



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
MESTRADO EM ENERGIA

JOICE LAUER

**EFEITO DO CONTROLE DA MOBILIDADE E DA REDUÇÃO DA
TENSÃO INTERFACIAL NO FATOR DE RECUPERAÇÃO DO ÓLEO:
UMA ABORDAGEM EXPERIMENTAL**

SÃO MATEUS – ES

2017

JOICE LAUER

**EFEITO DO CONTROLE DA MOBILIDADE E DA REDUÇÃO DA
TENSÃO INTERFACIAL NO FATOR DE RECUPERAÇÃO DO ÓLEO:
UMA ABORDAGEM EXPERIMENTAL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal do Espírito Santo, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energia, para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Oldrich Joel Romero Guzmán

SÃO MATEUS – ES

2017

JOICE LAUER

**EFEITO DO CONTROLE DA MOBILIDADE E DA REDUÇÃO DA TENSÃO
INTERFACIAL NO FATOR DE RECUPERAÇÃO DO ÓLEO: UMA ABORDAGEM
EXPERIMENTAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia do Centro Universitário Norte do Espírito Santo da Universidade Federal do Espírito Santo como requisito para obtenção do Título de Mestre em Energia, área de concentração em Engenharia, Tecnologia e Gestão.

Aprovado em _____ de _____ de 2017.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Oldrich Joel Romero Guzman
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. Dr.
Universidade ...
Examinador Externo

Prof. Dr.
Universidade ...
Examinador Externo

*“Você ganha força, coragem e confiança
através de cada experiência em que você
realmente para e encara o medo de
frente”*

(Eleanor Roosevelt)

A Deus, pelo dom da vida.

Aos meus pais, Ervino e Elcilene, por sempre me incentivarem.

A meu marido, Mauricio, por seu amor incondicional.

Aos meus irmãos, Leyder e Raylan, por estarem na torcida.

A meu amigo, Domênico, pois sem ele, eu não estaria aqui.

AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar, por me conceder força durante essa jornada, mesmo quando tudo parecia tão impossível.

A toda a minha família, pelo apoio, incentivo e por estarem na torcida sempre.

Ao meu orientador, professor doutor Oldrich Joel Romero Guzmán, pela orientação e confiança durante esse período.

Aos professores do PPGEN e DETEC, Prof^o. Dr. Eduardo Perini Muniz, Prof^o. Dr. José Rafael Cápua Proveti, Prof^o. Dr. Cleocir José Dalmaschio, Prof^a. Dr^a. Ana Paula Meneguelo, Prof^a. Dr^a. Rejane de Castro Santana, Prof^o. Dr. Paulo Sérgio da Silva Porto, pela disposição e boa vontade em ajudar na realização dos experimentos.

Ao técnico de laboratório Jean Carlos Fiorotti, e ao aluno de I.C Eupídio Scopel, por ajudarem com os insumos necessários à pesquisa.

Ao meu esposo Mauricio Barth, pela força em meio aos desafios encontrados durante esse período e por entender tantas horas de ausência, devido às atividades laboratoriais. Sem você, seria impossível finalizar essa etapa.

Aos antigos e novos amigos, Domênico Andreatta, Vanessa Dal Bó, Jéssica Lopes Barbosa Eler, Antônio Ricardo Grippa Satiro, Nasibu Samson Shonza e Suellen Freire Rigatto pela parceria e suporte durante esse período do mestrado.

Aos funcionários Marlon Ferreira e Luíza Maria, pela amizade e incentivo durante a caminhada.

Ao amigo Giorgio Goulart, pela ajuda e suporte fundamental durante o período do mestrado e, a cima de tudo, por me fazer acreditar em mim mesma.

À Fapes, pelo suporte financeiro essencial para a realização desse projeto.

RESUMO

A preocupação com o declínio de produção de petróleo com o tempo têm levado à busca por novas alternativas para aumentar o fator de recuperação do óleo. O presente trabalho analisou de forma experimental o deslocamento de óleo retido em um meio poroso, em um ambiente pressurizado, mediante a injeção de três fluidos: água, solução de glicerina e solução do surfactante Dodecil Sulfato de Sódio (SDS), à três vazões. O resultado médio obtido para o método convencional (injeção de água) foi condizente com os valores encontrados na literatura (40,74%), garantindo a credibilidade da bancada experimental. O percentual de recuperação média para os métodos EOR (solução de glicerina e solução de surfactante) foi aproximadamente 20% maior do que o método convencional. Ao analisar as vazões de injeção, foi concluído que menores vazões geram maior fator recuperação, porém com tempos mais longos.

Palavras-Chave: Análise experimental. Glicerina. Meio poroso. Óleo. Recuperação avançada. Surfactante.

ABSTRACT

Concern over the decline in oil production over time has led to the search for new alternatives to increase the oil recovery factor. The present work analyzed the displacement of oil retained in a porous medium in a pressurized environment, by means of the injection of three fluids: water, glycerin solution and sodium dodecyl sulfate (SDS) surfactant solution, three flows. The average result obtained for the conventional method (water injection) was in agreement with the values found in the literature (40.74%), guaranteeing the credibility of the experimental bench. The mean recovery percentage for the EOR (glycerol solution and surfactant solution) methods was approximately 20% greater than the conventional method. When analyzing the injection flows, it was concluded that lower flow rates generate higher recovery factor, but with longer times.

Keywords: Experimental Analysis. Glycerin. Porous Media. Oil. Advanced recovery. Surfactant.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Consumo de energia mundial por tipo de combustível no período de 1990 a 2040.	24
Figura 2.1 – Evolução da área invadida sujeito à injeção de água.	33
Figura 2.2 – Seção vertical de um reservatório estratificado sujeito à injeção de água.	34
Figura 2.3 – Comportamento da recuperação de óleo.	35
Figura 2.4 – Classificação dos processos de recuperação.	37
Figura 2.5 – Representação do fenômeno de molhabilidade em sistema óleo/água.	40
Figura 2.6 – Fluxo Linear.	42
Figura 2.7 – Curva de permeabilidade efetiva versus saturação de água e óleo.	43
Figura 2.8 – Demonstração do fenômeno do viscous fingering quando utilizado água como fluido de injeção (A) e a não formação do fenômeno ao utilizar uma solução que aumente a viscosidade da fase (B).	44
Figura 2.9 – Água elevada em tubo capilar.	45
Figura 2.10 – Correlação entre a saturação de óleo residual em reservatório molháveis à água e o número capilar.	47
Figura 2.11 – Estrutura molecular de um surfactante.	49
Figura 2.12 – Distribuição dos surfactantes em uma solução aquosa.	51
Figura 3.1 – Bancada experimental de fluxo em meio poroso.	58
Figura 3.2 – Esquema da bancada experimental.	59
Figura 3.3 – Procedimento experimental do preparo da bancada.	61
Figura 3.4 – Comportamento da solução de glicerina quando submetida a uma série de cisalhamentos.	64
Figura 3.5 – Comportamento da viscosidade da solução de glicerina quando submetida a uma série de cisalhamentos.	64

Figura 3.6 – Comportamento da solução de surfactante quando submetida a uma série de cisalhamentos.	66
Figura 3.7 – Comportamento da viscosidade da solução de surfactante quando submetida a uma série de cisalhamentos.	67
Figura 3.8 – Testemunho utilizado nos experimentos.	68
Figura 3.9 – Saturação do testemunho com água destilada mediante o vácuo obtido com o kitassato e a bomba de vácuo.	69
Figura 3.10 – Fluxograma do procedimento de determinação da permeabilidade. ..	70
Figura 3.11 – <i>Core holder</i>	71
Figura 3.12 – Dados experimentais do cálculo da permeabilidade efetiva à água. ..	72
Figura 3.13 – Fluxograma do procedimento de saturação do testemunho.	75
Figura 3.14 – Coleta dos fluidos recuperados.	77
Figura 4.1 – Relação entre volume produzido de óleo e água x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,02 mL/min.....	84
Figura 4.2 – Relação entre volume produzido de óleo e glicerina x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,02 mL/min.....	85
Figura 4.3 – Relação entre volume produzido de óleo e surfactante x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,02 mL/min.....	85
Figura 4.4 – Relação entre volume produzido de óleo e água x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,015 mL/min.	86
Figura 4.5 – Relação entre volume produzido de óleo e glicerina x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,015 mL/min.....	87

- Figura 4.6** – Relação entre volume produzido de óleo e surfactante x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,015 mL/min.....87
- Figura 4.7** – Relação entre volume produzido de óleo e água x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,005 mL/min.....88
- Figura 4.8** – Relação entre volume produzido de óleo e glicerina x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,005 mL/min.....89
- Figura 4.9** – Volumes acumulados de óleo e água produzidos em relação ao volume poroso injetado para as três vazões utilizadas.....91
- Figura 4.10** – Volumes acumulados de óleo e glicerina produzidos em relação ao volume poroso injetado para as três vazões utilizadas.....92
- Figura 4.11** – Volumes acumulados de óleo e surfactante produzidos em relação ao volume poroso injetado para as duas vazões utilizadas.....92
- Figura 4.12** – Relação entre o fator de recuperação de óleo e o volume poroso injetado à vazão $q_1 = 0,02$ mL/min para os três fluidos deslocantes.....94
- Figura 4.13** – Relação entre o fator de recuperação de óleo e o volume poroso injetado à vazão $q_2 = 0,015$ mL/min para os três fluidos deslocantes.....95
- Figura 4.14** – Relação entre o fator de recuperação de óleo e o volume poroso injetado à vazão $q_3 = 0,005$ mL/min para os dois fluidos deslocantes.....96
- Figura 4.15** – Síntese do percentual de extração de óleo ao utilizar água, solução de glicerina e solução de surfactante às vazões de 0,02 mL/min, 0,015 mL/min e 0,005 mL/min.....98

