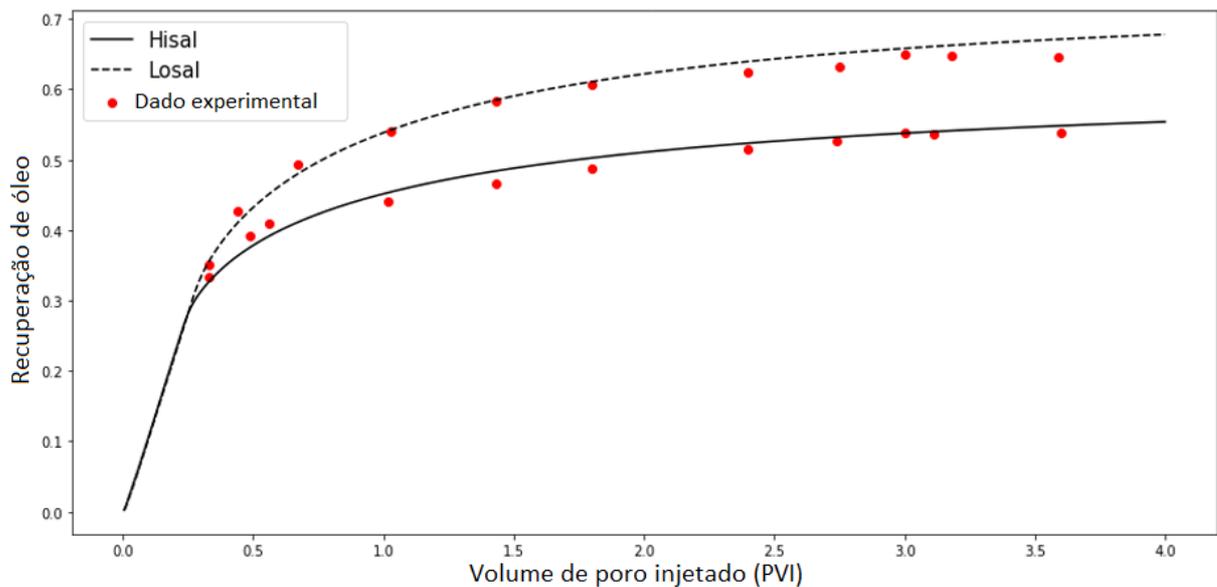


Fonte: autoria própria.

4.2.4 Análise de performance dos modelos de alteração da molhabilidade

Previamente a análise de performance com os diferentes tipos de modelos, foi conduzido um teste de unidade com as salinidades limites. A Figura 45 mostra a comparação entre os dados simulados e os experimentais, sendo a curva contínua representando a alta salinidade (Hisal), onde ainda não foi observado os efeitos da LSW, e a curva tracejada representa a salinidade mais baixa (Losal), onde os efeitos da LSW são sentidos no fator de recuperação. A realização do teste de unidade foi conduzida utilizando o modelo MIE, que é o mais robusto fenomenologicamente, que está atrelado a um maior risco de gerar resultados menos precisos. No entanto, os resultados mostraram boa concordância com os dados experimentais. Quantificando a avaliação, tem-se que os resultados simulados Hisal apresentam um erro médio relativo de aproximadamente de 4%, e para todos os pontos avaliados o erro relativo ficou abaixo de 10%. Já os resultados preditos da simulação Losal foram menos precisos em relação aos dados experimentais, com um erro médio relativo de aproximadamente 7,7%, sendo que os erros relativos de dois pontos ficaram acima de 10%.

Figura 45. Teste de unidade de modulo via comparação entre os dados simulados e experimentais do fator de recuperação.



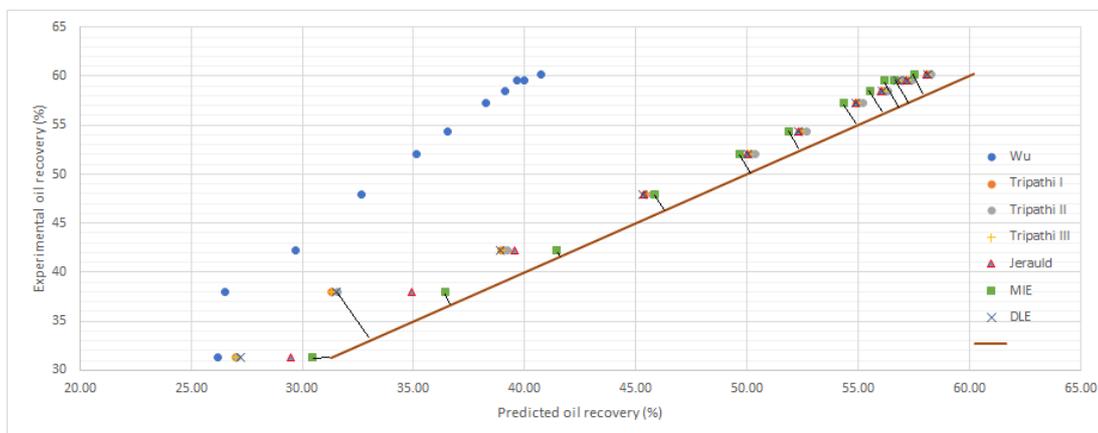
Fonte: autoria própria.

Para avaliar a performance dos diferentes modelos, um gráfico comparativo foi elaborado, onde o eixo horizontal representa os resultados preditos e o eixo vertical retrata os resultados experimentais, conforme ilustrado pela Figura 46a. A reta contínua representa uma situação ideal, onde os resultados preditos são perfeitamente ajustados com os dados experimentais. Portanto, a performance dos modelos é quantificada por meio da distância

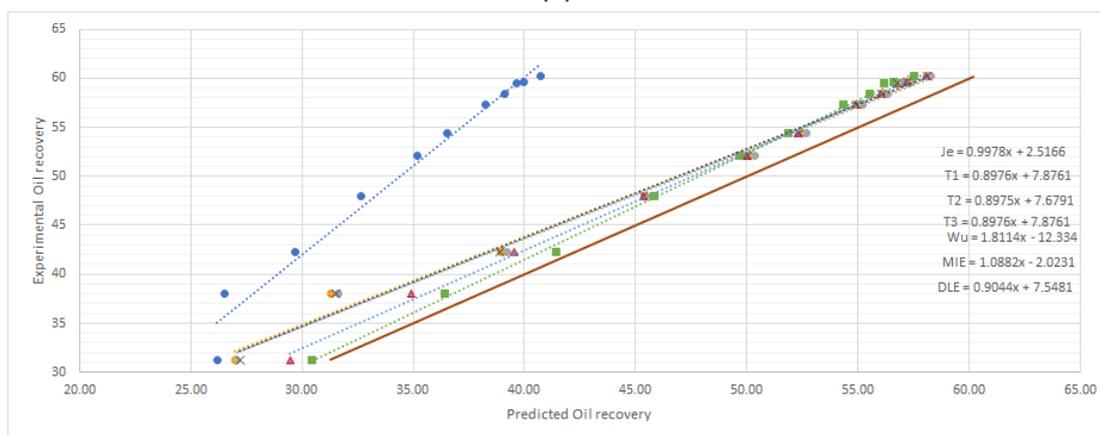
entre os pontos e a curva ideal, ou segundo a inclinação da reta ajustada pelos pontos. Observa-se na *Figura 46a*, que os resultados preditos pelo modelo de Wu e Bai (2009) apresentam um desempenho distinto dos demais modelos que estão posicionados mais próximos da reta ideal. Como detalhado anteriormente, o modelo de Wu e Bai (2009) foi proposto assumindo uma correlação de *Brooks-Corey* modificada, ao invés de utilizar o modelo de *Brooks-Corey* generalizado. Esses efeitos também podem estar relacionados com uma modificação sugerida pelos autores, onde o choque de salinidade afetaria apenas a permeabilidade relativa do óleo, mantendo a da água sem alterações. Essas escolhas levaram a resultados irrealistas, primeiro porque a correlação selecionada não captou a forma das curvas de permeabilidade relativa dos dados experimentais, também não foi capaz de se ajustar com os parâmetros de Corey fornecidos, como a permeabilidade relativa do ponto terminal, como pode ser visto na *Figura 47*. Em segundo lugar, a consideração feita, na qual a permeabilidade relativa da água não sofre alteração, não está de acordo com os dados experimentais.

Na *Figura 46b* é possível visualizar as diferentes curvas ajustadas com seus respectivos ângulos de inclinação da reta, ou também denominado de coeficiente angular da reta. A melhor performance está relacionada com a reta na qual seu coeficiente tende a um. Seguindo esse critério, conclui-se que os resultados provenientes do modelo de Jerauld et al. (2008) conseguiu performar melhor em relação aos demais modelos, onde seu coeficiente angular é igual a 0,9978 e o R^2 igual a 0,9985. Já o segundo modelo que apresentou a melhor performance, de acordo com a análise do coeficiente angular, foi o modelo MIE, onde seu coeficiente angular é igual a 1,0882 com R^2 igual a 0,9987. Comparando essas duas performances tem-se uma diferença de 0,0022 e 0,0882 em relação a 1, para o modelo de Jerauld et al. (2008) e MIE, respectivamente, porém a curva do modelo MIE é melhor ajustada conforme os valores do coeficiente de determinação.

Figura 46. Curva comparando os resultados preditos com os dados experimentais. (a) mostra as diferentes distâncias entre os preditos e simulados, (b) curvas ajustadas e seus respectivos coeficientes angulares.



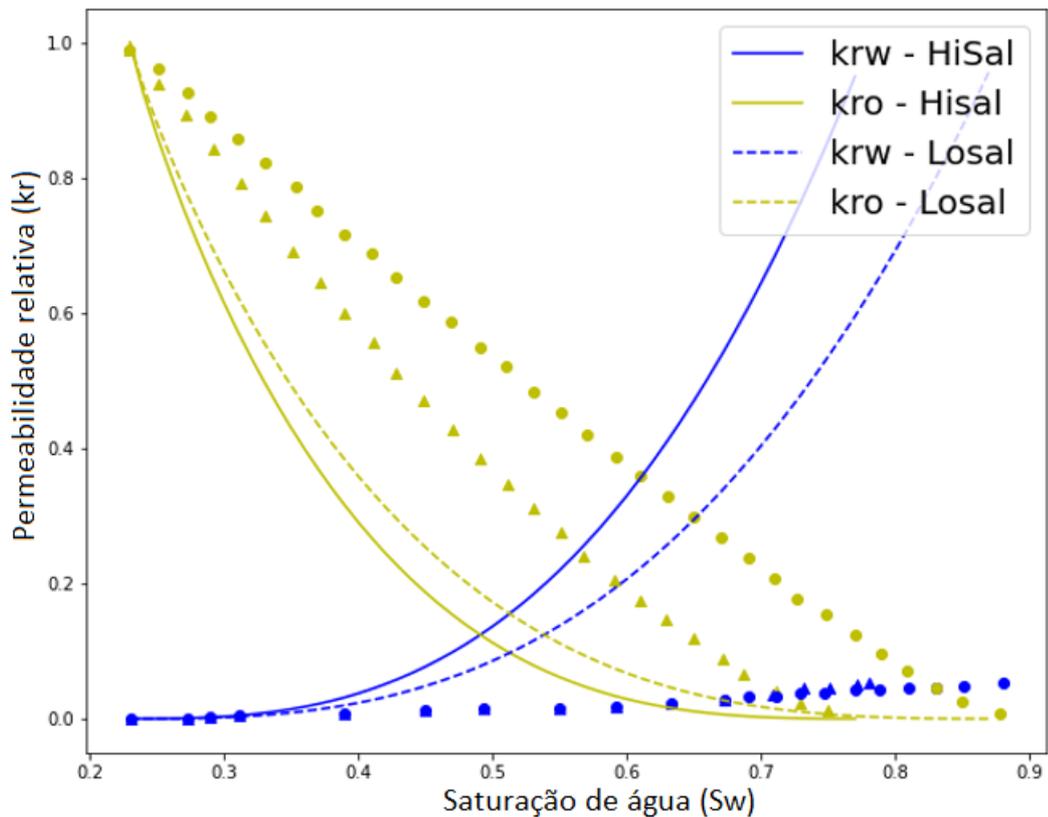
(a)



(b)

Fonte: autoria própria.

Figura 47. Comparação entre os dados experimentais e a curva de permeabilidades relativas obtidas pelo modelo Wu e Bai (2009).



Fonte: autoria própria.

Para uma melhor avaliação da performance dos modelos serão utilizadas algumas métricas estatísticas, como o erro relativo médio, o erro absoluto médio (MAE – *Mean Absolut Error*), o RMSE (*Root Mean Square Error*) e o MSE (*Mean Square Error*), além do desvio padrão. A Tabela 9 apresenta os valores das métricas obtidos da avaliação de performance de todos os modelos. Nessa avaliação, todas as métricas utilizadas apontam para a melhor performance do modelo MIE em relação ao modelo de Jerauld et al. (2008), que apresentou melhor coeficiente angular. Destaca-se, o menor desvio padrão para o modelo MIE, que mostra uma menor dispersão dos dados entorno da reta ideal. Corroborando ainda mais, a diferença dos erros relativos médios entre os dois modelos é de 0,623%, e o erro relativo referente a cada resultado predito não passou de 6%. De acordo com a Figura 46a, os melhores resultados do modelo MIE estão posicionados antes da produção de água no poço produtor, que ocorre entre 0,5 e 1 PVI. É importante salientar que as simulações foram conduzidas sem nenhum ajuste ou calibração dos parâmetros do modelo, como por exemplo, o parâmetro presente na função de interpolação, que controla a velocidade em que os íons divalentes sofrem o processo de troca iônica, sendo liberados da superfície do argilomineral. Um parâmetro que não foi calibrado, pois não havia a informação no trabalho experimental, utilizando assim o

valor padrão do simulador, foi a capacidade de troca iônica (CEC). A influência desses parâmetros será estudada posteriormente.

Tabela 9. Métricas para avaliação de performance dos modelos.

Métricas	Jerauld	Wu e Bai	Tripathi I	Tripathi II	Tripathi III	MIE	DLE
MAE	2,4096	16,0322	2,9584	2,7316	2,9584	2,2729	2,9566
MSE	5,9369	276,7173	10,5604	9,2575	10,5604	5,8640	10,3103
RMSE	2,4366	16,6348	3,2497	3,0426	3,2497	2,4216	3,2110
σ	2,5555	17,4467	3,4083	3,1911	3,4083	2,5398	3,3677
Erro relativo médio/ (%)	4,9220	30,7346	6,5256	6,0672	6,5256	4,2995	24,3576

A análise das métricas reforça o mal desempenho dos resultados preditos pelo modelo Wu e Bai (2009), evidenciado no alto valor do MSE, que é uma métrica mais sensível a *outliers*. Isso é por conta dos erros ao quadrado que penalizam mais as previsões que diferem-se muito do dado experimental. Em contrapartida, o bom resultado do modelo de Jerauld et al. (2008) está associado com a utilização da função *set_interpolator()* implementada no simulador, que tem como função definir a saturação de óleo residual relativa à salinidade, ou seja, como não há uma função que atualiza a S_{or} dinamicamente com a alteração da salinidade, o usuário define qual será a saturação de óleo residual no começo da simulação. Então o bom resultado do modelo está associado com uma boa estimativa inicial, o que não é muito prático quando relacionamos com os demais modelos que estão atrelados a uma função linear que é atualizada dinamicamente com a simulação. Caso uma função seja acoplada ao modelo para atualizar dinamicamente a saturação de óleo residual, o modelo se assemelhará ao modelo de Tripathi e Mohanty (2008) do tipo I. Além disso, o modelo de Jerauld et al. (2008) não é capaz de captar o impacto das variações na composição da água, que podem afetar a velocidade da frente de avanço da LSW.

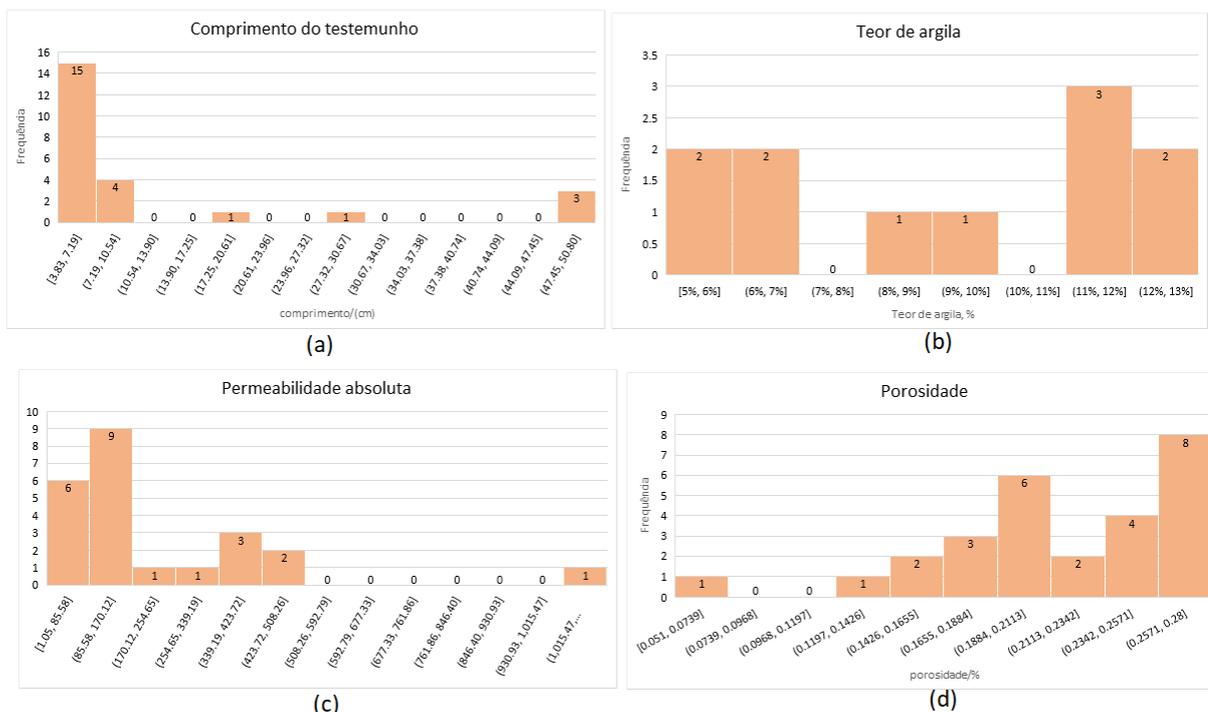
Um modelo capaz de captar essas variações e que mostrou um bom resultado foi o modelo DLE, que usa a força iônica da água para caracterizar as mudanças na molhabilidade da superfície da rocha. A curva ajustada baseada no modelo DLE tem uma inclinação de 0,9044 e um desvio padrão de 3,3677. Esses resultados mostram que ainda há espaço para aperfeiçoamento dos modelos baseados no mecanismo, buscando descrever melhor o fenômeno da expansão da dupla camada elétrica. Os três modelos de Tripathi e Mohanty (2008) tiveram resultados bem semelhantes, sendo o tipo II o que teve melhor performance,

com diferença dos erros relativos médios de 0,458% para os outros dois modelos. Essa diferença está relacionada com a escolha da permeabilidade relativa no ponto de saturação como função da salinidade, no qual teve mais impacto na recuperação de óleo do que a variação do expoente de Corey ou apenas a saturação de óleo residual. Essa abordagem permitiu um ajuste mais adequado do parâmetro de interpolação, capturando assim melhor os efeitos da LSW.

4.2.5 Análise de dados das condições de reservatório

No intuito de obter percepções adicionais acerca das condições que envolvem a injeção de LSW, e buscando construir um cenário generalizado para conduzir as análises de sensibilidade, uma avaliação foi realizada com os resultados de 17 trabalhos experimentais (CALLEGARO et al., 2013; DANG, 2015; FJELDE; MARIE ASEN; OMEKEH, 2012; KORRANI; JERAULD; SEPEHRNOORI, 2016; KOZAKI, 2012; MARTÍNEZ-MENDOZA et al., 2019; NADERI; SIMJOO, 2019; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2014; OMEKEH et al., 2011; SANDENGEN et al., 2011; SHAKER SHIRAN; SKAUGE, 2012; SHOJAEI; GHAZANFARI; MASIHI, 2015; SOROP et al., 2015). A Figura 48 mostra os histogramas das propriedades petrofísicas da amostra da rocha do reservatório arenítico, como o comprimento, teor de argila, permeabilidade absoluta e porosidade. O comprimento dos testemunhos geralmente utilizados nos experimentos varia entre 3,8 cm até 50,8 cm, onde a maioria dos autores optam por testemunhos menores que 10 cm, o que está diretamente correlacionado com o tempo de duração do experimento. A presença de argilominerais é uma das condições necessárias para que os efeitos da LSW sejam observados, portanto, aproximadamente 54,5% dos experimentos foram conduzidos em testemunhos com o teor de argila acima de 10%. Sendo que o menor teor de argila observado foi de 5% e o máximo foi de 13%. Outra propriedade petrofísica do reservatório analisada foi a permeabilidade absoluta, onde 65,2% dos testemunhos apresentam permeabilidade absoluta menor do que 200 mD. O conjunto de dados analisados cobre um intervalo de porosidade de 5,1% a 28%, sendo que 74% da porosidade recai entre as porosidades acima de 20%.

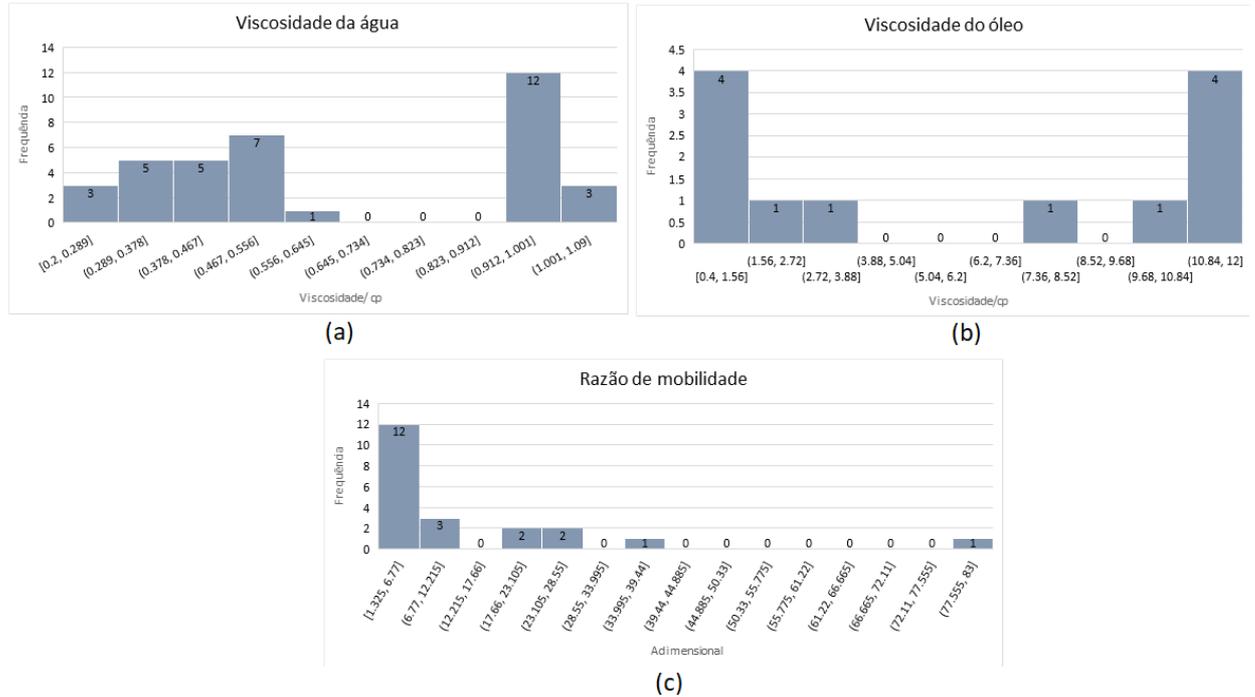
Figura 48. Histograma com análise de propriedades petrofísicas do reservatório. (a) Histograma do comprimento do testemunho, (b) histograma do teor de argila, (c) histograma da permeabilidade absoluta, (d) histograma da porosidade.



Fonte: autoria própria.

A Figura 49 ilustra os histogramas referentes as propriedades dos fluidos, tais como as viscosidades. Na elaboração do histograma da viscosidade da água foi considerado todo tipo de água envolvida no processo, desde água inicial presente no reservatório, como a água injetada. Portanto, as viscosidades variam dentro do intervalo de 0,2 cp e 1,09 cp, sendo que aproximadamente 55% dos experimentos são conduzidos com viscosidades abaixo de 0,5 cp. Já a viscosidade do óleo possui uma amplitude muito grande, sendo o enfoque da maioria dos estudos os óleos mais ou menos viscosos, ocasionando poucos trabalhos com viscosidades ditas intermediárias. Na Figura 49c pode-se visualizar a razão de viscosidade, e conclui-se que, apesar do foco em trabalhos com óleo pesado, 71% das razões de mobilidade da água são menores que 7.

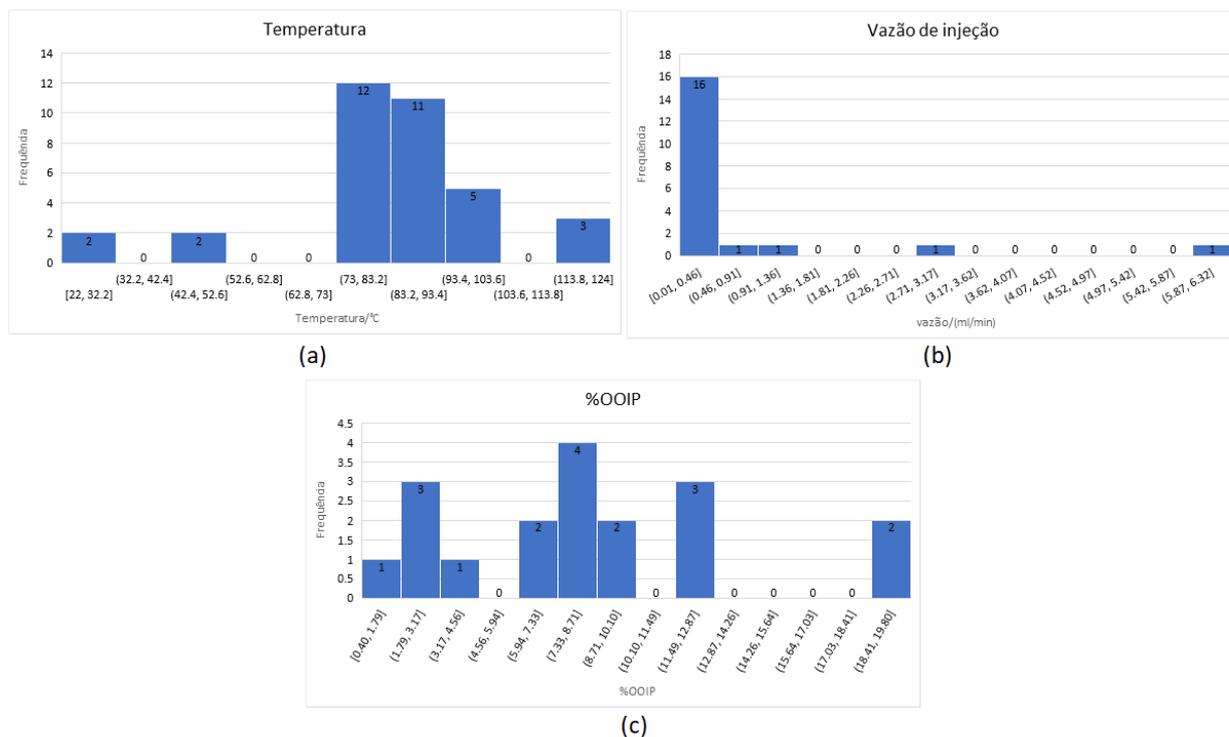
Figura 49. Histograma com análises das propriedades dos fluidos. (a) Histograma da viscosidade da água, (b) histograma da viscosidade do óleo, (c) histograma da razão de mobilidade.



Fonte: autoria própria.

Também foram analisados alguns parâmetros operacionais da injeção de LSW, conforme visualizado pela Figura 50. O primeiro parâmetro foi a temperatura, onde conclui-se que há uma concentração de trabalhos sendo conduzidos na faixa de 70°C a 103°C, que é geralmente a temperatura em que encontra-se no reservatório, porém, faz-se necessário uma avaliação das temperaturas mais elevadas, com o intuito de estudar o desempenho da combinação de água aquecida com a LSW. A Figura 50b mostra uma predominância de 80% da vazão de injeção ocorrendo na faixa de 0,01-0,46 ml/min , sendo o valor máximo identificado no conjunto de dados igual a 6,32 ml/min . Analisando a eficiência da LSW no aumento de recuperação de óleo, a análise identificou que o valor máximo atingido pelo método foi de 19,8% OOIP nesse conjunto de dados, e o valor mínimo foi de 0,4% OOIP.

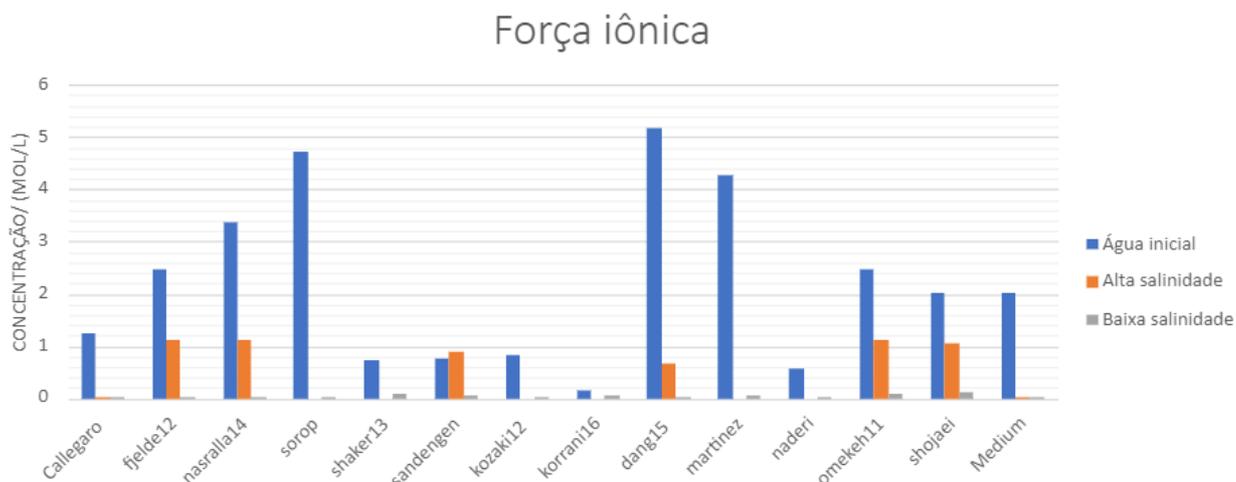
Figura 50. Histograma com análises de parâmetros operacionais. (a) Histograma da temperatura, (b) histograma da vazão de injeção, (c) histograma com a recuperação de óleo.



Fonte: autoria própria.

Por último, foi realizada a análise em uma das principais propriedades que controlam os efeitos da LSW na alteração da molhabilidade que é a composição iônica da água. A Figura 51 ilustra as diferentes forças iônicas para a água inicial, representada pela barra em azul, para a água de alta salinidade, retratada com a cor laranja e a LSW que assume a cor cinza. Analisando a força iônica para a água inicial, nota-se uma alta força iônica girando entorno de 2 a 5 mol/L. Já a LSW, tem valores máximos e mínimos de 0,1051 e 0,00627, respectivamente.

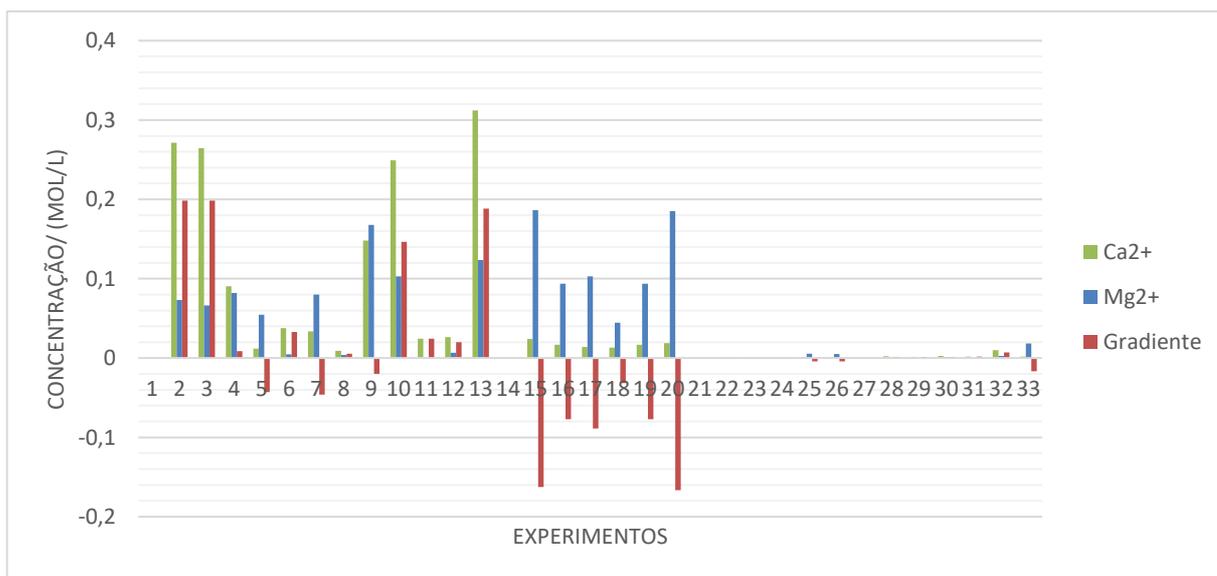
Figura 51. Histograma com análise da força iônica para diferentes tipos de água.



Fonte: autoria própria.

Avaliando a relação entre as composições dos íons divalentes, nota-se uma maior predominância de experimentos conduzidos com a concentração maior de íons de cálcio em detrimento aos íons de magnésio. Como observado na Figura 52, o gradiente representado pela barra em vermelho está majoritariamente nas regiões positivas indicando um maior volume de experimentos conduzidos com a concentração de Ca^{2+} maior do que a concentração de Mg^{2+} , essa quantidade representa, aproximadamente, 63% do total.

Figura 52. Comparação da concentração de Ca^{2+} e Mg^{2+} presentes nas águas do reservatório.



Fonte: autoria própria.

4.2.6 Estudo de Caso Base

A partir da análise de dados dos diferentes parâmetros inerentes ao método da injeção de LSW realizado na seção anterior, foi construído um caso base com as médias de alguns desses valores para ser utilizado nas análises de sensibilidade. A Tabela 10 mostra as propriedades petrofísicas do reservatório hipotético, para tentar investigar melhor os óleos com viscosidade intermediária, o óleo que preenche o meio poroso possui viscosidade de 8 cp.

Tabela 10. Propriedades petrofísicas e dos fluidos do caso base.

Comprimento do reservatório (L)/ (m)	0,057
Porosidade (ϕ)	0,22
Viscosidade da água (μ_w)/ (cp)	0,47
Viscosidade do óleo (μ_o)/ (cp)	8
Saturação de água inicial (S_{wi})	0,145
Teor de argila/ (%)	0,088
CEC/(mol/m³)	130
Vazão de injeção (q)/ (ml/min)	0,125
Permeabilidade (k)/ (mD)	132

Seguindo esse mesmo procedimento, foi reunido dados de Corey dos diferentes experimentos, e os dados foram separados seguindo o critério de semelhança entre algumas propriedades petrofísicas. Como resultado foram gerados três grupos de dados, sendo o grupo representando uma condição inicial pouco hidrofóbica, diminuindo assim a quantidade adicional de óleo que pode ser recuperado pelo método da LSW. O segundo grupo representava a transição entre uma condição levemente hidrofóbica para hidrofílica. Já o grupo selecionado representa a eficiência máxima do método de LSW, onde a condição inicial é muito hidrofóbica e depois da injeção de LSW haverá uma alta quantidade adicional de óleo recuperado. A Tabela 11 mostra a média dos parâmetros de Corey inerentes ao grupo selecionado.

Tabela 11. Parâmetros de Corey para o caso base.

S_{or}^{HS}/S_{or}^{LS}	0,255/0,186
$k_{rw}^{*HS}/k_{rw}^{*LS}$	0,695/0,5
$k_{ro}^{*HS}/k_{ro}^{*LS}$	0.825/0.825
n_w^{HS}/n_w^{LS}	2,05/2,8
n_o^{HS}/n_o^{LS}	2,5/2

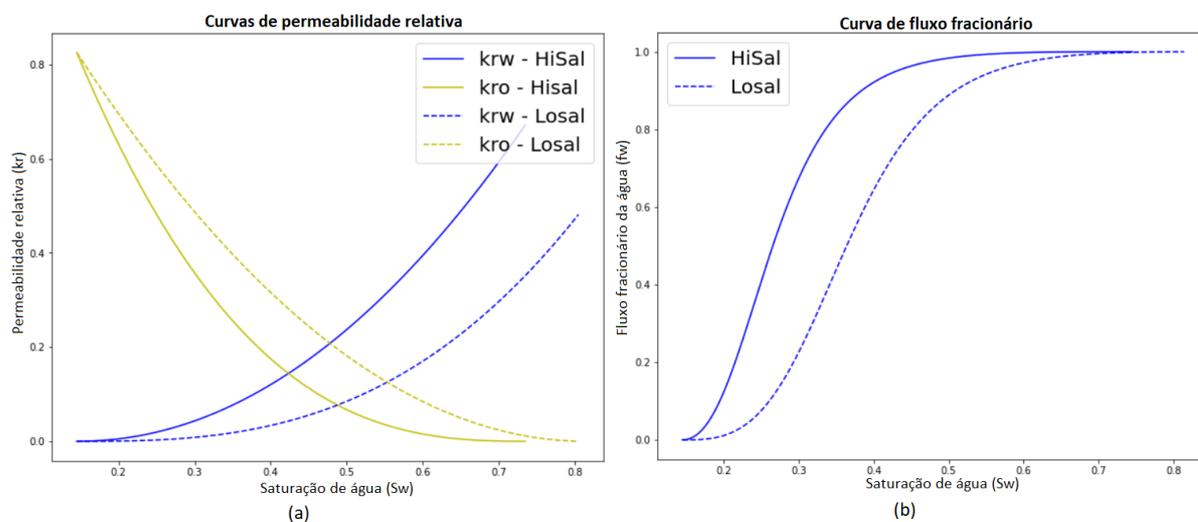
A Tabela 12 ilustra a composição da água inicial, da água de alta e baixa salinidade. Como foi observado na análise de dados, na maioria dos experimentos a concentração de cálcio é maior do que a concentração de magnésio, porém na construção do caso base, optou-se por deixar a concentração do magnésio superior, sendo os efeitos dessa diferença investigados posteriormente nessa seção.

Tabela 12. Composição das águas utilizadas no caso base.

íon	Água inicial (IW)/ (mol/L)	Água de alta salinidade (SW)/ (mol/L)	Água de baixa salinidade (LSW)/ (mol/L)
Na^+	1,32622	0,6568	0,02508
Cl^-	1,44134	0,5895	0,02666
Ca^{2+}	0,03755	0,01657	0,00118
Mg^{2+}	0,06624	0,0938	0,00049
SO_4^{2-}	0,00052	0,02082	0,0000145

A Figura 53 mostra a curva de permeabilidade relativa para o nosso caso base, bem como a curva do fluxo fracionário.

Figura 53. (a) Permeabilidades relativas do caso base, (b) fluxo fracionário do caso base.



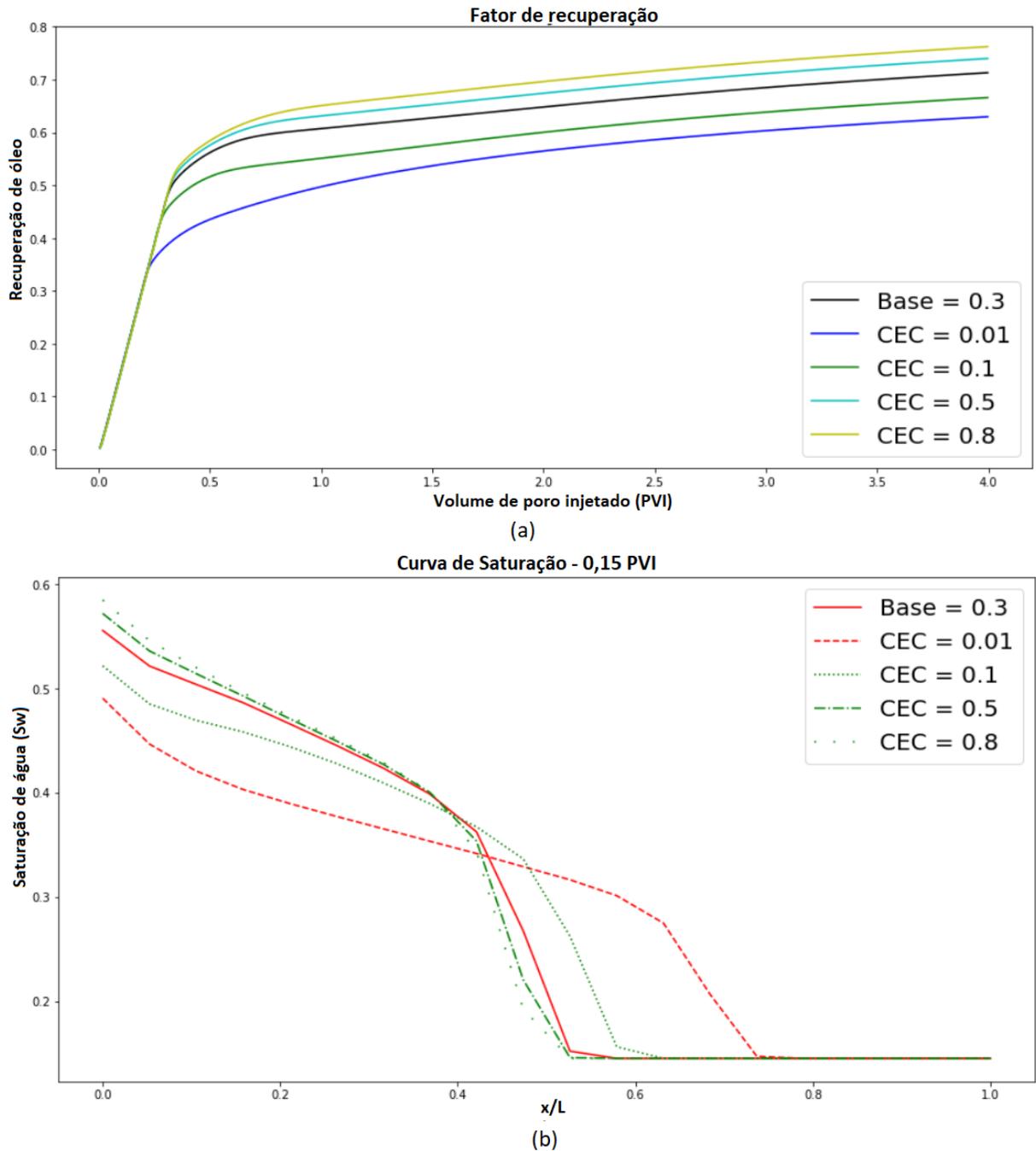
Fonte: autoria própria.