LISTA DE QUADROS

- Quadro B.1** – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min.....114
- Quadro B.2** – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min.....116
- Quadro B.3** – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min.....118
- Quadro C.1** – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min.....120
- Quadro C.2** – Dados iniciais referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min.....122
- Quadro C.3** – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min.....124
- Quadro D.1** – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min.126

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Materiais/Equipamentos utilizados.....	60
Tabela 3.2 - Características físico-químicas dos produtos utilizados.....	62
Tabela 3.3 – Resumo das propriedades da caracterização da solução de glicerina.....	65
Tabela 3.4 – Resumo das propriedades da caracterização da solução de surfactante.	67
Tabela 3.5 – Dados experimentais de vazão e pressão para cálculo de permeabilidade ao injetar água.....	71
Tabela 3.6 – Resumo das propriedades da rocha com relação a água.....	72
Tabela 4.1 – Apresentação dos casos e parâmetros utilizados.....	82
Tabela 4.2 – Instante do <i>breakthrough</i> para as vazões e fluidos analisados.....	89
Tabela 4.3 – Volume máximo de óleo coletado.....	93
Tabela 4.4 – Resumo dos dados experimentais para recuperação com água.....	100
Tabela 4.5 – Resumo dos dados experimentais para recuperação com solução de glicerina.....	100
Tabela 4.6 – Resumo dos dados experimentais para recuperação com solução de surfactante.....	100
Tabela A.0.1 – Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução de glicerina.....	112
Tabela A.0.2 – Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução de surfactante.....	113
Tabela B.0.1 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min (Parte 1).....	114
Tabela B.0.2 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min (Parte 2).....	115
Tabela B.0.3 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min (Parte 3).....	115

Tabela B.0.4 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min (Parte 1).	116
Tabela B.0.5 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min (Parte 2).	117
Tabela B.0.6 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min (Parte 3).	117
Tabela B.0.7 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min (Parte 1).	118
Tabela B.0.8 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min (Parte 2).	119
Tabela B.0.9 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min (Parte 3).	119
Tabela C.0.1 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min (Parte 1).	120
Tabela C.0.2 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min (Parte 2).	121
Tabela C.0.3 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min (Parte 3).	121
Tabela C.0.4 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min (Parte 1).	122
Tabela C.0.5 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min (Parte 2).	123
Tabela C.0.6 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min (Parte 3).	123

Tabela C.0.7 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min (Parte 1).	124
Tabela C.0.8 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min (Parte 2).	125
Tabela C.0.9 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min (Parte 3).	125
Tabela D.0.1 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min (Parte 1).	126
Tabela D.0.2 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min (Parte 2).	127
Tabela D.0.3 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min (Parte 3).	127

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Gregos

\emptyset	Porosidade	[--]
π	Pi	[--]
ρ	Massa específica	[g/cm ³]
$\rho_{sol.glic}$	Massa específica da glicerina	[g/cm ³]
θ	Ângulo de contato	[grau]
σ_{ar}	Tensão interfacial entre a água e a rocha	[N/m ²]
$\sigma_{a,o}$	Tensão interfacial entre água e óleo	[N/m ²]
σ_{ao}	Tensão interfacial água/óleo	[N/m ²]
ρ_a	Massa específica da água	[g/cm ³]
ρ_o	Massa específica do óleo	[g/cm ³]
μ	Viscosidade do fluido	[Pa.s]
μ_d	Viscosidade da fase deslocante	[Pa.s]
μ_o	Viscosidade do óleo	[cP]
μ_a	Viscosidade da água	[cP]
μ_R	Viscosidade relativa entre dois fluidos	[--]
$\mu_{s.gl}$	Viscosidade da solução de glicerina	[cP]
$\mu_{s.surf}$	Viscosidade da solução de surfactante	[cP]
ΔP	Diferença de pressão entre intervalos	[atm]
$\Delta P'$	Queda de pressão	[psi]
λ_a	Mobilidade à água	[mD/Pa.s]
λ_o	Mobilidade ao óleo	[mD/Pa.s]

γ	Tensão superficial	[m.N/m]
γ_A	Tensão superficial na fase A	[m.N/m]
γ_B	Tensão superficial na fase B	[m.N/m]
ψ_{AB}	Energia de interação entre as fases A e B	[m.N.m]

Letras Latinas

\emptyset	Porosidade	[--]
A	Área aberta ao fluxo	[cm ²]
q	Vazão	[cm ³ /s]
v	Velocidade média	[cm/min]
v_i	Velocidade intersticial	[--]
M	Razão de mobilidade	[--]
E	Eficiência global de deslocamento	[--]
E_D	Eficiência de deslocamento microscópico	[--]
E_V	Eficiência de deslocamento macroscópico	[--]
E_{VV}	Eficiência de varrido vertical	[--]
E_A	Eficiência de varrido horizontal	[--]
S_o	Saturação de óleo	[--]
S_{or}	Saturação de óleo residual	[--]
S_{oi}	Saturação de óleo inicial	[--]
f_R	Fator de recuperação	[--]
P	Pressão no transdutor T1	[--]
P_1	Pressão no ponto 1	[atm]
P_2	Pressão no ponto 2	[atm]
k_a	Permeabilidade efetiva à água	[mD]

k_o	Permeabilidade efetiva ao óleo	[mD]
k_g	Permeabilidade efetiva ao gás	[mD]
S_a	Saturação de água	[--]
N_c	Número capilar	[--]
f_R	Fator de recuperação	[--]
F_v	Força viscosa	[N]
F_c	Força capilar	[kg.m/s ²]
A_{inv}	Área invadida	[m ²]
A_{total}	Área total	[m ²]
V_p	Volume poroso	[cm ³]
V_s	Volume de sólidos	[cm ³]
V_t	Volume total	[cm ³]
V_{oi}	Volume de óleo inicial dentro do testemunho	[mL]
V_{op}	Volume de óleo acumulado (proveta)	[mL]
V_o	Volume de óleo acumulado produzido (tabela)	[mL]
l	Comprimento	[cm]
g	Aceleração da gravidade	[m/s ²]
r_c	Raio do capilar	[cm]
P_c	Pressão capilar	[N/m ²]
$m_{sat\ o+a}$	Massa de amostra saturada contendo óleo e água	[g]
m_{sec}	Massa da amostra seca	[g]
m_{sat}	Massa da amostra saturada por água	[g]
k	Permeabilidade absoluta do meio	[mD]
A_t	Tensão de adesão	[N/m ²]

LISTA DE ABREVIações

CMC	Concentração Micelar Crítica
SDS	Dodecil Sulfato de Sódio
CEPAC	Centro de Excelência em Pesquisa de Armazenamento de Carbono
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
IOR	<i>Improved Oil Recovery</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
PEL	Plano de Energia Limpa

SUMÁRIO

RESUMO	vii
ABSTRACT	viii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE QUADROS	xii
LISTA DE TABELAS	xiii
LISTA DE SÍMBOLOS	xvi
LISTA DE ABREVIACÕES	xix
Capítulo 1 – INTRODUÇÃO	23
1.1 ASPECTOS GERAIS E MOTIVAÇÃO.....	23
1.2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSTA DE SOLUÇÃO.....	27
1.3 OBJETIVOS.....	28
1.3.1 Objetivo geral	28
1.3.2 Objetivos específicos	28
Capítulo 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
2.1 CONCEITOS BÁSICOS.....	29
2.1.1 A origem do petróleo	29
2.1.2 Rocha reservatório	30
2.1.3 Recuperação de óleo	31
2.1.4 Métodos de recuperação	35
2.2 CONCEITOS ESPECÍFICOS.....	38
2.2.1 Porosidade	38
2.2.2 Molhabilidade	39
2.2.3 Permeabilidade	41
2.2.4 Mobilidade dos fluidos	43

2.2.5 Pressão capilar.....	45
2.2.6 Número capilar	46
2.2.7 Forças viscosas	48
2.2.8 Tensão superficial e interfacial.....	48
2.2.9 Surfactantes.....	49
2.2.10 Grau API de óleos	51
2.3 ESTADO DA ARTE	51
Capítulo 3 – METODOLOGIA.....	57
3.1 DESCRIÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL E SEU FUNCIONAMENTO.....	58
3.1.1 Relação de materiais e equipamentos utilizados	60
3.2 PREPARO DA BANCADA EXPERIMENTAL	61
3.3 PREPARO E CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS UTILIZADOS	62
3.3.1 Preparo e caracterização da solução de glicerina	63
3.3.2 Preparo da solução de surfactante	65
3.4 PROPRIEDADES DA AMOSTRA DE ROCHA.....	68
3.4.1 Determinação da porosidade.....	68
3.4.2 Determinação da permeabilidade.....	70
3.5 SATURAÇÃO DO TESTEMUNHO E RECUPERAÇÃO DE ÓLEO.....	73
3.5.1 Saturação do testemunho com óleo	73
3.5.2 Recuperação de óleo por injeção de água	76
3.5.3 Recuperação de óleo por injeção de solução de glicerina e solução de surfactante	79
3.6 CÁLCULO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO.....	80
3.7 ERRO NA DETERMINAÇÃO DO VOLUME DE ÓLEO RECUPERADO	81
Capítulo 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	82

4.1 VOLUMES DE FLUIDOS COLETADOS E REGISTRO DE PRESSÕES PARA TRÊS VAZÕES DE INJEÇÃO	82
4.1.1 Injeção à vazão de 0,02 mL/min	83
4.1.2 Injeção à vazão de 0,015 mL/min	85
4.1.3 Injeção à vazão de 0,005 mL/min	88
4.2 VOLUMES PRODUZIDOS ACUMULADOS DE FLUIDOS	91
4.3 FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO	94
Capítulo 5 – CONCLUSÕES	102
5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	103
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	104
APÊNDICE A	112
APÊNDICE B	114
APÊNDICE C	120
APÊNDICE D	126
APÊNDICE E	130

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Neste capítulo são demonstrados a motivação à pesquisa que envolve recuperação avançada de petróleo, a descrição do problema existente nesse meio e a proposta de solução, além dos objetivos geral e específicos.