4.2.7 Análises de sensibilidade

Como detalhado na Seção 4.2.4, da avaliação da performance dos modelos baseados no mecanismo da alteração da molhabilidade, o modelo MIE possui alguns parâmetros importantes que precisam ser fornecidos corretamente, como é o caso da capacidade de troca iônica, ou esses dados controlam a velocidade de em que os íons monovalentes atuam na troca iônica dos complexos organometálicos. Portanto, uma análise de sensibilidade será conduzida para avaliar o impacto desses parâmetros na modelagem da injeção de LSW.

O primeiro parâmetro analisado será o CEC, onde no caso base é definido como $0,3 \text{ eq/kg}$ de argila com teor de argila girando entorno de 8,8%. Para investigar como esse parâmetro pode influenciar na quantidade de óleo recuperado e na velocidade das frentes de avanço, quatro simulações serão rodadas, com novos valores de CEC de 0,01; 0,1; 0,5 e $0,8 \text{ eq/kg}$ de argila. E os resultados serão comparados com o caso base. A Figura 54a mostra como a capacidade de troca catiônica influencia positivamente no fator de recuperação quando esse valor sofre um acréscimo. Isso está de acordo com o processo de troca iônica e com a própria definição desse parâmetro, na qual caracteriza a capacidade de troca de uma argila, ou seja, quanto maior for a sua capacidade de troca catiônica, mais complexos organometálicos serão liberados da superfície da argila, fazendo com que a molhabilidade seja alterada para uma condição mais hidrofílica, conseqüentemente, aumentando a quantidade adicional de óleo recuperado. Esse raciocínio é corroborado pela Figura 54b, na qual a curva de saturação para um CEC pequeno, diminui a eficiência da LSW, quase que igualando a curva de saturação proveniente da água de alta salinidade.

Figura 54. (a) Curva de óleo recuperado para diferentes valores de CEC, (b) curvas de saturação.

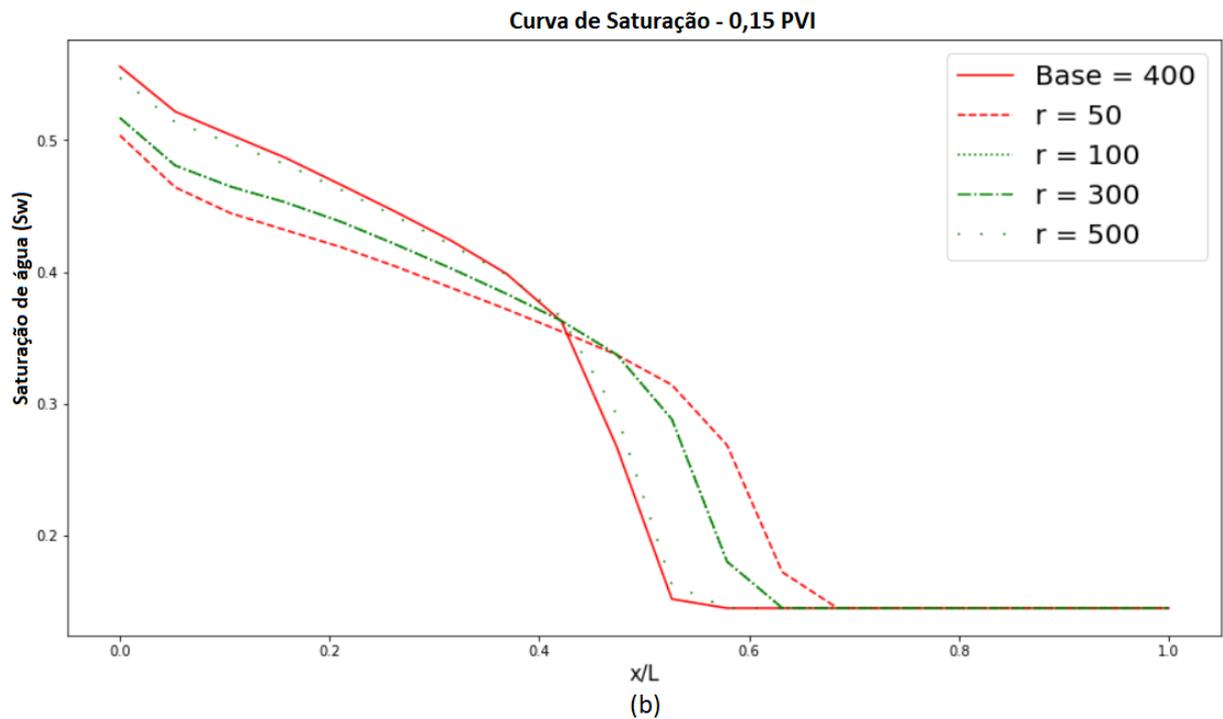
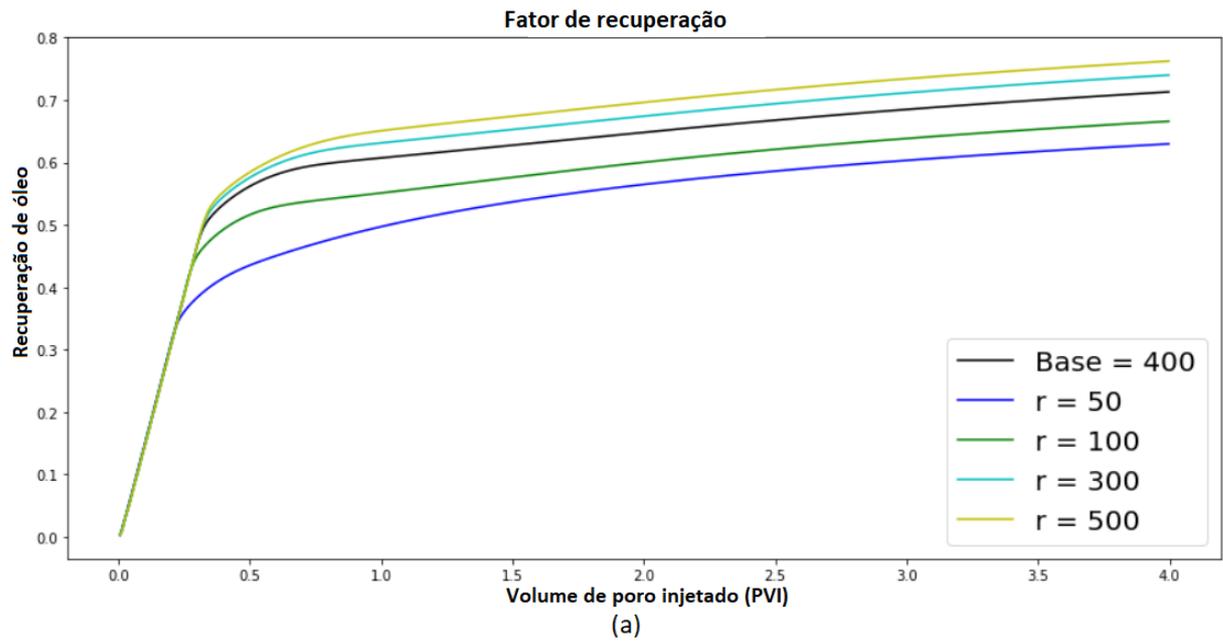


Fonte: autoria própria.

A segunda análise envolveu o estudo do impacto do parâmetro de ajuste da curva de interpolação (r), que segundo Omekeh et al. (2012), é uma variável que controla a velocidade em que as trocas iônicas ocorrem durante a injeção de LSW. Serão executadas quatro simulações onde o parâmetro (r) assume os seguintes valores, 50, 100, 300 e 500, sendo que no caso base esse parâmetro é considerado igual a 400. A Figura 55a mostra que ao diminuir o há uma queda na quantidade de óleo recuperado, ou seja, quanto maior o r , mais troca

ocorrerão com o mesmo volume de água. Esse comportamento pode ser visualizado na Figura 55b, onde a frente de avanço é atrasada com o aumento do parâmetro (r), no entanto, acima de 400 não é mais observado nenhum efeito adicional na recuperação de óleo.

Figura 55. (a) Curva de óleo recuperado para diferentes valores de (r), (b) curvas de saturação.



Fonte: autoria própria.

4.3 LSW baseada na migração de finos

Nessa seção, o foco será modelar a injeção de LSW por meio de modelos baseados no mecanismo da migração de finos. No Capítulo 2 foi detalhado a preferência na academia por utilizar o modelo desenvolvido por *Bedriskovetsky* e sua equipe de pesquisadores (BEDRIKOVETSKY et al., 2011, 2012; BEDRIKOVETSKY; FURTADO; SOUZA, 2010; YOU et al., 2016; YUAN; MOGHANLOO; ZHENG, 2016). O mecanismo da migração de finos, diferentemente do mecanismo anterior, modela três fenômenos adicionais ao transporte multicomponente e ao deslocamento de óleo, que são o desprendimento da partícula de argila da superfície do grão da rocha, o transporte dessa partícula, e o aprisionamento da mesma nas gargantas de poro induzindo o dano a formação. E para aumentar a compreensão acerca desses fenômenos, identificando quais parâmetros possuem maior sensibilidade e tem maior significância no comportamento da migração de finos, uma análise de sensibilidade foi conduzida, principalmente para identificar como a variação de algumas propriedades levam a liberação dos finos. Em seguida, o modelo será implementado no simulador e um teste de validação será realizado comparando com dados experimentais.

4.3.1 Acoplamento das equações do modelo

As principais suposições do modelo de migração de finos foram apresentadas no Capítulo 2, onde é descrito e detalhado o desenvolvimento da função máxima de retenção (σ_{cr}), considerando o modelo multicamadas homogêneo. Além disso, foi apresentado como essa função influencia no cálculo da quantidade de finos aderidos na superfície da rocha (σ_a), lembrando que em um sistema multifásico, as partículas que vão sofrer a perturbação do equilíbrio das forças mecânicas, serão os finos que estão cobertos apenas pela fase aquosa. Em outras palavras, a concentração total de finos aderidos na superfície da rocha correlaciona a quantidade de finos que estão presentes na fase aquosa móvel e estão associados a função de retenção máxima e a quantidade de finos cobertos na fase de óleo. Durante a injeção de água no reservatório, as áreas acessíveis a fase de água, são aumentadas, logo, deve-se correlacionar o crescimento com a saturação de água. A função utilizada no simulador assume o formato de um modelo de crescimento logístico, expressa pela Eq. 136.

$$A_w = \frac{0,0545}{(0,9455e^{(-7,1S_w)} + 0,0545)} \quad (136)$$

A partir dessas definições é possível modelar os três fenômenos característicos da migração de finos e relacionar com a taxa de finos que bloqueiam as gargantas de poros. Os efeitos resultantes desse bloqueio são contabilizados via uma redução da permeabilidade relativa da água. Seguindo a mesma abordagem dos modelos de alteração da molhabilidade, as expressões matemáticas são acopladas a equação do escoamento multifásico em meio

porosos, a equação de *Buckley-Leverett*, e a equação de transporte dos íons, o sistema de equações não lineares e acopladas assume a seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + u_t \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \\ \phi \frac{\partial C_{ion} S_w}{\partial t} + u_t \frac{\partial C_{ion} f_w}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} [\phi S_w c_s + \sigma_a + \sigma_s] + u_t \frac{\partial c_s f_w}{\partial x} = 0 \\ \sigma_a = \sigma_{cr}(I) \frac{A_w(S, \theta)}{A} + \sigma_{a0} \frac{A - A_w(S, \theta)}{A} \\ \frac{\partial \sigma_s}{\partial t} = \lambda(I, \sigma_s) c_s f_w u_t \end{array} \right. \quad (137)$$

Relacionando as propriedades com a quantidade inicial de finos aderidos na superfície da rocha (σ_{a0}), as variáveis dos modelos de migração de finos são adimensionadas, sendo expressas pelas Eqs. 138-141. Utilizando as coordenadas adimensionais nas demais equações (Eq. 137), o sistema de equações é expresso pela Eq. 142.

$$C_s = \frac{\phi c_s}{\sigma_{a0}} \quad (138)$$

$$S_a = \frac{\sigma_a}{\sigma_{a0}} \quad (139)$$

$$S_s = \frac{\sigma_s}{\sigma_{a0}} \quad (140)$$

$$S_{cr} = \frac{\sigma_{cr}(I)}{\sigma_{a0}} \quad (141)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial C_i S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial C_i f_w}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t_D} [S_w C_s + S_a + S_s] + \frac{\partial C_s f_w}{\partial x_D} = 0 \\ S_a = S_{cr}(I) \frac{A_w(S_w, \theta)}{A} + \frac{A - A_w(S_w, \theta)}{A} \\ \frac{\partial S_s}{\partial t_D} = \Lambda(I, \sigma_s) C_s f_w \end{array} \right. \quad (142)$$

Sendo, o parâmetro de filtração adimensional $\Lambda = \lambda L$.

Ao se considerar o escoamento em escala de reservatório, a contribuição do fluxo difusivo dos componentes possui um baixo impacto em relação ao fluxo convectivo. Nessa escala os tempos de relaxação dos processos de não equilíbrio são considerados nulos, ou seja, o processo da alteração da molhabilidade, da liberação de finos e do bloqueio são considerados simultâneos. Então, no momento em que um fino é liberado da superfície da rocha, ele bloqueia um poro de menor dimensão, ou seja, não terá partículas suspensas na fase aquosa, simplificando assim o sistema de equações, expresso pela Eq. 143.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0 \\ \frac{\partial C_i S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial C_i f_w}{\partial x_D} = 0 \\ S_a - S_{cr}(I) \frac{A_w(S_w, \theta)}{A} - \frac{A - A_w(S_w, \theta)}{A} = 0 \end{array} \right. \quad (143)$$

Utilizando a mesma abordagem de discretização dos modelos de alteração da molhabilidade, as equações que compõem o sistema terão seus termos temporais discretizados pelo método ascendente e os termos espaciais, discretizados pelo método descendente. Sendo assim, o sistema de equações diferenciais parciais, ao serem discretizadas assumem a seguinte forma (Eq. 144).

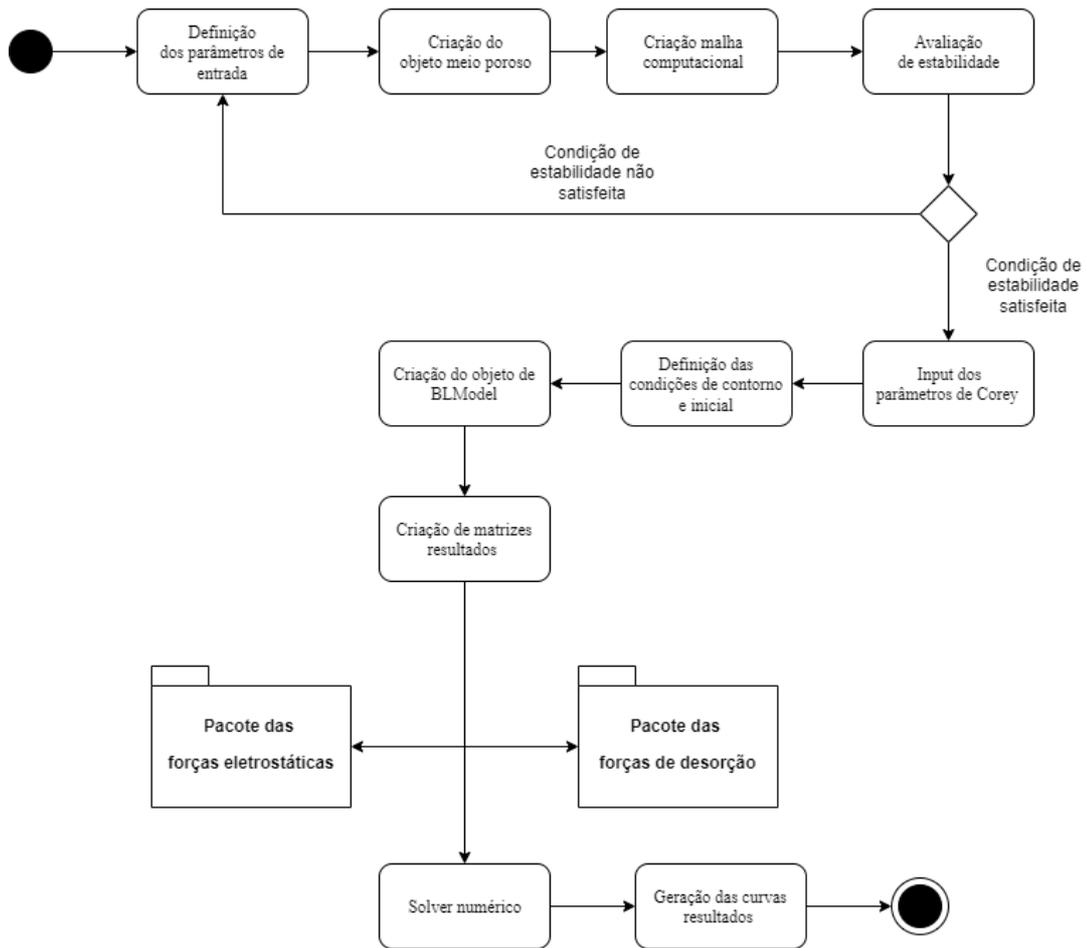
$$\left\{ \begin{array}{l} S_{w_i}^{n+1} - S_{w_i}^n + \alpha(f_{w_i}^n - f_{w_{i-1}}^n) = 0 \\ S_{w_i}^{n+1} C_{Na_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Na_i}^n + \alpha(f_{w_i}^n C_{Na_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{Na_{i-1}}^n) = 0 \\ S_{w_i}^{n+1} C_{Cl_i}^{n+1} - S_{w_i}^n C_{Cl_i}^n + \alpha(f_{w_i}^n C_{Cl_i}^n - f_{w_{i-1}}^n C_{Cl_{i-1}}^n) = 0 \\ S_{a_i}^{n+1} - S_{cr_i}^{n+1} \frac{A_w(S_{w_i}^{n+1})}{A} - \frac{A - A_w(S_{w_i}^{n+1})}{A} = 0 \end{array} \right. \quad (144)$$

Inicialmente será considerado a injeção de água composto apenas com $NaCl$, por isso a equação de transporte multicomponente generalizada é decomposta em apenas duas equações referentes aos íons de sódio e cloro. Para solucionar o sistema de equações (Eq. 144) deve-se utilizar o método iterativo de *Newton-Raphson*, como detalhado no Capítulo 3.

4.3.2 Procedimento de simulação

O modulo do simulador responsável por simular a injeção de LSW baseada no mecanismo da migração de finos segue o procedimento ilustrado pela Figura 56. Sendo as primeiras etapas a definição dos parâmetros de entrada, criação do objeto do meio poroso, criação da malha computacional e avaliação de estabilidade, passos comuns ao modulo anterior. Em seguida, tem-se a definição dos parâmetros de Corey para a construção das curvas de permeabilidade relativa que descrevem o comportamento do escoamento dos fluidos. Consecutivamente, define-se a as condições de contorno e inicial, e tem a criação do objeto de *BLModel* utilizada para calcular os fluxos fracionários. Seguindo, após a criação das matrizes resultados, o programa irá acessar o pacote das forças eletrostáticas, e a partir da entrada de parâmetros correlacionados aos cálculos das forças eletrostáticas. O pacote fará uma análise dos perfis de forças intermoleculares inerentes ao processo de adsorção de partículas de argila no meio poroso. Os resultados alimentaram o pacote do cálculo do balanço de forças primárias que atuam sobre as partículas, com isso serão determinadas as concentrações de finos aderidos na superfície da rocha e a concentração dos finos que bloqueiam as gargantas dos poros. Essas informações serão utilizadas no solver numérico usado para solucionar o conjunto de equações não lineares. Por fim, será gerado algumas curvas resultados, como a curva de fator de recuperação, fluxo fracionário, curvas de saturação, concentrações dos íons e dos finos.

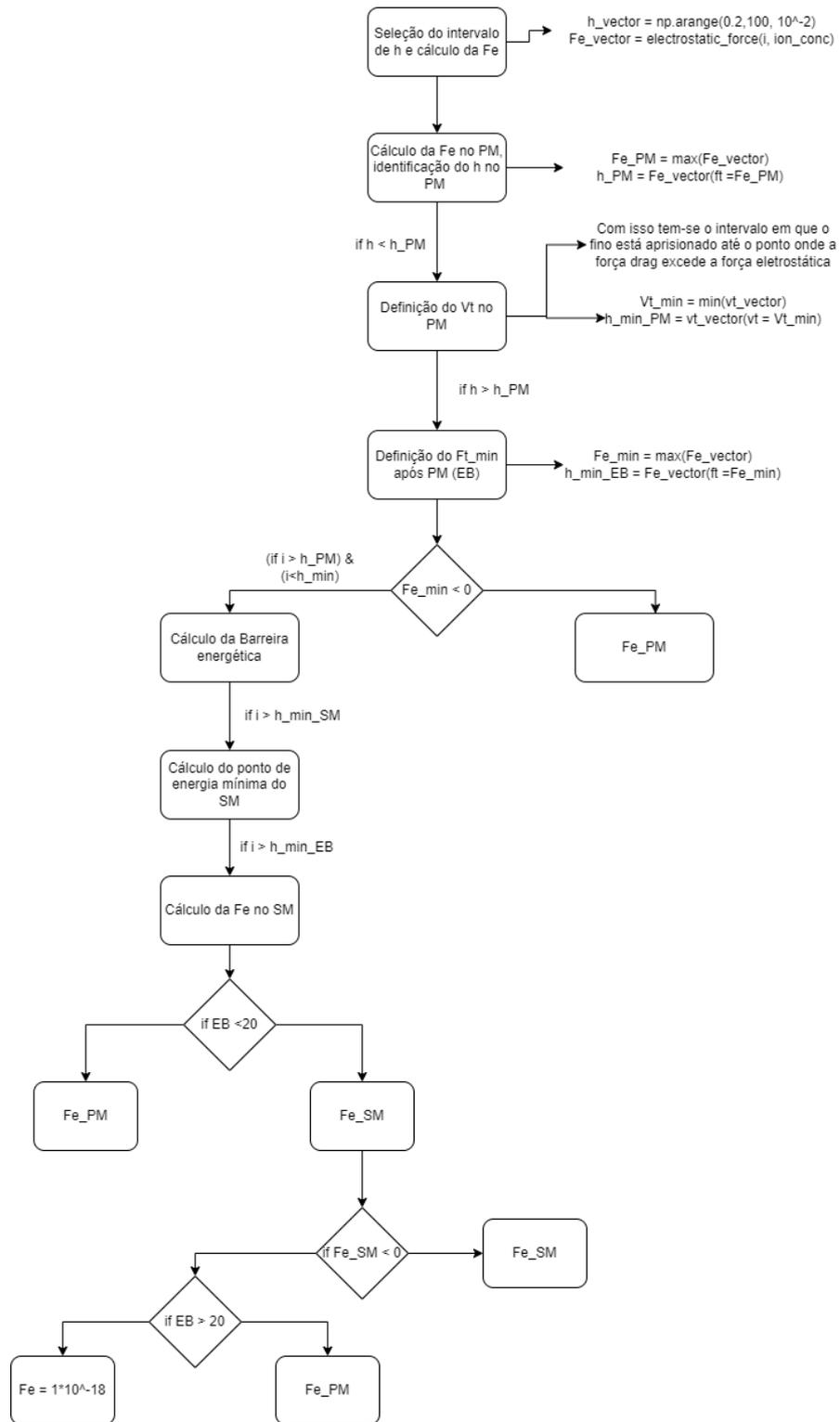
Figura 56. Fluxograma do procedimento da simulação de LSW baseados no mecanismo da migração de finos.



Fonte: autoria própria.

Dentro do pacote das forças eletrostáticas, os cálculos das forças de interações independentes são realizados e com isso há a construção do perfil energético do cenário simulado. Uma função pertencente ao pacote é utilizada para analisar em qual ponto de mínimo energético aquela partícula encontra-se, ou se as forças repulsivas sobrepõem as forças atrativas. Outro cenário obtido é quando a partícula não possui mais força suficiente para ser mantida aderida e com qualquer força hidrodinâmica aplicada a essa partícula faz com que ela seja liberada junto ao fluxo. Conforme citado no capítulo dois, duas configurações de perfis energéticos podem ser obtidas, na qual uma configuração possui dois pontos de mínimo. Nesse cenário, há barreira energética na região de transição entre os mínimos, e caso essa barreira energética for superior a $20 k_B T$, uma pequena quantidade de partículas terá energia suficiente para superá-la e posicionar-se no ponto de mínimo energético primário. Em outras palavras, quando a barreira energética for superior a $20 k_B T$, o fino estará posicionado no ponto de mínimo secundário o que facilita o processo de liberação da superfície da rocha. A análise para determinar a posição do fino no perfil energético e calcular sua força eletrostática resultante, segue o seguinte procedimento ilustrado pela Figura 57.

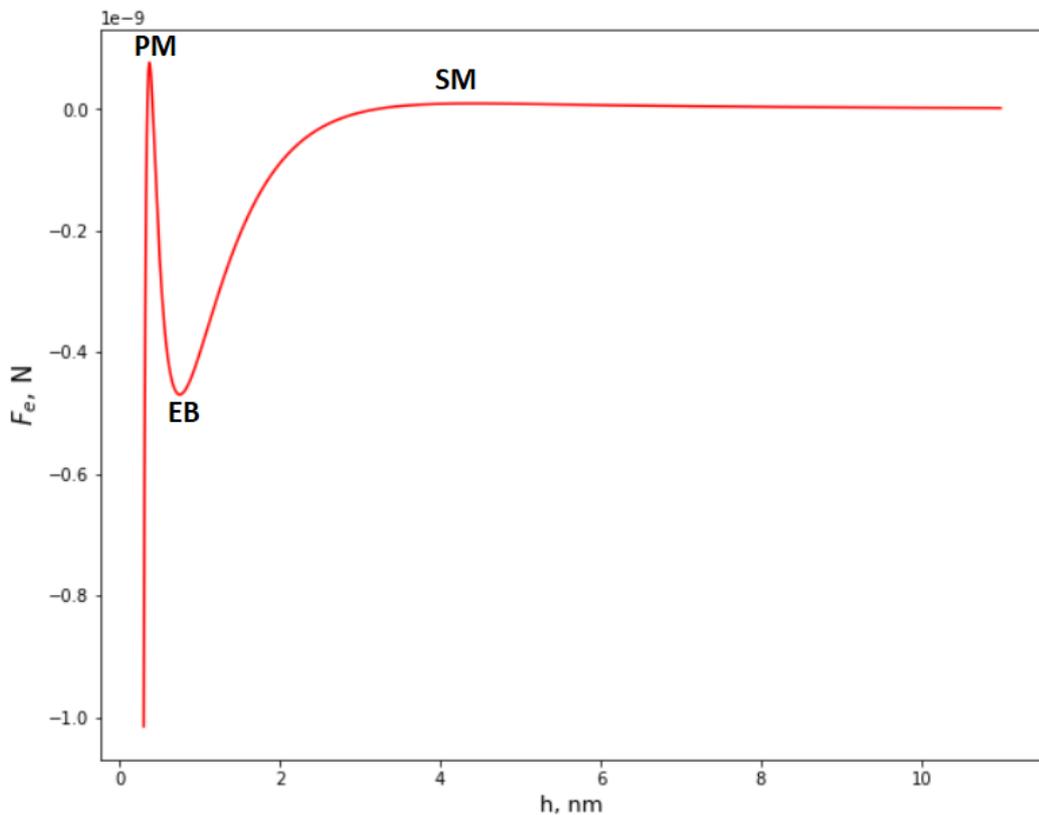
Figura 57. Diagrama de cálculo para análise da força eletrostática.



Fonte: autoria própria.

O primeiro passo é determinar o intervalo da distância (h) entre as superfícies, em que a força eletrostática será calculada. A mínima distância selecionada será de 0.2 nm e a máxima distância será 10% do raio médio da partícula do fino, ou seja, 100 nm . Com esse vetor de distâncias, serão calculadas diferentes forças eletrostáticas. Por convenção, a força eletrostática será calculada sem o sinal negativo, invertendo o sentido dos seus pontos máximos e mínimos, para que possa ser comparada quando plotado junto ao perfil de energia. A primeira parte do código utiliza um dicionário, onde as chaves desse dicionário são as forças eletrostáticas e as distâncias de separação estão alocadas como valores. Esse artifício foi utilizado para facilitar a identificação da distância nos pontos de mínimo. O passo seguinte é avaliar o ponto de mínimo primário, para isso o vetor de força eletrostática calculado anteriormente será utilizado. Considerando um cenário hipotético, na curva de força eletrostática, o ponto de inflexão encontra-se no ponto de máximo da curva, conforme visualizado na Figura 58. Portanto, a função para determinação do máximo será utilizada no vetor de força eletrostática, e através do dicionário será identificado qual distância de separação esse ponto encontra-se.

Figura 58. Curva de força eletrostática versus distância entre as superfícies.

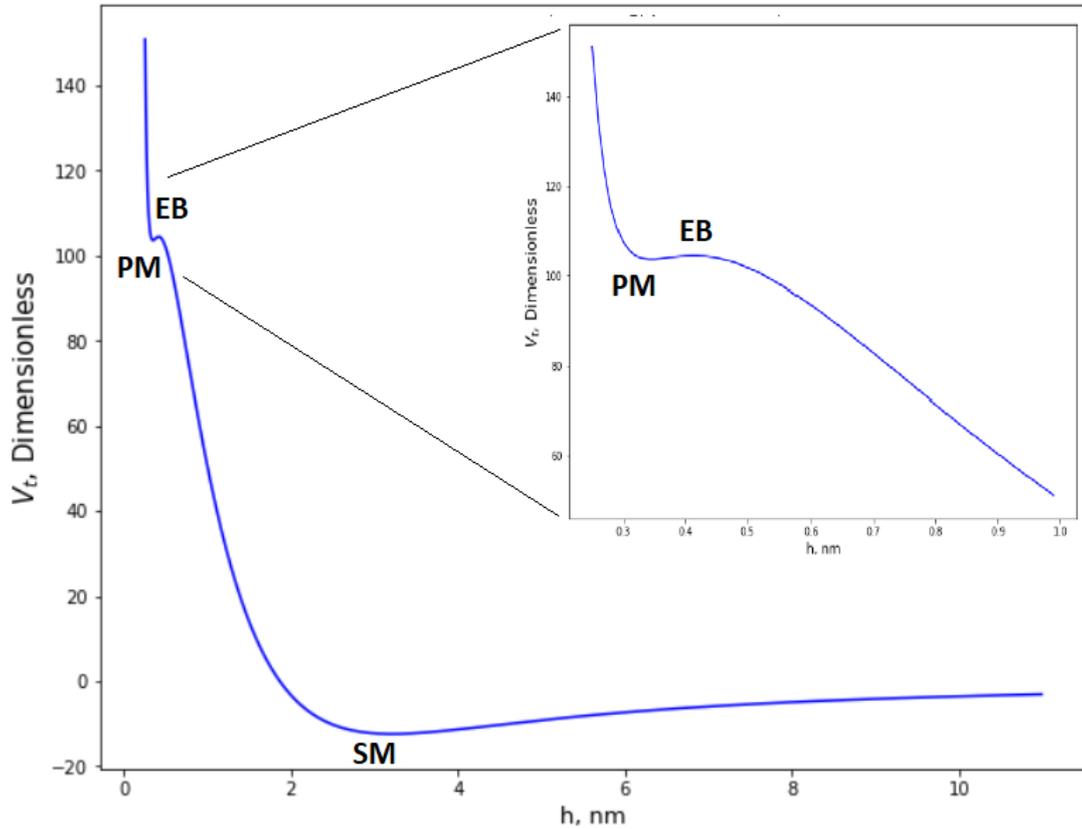


Fonte: autoria própria.

Sendo PM o ponto do mínimo primário, EB é a barreira energética e SM o ponto de mínimo secundário. Para identificar o ponto de energia mínima do PM, deve-se calcular a energia para todas as distâncias inferiores a distância do PM. Com isso a energia mínima em que o fino encontra-se no equilíbrio é determinada por meio da função $min()$. Em seguida será verificado se o perfil energético possui um segundo ponto de mínimo. Para isso, deve-se encontrar o menor valor da força eletrostática após o PM. Se esse valor for negativo, indica a existência de um ponto de mínimo secundário. Esse valor também representa a barreira energética, que a partícula deve superar para posicionar-se no PM. Como pode ser visualizado no diagrama do processo de cálculo, é utilizada a função $min()$ para encontrar a menor força eletrostática após o ponto PM. Uma função condicional será empregada para a continuação da análise, onde será avaliado a existência do SM, e em caso contrário, a força eletrostática deve assumir o valor no ponto PM, pois nesse caso o perfil energético assumirá uma configuração onde exista apenas um ponto de mínimo primário.

No caso da existência do ponto de SM, o primeiro passo é calcular a altura da barreira energética. Para isso deve-se calcular as energias no intervalo entre o ponto de máximo do mínimo primário e a distância mínima. Como está sendo avaliada a energia do sistema, o maior valor representa a altura máxima dessa barreira energética, logo utiliza-se a função $max()$ no vetor de energia. Como a energia máxima está em Joule, divide-se esse valor pela multiplicação entre a constante de Boltzmann e a temperatura, para adimensionar essa propriedade. Com a identificação do (h) no ponto EB, pode se calcular o valor da energia no ponto da SM, que será o menor valor para distâncias maiores que o ponto EB, conforme ilustrado pela *Figura 59*. Para o cálculo da força eletrostática no ponto de SM, deve-se calcular as forças eletrostáticas para distâncias acima do ponto EB e utilizar a função $max()$.

Figura 59. Curva de energia total de interações intermoleculares do sistema óleo-água-rocha.



Fonte: autoria própria.

Com esses valores definidos, deve ser feita duas análises, onde a primeira verifica se a barreira energética é menor do que $20 k_B T$, caso seja, o fino pode encontrar-se no ponto PM, assumindo o valor da força eletrostática máxima nesse ponto, caso contrário, assume-se o valor no SM. A segunda análise verifica se a força eletrostática no ponto SM é negativa, caso verdade isso indica uma total repulsão do fino, portanto, o fino não estará aderido à superfície. Isso ocorre caso a barreira energética seja superior a $20 k_B T$, para o caso contrário a partícula pode encontrar-se no ponto de PM. Com a força eletrostática definida, será acionado o pacote das forças de desorção que calcularam a quantidade de finos que serão desprendidos da superfície da rocha e irão danificar a formação. O acionamento dos pacotes terá como origem o solver que para cada ponto da malha computacional calculará a perturbação do equilíbrio de forças primárias e atualizará o escoamento multifásico.

4.3.3 Análise de sensibilidade no perfil energético

Conforme detalhado no Capítulo 2, o perfil energético é formado pela contribuição de três forças independentes, descritas pela teoria DLVO. A natureza dessas contribuições, se são atrativas ou repulsivas, dependem de diversos parâmetros físico-químicos, como por exemplo o potencial zeta das superfícies, a composição iônica, o pH do sistema, da

temperatura, entre outros. Portanto, essa análise tem o intuito de investigar como o perfil energético pode ser impactado com a variação desses parâmetros físico-químicos e com esse insight ser capaz de otimizar ao máximo a predição da migração de finos, conseqüentemente, ser capaz de controlar o fenômeno para maximizar os efeitos da injeção de LSW.

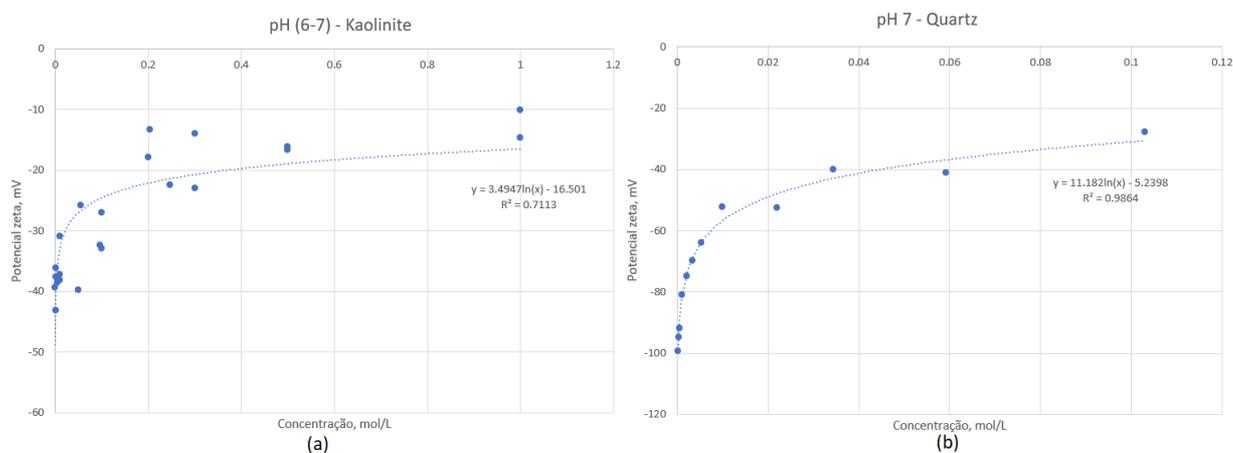
Um dos importantes parâmetros necessários para o cálculo da energia de interação total é o potencial zeta. Esse parâmetro é um importante indicador da carga superficial de uma partícula e é utilizado para quantificar a energia eletrostática repulsiva entre os finos e a superfície do grão da rocha. O potencial zeta geralmente deve ser medido experimentalmente por meio da técnica de eletroforese e essa medida é uma função da configuração do sistema, ou seja, o potencial zeta é dependente da salinidade, da viscosidade, do tipo de mineral, do pH e da temperatura. Com isso, serão desenvolvidas correlações para a predição do potencial zeta para diferentes condições.

Diversos experimentos foram conduzidos, por diferentes autores, no intuito de mensurar o potencial zeta da caulinita e do quartzo imersos em uma solução com diferentes concentrações de *NaCl* em um ambiente de pH neutro (ALKAFEEF; ALAJMI, 2007; CHEQUER et al., 2019; LEBEDEVA et al., 2009; NASRALLA; NASR-EL-DIN, 2011; PENGRA; XI LI; WONG, 1999; PRIDE; MORGAN, 1991; ROMERO et al., 2018; WALKER; GLOVER, 2017). Esses dados foram coletados e utilizados na elaboração de duas correlações para predizer o valor do potencial zeta para diferentes concentrações de *NaCl*. Sendo que o banco de dados foi dividido em duas partes, onde a primeira foi utilizada para a elaboração das correlações via ajuste de dados, e a segunda parte foi utilizada na validação dos modelos. A Figura 60 a seguir ilustra o ajuste de dados que resultou nas Eqs. 145 e 146.

$$\zeta_{kaolinite} = 3.4947 \ln(C_{NaCl}) - 16.501 \quad (145)$$

$$\zeta_{quartz} = 11.182 \ln(C_{NaCl}) - 5.2398 \quad (146)$$

Figura 60. Ajuste de dados e desenvolvimento das correlações para predição do potencial zeta em função da salinidade. (A) correlação para a caulinita, (b) correlação para o quartzo.



Fonte: autoria própria.

A Tabela 13 mostra as principais métricas estatísticas encontradas na validação das correlações. Sendo a correlação da caulinita a que apresenta maior dispersão dos dados, devido a utilização de dados para uma faixa de pH entre 6 e 7, exemplificado pelo maior desvio padrão. A curva ajustada para a caulinita teve um R^2 de 0,7113. A correlação para o quartzo apresentou um melhor ajuste, com R^2 de 0,9864, mas isso é devido aos dados serem coletados por uma menor fonte de autores, diferentemente dos dados da caulinita que foram obtidos por um maior número de trabalhos experimentais distintos.

Tabela 13. Métricas utilizadas na validação das correlações de potencial zeta em função da salinidade.

Métricas	Caulinita	Quartzo
MAE	4,58	2,07
MSE	30,67	6,87
RMSE	5,54	2,62
σ	5,67	2,74
Erro relativo médio/ (%)	19,85	4,3

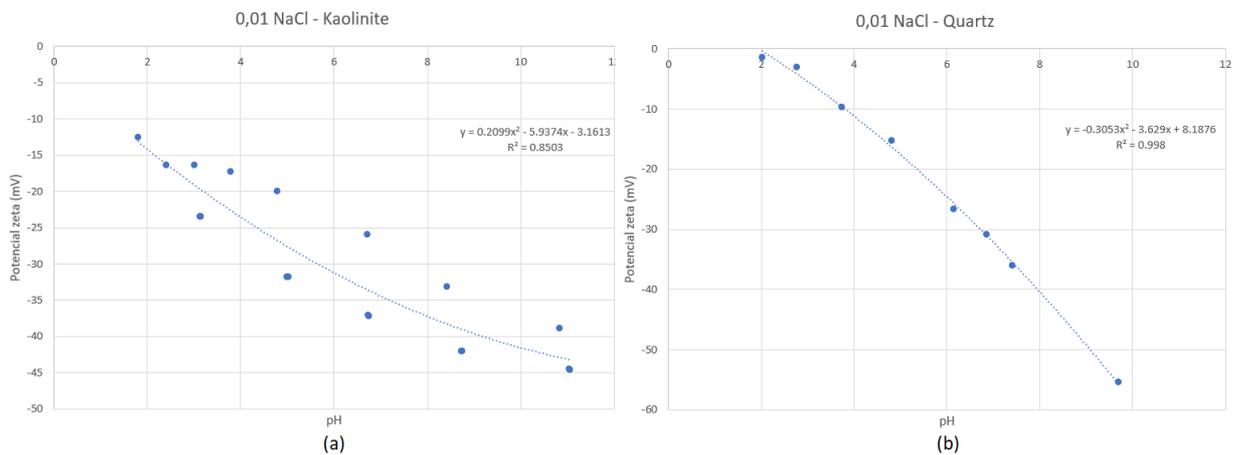
Durante a injeção de LSW verifica-se que há uma variação do pH do sistema. Portanto, com o objetivo de avaliar a influência do pH no cálculo das forças eletrostáticas, mais duas correlações de potencial zeta foram desenvolvidas. Os dados foram obtidos de diversos experimentos onde mensurou o potencial zeta da caulinita e do quartzo imersos em uma solução de 0,01 mol/L de *NaCl* variando o pH do sistema (CHASSAGNE; WINTERWERP; MIETTA, 2009; KAYA; YUKSELEN, 2005; KOSMULSKI et al., 2002; YUKSELEN; KAYA, 2002; YUKSELEN-AKSOY; KAYA, 2010). Baseado nesses dados, duas correlações foram desenvolvidas para estimar o potencial zeta da caulinita e do quartzo imersos em uma solução de 0,01 mol/L

de *NaCl*, como expresso pelas Eqs. 147-148. A Figura 61 ilustra as curvas resultantes do ajuste dados, com a mesma tendência das correlações em função a salinidade, onde a correlação do quartzo se ajusta melhor aos dados.

$$\zeta_{kaolinite} = 0.2099pH^2 - 5.9374pH - 3.1613 \quad (147)$$

$$\zeta_{quartz} = -0.3053pH^2 - 3.629pH + 8.1876 \quad (148)$$

Figura 61. Ajuste de dados e desenvolvimento das correlações para predição do potencial zeta em função do pH. (A) correlação para a caulinita, (b) correlação para o quartzo.