1.1 ASPECTOS GERAIS E MOTIVAÇÃO

O petróleo é uma das principais fontes de energia e matéria prima do mundo, e Raney (2011) é categórico ao afirmar que os combustíveis de origem fóssil ainda serão a base da matriz energética mundial nas próximas décadas.

Segundo a Agência de Energia Internacional (*International Energy Agency* – IEA), a utilização mundial de petróleo e de outros combustíveis líquidos cresceu de 90 milhões de barris por dia em 2012, para 100 milhões de barris por dia em 2020. As projeções apontam para um crescimento ainda maior para o ano de 2040, atingindo 121 milhões de barris por dia.

A maior parte do crescimento do consumo de combustíveis líquidos está nos setores de transporte e indústria, sendo a indústria química uma consumidora de grandes quantidades de matérias-primas petrolíferas. O setor de transporte representa 62% do aumento total no uso de combustíveis líquidos, e segundo as projeções, o consumo para transporte aumentará em média 1,1% ao ano entre 2012 e 2040 (IEA, 2016).

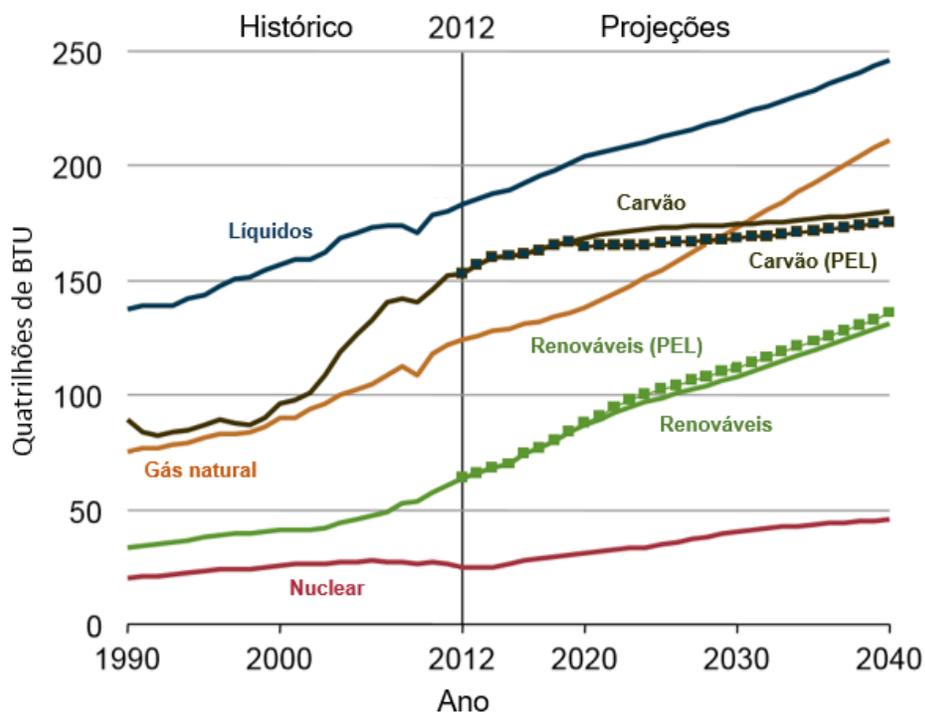
Segundo Miller e Sorrel (2013) e Hook et al. (2013) o petróleo representa mais de um terço da oferta global de energia primária e mais de 95% do consumo de energia nos transportes – um importante setor onde não há substitutos fáceis.

A IEA (2016) afirma que entre os anos 2008 e 2040 a necessidade do mundo por combustíveis fósseis (energia primária), a exemplo do petróleo, carvão e gás natural, ampliará em 36%, de 12.300 Mtoe (milhões de toneladas de óleo equivalente) para 16.700 Mtoe, o que significa um incremento médio de 1,2% por ano.

A manutenção do crescimento da economia mundial dependem diretamente da energia. No mundo todo, observa-se uma tendência de diversificação da matriz energética, como é o caso especialmente do Brasil, que possui em torno de 41% de energia renovável em sua matriz, apesar do petróleo ainda representar 37% da energia consumida no país (EPE, 2015).

Para amenizar essa dependência do petróleo, novos investimentos em tecnologias devem ser realizados nas diversas fontes de energia alternativas, como solar, eólica, de biomassa, nuclear, entre outras, diversificando assim a matriz energética em nível mundial. A Figura 1.1 apresenta a previsão do consumo mundial de energia por tipo de combustível até 2040 em que os combustíveis líquidos (derivados e não derivados do petróleo) ainda serão a principal fonte de energia mundial (IEA, 2016).

Figura 1.1 – Consumo de energia mundial por tipo de combustível no período de 1990 a 2040.



Nota: As linhas pontilhadas para o carvão e as energias renováveis apresentam as projeções considerando o plano de energia limpa (PEL) dos EUA.

Fonte: IEA (2016).

Adicionalmente, a IEA (2016) reporta que as energias renováveis são a fonte de energia de crescimento mais rápido do mundo durante o período de projeção. O consumo de energia renovável aumenta em média 2,6% ao ano entre 2012 e 2040. A energia nuclear é a segunda fonte de energia de crescimento mais rápido do mundo, com o consumo aumentando 2,3% ao ano nesse período.

Embora o consumo de combustíveis não-fósseis deva crescer mais rápido do que o consumo de combustíveis fósseis, os combustíveis fósseis ainda representam 78% do uso de energia em 2040. O gás natural é o combustível fóssil de crescimento mais rápido no cenário. O consumo mundial de gás natural aumenta em 1,9% ao ano. Abundantes recursos de gás natural - incluindo o aumento dos suprimentos de gás comprimido, gás de xisto e metano - contribuem para a forte posição competitiva do gás natural. Embora os combustíveis líquidos - principalmente a base de petróleo - permaneçam como a maior fonte de consumo mundial de energia, a participação dos líquidos no consumo de energia comercializada mundial cai de 33% em 2012 para 30% em 2040. O carvão é a fonte de energia de crescimento mais lento do mundo, tendo um acréscimo de 0,6% ao ano e será superado pelo gás natural em 2030 (IEA, 2016).

A nível nacional, projeções indicam que o volume de petróleo explorado no Brasil em 2022 será em média 53% maior que em 2015, e faz com que as empresas busquem novas tecnologias para a exploração. Contudo, apontam para um decréscimo da participação do petróleo na matriz energética nacional (EPE, 2013).

Por ser uma importante fonte de energia, o petróleo vem sendo utilizado a muitos anos pelo mundo. Segundo as teorias aceitas atualmente, sua origem é decorrente de acúmulo de matéria orgânica e sedimentos, que em condição e temperatura adequada, após um longo processo, há a formação do que se conhece hoje como petróleo.

Também chamado de óleo cru, segundo Merola et al. (2016), o petróleo possui em sua composição diversos tipos de hidrocarbonetos - cíclicos, alifáticos, aromáticos, parafinas, além de possuir contaminantes como os sulfetos, dióxido de carbono e nitrogênio. Na grande maioria de vezes, a água é encontrada na formação e exerce bastante influência na característica de produção dos reservatórios e dos poços perfurados para o escoamento do petróleo (CURBELO, 2006).

Para que o óleo seja explorado, é necessário que ocorra a perfuração dos poços produtores, que é o elo de conexão do reservatório com a superfície. Para isso, são utilizadas as sondas de perfuração. Devido à sua eficácia operacional, os equipamentos são custosos e devem ser operados com muita cautela, pois um erro pode interromper o processo de produção durante dias, gerando maior custo de produção (ROCHA; AZEVEDO, 2009).

Dada a importância do petróleo e presença significativa na matriz energética brasileira, se faz necessário o estudo de formas avançadas de recuperação para permitir que os reservatórios possam ser melhor explorados, tendo em vista que de maneira natural (quando a energia natural do reservatório é capaz de elevar o óleo à superfície) apenas 20% do óleo existente no reservatório é removido, e pela forma convencional (quando existe a necessidade de se injetar água ou gás em condição de imiscibilidade nos poços), a recuperação atingida permeia de 30% à 40% (SALEHI; OMIDVAR; NAEIMI, 2016; VELÁSQUEZ, 2009; SANTANNA et al., 2009; CEPAC, 2008; ALMEIDA, 2004).

Uma parcela significativa de óleo encontra-se trapeado nos poros da rocha. Como há o interesse da remoção desse óleo remanescente para aumentar a vida útil dos campos produtores e também sua rentabilidade, existem métodos de recuperação avançada (EOR - *Enhanced Oil Recovery*) que são capazes de promover o aumento da recuperação desse óleo, como: térmicos, químicos, miscíveis, dentre outros (ROMERO; FEJOLI, 2015; SHENG, 2011).

Grande parte do interesse que existe ao se avaliar métodos de recuperação diferente do convencional, é prorrogar o instante do *breakthrough*. Isto ocorre principalmente devido à baixa mobilidade do óleo em relação à água, que tende a criar caminhos preferenciais dentre os poros e encaminhar-se diretamente ao poço produtor. Em consequência disso, o fluido deslocante injetado mantém pouco contato com óleo, acarretando ao reservatório baixa eficiência de varrido (DICKY, 1989).

Com o *breakthrough* prolongado, é possível um acréscimo no fator de recuperação de óleo devido ao maior tempo em que o fluido deslocante percorre o interior dos poros mantendo contato com óleo, sem ser direcionado de maneira prematura ao poço produtor. Dessa forma, têm-se apenas produção de óleo.

A motivação para realizar essa pesquisa, parte da importância da geração de energia oriunda do petróleo, além de todo o desenvolvimento econômico de uma sociedade que é dependente dos produtos confeccionados a partir de seus derivados. Com isso, constata-se que é de extrema importância o estudo de métodos avançados de recuperação de petróleo buscando entender os fatores que influenciam nessa recuperação.

De acordo com essa motivação e com base na revisão de literatura, torna-se relevante aperfeiçoar o estudo que tange essa área, utilizando as técnicas avançadas de recuperação e desenvolvendo métodos que prolonguem o *breakthrough*, com o intuito de obter a maior produção com menor tempo e custo.

1.2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSTA DE SOLUÇÃO

Atento à necessidade de elevar o fator de recuperação, surgiu a proposta de analisar a recuperação de óleo de maneira experimental utilizando primeiramente a glicerina, por se tratar de um subproduto do processo de produção de biodiesel que já inundou o mercado nacional. Como há a necessidade de criar novas rotas de reutilização para esse subproduto a fim de valorizá-los, visto que Serrano (2011) afirma que sua produção representa 10% em volume total do biodiesel, traçou-se como objetivo o estudo da recuperação de óleo utilizando a glicerina como um método de recuperação avançada.

O intuito em se usar uma solução de água e glicerina, é promover um aumento da viscosidade do fluido injetado, pois segundo Thomas (2004), altera-se a razão de mobilidade entre os fluidos, podendo minimizar a formação de caminhos preferenciais criados pelo fluido deslocante, ocasionando o aumento da eficiência de varrido e consequentemente a maior recuperação de óleo.

Em seguida, o estudo foi direcionado para o uso de surfactante, que permite de acordo com a necessidade (característica do óleo, propriedades da rocha) encontrar o que melhor se adequa à realidade estudada.

Ao se utilizar uma solução de surfactante como fluido deslocante, o mecanismo de atuação passa a ser redução da tensão interfacial entre os fluidos. Isso ocorre

devido à natureza anfifílica do surfactante que, segundo Cho et al. (2016) e Franco et al. (1988) é capaz de promover a interação entre meios que possuem polaridades distintas; dessa forma, o surfactante é capaz de se adsorver ao óleo, o que leva a uma maior recuperação final do mesmo.

No Capítulo 3 são apresentados os detalhes dos procedimentos e das soluções utilizadas neste estudo.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Analisar experimentalmente o deslocamento de óleo retido em um testemunho de arenito pressurizado utilizando três diferentes fluidos (água, solução de glicerina e solução de surfactante), evidenciando o fator de recuperação de óleo para cada um dos casos.

1.3.2 Objetivos específicos

- i. Obter experimentalmente as características físicas de porosidade e permeabilidade do testemunho.
- ii. Calcular a razão de viscosidade entre óleo e solução de glicerina.
- iii. Avaliar a recuperação de óleo utilizando injeção de água como fluido deslocante.
- iv. Avaliar a recuperação de óleo utilizando injeção de solução de glicerina como fluido deslocante.
- v. Avaliar a recuperação de óleo utilizando injeção de solução de surfactante como fluido deslocante.
- vi. Evidenciar o instante de *breakthrough* para cada um dos testes de recuperação realizado.
- vii. Evidenciar o fator de recuperação de óleo para cada caso estudado e analisar os dados obtidos.

CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo é destinado à fundamentação teórica e à revisão de literatura necessários para desenvolvimento e compreensão desta pesquisa.

2.1 CONCEITOS BÁSICOS

2.1.1 A origem do petróleo

Considerando apenas a teoria biótica, a origem do petróleo é dada pela deposição de matéria orgânica agregada à sedimentos, em condições ideais de temperatura e pressão. Essa matéria orgânica, em sua grande maioria, é oriunda de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton e não podem ser oxidadas. Esse conjunto de fatores interagindo simultaneamente é fundamental para o processo de formação de petróleo (CORRÊA, 2003).

Em ambiente apropriado, após a etapa de incorporação de matéria orgânica ao sedimento e atendendo as condições de pressão e temperatura, o processo de formação sofre alguns estágios de evolução (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

- i. **Diagênese:** condição de baixas temperaturas (até 65° C) onde predominam as reações com bactérias, transformando matéria orgânica em querogênio.
- ii. **Catagênese:** elevação da temperatura até 165° C para que ocorra a quebra das moléculas de querogênio.
- iii. **Metagênese:** continuidade na elevação de temperatura, até 210° C para induzir a quebra de moléculas de hidrocarbonetos líquidos e transformá-los em gás leve.
- iv. **Metamorfismo:** degradação do hidrocarboneto gerado devido à ultrapassagem de temperatura máxima de 210° C, originando a formação de resíduos de metano e gás carbônico.

Para que ocorra o acúmulo de petróleo, é fundamental o entendimento do conceito denominado sistema petrolífero. Passado o processo de geração é necessário que aconteça a migração, e que esta tenha o seu fluxo interrompido por alguma armadilha geológica ou trapa, para que este petróleo não busque zonas de menor pressão e se perca por exsudações, degradação e oxidação bacteriana na superfície (NEIVA, 1986).

As armadilhas geológicas são configurações geométricas nas estruturas das rochas que não permitem o escape futuro dos fluidos, obrigando-os a ali se acumularem. A nível microscópico, o trapeamento de óleo pode ocorrer devido à estrutura do meio poroso, das propriedades do óleo e até mesmo devido à molhabilidade entre as fases (SHENG, 2011; GAMBOA et al., 2000).

É típico a existência de três formas de trapeamento: *dead end* (óleo trapeado em cavidades sem saída), *oil droplet* (óleo trapeado nas gargantas dos poros da rocha) e *oil film* (película de óleo retida sobre a superfície da rocha) (KAMYABI; RAMAZANI, 2011; ZHANG; YUE; GUO, 2008).

2.1.2 Rocha reservatório

Após sua geração e migração, o petróleo é normalmente acumulado em uma rocha, denominada “rocha reservatório”, que pode ter sua origem/natureza das mais diversas formas possíveis. Porém para constituir um reservatório, essas devem apresentar poros (espaços vazios em seu interior) interligados entre si, e possuir permeabilidade. Mas o fato de ser considerado um reservatório, não quer dizer que seja um reservatório comercialmente produtivo.

Para que o reservatório seja considerado comercialmente produtivo, Corrêa (2003) afirma que três condições devem ser atendidas:

1. o bloco de rocha deve ter porosidade suficiente para conter os fluidos do reservatório e sua permeabilidade deve ter capacidade suficiente para permitir seu deslocamento;
2. é necessário que contenha em quantidade comercial de óleo ou gás;
3. deve possuir uma energia natural para deslocar os fluidos.

Esses fluidos que estão no interior do poro da rocha reservatório, estão submetidos a uma certa pressão que depende da profundidade do reservatório, sendo chamada de pressão de formação ou pressão de reservatório ou ainda pressão de confinamento (CORRÊA, 2003).

Exemplos de rochas reservatório segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006) são os arenitos, os calcários porosos com origem de praias e também das planícies carbonáticas, calcários de recifes ou calcários dissolvidos por águas meteóricas. Todavia, existe reservatórios de folhelhos sendo explorados, principalmente nos Estados Unidos, porém estes não são considerados reservatório condicionais de óleo.

Segundo Curbelo (2006) os fluidos mais suscetíveis de serem encontrados nas rochas reservatórios são:

1. *Oil Sands*: areias soltas ou arenitos parcialmente consolidado contendo uma mistura natural de areia, argila e água, saturada com uma forma densa e extremamente viscosa de petróleo tecnicamente referida como betume.
2. *Heavy oils*: são óleos pesados, com elevada viscosidade e densidade.
3. *Black oils*: são óleos líquidos na forma mais comum nos reservatórios.
4. *Volatile oils*: ao contrário dos *heavy oils*, são óleos voláteis de baixa viscosidade e densidade.
5. *Condensates*: é o gás condensado, oriundo do petróleo líquido capaz de se condensar quando atinge condições ideais de pressão e temperatura.
6. *Connate water*: é a água original contida no reservatório, sendo normalmente salgada; sua característica pode ser determinada pela composição, saturação e concentração dos sais dissolvidos.

2.1.3 Recuperação de óleo

Ao se avaliar os processos de extração de óleo, é importante analisar quão eficazes são os métodos utilizados para remoção desse óleo. Para calcular a eficiência de extração de óleo (E) de um processo, basta multiplicar a eficiência do deslocamento (E_D) pela eficiência volumétrica (E_V), como mostra a Equação 2.1 (GREEN; WILLHITE, 1998):

$$E = E_D E_V \quad (2.1)$$

Eficiência de deslocamento

A eficiência de deslocamento trata a mobilização do óleo em escala microscópica; é referente ao deslocamento dentro do poro, ou seja, quão eficaz está sendo o contato entre o fluido deslocante e o óleo no interior dos poros. Seu resultado pode depender da densidade dos fluidos deslocante e deslocado, da vazão de injeção, da viscosidade dos fluidos, da permeabilidade do meio, dos efeitos capilares e da razão de mobilidade (QUINTELLA, 2012). Por definição, a Equação 2.2 é dada por:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad (2.2)$$

onde, S_{oi} e S_{or} equivalem respectivamente saturação inicial de óleo e saturação de óleo residual ao final do processo.