Fonte: autoria própria.

As curvas ajustadas da caulinita e do quartzo possuem um R^2 de 0,8503 e 0,998, respectivamente. A Tabela 14 mostra os resultados obtidos da validação das correlações, no qual mostra um melhor ajuste dos dados para a correlação da caulinita em relação a correlação em função da salinidade.

Tabela 14. Métricas utilizadas na validação das correlações de potencial zeta em função do pH.

Métricas	Caulinita	Quartzo
MAE	3,96	0,66
MSE	19,74	0,59
RMSE	4,44	0,77
σ	4,57	0,82
Erro relativo médio/ (%)	13,77	15,46

Após o desenvolvimento das correlações para predição do potencial zeta, o impacto da variação de cinco parâmetros utilizados no cálculo das energias de interações será investigado. O primeiro parâmetro analisado será a concentração de *NaCl*, a Tabela 15 e Tabela 16 mostram os potenciais zeta calculados e os valores de constantes necessárias para o cálculo das energias. O potencial zeta da caulinita e do quartzo foi calculado para diferentes concentrações de *NaCl*, variando de 0,01-1 mol/L. Com o aumento da concentração de *NaCl* nota-se o potencial zeta tornando-se mais positivo para ambos os tipos de minerais.

Tabela 15. Dados preditos pelas correlações para diferentes concentrações de *NaCl*.

Concentração/ (mol/L)	ζ_s / (mV)	ζ_g / (mV)
0,01	-32,5947	-56,7348
0,025	-29,3925	-46,4889
0,05	-26,9702	-38,7381
0,1	-24,5478	-30,9873
0,2	-22,1255	-23,2365
0,3	-20,7085	-18,7026
0,5	-18,9233	-12,9906
1	-16,5010	-5,2398

Tabela 16. Parâmetros utilizados no cálculo das energias de interação.

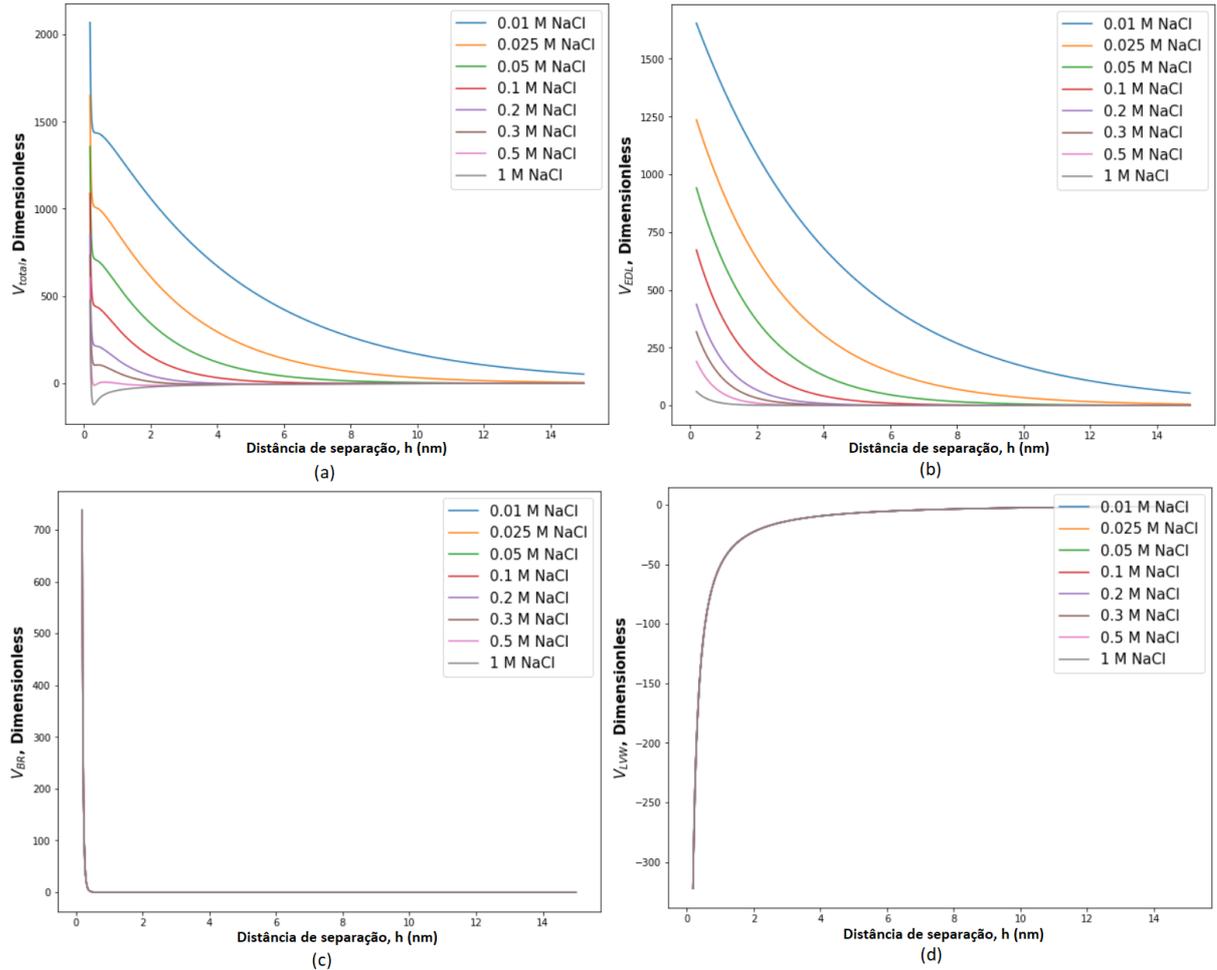
Raio da partícula $(r_s)/m$	5×10^{-7}
Temperatura do fluido $(T)/K$	297,15
Constante de Boltzmann $(k_B)/(J K^{-1})$	$1,38 \times 10^{-23}$
Constante de Hamaker $(A_H)/J$	3×10^{-21}
Número de Avogrado $(N_A)/(mol^{-1})$	$6,02 \times 10^{23}$
Diâmetro de colisão atômica $(\sigma_{LJ})/m$	$0,5 \times 10^{-9}$
Carga elétrica $(e)/C$	$1,6 \times 10^{-19}$
Permissividade do vácuo $(\epsilon_0)/(C^2 J^{-1} m^{-1})$	$8,85 \times 10^{-12}$
Comprimento de onda característico $(\lambda_w)/m$	100×10^{-9}

A Figura 62 ilustra as curvas resultantes do cálculo das energias de interações separadamente, além da curva que representa o resultado da sobreposição, a energia total do sistema. O aumento da concentração de *NaCl* afeta o cálculo da força iônica da solução (*I*), que está correlacionado com a espessura da dupla camada elétrica (EDL). O controle da espessura influencia se a energia eletrostática será atrativa ou repulsiva, em outras palavras, a medida em que a salinidade decresce, a EDL do fino e do grão expandem simultaneamente, gerando assim uma maior repulsão entre as duas superfícies. Esse efeito pode ser visualizado na Figura 62b, onde as curvas representam a energia eletrostática das partículas. Quando a energia eletrostática possui valores positivos isso indica que essa força será repulsiva, portanto, pode ser visualizado uma tendência de crescimento das forças repulsivas com a redução da salinidade. A redução da salinidade não afeta as demais energias de interação como pode ser visualizado nas Figura 62c-d, devido à natureza dessas interações que dependem das distâncias entre as partículas e não estão associados com a força resultante das ligações iônicas.

A Figura 62a ilustra a sobreposição das três energias independentes, e verifica-se que com a redução da salinidade, a energia total no ponto de mínimo dos perfis começa a aumentar. Em uma determinada salinidade, entre 0,5-0,3 mol/L, a energia total do sistema no ponto de mínimo da função irá tornar-se positiva, essa transição indica que as forças repulsivas sobrepõem as forças atrativas no balanço de contribuição energética. Em uma condição de alta salinidade, as forças atrativas dominam as forças repulsivas, indicando que

as partículas de argila ainda estão presas às superfícies das rochas. Quando a concentração de *NaCl* atinge 0,3 mol/L, os finos começam a ser liberados para o meio.

Figura 62. Perfis energéticos resultante da variação da concentração de *NaCl*.



Fonte: autoria própria.

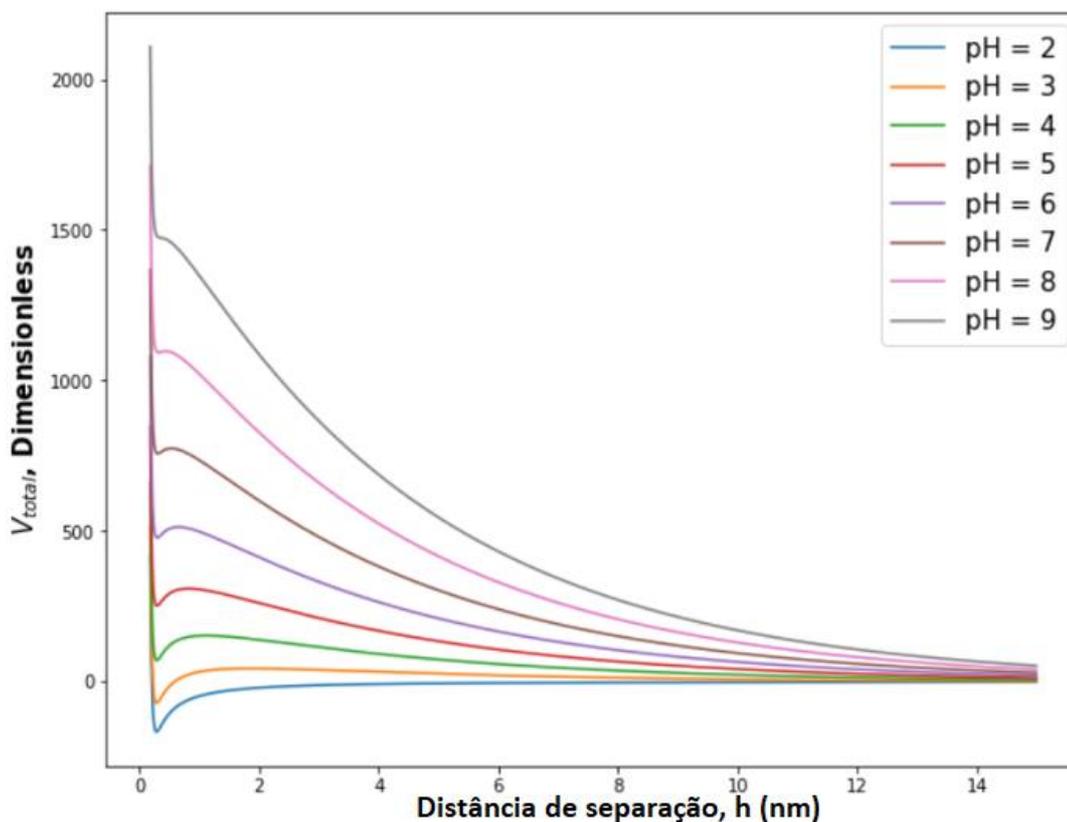
A segunda análise focou na variação do pH do sistema, mantendo a concentração de *NaCl* constante. A Tabela 17 mostra o potencial zeta predito pelas correlações desenvolvidas anteriormente, para um intervalo de pH de 2-9.

Tabela 17. Dados preditos pelas correlações para diferentes pH.

pH	$\zeta_s/ (mV)$	$\zeta_g/ (mV)$
2	-14,1965	-0,2725
3	-19,0844	-5,4042
4	-23,5525	-11,1369
5	-27,6008	-17,4707
6	-31,2293	-24,4055
7	-34,438	-31,9414
8	-37,2269	-40,0783
9	-39,596	-48,8163

Com a mesma condição de simulação apresentada na Tabela 16, as curvas representando os perfis energéticos para o intervalo de pH determinado foram geradas, como pode ser visualizado pela Figura 63. Quando o pH do sistema é inferior a 3, resulta em uma condição desfavorável ao desprendimento da partícula da superfície da rocha. O que concede uma carga negativa as superfícies dos finos são a presença de sítios de hidroxilas (OH^-) que não formaram ligação com nenhum íon localizado em seu em torno. Quando maior for o pH, maior é a concentração de íons (H^+) nas camadas difusivas, o que leva na compressão da espessura da EDL. Portanto, em um sistema com baixo pH as forças atrativas vão dominar as forças repulsivas fazendo com que esse fino tenha energia suficiente para manter-se aderido à superfície da rocha. Nessas condições, a energia total do sistema no ponto de mínimo é sempre negativa, como indicado pelas curvas do pH 2-3. Com o aumento gradativo do pH a partir de um valor crítico, a energia total do sistema passa a ser positiva no ponto de mínimo, indicando que as forças repulsivas sobrepuseram-se às forças atrativas. Logo, quanto maior for o pH, menor será a barreira energética necessária para se desprender os finos da superfície da rocha.

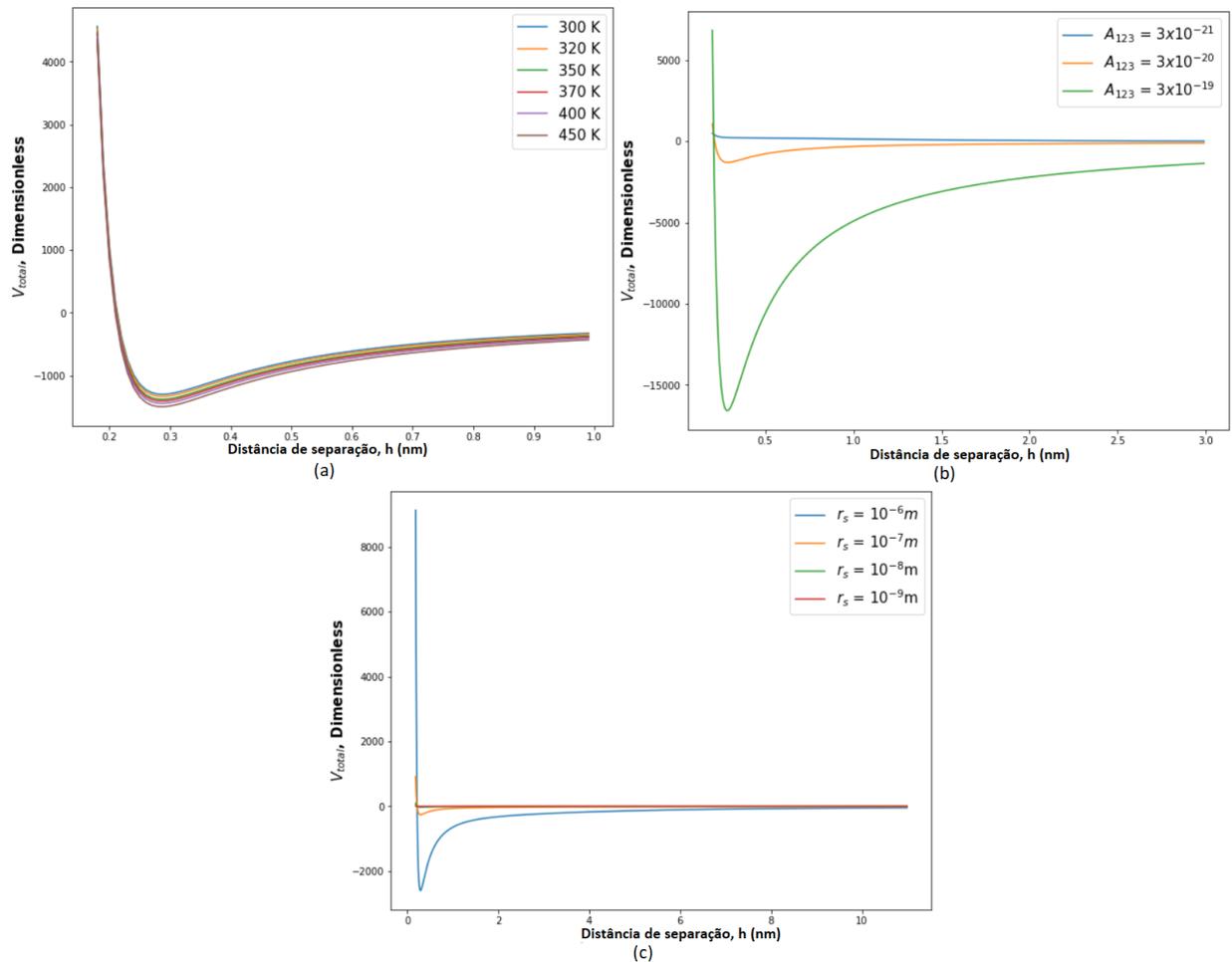
Figura 63. Energia total do sistema para diferentes pH com concentração constante de 0,01 M de NaCl.



Fonte: autoria própria.

Durante a injeção de LSW, a temperatura do reservatório mantém-se constante, no entanto, para analisar se o aquecimento da LSW pode ter algum efeito adicional, um estudo do impacto desse aumento no cálculo dos perfis energéticos foi realizado. Conforme visualizado na Figura 64a, nenhuma mudança relevante é observada com o aumento da temperatura no perfil energético. Apesar do menor impacto, foi verificada uma tendência na qual o aumento da temperatura faz com que a barreira energética necessária para a liberação do fino seja reduzida. Já a Figura 64b mostra uma grande influência da constante de Hamaker (A_H) no aprofundamento do vale energético onde a partícula encontra-se quando está aderida a superfície da rocha. Isso decorre da dependência da energia de *Van der Waals*, que é diretamente proporcional a constante, ou seja, quando menor a constante de Hamaker maior será a energia atrativa. Por último analisamos uma propriedade petrofísica inerente ao reservatório, que é o tamanho do raio do argilomineral e seus efeitos na eficiência da LSW. A Figura 64c ilustra os diferentes perfis energéticos variando o raio da partícula de 1 μm a 1 nm . Observa-se que a medida em que o raio da partícula diminui, menor é a força atrativa resultante.

Figura 64. (a) Perfis energéticos variando a temperatura, (b) variação da constante de Hamaker, (c) variação do tamanho da partícula.



Fonte: autoria própria.

4.3.4 Validação do modelo de migração de finos

No intuito de validar o modelo de LSW baseado na migração de finos, os resultados simulados foram comparados com dados experimentais conduzidos por Yu et al. (2019). O estudo experimental foi realizado em amostras de rochas do tipo *Berea* com permeabilidade absoluta (k) de 340 mD , porosidade (ϕ) de $0,226$ e medindo $0,122 \text{ m}$ de comprimento (L). A LSW foi injetada a uma velocidade (U_t) de $1,31 \times 10^{-6} \text{ m/s}$ com viscosidade (μ_w) de 1 cp . O óleo contido na rocha pode ser considerado pouco viscoso, devido a sua baixa viscosidade (μ_o) de $1,43 \text{ cp}$. O experimento foi conduzido com uma pressão (P) de injeção de 70 bar e a temperatura ambiente (T) de $298,15 \text{ K}$. A concentração de *NaCl* na água de alta e baixa salinidade são, respectivamente, $0,684 \text{ mol/L}$ e $0,00001 \text{ mol/L}$ (considerada água deionizada).

Diferentemente de outros trabalhos experimentais, a permeabilidade relativa da LSW foi obtida por meio da equação que relaciona a permeabilidade relativa da água de alta

salinidade e o produto da concentração de finos bloqueando as gargantas de poros e o coeficiente de dano a formação. Portanto, os dados utilizados no simulador para o cálculo das permeabilidades relativas são ilustrados na Tabela 18 a seguir, onde o único parâmetro fornecido para a condição de LSW, é a saturação de óleo residual.

Tabela 18. Parâmetros de Corey utilizados na elaboração das curvas de permeabilidade relativa.