Já a eficiência volumétrica é obtida ao considerar a eficiência macroscópica do reservatório; ela é referente à eficiência do fluido ao varrer o reservatório como um todo, até chegar o óleo ao poço produtor.

Eficiência de varrido horizontal

Rosa, Carvalho e Xavier (2006) afirmam que todo projeto, independente da forma escolhida para trabalhar com a injeção dos fluidos de recuperação, a área utilizada na operação é previamente definida. Assim, eficiência de varrido horizontal é dado pela relação entre a área invadida pelo fluido injetado (A_{inv}), e a área total do meio poroso (A_{total}), onde essa área pode ser medida em planta. Dessa forma, pela Equação 2.3 têm-se que:

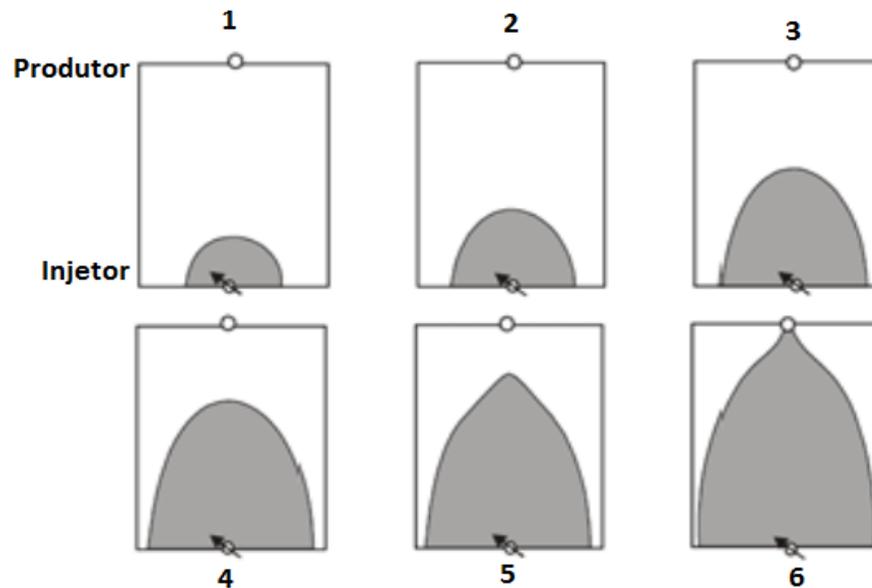
$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_{total}} \quad (2.3)$$

A quantidade da área que será invadida, bem como a eficiência do varrido horizontal, depende de 3 fatores principais (ROSA, CARVALHO; XAVIER, 2006):

- a) razão entre a mobilidade do fluido injetado e a mobilidade do fluido deslocado;
- b) volume do fluido injetado;
- c) geometria de injeção.

A Figura 2.1 demonstra a evolução da área invadida pelo fluido deslocante injetado (área cinza) até o momento do *breakthrough*, quando o fluido injetado passa a ser produzido em conjunto com o óleo.

Figura 2.1 – Evolução da área invadida sujeito à injeção de água.



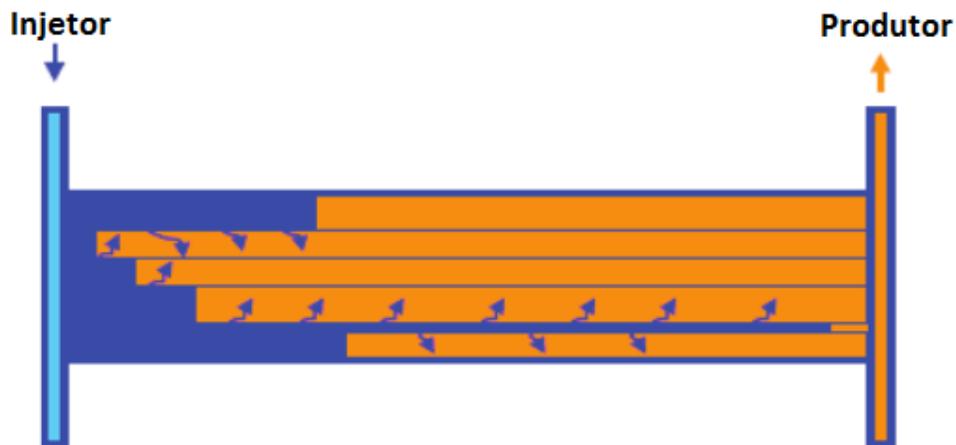
Fonte: Adaptado de Quintella (2012).

Eficiência de varrido vertical

Quintella (2012) afirma que a eficiência vertical (E_{VV}) pode ser calculada pela relação existente entre a área vertical invadida pelo fluido e a área vertical total da seção transversal. A eficiência vertical depende também de fatores como: inclinação das camadas, da densidade dos fluidos, da razão de permeabilidade vertical e horizontal, do volume injetado, dentro outros. A Figura 2.2 demonstra um esquema de varrido vertical em um reservatório estratificado.

A área em azul representa a formação já invadida, e demonstra que o deslocamento do fluido acontece em diferentes estratos, percorrendo o reservatório majoritariamente de maneira vertical.

Figura 2.2 – Seção vertical de um reservatório estratificado sujeito à injeção de água.



Fonte: Quintela (2012).

Eficiência volumétrica

A eficiência volumétrica (E_V) é definida como o produto entre a eficiência de varrido horizontal (E_A) e a eficiência de varrido vertical (E_{VV}), como observado pela Equação 2.4:

$$E_V = E_A E_{VV} \quad (2.4)$$

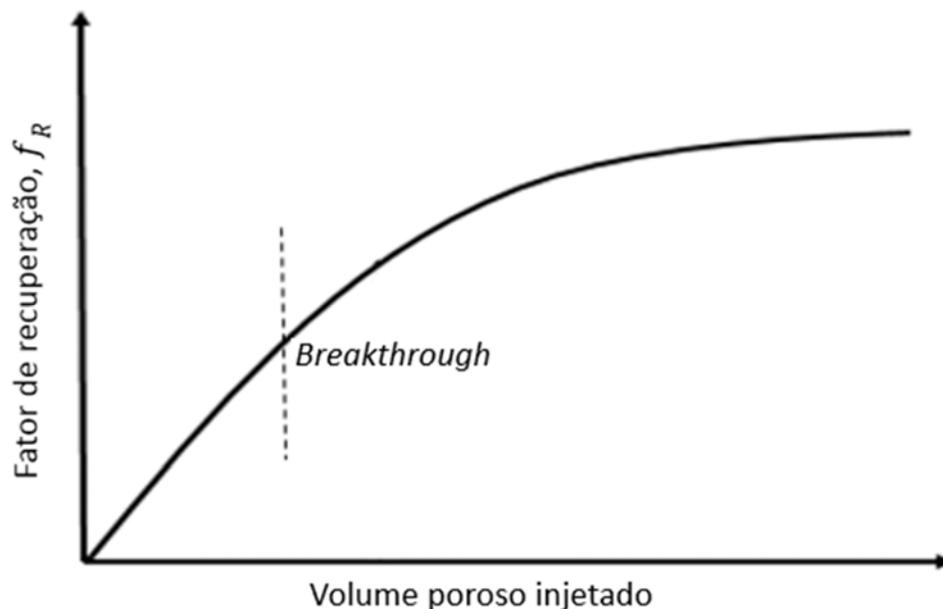
De forma geral, a eficiência volumétrica é a relação entre o volume invadido pelo fluido deslocante e o volume total do reservatório, como mostra a Equação 2.5 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$E_V = \frac{\text{Volume invadido}}{\text{Volume total do reservatório}} \quad (2.5)$$

A nível microscópico, uma forma de quantificar a eficiência em uma estrutura porosa, é relacionar o volume de óleo recuperado com o volume de óleo inicial. Assim, o fator de recuperação f_R é dado por: $f_R = \frac{\text{volume de óleo recuperado}}{\text{volume de óleo inicial}}$.

De forma gráfica, a Figura 2.3 representa o comportamento esperado ao se injetar no interior de uma rocha porosa saturada por óleo, um fluido de deslocamento. Inicialmente apenas óleo é recuperado à medida em que o fluido é injetado, deste modo, o volume de óleo recuperado possui valores bem próximos à quantidade do volume injetado do fluido deslocante. A partir do *breakthrough* (quando o fluido injetado passa a ser produzido juntamente com o óleo), a proporção de óleo recuperado em relação ao fluido injetado apresenta um decréscimo contínuo, até não mais ser possível a extração do óleo.

Figura 2.3 – Comportamento da recuperação de óleo.



Fonte: O autor

2.1.4 Métodos de recuperação

Depois de ter perfurado o poço de petróleo, muitas vezes o óleo é levado até à superfície aproveitando a própria pressão do reservatório, devido à expansão dos

fluidos e da rocha que contém os fluidos. Porém com o passar do tempo, e o aumento da produção, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até os poços e à superfície em uma vazão econômica ou conveniente (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Neste caso é preciso injetar algum fluido para ajudar a manter a pressão do reservatório e para preencher os espaços porosos deixado pelos fluidos produzidos, e assim continuar com a recuperação de hidrocarbonetos à vazões econômicas convenientes. Este processo é classificado como recuperação secundária.