S_{wi}	0,31
S_{or}^{HS}/S_{or}^{LS}	0,385/0,362
k_{rw}	0,09
k_{ro}	0,66
n_w	2
n_o	1,46

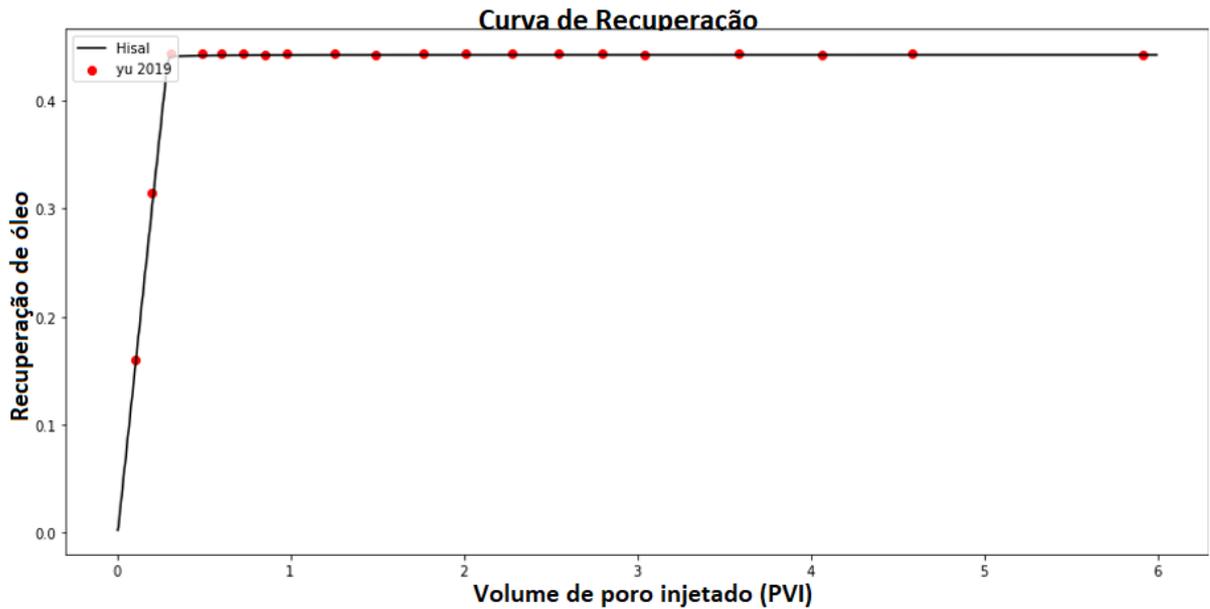
Já a Tabela 19 mostra os parâmetros necessários para o cálculo do pacote da força eletrostática e do pacote do cálculo da dessorção. Onde a multicamada de finos aderidos na superfície da rocha possui uma porosidade (ϕ_c) de 0,1, e o diâmetro dos poros (H) é de $6,11 \times 10^{-6} m$. Alguns parâmetros foram extraídos da experimentos conduzidos com apenas a injeção de água sem a presença de óleo nas amostras, tais quais o coeficiente de arrasto (ω) que é igual a 60, e o coeficiente de dano a formação (β) que possui o valor de 46000. Segundo Chequer, (2019), o coeficiente de dano a formação varia com a salinidade, portanto, uma modificação será implementada no modelo, onde essa nova funcionalidade irá interpolar linearmente o coeficiente em função da salinidade.

Tabela 19. Parâmetros usados nos cálculos da função máxima de retenção.

Parâmetros	Valores
A_{123}	$2x10^{-21} J$
λ_w	$1x10^{-7} m$
r_s	$2x10^{-6} m$
σ_{LJ}	$5x10^{-10} m$
k_b	$1,38x10^{-23} J/K$
ϵ_0	$8,85x10^{-12} C^2/Jm$
e	$1,6x10^{-19} C$
ω	76
ϕ_c	0,1
β	46000
H	$6,11x10^{-6} m$

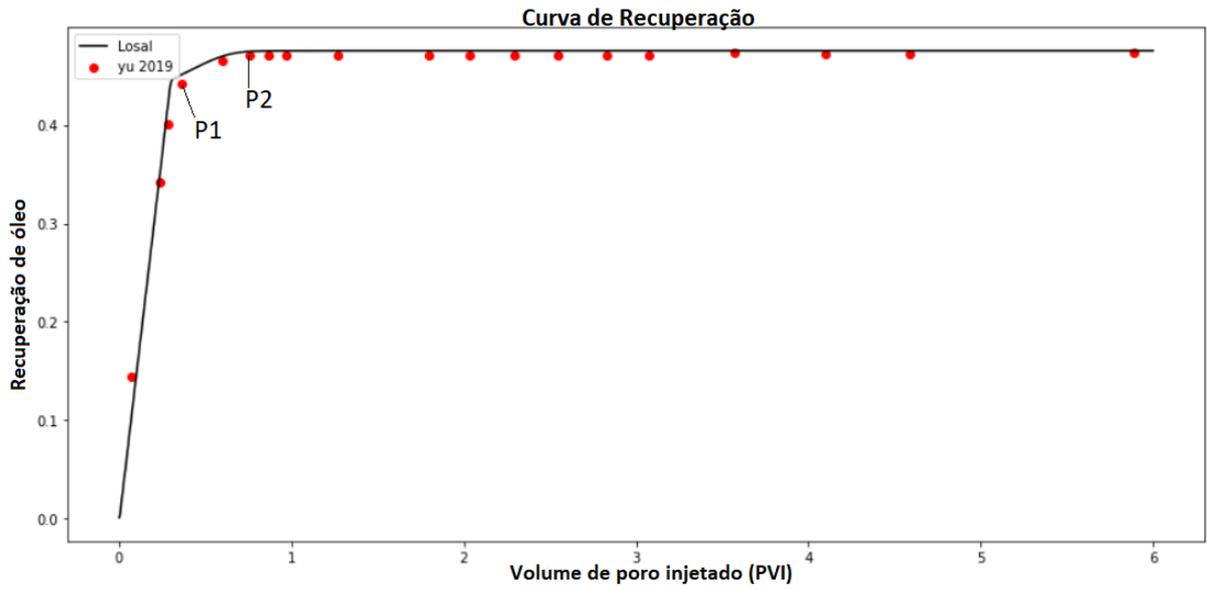
Seguindo o procedimento de cálculo mostrado anteriormente, foi simulado a injeção de água de alta salinidade e os resultados preditos foram comparados com os resultados experimentais, mostrando boa concordância, como pode ser visualizado pela Figura 65. Além da avaliação gráfica, foram utilizadas métricas similares a validação dos modelos de alteração da molhabilidade. Para a condição de alta salinidade, o erro absoluto médio foi igual a 0,0138; já a métrica que penaliza os dados mais distantes dos dados experimentais, o MSE, teve um valor bastante baixo de 0,000201; enquanto que o erro relativo dessa simulação foi entorno de 3,18% confirmando a validação do procedimento de cálculo. O desvio padrão dos dados preditos foi igual a 0,000211; o que indica baixa dispersão dos dados.

Figura 65. Comparação dos resultados preditos baseados no modelo da migração de finos e os dados experimentais para Hisal.



A Figura 66 ilustra a curva de óleo recuperado durante a injeção de LSW. Nessa condição é possível afirmar que os dados preditos estão em boas concordâncias com os dados experimentais. Nessa condição houve menos precisão do modelo antes do breakthrough, sendo o ponto P1 a frente de avanço da concentração da água inicial durante a injeção de LSW e o ponto P2 a frente de avanço com a concentração de LSW. Na região de transição de concentração, o ponto P2 teve o maior erro relativo com 2,4%, já o erro relativo do ponto P1 ficou entorno de 1,25%. A dispersão dos dados nessa simulação também foi baixa, de 0,00005. Os resultados provenientes da análise estatística corroboram a análise gráfica, confirmando que o modelo implementado no simulador está validado.

Figura 66. Comparação dos resultados preditos baseados no modelo da migração de finos e os dados experimentais para Losal.



Fonte: autoria própria.

5 Conclusões

Um simulador unidimensional para escoamento multifásico em meios porosos foi desenvolvido com base em três módulos de simulação, sendo o primeiro módulo responsável por simular o processo da recuperação secundária, ou seja, não é observado nenhum efeito da salinidade na recuperação de óleo adicional. Esse módulo possui a funcionalidade de seleção do método da solução do conjunto de equações resultantes da discretização do domínio que representa o reservatório. Foi apresentado os diferentes procedimentos de simulação do programa para as opções analítica e numérica. Para validar a solução numérica, um caso base foi utilizado, e após a simulação das curvas de saturação da injeção de água em 2 PVI foram geradas. Os resultados numéricos tiveram boa concordância com o resultado proveniente da solução analítica. Ao comparar as diferentes abordagens de solução numérica, o resultado do método de TVD mostrou-se mais preciso, no entanto, o ganho na precisão não foi o suficiente para compensar o aumento no tempo de processamento e na complexidade gerada no processo de discretização.

Em seguida, foi executada uma rodada de simulações para avaliar o impacto de diferentes parâmetros na curva de saturação e na solução numérica. Primeiro foi avaliada a correlação entre a convergência e precisão da solução com o refino da malha. Verificou-se a convergência das soluções ao utilizar malhas com grau de refino distintos. Onde as malhas com até 400 pontos forneceriam resultados estáveis. Porém, o refino da malha está intrinsicamente associado com o impacto no tempo de processamento do simulador, indicando assim, a necessidade de uma avaliação criteriosa para cada simulação a ser executada. Nas avaliações dos parâmetros de Corey, o aumento do valor dos expoentes da correlação tende a ocasionar instabilidade nas soluções, para a determinada condição de simulação. Verificou-se que a variação do coeficiente de Corey do óleo é mais significativa do que o coeficiente de Corey para a água. Por fim, avaliou-se a relação entre o aumento da razão de viscosidade (água/óleo) e a frente de avanço, onde foi identificado que à medida que a razão aumenta, ocorre um aumento da mobilidade da água em relação à mobilidade do óleo, diminuindo a eficiência de deslocamento do óleo.

O segundo módulo foi responsável por gerar resultados da injeção de LSW baseado no mecanismo da alteração da molhabilidade. Nesse módulo foram implementados sete modelos baseados em três abordagens físico-químicas, sendo que a grande maioria utiliza um procedimento interpolativo para modelar a alteração de molhabilidade em função da salinidade. Para avaliar a performance dos diferentes modelos implementados, uma análise foi realizada comparando os resultados preditos com os dados experimentais extraídos da literatura. Em paralelo, foi feita a validação do modelo, onde os resultados simulados na condição de Hisal apresentaram um erro médio relativo de aproximadamente 4%, e para todos os pontos avaliados o erro relativo ficou abaixo de 10%. Já os resultados preditos da simulação Losal foram menos precisos em relação aos dados experimentais, com um erro médio relativo de aproximadamente 7,7%, sendo que os erros relativos de dois pontos ficaram

acima de 10%. Na análise de performance, o modelo de Wu e Bai apresentou um desempenho distinto dos demais modelos, sendo o erro relativo médio igual a 30,74%. O modelo que apresentou melhor desempenho foi o de MIE, com erro relativo de 4,3% e desvio padrão de 2,54. No intuito de obter percepções adicionais acerca das condições que envolvem a injeção de LSW, uma análise de dados foi feita com os resultados de 17 experimentos. Sendo identificadas algumas tendências, como: aproximadamente 54,5% dos experimentos foram conduzidos em testemunhos com o teor de argila acima de 10%, sendo 74% da porosidade dos testemunhos girando entorno de 0,2. Além das propriedades petrofísicas, as propriedades dos fluidos e parâmetros operacionais foram avaliadas. Para as propriedades do fluido, a razão de mobilidade mostrou que, apesar do foco em trabalhos com óleo pesado, 71% das razões de mobilidade da água são menores que 7. Verificando a eficiência da LSW no aumento de recuperação de óleo, a análise identificou que o valor máximo atingido pelo método foi de 19,8% OOIP nesse conjunto de dados, e o valor mínimo foi de 0,4% OOIP. Por último foi avaliada a composição dos íons divalentes da água injetada, onde nota-se uma maior predominância de 63% de experimentos conduzidos com a concentração maior de íons de cálcio em detrimento aos íons de magnésio.

Com a finalidade de otimizar o modelo de MIE uma análise de sensibilidade foi conduzida para verificar o impacto do CEC e do parâmetro de velocidade r de troca iônica. O aumento do CEC influencia positivamente a quantidade de óleo recuperado, pois, quanto maior for a sua capacidade de troca catiônica, mais complexos organometálicos serão liberados da superfície da argila, fazendo com que a molhabilidade seja alterada para uma condição mais hidrofílica. Na avaliação do (r) a redução desse parâmetro resulta na diminuição da quantidade de óleo recuperado, ou seja, quanto maior o (r) , mais troca iônica ocorrerá com o mesmo volume de água.

Por fim, foi utilizado o terceiro módulo que implementa o modelo mais corroborado na literatura para modelar a migração de finos. Nesse módulo o procedimento de simulação distingue-se dos módulos anteriores, com a adição de dois pacotes, sendo o primeiro responsável pelo cálculo das forças de interações que atuam sobre uma partícula de argila, onde ocorre a avaliação dos perfis energéticos e a indicação da posição do fino no perfil. A segunda adição envolve a determinação da quantidade de finos ainda aderidos na superfície da rocha por meio do cálculo da função de retenção máxima (σ_{cr}). Para esse pacote também foi desenvolvida uma função que relacionava a saturação de água com o aumento da área superficial sendo coberta pela fase aquosa. Na análise de sensibilidade dos parâmetros que controlam a configuração do perfil energético, foram desenvolvidas quatro correlações para prever o potencial zeta variando a salinidade e o pH. Nas duas primeiras, onde o potencial zeta é uma função da salinidade, a correlação da caulinita produz resultados menos preciso do que a correlação do quartzo, com erros relativos médio de 19,85% e 4,3%, respectivamente, devido ao procedimento de coleta de dados, no caso do quartzo houve menos fonte de dados. Na avaliação da salinidade, nas condições simuladas, identificou-se

uma salinidade crítica, entre 0,5-0,3 mol/L, onde a energia total do sistema no ponto de mínimo da função irá tornar-se positiva, essa transição indica que as forças repulsivas sobrepõem as forças atrativas no balanço de contribuição energética, levando aos finos a serem liberados para o meio. A avaliação do pH mostrou que um sistema mais ácido diminui a eficiência da injeção de LSW. Também foi mostrado que a temperatura não influencia muito no método da migração de finos, as forças de interações intensificam-se com o aumento da dimensão do raio da partícula de argila e com o aumento da constante de Hamaker (A_H). A validação do modelo mostrou ótimos resultados para a condição de alta salinidade, onde o erro absoluto médio foi igual a 0,0138, já a métrica que penaliza os dados mais distantes dos dados experimentais, o MSE, teve um valor bastante baixo de 0,000201, enquanto que o erro relativo dessa simulação foi de 3,18% confirmando a validação do procedimento de cálculo. Já na condição de baixa salinidade, houve menos precisão do modelo antes do *breakthrough*, com o ponto P2 possuindo o maior erro relativo com 2,4%, já o erro relativo do ponto P1 ficou em cerca de 1,25%. Os resultados provenientes da análise estatística corroboram a análise gráfica, confirmando que o modelo implementado no simulador está validado e está apto a simular novos cenários.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Os autores sugerem como continuação do trabalho, a elaboração de cenários para a simulação de ambos os módulos e avaliar qual modelo é capaz de modelar os efeitos da LSW com maior precisão, é preciso avaliar também os efeitos das condições necessárias para ambos os modelos, como a variação da composição tanto da água injetada como da água de formação. O quarto módulo do simulador deve ser desenvolvido implementando o modelo que acople os dois mecanismos por meio da modificação da permeabilidade relativa, onde deve ser implementada uma função ponderada onde contabilize o produto do coeficiente de dano a formação e a concentração de íons bloqueados com a mudança dinâmica da molhabilidade em função da troca iônica. Com o quarto módulo elaborado, uma análise deve ser realizada comparando os resultados do simulador com softwares comerciais para avaliar a precisão dos resultados, tempo de processamento e funcionalidades implementadas pelos softwares comerciais que possam ser úteis para uma próxima atualização do simulador.

Referências

- ABDULLA, F. et al. First EOR Trial using Low Salinity Water Injection in the Greater Burgan Field, Kuwait. **SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference**, p. 10–13, 13 mar. 2013.
- ABOU-KASSEM, J. H.; FAROUQ ALI, S. M.; ISLAM, R. **Petroleum reservoir simulation: a basic approach**. First Edition ed. Edmonton: Gulf Professional Publishing, 2006. v. 1
- AFEKARE, D. A.; RADONJIC, M. From Mineral Surfaces and Coreflood Experiments to Reservoir Implementations: Comprehensive Review of Low-Salinity Water Flooding (LSWF). **Energy and Fuels**, v. 31, n. 12, p. 13043–13062, 21 dez. 2017.
- AGBALAKA, C. C. et al. Coreflooding studies to evaluate the impact of salinity and wettability on oil recovery efficiency. **Transport in Porous Media**, v. 76, n. 1, p. 77–94, 2009.
- AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**. Third Edition ed. Boston: Gulf Professional Publishing, 2006. v. First Volume
- AHMETGAREEV, V. et al. Analysis of low salinity waterflooding in bastrykskoye field. **Petroleum Science and Technology**, v. 33, n. 5, p. 561–570, 4 mar. 2015.
- AKHMETGAREEV, V.; KHISAMOV, R. **SPE-182043-MS Incremental Oil Recovery Due to Low-Salinity Waterflooding: Pervomaiskoye Oil Field Case Study**. OnePetro. **Anais...SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition**, 2016.
- ALAGIC, E.; SKAUGE, A. **Combined low salinity brine injection and surfactant flooding in mixed-wet sandstone cores**. **Energy and Fuels**. **Anais...**17 jun. 2010.
- ALEXEEV, A. **Modeling of Salinity Effects on Waterflooding of Petroleum Reservoirs**. Ph.D. Thesis—Denmark: Technical University of Denmark, 1 dez. 2015.
- ALHURAISHAWY, A. K. et al. Mineral dissolution and fine migration effect on oil recovery factor by low-salinity water flooding in low-permeability sandstone reservoir. **Fuel**, v. 220, p. 898–907, 15 maio 2018.
- AL-IBADI, H.; STEPHEN, K. D.; MACKAY, E. Insights into the fractional flow of low salinity water flooding in the light of solute dispersion and effective salinity interactions. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 174, p. 1236–1248, 1 mar. 2019.
- ALKAFEEF, S. F.; ALAJMI, A. F. The electrical conductivity and surface conduction of consolidated rock cores. **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 309, n. 2, p. 253–261, 15 maio 2007.
- ALMEIDA DA COSTA, A. et al. **The Influence of Rock Composition and pH on Reservoir Wettability for Low Salinity Water-CO₂ EOR Applications in Brazilian Reservoirs**. OnePetro. **Anais...**Alberta, Canada: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2 ago. 2019.

- ALMEIDA DA COSTA, A. et al. An experimental evaluation of low salinity water mechanisms in a typical Brazilian sandstone and light crude oil with low acid/basic number. **Fuel**, v. 273, 1 ago. 2020.
- ALMEIDA DA COSTA, A. et al. Can low salinity water injection be an efficient option for the Recôncavo Basin? An experimental and simulation case study. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 202, 1 jul. 2021.
- ALOTAIBI, M. B.; AZMY, R. M.; NASR-EL-DIN, H. A. **A Comprehensive EOR Study Using Low Salinity Water in Sandstone Reservoirs**. OnePetro. **Anais...Tulsa, Oklahoma: SPE improved oil recovery symposium**, 28 abr. 2010.
- ALOTAIBI, M. B.; NASRALLA, R. A.; NASR-EL-DIN, H. A. Wettability Studies Using Low-Salinity Water in Sandstone Reservoirs. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 713, 1 jun. 2011.
- AL-QATTAN, A. et al. Low Salinity Waterflood and Low Salinity Polymer Injection in the Wara Reservoir of the Greater Burgan Field. **SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia**, p. 26–28, 28 mar. 2018.
- AL-SAEDI, H. N. et al. Novel Insights into Low Salinity Water Flooding Enhanced Oil Recovery in Sandstone: The Clay Role Study. **SPE Improved Oil Recovery Conference**, p. 14–18, 18 abr. 2018a.
- AL-SAEDI, H. N. et al. Evaluation of EOR LS Water Flooding in Sandstone: Eliminate the Role of Clay. **SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium**, p. 23–26, 26 abr. 2018b.
- AL-SAEDI, H. N. et al. Insights into the role of clays in low salinity water flooding in sand columns. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 174, p. 291–305, 1 mar. 2019a.
- AL-SAEDI, H. N. et al. Sequential injection mode of high-salinity/low-salinity water in sandstone reservoirs: oil recovery and surface reactivity tests. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 9, n. 1, p. 261–270, 1 mar. 2019b.
- AL-SAEDI, H. N.; FLORI, R. E.; BRADY, P. V. Effect of divalent cations in formation water on wettability alteration during low salinity water flooding in sandstone reservoirs: Oil recovery analyses, surface reactivity tests, contact angle, and spontaneous imbibition experiments. **Journal of Molecular Liquids**, v. 275, p. 163–172, 1 fev. 2019.
- AL-SARIHI, A. et al. Coreflood planning criteria for relative permeability computation by Welge-JBN method. **The APPEA Journal**, v. 58, n. 2, p. 664, 2018a.
- AL-SARIHI, A. et al. Effects of Fines Migration on Residual Oil during Low-Salinity Waterflooding. **Energy and Fuels**, v. 32, n. 8, p. 8296–8309, 16 ago. 2018b.
- AL-SARIHI, A. et al. Admissible Parameters for Two-Phase Coreflood and Welge–JBN Method. **Transport in Porous Media**, v. 131, n. 3, p. 831–871, 1 fev. 2020.
- APPELO, C. A. J. Cation and proton exchange, pH variations, and carbonate reactions in a freshening aquifer. **WATER RESOURCES RESEARCH**, v. 30, n. 10, p. 2793–2805, 1 ago. 1994.