Existem alguns métodos convencionais de recuperação secundária, como a injeção de água ou a injeção de gás imiscível. Esses métodos são uma boa alternativa na recuperação de óleo, mas a sua eficiência é também limitada, geralmente devido a dois aspectos principais (COSSÉ, 1993):

- i. à grande diferença de viscosidades que existe entre o óleo e o fluido injetado;
- ii. e às elevadas tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o deslocado.

Segundo Núñez (2007), quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que o fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente aos poços de produção. No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado desalojar o óleo do reservatório fora dos poros, é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado.

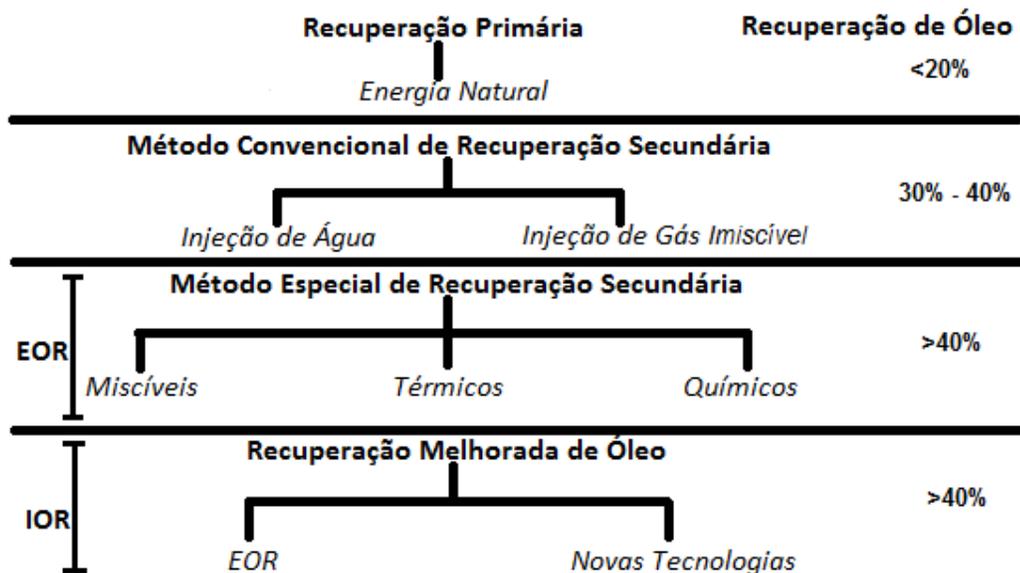
Para melhorar a recuperação de hidrocarbonetos é que se recorre à diversos métodos de recuperação avançada, por exemplo:

- i. Miscíveis: injeção de CO₂, gás natural ou nitrogênio.
- ii. Térmicos: injeção de vapor, combustão *in-situ*, ou eletromagnetismo.
- iii. Químicos: injeção de tensoativos/surfactantes, soluções alcalina, polímeros ou emulsões.
- iv. Outros métodos: MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*), THAI (*Toe to Heel Air Injection*), VAPEX (*Vapor Extraction*), SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), etc.

Os processos de recuperação são classificados em: recuperação primária; métodos convencionais de recuperação secundária; métodos especiais de

recuperação secundária, também chamados de EOR - *Enhanced Oil Recovery* e recuperação melhorada de petróleo (IOR – *Improved Oil Recovery*), que inclui os métodos EOR mais novas tecnologia, como poços horizontais, multilaterais dentre outros (THOMAS, 2004). A Figura 2.4 sintetiza essa classificação.

Figura 2.4 – Classificação dos processos de recuperação.



Fonte: Adaptado de Munisteri; Kotenev (2013, apud Sanches, 2014).

Os métodos de recuperação avançada envolvem mudanças do número de capilaridade ou modificações da varredura vertical/horizontal. A injeção de polímeros ou uma solução que aumente a viscosidade do fluido deslocante, por exemplo, melhora a razão de mobilidade entre o fluido deslocante e o fluido deslocado. Nos processos térmicos, como a injeção de vapor, mudam a mobilidade do óleo. Tais alterações favorecem a extração de óleo (SATTE; IGBAL; BUCHWALTER, 2008).

2.2 CONCEITOS ESPECÍFICOS

2.2.1 Porosidade

É chamado de porosidade, os espaços vazios encontrados no interior de uma rocha, podendo esses estarem ou não interconectados. Esse parâmetro físico representado por \emptyset , mede a relação entre o volume poroso (V_p) e o volume total (V_t) de uma rocha. Assim, a Equação 2.6 apresenta a porosidade, dada por:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.6)$$

Já o volume total da rocha, é o somatório de todo volume de material sólido – matriz, cimento e grãos, e do volume dos espaços vazios que existem entre eles e pode ser expresso pela Equação 2.7, onde (ALLEN; ROBERTS, 1993):

$$V_t = V_p + V_s \quad (2.7)$$

onde V_p representa o volume poroso e V_s o volume de sólidos.

A literatura apresenta dois tipos de porosidade devido a conexão entre os poros da rocha: porosidade absoluta e porosidade relativa. Segundo Mohaghegh et al. (1996), a porosidade absoluta é a razão entre o volume total de poros, quer estejam interconectados ou não, juntamente com o volume total da rocha. Já a razão entre o volume dos poros que são interconectados e o volume total da rocha é chamado porosidade efetiva, parâmetro realmente de interesse no que tange o processo de recuperação de óleo, visto que revela de fato o máximo volume de fluido que pode ser extraído da rocha.

Para que seja medido o volume poroso efetivo de uma amostra em laboratório, basta que esta seja saturada por um fluido qualquer, e a diferença entre os pesos da amostra saturada e da amostra seca, possibilita o cálculo do volume poroso efetivo. Considerando que m_{sat} representa a massa da amostra saturada, m_{sec} a massa da

amostra seca, e ρ a massa específica do fluido utilizado para saturar o corpo de prova, a Equação 2.8 demonstra que (THOMAS, 2004):

$$Vp = \frac{(m_{sat} - m_{sec})}{\rho} \quad (2.8)$$

É de conhecimento também, que a porosidade de uma rocha pode ser medida por meio de perfis elétricos executados em poços.

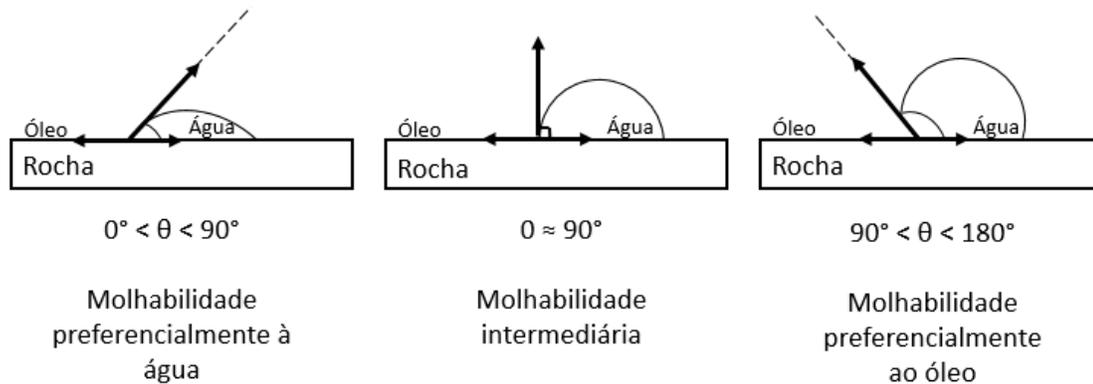
2.2.2 Molhabilidade

Por definição, molhabilidade é a tendência que um fluido tem de aderir à superfície de um sólido em presença de outros fluidos imiscíveis. Ao se analisar os reservatórios, pode-se considerar que a superfície sólida é a rocha, e os fluidos são gás, óleo e água. Normalmente utiliza-se a expressão “fase molhante” para descrever a fase que está aderida à rocha, usualmente a fase aquosa e, “fase não molhante” para aquela que não está aderida ao sólido, sendo usualmente a fase orgânica, óleo e gás (GREEN; WILLHITE, 1998).

Mello (2015) afirma que medir o ângulo de contato entre as fases possui caráter qualitativo de molhabilidade e também é possível utilizar valores arbitrários para o valor de ângulo de contato, que varia entre 0° e 180°. Segundo Craig (1971), ângulos de contato inferior à 90°, aponta para condições favoráveis de molhabilidade à fase aquosa; já ângulos superiores à 90° possuem tendências de molhabilidade à fase oleosa.

Assim sendo, para desvendar quem será o fluido molhante, basta analisar o ângulo θ formado entre a superfície e a fase aquosa, como mostrado pela Figura 2.5.

Figura 2.5 – Representação do fenômeno de molhabilidade em sistema óleo/água.



Fonte: Sanabria (2013).

Outra maneira de definir molhabilidade, é através da tensão de adesão A_t . Considerando um sistema óleo/água em contato com a superfície plana da rocha, a tensão de adesão é definida pela Equação 2.9 (NÚÑEZ, 2007):

$$A_t = \sigma_{or} - \sigma_{ar} = \sigma_{ao} \cos \theta \quad (2.9)$$

onde σ_{or} , σ_{ar} , σ_{ao} , θ são respectivamente, tensão interfacial entre óleo e rocha, tensão interfacial entre água e rocha, tensão interfacial entre água e óleo e o ângulo de contato.