ASHRAF, A.; HADIA, N. J.; TORSÆTER, O. Laboratory Investigation of Low Salinity Waterflooding as Secondary Recovery Process: Effect of Wettability. **SPE Oil and Gas India Conference**, 22 jan. 2010.

AUSTAD, T.; REZAEIDOUST, A.; PUNTERVOLD, T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 28 abr. 2010.

AZIM, R. A. et al. Numerical Study of Low Salinity Water Flooding in Naturally Fractured Oil Reservoirs. Em: **Recent Insights in Petroleum Science and Engineering**. 1st ed ed. New Jersey: InTech, 2018. v. 1p. 211–228.

AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. First Edition ed. London: Applied Science Publishers LTD, 1979. v. First Volume

BARTELS, W. B. et al. Oil configuration under high-salinity and low-salinity conditions at pore scale: A parametric investigation by use of a single-channel micromodel. **SPE Journal**, v. 22, n. 5, p. 1362–1373, 1 out. 2017.

BARTELS, W. B. et al. Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. **Fuel**, v. 236, p. 338–353, 15 jan. 2019.

BATIAS, J. et al. Field and laboratory observations of Remaining oil saturations in a light oil reservoir flooded by a low salinity aquifer. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 30 set. 2009.

BEDRIKOVETSKY, P. Upscaling of stochastic micro model for suspension transport in porous media. **Transport in Porous Media**, v. 75, n. 3, p. 335–369, 2008.

BEDRIKOVETSKY, P. et al. Modified Particle Detachment Model for Colloidal Transport in Porous Media. **Transport in Porous Media**, v. 86, n. 2, p. 353–383, jan. 2011.

BEDRIKOVETSKY, P. et al. Particle Detachment Under Velocity Alternation During Suspension Transport in Porous Media. **Transport in Porous Media**, v. 91, n. 1, p. 173–197, jan. 2012.

BEDRIKOVETSKY, P. **Mathematical theory of oil and gas recovery: with applications to ex-USSR oil and gas fields**. 1st. ed. Moscow: Springer Dordrecht, 2013. v. 4

BEDRIKOVETSKY, P. et al. Fines Migration Assisted Low Salinity Waterflooding: Field Case Analysis. **SPE Russian Petroleum Technology Conference**, p. 26–28, 28 ago. 2015.

BEDRIKOVETSKY, P.; CARUSO, N. Analytical Model for Fines Migration During Water Injection. **Transport in Porous Media**, v. 101, n. 2, p. 161–189, 1 jan. 2013.

BEDRIKOVETSKY, P.; FURTADO, C.; SOUZA, A. L. S. Quantitative Theory for Fines Migration and Formation Damage. **International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control**, p. 10–12, 12 fev. 2010.

BEHRENBRUCH, P.; GODA, H. M. Two-phase relative permeability prediction: A comparison of the modified Brooks-Corey Methodology with a new carman-kozeny based flow formulation.

Proceedings - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2006: Thriving on Volatility, v. 2, p. 810–827, 2006.

BERG, S. et al. Direct Experimental Evidence of Wettability Modification by Low Salinity. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 30 set. 2010.

BERNARD, G. Effect Of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays. **38th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME**, 27 ago. 1967.

BLUNT, M. **Multiphase Flow in Permeable Media A Pore Scale Perspective**. First Edition ed. London: Cambridge University Press, 2017. v. 1°

BLUNT, M.; RUBIN, B. Implicit flux limiting schemes for petroleum reservoir simulation. **Journal of Computational Physics**, v. 102, n. 1, p. 194–210, 1992.

BORAZJANI, S. et al. Effects of Fines Migration on Low-Salinity Waterflooding: Analytical Modelling. **Transport in Porous Media**, v. 116, n. 1, p. 213–249, 1 jan. 2016.

BOUSSOUR, S. et al. Oil Recovery by Low Salinity Brine Injection: Laboratory Results on Outcrop and Reservoir Cores. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 4–7, 7 ago. 2009.

BRADFORD, S. A.; TORKZABAN, S.; SHAPIRO, A. A theoretical analysis of colloid attachment and straining in chemically heterogeneous porous media. **Langmuir**, v. 29, n. 23, p. 6944–6952, 11 jun. 2013.

BRADY, P. V.; KRUMHANS�, J. L.; MARINER, P. E. Surface Complexation Modeling for Improved Oil Recovery. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, p. 14–18, 18 abr. 2012.

BRADY, P. V.; THYNE, G. Functional Wettability in Carbonate Reservoirs. **Energy and Fuels**, v. 30, n. 11, p. 9217–9225, 17 nov. 2016.

BROOKS, R. H.; COREY, A. T. Hydraulic Properties of Porous Media. **Hydrology Papers**, 1 mar. 1964.

BRUIN, W. **Simulation of Geochemical Processes during Low Salinity Water Flooding by Coupling Multiphase Buckley-Leverett Flow to the Geochemical Package PHREEQC**. Master Thesis—Stjørdal : Delft University of Technology, 1 ago. 2012.

BUCKLEY, B. S.; LEVERETT, M. C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. 1942.

BUCKLEY, J. Low Salinity Waterflooding An Overview of Likely Mechanisms. **Australian Nat U**, p. 1–28, 15 jan. 2009.

BUCKLEY, J.; MORROW, N. Characterization of Crude Oil Wetting Behavior by Adhesion Tests. **SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery**, 25 abr. 1990.

BUCKLEY, J. S. et al. Asphaltenes and Crude Oil Wetting - The Effect of Oil Composition. **SPE Journal**, v. 2, 1 jun. 1997.

- BUCKLEY, J. S. Effective wettability of minerals exposed to crude oil. **Colloid & Interface Science**, p. 191–196, 1 jun. 2001.
- BUCKLEY, J. S.; LIU, Y.; MONSTERLEET, S. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils. **SPE International Symposium on Oilfield Chemistry**, 27 mar. 1998.
- BUCKLEY, J. S.; TAKAMURA, K.; MORROW, N. R. Influence of Electrical Surface Charges on the Wetting Properties of Crude Oils. **SPE**, 1 ago. 1989.
- BUCKLEY, J. S.; WANG, J. Crude oil and asphaltene characterization for prediction of wetting alteration. **Petroleum Science & Engineering**, 2002.
- CALLEGARO, C. et al. Opportunity of Enhanced Oil Recovery Low Salinity Water Injection: From Experimental Work to Simulation Study up to Field Proposal. **EAGE Annual Conference & Exhibition**, 13 jun. 2013.
- CALLEGARO, C. et al. Single Well Chemical Tracer Tests to Assess Low Salinity Water and Surfactant EOR Processes in West Africa. **IPTC International Petroleum Technology Conference**, p. 10–12, 12 dez. 2014.
- CALLEGARO, C. et al. Design and Implementation of Low Salinity Waterflood in a North African Brown Field. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, 12 nov. 2015.
- CAMPOS, I.; PESSOA, F.; MALGARESI, G. Modeling Wettability Alteration During Low Salinity Waterflooding in Sandstone Reservoirs: A Brief Review. **VII International Symposium on Innovation and Technology (SIINTEC)**, p. 2021, 2021.
- CASSIE, B. A.; BAXTER, S. Wettability of Porous Surfaces. **Transactions of the Faraday society**, v. 40, p. 546–551, 19 jun. 1944.
- CENSE, A. W. et al. Direct Visualization of Designer Water Flooding in Model Experiments. **SPE Enhanced Oil Recovery Conference**, 21 jul. 2011.
- CHANDRASHEGARAN, P. Low Salinity Water Injection for EOR. **SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition**, p. 1–21, 6 ago. 2015.
- CHAPRA, S. C.; CANALE, R. P. **Numerical methods for engineers**. 6th ed ed. New York: McGraw-Hill Higher Education, 2010. v. 1
- CHASSAGNE, C.; WINTERWERP, J. C.; MIETTA, F. Shear-induced flocculation of a suspension of kaolinite as function of pH and salt concentration. **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 336, n. 1, p. 134–141, 1 ago. 2009.
- CHEN, J.; HIRASAKI, G. J.; FLAUM, M. NMR wettability indices: Effect of OBM on wettability and NMR responses. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 52, n. 1–4, p. 161–171, jun. 2006.

- CHEN, Q.; MERCER, D.; WEBB, K. NMR Study on Pore Occupancy and Wettability Modification During Low Salinity Waterflooding. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 7 ago. 2010.
- CHEN, Z. **Reservoir simulation mathematical techniques in oil recovery**. 1st ed ed. Calgary: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007. v. 1
- CHEQUER, L. et al. Mobilization of Attached Clustered Colloids in Porous Media. **Water Resources Research**, v. 55, n. 7, p. 5696–5714, 2019.
- CHEQUER, L. B. **Particle Detachment in Single-Phase and Two-Phase Flows in Porous Media**. Ph.D. Thesis—Adelaide: University of Adelaide, 1 nov. 2019.
- CISSOKHO, M. et al. Low Salinity Oil Recovery on Clayey Sandstone: Experimental Study. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 30 set. 2010.
- CISSOKHO, M. et al. Some Investigations on The Role of Microparticles on The Low Salinity Process. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 30 ago. 2012.
- CRAIG, F. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. 2nd ed ed. Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971. v. 1
- DAKE, L. P. **Fundamentals of Reservoir Engineering**. 1st ed ed. The Hague, Netherlands: Elsevier Science , 1978. v. 8
- DANG, C. T. Q. et al. Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 2 out. 2013.
- DANG, C. T. Q. **Mechanistic Modeling, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding**. Doctoral Thesis—Calgary: University of Calgary, 1 abr. 2015.
- DAS, S.; SCHECHTER, R.; SHARMA, M. The Role of Surface Roughness and Contact Deformation on the Hydrodynamic Detachment of Particles from Surfaces. **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 164, p. 63–77, 19 nov. 1994.
- DERJAGUIN, B.; LANDAU, L. Theory of the Stability of Strongly Charged Lyophobic Sols and of the Adhesion of Strongly Charged Particles in Solutions of Electrolytes. **Progress in Surface Science**, v. 43, n. 1–4, p. 30–59, 1 dez. 1941.
- DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F. **Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations**. 2nd ed ed. Amsterdam: Elsevier Science Ltd, 1989. v. 17B
- DRUMMOND, C.; ISRAELACHVILI, J. Surface forces and wettability. **Journal of Petroleum Science & Engineering**, v. 33, p. 123–133, 25 ago. 2002.
- DRUMMOND, C.; ISRAELACHVILI, J. Fundamental studies of crude oil-surface water interactions and its relationship to reservoir wettability. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 45, n. 1–2, p. 61–81, 30 nov. 2004.

- EIKREM, O. S. **Low Salinity Waterflood in Combination with Surfactant/Polymer; Effects of Kinetics and Brine Composition**. Master's Thesis—Bergen: University of Bergen, 1 jun. 2014.
- ELGENDY, A. M. S.; PORTA, G. M. Impact of reservoir geochemistry on low salinity waterflooding: Global sensitivity analysis. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 207, 1 dez. 2021.
- ELIMELECH, M. et al. **Particle Deposition and Aggregation: Measurement, Modelling, and Simulation**. 1st ed ed. Woburn: Butterworth-Heinemann, 1998. v. 1
- ELLILA, G. **Capillary forces and osmotic gradients in salt water-oil systems**. MS thesis—Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 4 ago. 2012.
- EMADI, A.; SOHRABI, M. Visual Investigation of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersions and Wettability Alteration. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 2 out. 2013.
- ERKE, S. I. et al. Low Salinity Flooding Trial at West Salym Field. **SPE Improved Oil Recovery Conference**, p. 11–13, 13 abr. 2016.
- ERTEKIN, TURGAY.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. **Basic applied reservoir simulation**. 1st ed ed. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1989. v. 1
- ESMAEILI, S.; MAAREF, S. Investigating the effect of transient flow behavior from HSW to LSW on oil recovery in low-salinity water flooding simulation. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 9, n. 2, p. 1495–1515, 1 jun. 2019.
- FANCHI, J. R. **Principles of applied reservoir simulation**. Fourth ed. Fort Worth, Texas: Gulf Professional Publishing, 2018. v. 1
- FARAJZADEH, R. et al. Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO2 footprint of oil production. **Journal of Cleaner Production**, v. 369, p. 133308, 1 out. 2022.
- FARZANEH, S. et al. A Case Study of Oil Recovery Improvement by Low Salinity Water Injection. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference**, 16 nov. 2017.
- FJELDE, I.; MARIE ASEN, S.; OMEKEH, A. Low Salinity Water Flooding Experiments and Interpretation by Simulations. **Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 18 abr. 2012.
- FOGDEN, A. et al. Mobilization of fine particles during flooding of sandstones and possible relations to enhanced oil recovery. **Energy and Fuels**, v. 25, n. 4, p. 1605–1616, 21 abr. 2011.
- FOGDEN, A. Effect of water salinity and pH on the wettability of a model substrate. **Energy and Fuels**, v. 25, n. 11, p. 5113–5125, 17 nov. 2011.
- FOWLER, M. **UML Distilled - A brief Guide to the Standard Object Modeling Language**. Third ed ed. Boston: Addison Wesley, 2003. v. 1

FREDRIKSEN, S. B.; ROGNMO, A. U.; FERNØ, M. A. Pore-scale mechanisms during low salinity waterflooding: Oil mobilization by diffusion and osmosis. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 163, p. 650–660, 1 abr. 2018.

GAMAGE, P.; THYNE, G. Comparison of Oil Recovery by Low Salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Recovery Modes. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 2 nov. 2011.

GLOVER, P.; JACKSON, M. Borehole electrokinetics. Em: **Borehole Geophysics**. 1st ed ed. London: The Leading Edge, 2010.

GODUNOV, S. Finite Difference Method for Numerical Computation of Discontinuous Solution of the Equations of Fluid Dynamic. 1959.

GORUCU, S. E. et al. Modeling and Optimization of Low Salinity Waterflood with Fines Transport. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 2 out. 2019.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Green Don, Willhite Paul. - Enhanced Oil Recovery**. 1st ed ed. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998. v. 1

GREGORY, J. Approximate Expressions for Retarded van der Waals Interaction. **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 83, n. 1, 1 set. 1981.

GRUESBECK, C.; COLLINS, R. E. Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. **Society of Petroleum Engineers of AIME**, 1 dez. 1982.

HADIA, N. J. et al. Influence of crude oil components on recovery by high and low salinity waterflooding. **Energy and Fuels**, v. 26, n. 7, p. 4328–4335, 19 jul. 2012.

HASSENKAM, T. et al. Pore scale observation of low salinity effects on outcrop and oil reservoir sandstone. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 390, n. 1–3, p. 179–188, 20 out. 2011.

HASSENKAM, T. et al. The low salinity effect observed on sandstone model surfaces. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 403, p. 79–86, 5 jun. 2012.

HERZIG, M.; LECLERC, P.; LE GOFF, P. D. Flow of Suspensions through Porous Media. **Flow Through Porous Media Symposium**, 1 fev. 1970.

HILNER, E. et al. The effect of ionic strength on oil adhesion in sandstone - The search for the low salinity mechanism. **Scientific Reports**, v. 5, 22 abr. 2015.

HIRSCH, C. **Numerical Computation of Internal and External Flows Fundamentals of Computational Fluid Dynamics**. Second Edition ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2007. v. 1

HOSSEINZADE KHANAMIRI, H.; TORSÆTER, O.; STENSEN, J. Å. Effect of Calcium in Pore Scale Oil Trapping by Low-Salinity Water and Surfactant Enhanced Oil Recovery at Strongly Water-

Wet Conditions: In Situ Imaging by X-ray Microtomography. **Energy and Fuels**, v. 30, n. 10, p. 8114–8124, 20 out. 2016.

HUSSAIN, F. et al. An experimental study of improved oil recovery through fines-assisted waterflooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 109, p. 187–197, set. 2013.

ISRAELACHVILI; JACOB N. **Intermolecular and Surface Forces**. Third Edition ed. Oxford: Elsevier, 2011. v. 1

JAAFAR, M. Z.; VINOGRADOV, J.; JACKSON, M. D. Measurement of streaming potential coupling coefficient in sandstones saturated with high salinity NaCl brine. **Geophysical Research Letters**, v. 36, n. 21, nov. 2009.

JACKSON, M. D. et al. **Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1: Sandstones**. **Fuel** Elsevier Ltd, , 1 dez. 2016.

JADHUNANDAN, P. P.; MORROW, N. R. Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems. **SPE**, 1995.

JERAULD, G. R. et al. Modeling Low-Salinity Waterflooding. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 24 jul. 2008.

JIN, Y.; CHEN, K. P. Fundamental equations for primary fluid recovery from porous media. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 860, p. 300–317, 10 fev. 2019.

JOHNSTON, N.; BEESON, C. M. Water Permeability of Reservoir Sands. **Transactions of the Aime**, v. 160, p. 43–50, 1 out. 1945.

KAKATI, A.; SANGWAI, J. S. Effect of monovalent and divalent salts on the interfacial tension of pure hydrocarbon-brine systems relevant for low salinity water flooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 157, p. 1106–1114, 2017.

KATENDE, A.; SAGALA, F. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. **Journal of Molecular Liquids**, v. 278, p. 627–649, 15 mar. 2019a.

KATENDE, A.; SAGALA, F. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. **Journal of Molecular Liquids**, v. 278, p. 627–649, 15 mar. 2019b.

KAYA, A.; YUKSELEN, Y. Zeta potential of clay minerals and quartz contaminated by heavy metals. **Canadian Geotechnical Journal**, v. 42, n. 5, p. 1280–1289, out. 2005.

KHILAR, K. C.; FOGLER, H. S. **Migration Of Fines in Porous Media**. 1st edition ed. Bombay, Mumbai: Kluwer Academic Publishers, 1998. v. 12

KHISAMOV, V.; AKHMETGAREEV, V.; SHILOVA, T. Core Tests and Field Case Studies of Successful and Unsuccessful Low-Salinity Waterfloods from Four Oil Fields. **EAGE Conference & Exhibition**, p. 12–15, 15 jun. 2017.

KOHSE, B. F.; NGHIEM, L. X. Modelling Asphaltene Precipitation and Deposition in a Compositional Reservoir Simulator. **SPE/DOE Fourteenth Symposium**, p. 17–21, 11 abr. 2004.

- KORRANI, A. **Mechanistic Modeling of Low Salinity Water Injection**. Ph.D. Thesis—Austin: University of Texas at Austin, 1 dez. 2014.
- KORRANI, A. K. N.; JERAULD, G. R. Modeling wettability change in sandstones and carbonates using a surface-complexation-based method. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 174, p. 1093–1112, 1 mar. 2019.
- KORRANI, A. K. N.; JERAULD, G. R.; SEPEHRNOORI, K. **Mechanistic modeling of low-salinity waterflooding through coupling a geochemical package with a compositional reservoir simulator**. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. **Anais...Society of Petroleum Engineers (SPE)**, 1 fev. 2016.
- KOSMULSKI, M. et al. Multiinstrument study of the electrophoretic mobility of quartz. **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 250, n. 1, p. 99–103, 2002.
- KOZAKI, C. **Efficiency of Low Salinity Polymer Flooding in Sandstone Cores**. Master Thesis—Austin: University of Texas at Austin, 2 maio 2012.
- KUZNETSOV, D. et al. Low-Salinity Waterflood Simulation: Mechanistic and Phenomenological Models. **SPE Enhanced Oil Recovery Conference**, p. 11–13, 13 ago. 2015.
- LAGER, A. et al. LoSal Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale. **SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium**, p. 19–23, 23 abr. 2008a.
- LAGER, A. et al. Losal Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale. **SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium**, p. 19–23, 23 maio 2008b.
- LAGER, A. et al. Low Salinity Oil Recovery-An Experimental Investigation. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 16 set. 2008c.
- LAGER, A. et al. Low Salinity Oil Recovery-An Experimental Investigation. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 16 set. 2008d.
- LAKE, L. **Enhanced Oil Recovery**. 1st ed ed. New York: Prentice hall, 1989.
- LANGTANGEN, H. P. et al. **Finite Difference Computing with PDEs A Modern Software Approach**. 1st ed ed. Cham, Switzerland: Springer Open, 2017.
- LEBEDEVA, E. 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**, 29 abr. 2009.
- LEBEDEVA, E. et al. Kaolinite Wettability-The Effect of Salinity, pH and Calcium Low Salinity Water Flooding in Sandstones View project. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 7 out. 2010.
- LEBEDEVA, E. V.; FOGDEN, A. Adhesion of oil to kaolinite in water. **Environmental Science and Technology**, v. 44, n. 24, p. 9470–9475, 15 dez. 2010.