Assim se $\sigma_{ar} < \sigma_{or}$, terá um $A_t > 0$, o que significa dizer que a superfície é molhada preferencialmente por água. Se $\sigma_{ar} > \sigma_{or}$ terá um $A_t < 0$, indicando que a superfície sólida é molhável preferencialmente pelo óleo. Com $A_t = 0$, indica que as duas fases tem a mesma afinidade pela superfície sólida.

Slobod e Blum (1952) reiteram que devido a existência das forças atrativas, a fase molhante têm a tendência de ocupar os poros menores da rocha, contrapondo a fase não molhante, que tende a ocupar os poros e canais mais abertos.

O conceito de molhabilidade é muito importante na indústria de petróleo, pois a distribuição dos fluidos dentro do reservatório é função exatamente da molhabilidade, bem como a localização e saturação de água irreduzível, valor e localização de óleo residual, dentre outras (NÚÑEZ, 2011).

2.2.3 Permeabilidade

O fato de uma rocha possuir uma quantidade considerável de poros preenchidos por hidrocarbonetos, não necessariamente que dizer que exista a possibilidade de extraí-los. Para que ocorra a extração, é necessário que os poros das rochas possuam conexões, permitindo o fluxo de fluidos por ela.

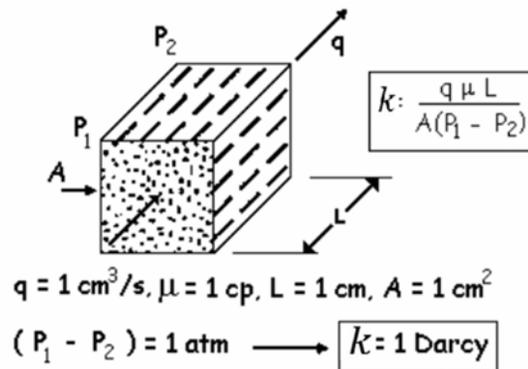
Segundo Quintella (2012), a capacidade da rocha em permitir a passagem de fluxo de fluidos no interior de seus poros, é chamado de permeabilidade. Quanto mais estrangulamentos houver nos poros, ou mais estreitos e tortos eles forem, maior será a dificuldade dos fluidos em se moverem em seu interior. Logo, quanto maior for o poro e mais conectado eles forem entre si, menor será a resistência ao fluxo de fluidos.

Em situações onde apenas um fluido está saturando a rocha, têm-se para essa propriedade o nome de “*permeabilidade absoluta*”, expresso por “*k*”, tendo por unidade de medida o Darcy. Por definição, Darcy é permeabilidade de uma rocha, em que um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade 1 *centipoise* (cP) através de 1 cm² de área aberta ao fluxo (THOMAS, 2004).

A Figura 2.6 demonstra o fluxo de um fluido através de um meio poroso linear. O fluido que atravessa o meio poroso possui viscosidade “*μ*”, e o meio poroso possui comprimento “*l*” e “*A*” de área aberta ao fluxo. De acordo com a Equação 2.10, conhecida por “Correlação de Darcy”, a vazão “*q*” através do meio poroso é diretamente proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão ΔP ($P_1 - P_2$), e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade. A permeabilidade é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso (CURBELO, 2006).

$$k = \frac{q\mu l}{A\Delta P} = \frac{\alpha\mu l}{A} \quad (2.10)$$

Figura 2.6 – Fluxo Linear.



Fonte: Curbello (2006).

Por meio de análises laboratoriais é possível obter a permeabilidade absoluta de uma rocha, através de uma amostra cilíndrica (testemunho) retirada dessa rocha. Esse testemunho é colocado em uma câmara portadora de amostra suscetível à passagem de fluxo, onde o equipamento por estar pressurizado, força a passagem do fluxo exclusivamente pelo interior da amostra, de forma axial.

O fluido utilizado pode ser água ou óleo a determinadas vazões e assim que estabiliza o fluxo, mede-se o diferencial de pressão entre a entrada e saída do testemunho (ΔP). Esse procedimento é executado para várias vazões, sendo possível formar uma reta relacionando vazão (q) e diferencial de pressão (ΔP) (PEDROSA, 2007).

Assim, rearranjando a Equação 2.10 é possível pelo coeficiente angular da reta, calcular a permeabilidade absoluta da amostra. Na etapa de metodologia experimental será demonstrada com maior detalhe o procedimento.

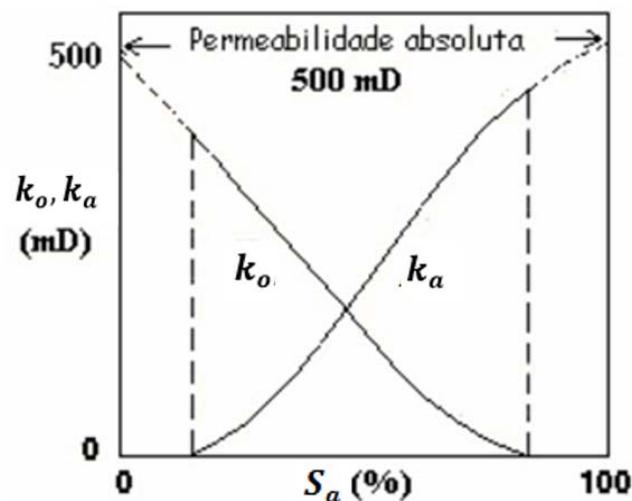
Núñez (2007) afirma que em caso de análise de testes de poços, o cálculo da permeabilidade é realizado por meio de métodos matemáticos, que se aplicam ao escoamento do fluido em uma região do reservatório nas redondezas do poço. Com isso, a permeabilidade descoberta equivale à permeabilidade média da formação em questão.

Para Gomes (2002) quando se trata da presença de dois ou mais fluidos no meio poroso, têm-se a “*permeabilidade efetiva*”, já que a permeabilidade absoluta não é mais capaz de determinar como os fluidos se movem no meio poroso.

Para Thomas (2004) as permeabilidades efetivas para cada fluido são variáveis, e dependem da saturação de cada fluido no meio poroso; cada valor de saturação de um fluido corresponde a um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido. Então para o óleo, a água e o gás, a permeabilidade efetiva é representada por k_o , k_a e k_g .

A Figura 2.7 representa as curvas de permeabilidade efetiva ao óleo e à água, em função da saturação de água (S_a). Através de um experimento no qual foi realizada a injeção de óleo em um meio poroso, foi demonstrado que quanto maior o volume injetado, maior será a permeabilidade efetiva ao óleo, decrescendo a saturação efetiva à água, bem como sua permeabilidade.

Figura 2.7 – Curva de permeabilidade efetiva versus saturação de água e óleo.



Fonte: Adaptado de Thomas (2004).

2.2.4 Mobilidade dos fluidos

A relação existente entre a permeabilidade (k) de um fluido ao meio poroso e sua viscosidade (μ), é definida como mobilidade. Assim, de forma simples, a mobilidade do fluido deslocante (água, por exemplo) pode ser dada por $\lambda_a = k_a/\mu_a$, e a mobilidade do fluido deslocado (óleo), dado por $\lambda_o = k_o/\mu_o$, sendo

respectivamente k_a , k_o , μ_a , μ_o a permeabilidade efetiva da água e do óleo, e viscosidade da água e do óleo. Dessa forma, a Razão de Mobilidades (M) entre água e óleo é apresentada pela Equação 2.11, sendo:

$$M = \frac{\lambda_a}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_a}{\mu_a}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{k_a \mu_o}{\mu_a k_o} \quad (2.11)$$

Quanto maior for a da razão de mobilidades, menor será a eficiência de deslocamento de óleo; isso deve-se ao fato de que o fluido deslocante possui maior mobilidade do que o fluido deslocado, tendo a tendência de “perfurar” o banco de óleo e formar caminhos preferenciais no trajeto entre o poço injetor e poço produtor, criando os *viscous fingering* (Figura 2.8) e, conseqüentemente as canalizações. Para que tal fenômeno não aconteça, é necessário que a razão de mobilidade seja menor que 1. Uma razão de mobilidade menor do que 1 é considerada favorável, enquanto razões de mobilidade maior que 1, são ditas desfavoráveis (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006)

Lake (1989) afirma que a utilização de polímeros ou substâncias que consigam aumentar a viscosidade da fase deslocante diminui a formação dos *viscous fingering* e o processo de recuperação se torna controlado.

Figura 2.8 – Demonstração do fenômeno do viscous fingering quando utilizado água como fluido de injeção (A) e a não formação do fenômeno ao utilizar uma solução que aumente a viscosidade da fase (B).



Fonte: Adaptado de Sorbie (1991).

2.2.5 Pressão capilar

É o fator que norteia a distribuição dos fluidos dentro do reservatório devido à ação existente entre as forças coesivas e atrativas dos fluidos com a superfície de uma rocha. Essa propriedade pode ser observada quando há a presença de dois fluidos imiscíveis dentro de um mesmo capilar (SANABRIA, 2013).

Ao estudar os reservatórios, define-se a pressão capilar como sendo a diferença de pressão entre a fase não molhante e a fase molhante. Esta pressão pode auxiliar ou dificultar a movimentação de fluidos nos poros, influenciando diretamente na saturação do meio (BARBOSA, 2009).

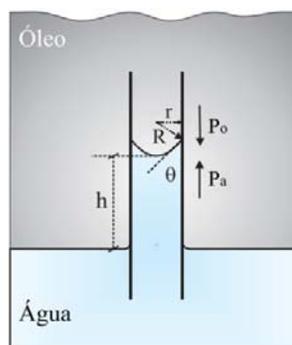
Ao analisar dois fluidos imiscíveis (água/óleo), e considerando que a interface entre óleo e água é uma superfície esférica, a Equação 2.12 de Young Laplace representa a pressão capilar (P_c) entre os dois fluidos dentro de um capilar de raio r_c :

$$P_c = (\rho_a - \rho_o)gh = \frac{2\sigma_{ao}\cos\theta}{r_c} \quad (2.12)$$

onde ρ_a e ρ_o a densidade da água e do óleo respectivamente; σ_{ao} a tensão interfacial entre água e óleo, e θ o ângulo de contato entre as fases, e r_c o raio do capilar.