- LEE, S. et al. Low Salinity Oil Recovery—Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 28 abr. 2010.
- LEMON, P. et al. Effects of Injected Water Chemistry on Waterflood Sweep Efficiency via Induced Fines Migration. **SPE International Symposium on Oilfield Chemistry**, p. 11–13, 13 abr. 2011.
- LEVEQUE, R. **Finite Difference Methods for Ordinary and Partial Differential Equations**. Second edition ed. Seattle, Washington: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007.
- LI, S.; COLLINI, H.; JACKSON, M. D. Anomalous Zeta Potential Trends in Natural Sandstones. **Geophysical Research Letters**, v. 45, n. 20, p. 11,068-11,073, 28 out. 2018.
- LIE, K.-A. **An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)**. 1st ed ed. Oslo: Cambridge University Press, 2019. v. 1
- LIGTHELM, D. J. et al. Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition** , p. 8–11, 11 jun. 2009a.
- LIGTHELM, D. J. et al. Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition** , p. 8–11, 11 jun. 2009b.
- LOAHARDJO, N. et al. Low Salinity Waterflooding of a Reservoir Rock. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 12 set. 2007.
- MAAS, J. G.; WIT, K.; MORROW, N. R. Enhanced Oil Recovery by Dilution of Injection Brine: Further Interpretation of Experimental Results. **SCA2001-13**, 2011.
- MAHANI, H. et al. Analysis of Field Responses to Low-salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Mode in Syria. **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition**, 26 maio 2011.
- MAHANI, H. et al. Kinetics of the Low Salinity Waterflooding Effect Studied in a Model System. **SPE Enhanced Oil Recovery Conference**, p. 2–04, 4 abr. 2013.
- MALISKA, C. R. **Transferência De Calor E Mecânica Dos Fluidos Computacional Fundamentos E Coordenadas Generalizadas**. Second edition ed. Santa Catarina: LTC, 2014.
- MARTÍNEZ-MENDOZA, E. G. et al. Capillary pressure and relative permeability estimation for low salinity waterflooding processes using pore network models. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 182, 1 nov. 2019.
- MATTHIESEN, J. et al. How naturally adsorbed material on minerals affects low salinity enhanced oil recovery. **Energy and Fuels**, v. 28, n. 8, p. 4849–4858, 21 ago. 2014.
- MCGUIRE, P. et al. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. **SPE Western Regional Meetin**, 1 abr. 2005.

MEHANA, M.; FAHES, M. M. Investigation of Double Layer Expansion in Low-Salinity Waterflooding: Molecular Simulation Study. **SPE Western Regional Meeting**, p. 22–27, 27 abr. 2018.

MEHDIZAD, A.; SEDAEE, B.; POURAFSHARY, P. Visual investigation of the effect of clay-induced fluid flow diversion on oil recovery, as a low-salinity water flooding mechanism. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 209, 1 fev. 2022.

MOHAMMADMORADI, P.; TAHERI, S.; KANTZAS, A. Interfacial Areas in Athabasca Oil Sands. **Energy and Fuels**, v. 31, n. 8, p. 8131–8145, 17 ago. 2017.

MOHAMMED, M.; BABADAGLI, T. Wettability alteration: A comprehensive review of materials/methods and testing the selected ones on heavy-oil containing oil-wet systems. **Advances in Colloid and Interface Science**, v. 220, p. 54–77, 1 jun. 2015.

MORROW, N.; BUCKLEY, J. Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding. **Society of Petroleum Engineers**, p. 106–112, 11 maio 2011.

MORROW, N. R. Wettability and Its Effect on Oil Recovery. **Society of Petroleum Engineers**, p. 1476–1484, 2 dez. 1990.

MORROW, N. R. et al. Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 20, p. 267–276, 21 jan. 1998.

NADERI, S.; SIMJOO, M. Numerical study of Low Salinity Water Alternating CO₂ injection for enhancing oil recovery in a sandstone reservoir: Coupled geochemical and fluid flow modeling. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 173, p. 279–286, 1 fev. 2019.

NASRALLA, R. A.; ALOTAIBI, M. B.; NASR-EL-DIN, H. A. Efficiency of Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. **SPE Western North American Regional Meeting**, p. 7–11, 11 maio 2011.

NASRALLA, R. A.; BATAWEEL, M. A.; NASR-EL-DIN, H. A. Investigation of Wettability Alteration by Low Salinity Water in Sandstone Rock. **SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition**, 8 set. 2011.

NASRALLA, R. A.; NASR-EL-DIN, H. A. Impact of Electrical Surface Charges and Cation Exchange on Oil Recovery by Low Salinity Water. **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, 22 set. 2011.

NASRALLA, R. A.; NASR-EL-DIN, H. A. Double-Layer Expansion: Is It a Primary Mechanism of Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding? **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 13 nov. 2014.

OMEKEH, A. et al. Modeling of Ion-Exchange and Solubility in Low Salinity Water flooding. **Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium**, p. 14–18, 18 abr. 2012.

OMEKEH, A. V. et al. Experimental and modeling investigation of ion exchange during low salinity water flooding. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 21 set. 2011.

PEACEMAN, D. **Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation**. 1st ed ed. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1977. v. 6

PENGR, D. B.; XI LI, S.; WONG, P. Determination of rock properties by low-frequency AC electrokinetics. **JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH**, v. 104, n. B12, p. 485–514, 10 dez. 1999.

PHILLIPS, D. **Python 3 object-oriented programming : build robust and maintainable software with object-oriented design patterns in Python 3.8**. 3rd ed ed. Birmingham: Packt Publishing Ltd, 2018. v. 1

PIÑEREZ TORRIJOS, I. D. et al. Experimental Study of the Response Time of the Low-Salinity Enhanced Oil Recovery Effect during Secondary and Tertiary Low-Salinity Waterflooding. **Energy and Fuels**, v. 30, n. 6, p. 4733–4739, 16 jun. 2016.

PINGO-ALMADA, M. B. et al. Experimental Investigation on the Effects of Very Low Salinity on Middle Eastern Sandstone Corefloods. **SPE European Formation Damage Conference and Exhibition**, p. 5–7, 7 jun. 2013.

POLLEN, E. N.; BERG, C. F. Experimental Investigation of Osmosis as a Mechanism for Low-Salinity EOR. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference**, 15 nov. 2018.

PRIDE, S. R.; MORGAN, F. D. Electrokinetic dissipation induced by seismic waves. **GEOPHYSICS**, v. 56, n. 7, 11 jul. 1991.

PU, H. et al. Low Salinity Waterflooding and Mineral Dissolution. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 19–22, 22 set. 2010.

RAMANATHAN, R.; SHEHATA, A. M.; NASR-EL-DIN, H. A. Water Alternating CO₂ Injection Process-Does Modifying the Salinity of Injected Brine Improve Oil Recovery? **Offshore Technology Conference Brasil**, 2015.

REGO, F. B. **Multi-Mechanistic Modeling of Engineered Waterflooding in Reactive-Transport Simulations Committee**. Ph.D. Thesis—Austin: University of Texas at Austin, 1 dez. 2021.

REINHOLDTSEN, A. J. et al. **Way such a small low salinity EOR - Potential from the Snorre formation?** 16th European Symposium on Improved Oil Recovery 2011. **Anais...**2011.

REVIL, A.; PEZARD, P. A.; GLOVER, P. W. J. Streaming potential in porous media 1. Theory of the zeta potential. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 104, n. B9, p. 20021–20031, 10 set. 1999.

REZAEIDOUST, A. et al. Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms. **Energy and Fuels**, v. 23, n. 9, p. 4479–4485, 17 set. 2009.

REZAEIDOUST, A.; PUNTERVOLD, T.; AUSTAD, T. A Discussion of the Low Salinity EOR Potential for a North Sea Sandstone Field. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 19–22, 2 set. 2010.

- RIVET, S. M.; SHELL, /; LAKE, L. W. A Coreflood Investigation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 19–22, 22 set. 2010.
- ROBBANA, E. et al. Low Salinity Enhanced Oil Recovery-Laboratory to Day One Field Implementation-LoSal EOR into the Clair Ridge Project. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference**, 14 nov. 2012.
- ROBERTSON, E. Low-Salinity Waterflooding To Improve Oil Recovery—Historical Field Evidence. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 14 nov. 2007.
- ROMERO, C. P. et al. Zeta potential and viscosity of colloidal silica suspensions: Effect of seawater salts, pH, flocculant, and shear rate. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 538, p. 210–218, 5 fev. 2018.
- ROSA, A.; CARVALHO, R. DE S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatório de Petróleo**. 1st ed ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006. v. 1
- ROSTAMI, P. et al. Effect of water salinity on oil/brine interfacial behaviour during low salinity waterflooding: A mechanistic study. **Petroleum**, v. 5, n. 4, p. 367–374, 1 dez. 2019.
- ROTONDI, M. et al. Low Salinity Water Injection: eni’s Experience. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, 13 nov. 2014.
- ROUSON et al. **Scientific Software Design: The Object-Oriented Way**. 1st ed ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. v. 1
- RUCKENSTEIN, E.; PRIEVE, D. Adsorption and desorption of particles and their chromatographic separation. **Chem. Eng. Progr. Symposium Series**, v. 169, n. 4, p. 54, 1976.
- RUSSELL, T. et al. Formation Damage by Fines Migration: Mathematical and Laboratory Modeling, Field Cases. Em: **Formation Damage during Improved Oil Recovery: Fundamentals and Applications**. 1st ed ed. Adelaide: Elsevier, 2018. v. 1p. 69–175.
- SADEQI-MOQADAM, M.; RIAHI, S.; BAHRAMIAN, A. An investigation into the electrical behavior of oil/water/reservoir rock interfaces: The implication for improvement in wettability prediction. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 490, p. 268–282, 5 fev. 2016.
- SANDENGEN, K. et al. Experimental Evidence of Low Salinity Water Flooding Yielding A More Oil-Wet Behaviour. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 21 set. 2011.
- SANDENGEN, K. et al. **Osmosis as mechanism for low-salinity enhanced oil recovery**. SPE Journal. **Anais...Society of Petroleum Engineers (SPE)**, 1 ago. 2016.
- SARKAR, A. K.; SHARMA, M. M. Fines Migration in Two-Phase Flow. **Society of Petroleum Engineers**, 1 maio 1990.
- SATTER, A.; IQBAL, G. M. Enhanced oil recovery processes: thermal, chemical, and miscible floods. Em: **Reservoir Engineering**. 1st ed ed. New York: Elsevier, 2016. p. 313–337.

- SCHACH, S. **Object-Oriented and Classical Software Engineering**. Fourth ed ed. New Jersey: McGraw-Hill, 2004. v. 1
- SCHECHTER, R. S. **Oil well stimulation**. 1st ed ed. Austin: Prentice Hall, 1992. v. 1
- SCHMATZ, J. et al. Nanoscale imaging of pore-scale fluid-fluid-solid contacts in sandstone. **Geophysical Research Letters**, v. 42, n. 7, p. 2189–2195, 16 abr. 2015.
- SECCOMBE, J. et al. Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 28 abr. 2010.
- SHAKER SHIRAN, B.; SKAUGE, A. Wettability and Oil Recovery by Low Salinity Injection. **SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia**, 18 abr. 2012.
- SHALABI, E. W. AL; SEPEHRNOORI, K. **Low salinity and engineered water injection for sandstones and carbonate reservoirs**. 1st ed ed. Austin: Gulf Professional Publishing, 2017. v. 1
- SHARMA, M. M.; FILOCO, P. Effect of Brine Salinity and Crude-Oil Properties on Oil Recovery and Residual Saturations. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 11 maio 2000.
- SHEHATA, A. M.; NASR EL-DIN, H. A. Spontaneous Imbibition Study: Effect of Connate Water Composition on Low-Salinity Waterflooding in Sandstone Reservoirs. **SPE Western Regional Meeting**, p. 27–30, 30 maio 2015.
- SHEHATA, A. M.; NASR-EL-DIN, H. A. Role of Sandstone Mineral Compositions and Rock Quality on the Performance of Low-Salinity Waterflooding. **International Petroleum Technology Conference**, p. 10–12, 12 dez. 2014.
- SHENG, J. **Enhanced Oil Recovery Field Case Studies**. 1st ed ed. Calgary: Elsevier, 2013. v. 1
- SHENG, J. J. Critical review of low-salinity waterflooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 120, p. 216–224, 1 ago. 2014.
- SHOJAEI, M. J.; GHAZANFARI, M. H.; MASIHI, M. Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 25, p. 30–38, 1 jul. 2015.
- SKRETTINGLAND, K. et al. Snorre Low-Salinity-Water Injection-Coreflooding Experiments and Single-Well Field Pilot. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 16 nov. 2011.
- SNOSY, M. F. et al. Comprehensive investigation of low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 10, n. 5, p. 2019–2034, 1 jun. 2020.
- SOHRABI, M. et al. Novel insights into mechanisms of oil recovery by use of low-salinity-water injection. **SPE Journal**, v. 22, n. 2, p. 407–416, 1 abr. 2017.
- SOMMERVILLE, I. **Software engineering**. 8th ed ed. China: Addison-Wesley, 2007. v. 8

- SOROP, T. G. et al. Relative Permeability Measurements to Quantify the Low Salinity Flooding Effect at Field Scale. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, 12 nov. 2015.
- SPEIGHT, J. G. **Introduction to enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands**. 2nd ed ed. Laramie, WY, United States: Gulf Professional Publishing, 2016.
- SUIJKERBUIJK, B. et al. The Development of a Workflow to Improve Predictive Capability of Low Salinity Response. **International Petroleum Technology Conference**, 28 mar. 2013.
- SUIJKERBUIJK, B. et al. Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 16 abr. 2014.
- SUIJKERBUIJK, B. M. J. M. et al. Fundamental investigations into wettability and low salinity flooding by parameter isolation. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, p. 14–18, 18 abr. 2012.
- TAKAHASHI, S.; KOVSCEK, A. R. Wettability estimation of low-permeability, siliceous shale using surface forces. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 75, n. 1–2, p. 33–43, dez. 2010.
- TANG, G.; MORROW, N. R. Oil Recovery by Waterflooding and Imbibition-Invading Brine Cation Valency and Salinity. **SCA-9911**, 1999a.
- TANG, G.; MORROW, N. R. Injection of dilute brine and crude oil/brine/rock interactions. **Geophysical Monograph Series**, v. 129, p. 171–179, 14 ago. 2002.
- TANG, G. Q.; MORROW, N. R. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding. **SPE Reservoir Engineering**, 9 out. 1997.
- 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 and Engineering**, v. 24, p. 99–111, 1 mar. 1999b.
- 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 and Engineering**, v. 24, p. 99–111, 1 mar. 1999c.
- TETTEH, J. T.; RANKEY, E.; BARATI, R. Low Salinity Waterflooding Effect: Crude Oil/Brine Interactions as a Recovery Mechanism in Carbonate Rocks. **Offshore Technology Conference Brasil**, 26 out. 2017.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.
- THYNE, G.; SPE, G. Evaluation of the Effect of Low Salinity Waterflooding for 26 Fields in Wyoming. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 2 nov. 2011.

TRIPATHI, I.; MOHANTY, K. K. Instability due to wettability alteration in displacements through porous media. **Chemical Engineering Science**, v. 63, n. 21, p. 5366–5374, nov. 2008.

TSAKIROGLOU, C. D.; AVRAAM, D.; PAYATAKES, A. C. Simulation of the Transient Immiscible Displacement in Porous Media using Dynamic Capillary Pressure and Relative Permeability Curves from Steady-State Experiments. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 9 out. 2004.

VALLURI, M. K.; ALVAREZ, J. O.; SCHECHTER, D. S. Study of the Rock/Fluid Interactions of Sodium and Calcium Brines with Ultra-Tight Rock Surfaces and their Impact on Improving Oil Recovery by Spontaneous Imbibition. **SPE Low Perm Symposium**, p. 5–6, 6 maio 2016.

VALOCCHI, A. J.; STREET, R. L.; ROBERTS, P. V. Transport of Ion-Exchanging Solutes in Groundwater: Chromatographic Theory and Field Simulation. **WATER RESOURCES RESEARCH**, v. 17, n. 5, p. 1517–1527, 18 out. 1981.

VERWEY, E. J. W. Theory of The Stability of Lyophobic Colloids. **Symposium on the Stability of Colloidal Dispersions**, 19 set. 1947.

VINOGRADOV, J.; JAAFAR, M. Z.; JACKSON, M. D. Measurement of streaming potential coupling coefficient in sandstones saturated with natural and artificial brines at high salinity. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 115, n. 12, 1 dez. 2010.

VINOGRADOV, J.; JACKSON, M. D.; CHAMEROIS, M. Zeta potential in sandpacks: Effect of temperature, electrolyte pH, ionic strength and divalent cations. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 553, p. 259–271, 20 set. 2018.

VLEDDER, P. et al. Low Salinity Water Flooding: Proof Of Wettability Alteration On A Field Wide Scale. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, 28 abr. 2010.

WALKER, E.; GLOVER, P. W. J. Measurements of the Relationship Between Microstructure, pH, and the Streaming and Zeta Potentials of Sandstones. **Transport in Porous Media**, v. 121, n. 1, p. 183–206, 1 jan. 2017.

WANG, S.; CIVAN, F. Productivity Decline of Vertical and Horizontal Wells by Asphaltene Deposition in Petroleum Reservoirs. **SPE International Symposium on Oilfield Chemistry**, 16 fev. 2001.

WEBB, K.; BLACK, B.; AL-AJEEL, K. Low Salinity Oil Recovery – Log-Inject-Log. **SPE 13th Middle East Oil Show & Conference**, 8 abr. 2003.

WELGE, H. J. A Simplified Method For Computing Oil Recovery By Gas Or Water Drive. **PETROIEUM TRANSACTIONS, AIME**, 5 out. 1952.

WESSELING, P. **Principles of Computational Fluid Dynamics**. 1st ed ed. Delft: Springer, 2000. v. 29

WIDEROEE, H. C. et al. Investigation Of Low Salinity Water Flooding by NMR And Cryoesem. **International Symposium of the Society of Core Analysts**, p. 4–7, 7 out. 2010.

WU, Y.-S.; BAI, B. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs. **SPE Reservoir Simulation Symposium**, 4 fev. 2009.

YILDIZ, H. O; MORROW, N. R. Effect of brine composition on recovery waterflooding of Moutray crude oil by waterflooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 14, p. 9–168, 20 jul. 1996.

YOU, Z. et al. Mathematical modelling of fines migration in geothermal reservoirs. **Geothermics**, v. 59, p. 123–133, 1 jan. 2016.

YOUSEF, A. A.; AYIRALA, S. C.; ARAMCO, S. A Novel Water Ionic Composition Optimization Technology for SmartWater Flooding Application in Carbonate Reservoirs. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, p. 12–16, 16 abr. 2014.

YU, M. et al. Effects of fines migration on oil displacement by low-salinity water. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 175, p. 665–680, 1 abr. 2019.

YUAN, B.; MOGHANLOO, R. G.; ZHENG, D. **Analytical evaluation of nanoparticle application to mitigate fines migration in porous media**. SPE Journal. **Anais...Society of Petroleum Engineers (SPE)**, 1 dez. 2016.

YUAN, H.; SHAPIRO, A. A. Induced migration of fines during waterflooding in communicating layer-cake reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 78, n. 3–4, p. 618–626, set. 2011.

YUKSELEN, Y.; KAYA, A. Zeta Potential of Kaolinite In The Presence of Alkali, Alkaline Earth And Hydrolyzable Metal Ions. **Water, Air, and Soil Pollution**, 3 fev. 2002.

YUKSELEN-AKSOY, Y.; KAYA, A. A study of factors affecting on the zeta potential of kaolinite and quartz powder. **Environmental Earth Sciences**, v. 62, n. 4, p. 697–705, 1 fev. 2010.

ZAERI, M. R. et al. Impact of water saturation and cation concentrations on wettability alteration and oil recovery of carbonate rocks using low-salinity water. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 9, n. 2, p. 1185–1196, 1 jun. 2019.

ZEINIJAHRAMI, A. et al. Mathematical Model for Fines-Migration-Assisted Waterflooding With Induced Formation Damage. **SPE European Formation Damage Conference and Exhibition**, 22 jun. 2013.

ZEINIJAHRAMI, A. et al. Effect of fines migration on oil-water relative permeability during two-phase flow in porous media. **Fuel**, v. 176, p. 222–236, 15 jul. 2016.

ZEINIJAHRAMI, A.; AHMETGAREEV, V.; BEDRIKOVETSKY, P. Case Study of 25 Years of Low Salinity Water Injection. **SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition**, 22 out. 2015.

ZEINIJAHRAMI, A.; BEDRIKOVETSKY, ; ; P. Physics Mechanisms of Enhanced Recovery By Fines-migration-assisted Waterflooding (Laboratory Study). **SPE European Formation Damage Conference and Exhibition**, p. 5–7, 7 jun. 2013.

ZEINIJAHRAMI, A.; LEMON, P.; BEDRIKOVETSKY, P. Effects of induced fines migration on water cut during waterflooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 78, n. 3–4, p. 609–617, set. 2011.

ZEINIJAHRAMI, A.; PHUONG, T. N.; BEDRIKOVETSKY, P. Taking Advantage of Fines-Migration-Induced Formation Damage for Improved Waterflooding (Reservoir Simulation using Polymer Flood Option). **SPE European Formation Damage Conference**, p. 7–10, 10 jun. 2011.

ZEKRI, A. Y.; NASR, M.; AL-ARABAI, Z. Effect of EOR technology on Wettability and Oil Recovery of Carbonate and Sandstone Formation. **International Petroleum Technology Conference**, p. 7–9, 9 fev. 2012.

ZHANG, P.; TWEHEYO, M. T.; AUSTAD, T. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} . **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 301, n. 1–3, p. 199–208, 5 jul. 2007.

ZHANG, T. et al. Effect of salinity on oil production: Review on low salinity waterflooding mechanisms and exploratory study on pipeline scaling. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 75, 2020.

ZHANG, Y.; MORROW, N. R. Comparison of Secondary and Tertiary Recovery With Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations. **SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery**, 26 abr. 2006.

ZHANG, Y.; XIE, X.; MORROW, N. R. Waterflood Performance by Injection of Brine With Different Salinity for Reservoir Cores. **SPE**, 2007.

ZOLOTUKHIN, A.; URSIN, J. **Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering**. 1st ed ed. Stavanger: HoyskoleForlager, 1997. v. 1