A Figura 2.9 demonstra de maneira simples o efeito da capilaridade expressa pela Equação 2.12. Assim pode-se concluir que a água atingirá maior altura no capilar para capilares de menor dimensão.

Figura 2.9 – Água elevada em tubo capilar.



Fonte: Núñez (2011).

Através da pressão capilar, é possível obter experimentalmente, as curvas de pressão capilar para um meio poroso. Estas informações podem ser úteis em processos de deslocamento imiscível, sendo possível estimar a quantidade de óleo que pode ser recuperada do meio em estudo (BARBOSA, 2009)

2.2.6 Número capilar

Após ser injetado água em um reservatório para a recuperação de óleo, uma parcela considerável desse óleo ainda permanece retida no reservatório. Essa parcela é denominada saturação de óleo residual (S_{or}), e segundo Abrams (1975), representa para o meio molhável à água, entre 30% a 50% de óleo passível de ser recuperado distribuído em gotas bem pequenas localizada nos poros da rocha. O óleo preso nesses poros pode ser recuperado se as forças viscosas vencerem as forças de retenção capilar (SANABRIA, 2013; NÚÑEZ, 2007).

O número de capilar é uma grandeza adimensional e pode ser expresso pela Equação 2.13:

$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v_i \mu_d}{\sigma_{oa}} \quad (2.13)$$

em que, F_v e F_c são as respectivamente a força viscosa e capilar; v_i é a velocidade intersticial; μ_d a viscosidade da fase deslocante; σ_{oa} a tensão interfacial entre a fase deslocada e deslocante.

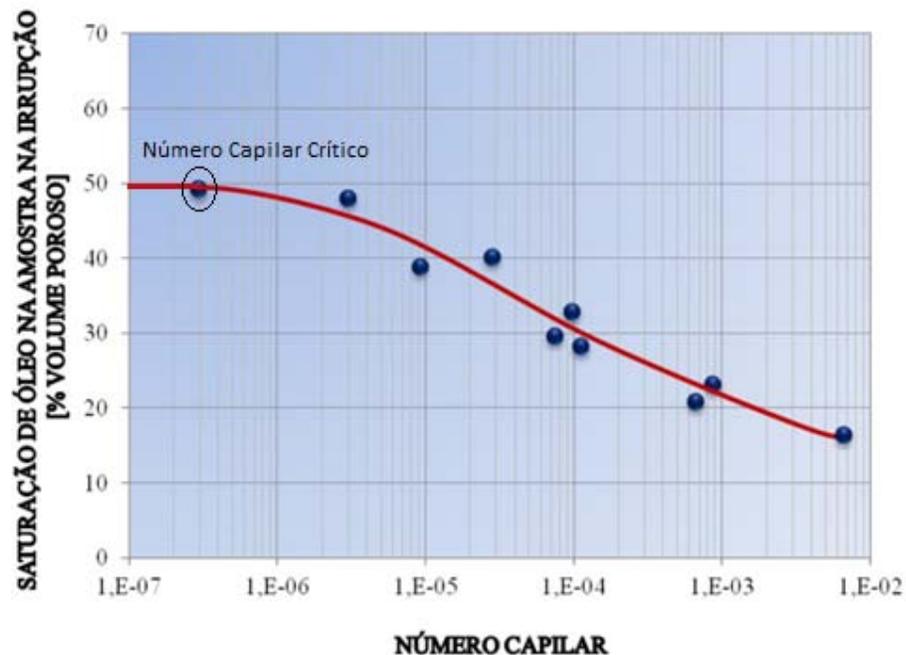
Ferrer (2001) afirma que, em teoria, é possível fazer com que as forças viscosas e as forças capilares sejam tão próximas, ao ponto de serem chamadas de iguais, simplesmente fazendo o controle do fluido que está sendo injetado e das condições de operação. Para que haja o aumento das forças capilares, deve-se reduzir a tensão interfacial entre as fases utilizando, por exemplo, algum tipo de surfactante. Para promover o aumento das forças viscosas, é necessário que aumente-se a viscosidade do fluido, bem como sua velocidade.

Abrams (1975) ressalta que, para um reservatório de petróleo onde o deslocamento imiscível entre as fases ocorre, quanto maior for o número capilar, mais as forças viscosas sobressairão sobre as forças capilares.

Para Thomas (2004), situações normais em um meio poroso, $v = 1$ pé/dia, $\mu = 1$ cp e $\sigma = 36$ dina/cm, as forças capilares são 10^7 vezes maiores do que as forças viscosas, o que torna muito difícil promover o deslocamento de óleo nos poros menores.

Na Figura 2.10 pode-se perceber pelo estudo de Abrams (1975), a tendência decrescente da saturação de óleo residual com o aumento do número capilar para um meio molhável à água.

Figura 2.10 – Correlação entre a saturação de óleo residual em reservatório molháveis à água e o número capilar.



Fonte: Adaptado de Sanabria (2013 apud Abrams, 1975).

Com o mesmo pensamento que Abrams (1975), Lake (1986) revela que à medida que o número capilar aumenta, a saturação de óleo residual diminui; porém, é necessário um incremento significativo no número capilar (exemplo de 10^{-7} para 10^{-4}), ou seja, valores após o número capilar crítico, para que de fato ocorra uma

queda significativa na porcentagem de óleo residual, pois quanto mais se conseguir atingir maiores valores de número capilar, maior será o fator de recuperação do óleo.

2.2.7 Forças viscosas

Em um meio poroso, as forças viscosas são percebidas com o decaimento da pressão que ocorre quando um fluxo de fluido atravessa o interior desse meio. Uma maneira de calcular esta força é considerar que o meio poroso é composto por vários tubos capilares em paralelo. Dessa maneira, considerando que o tubo capilar possua raio “ r_c ” e que o fluxo possua escoamento laminar, o decaimento de pressão “ $\Delta P'$ ” é dado pela Equação 2.14 (NÚÑEZ, 2007):

$$\Delta P' = -\frac{8\mu lv}{r_c^2} \quad (2.14)$$

onde μ , l , v e r_c ” são respectivamente a viscosidade do fluido, o comprimento do capilar, velocidade média e o raio interno do tubo capilar.

2.2.8 Tensão superficial e interfacial

Holmberg et al. (2003) define tensão superficial (γ) como sendo um fenômeno que ocorre em condições estabelecidas de temperatura e pressão na superfície do líquido, que relaciona a energia livre nessa superfície (∂G_s) com a variação da área superficial (∂A_s), podendo ser observado pela Equação 2.15:

$$\gamma = \frac{\partial G_s}{\partial A_s} \quad (2.15)$$

Essa propriedade termodinâmica pode ser medida em condição constante de temperatura e pressão a partir da força normal à interface por unidade de comprimento da superfície em equilíbrio ou considerando a energia livre de superfície por unidade de área superficial entre o ar e o líquido (FARN, 2006; ROSEN, 2004).

Já a tensão interfacial (σ) se faz presente entre as duas fases imiscíveis A e B e pode ser definida pela Equação 2.16 (HOLMBERG, 2003):

$$\sigma = \gamma_A + \gamma_B - 2\psi_{AB} \quad (2.16)$$

sendo que γ_A , γ_B , ψ_{AB} são respectivamente a tensão superficial da fase A, tensão superficial da fase B e energia de interação por unidade de área entre A e B.

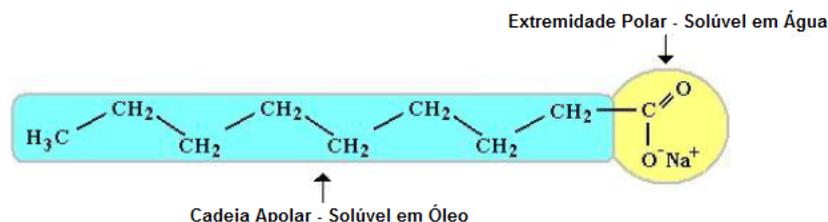
É válido ressaltar que a tensão interfacial é um indicativo de semelhança entre as moléculas das fases. Assim quanto maior for a semelhança entre essas moléculas, maior será a energia de interação entre os fluidos e, conseqüentemente, menor será a tensão interfacial entre os fluidos (SANABRIA, 2013).

2.2.9 Surfactantes

Mittal (1979) afirma que os surfactantes, também conhecidos por tensoativos, são substâncias químicas que devido à suas propriedades e estrutura química, possuem a capacidade de se adsorver em interfaces sólido-líquido, líquido-líquido e líquido-gás, reduzindo a tensão interfacial entre as fases. São moléculas anfifílicas (moléculas que apresentam uma estrutura com duas solubilidades diferentes associadas), possuem grupos hidrofílicos (polares), com afinidades pela água e grupos hidrofóbicos (apolares) com afinidades para compostos orgânicos, por exemplo, o óleo, como mostrado na Figura 2.11.

Holmberg (2003) reitera que dependendo de qual sejam os grupos hidrofóbicos contidos na molécula, os surfactantes são ainda classificados em aniônicos, catiônicos, anfotéricos e não-iônicos.

Figura 2.11 – Estrutura molecular de um surfactante.



Fonte: Curbelo (2006).

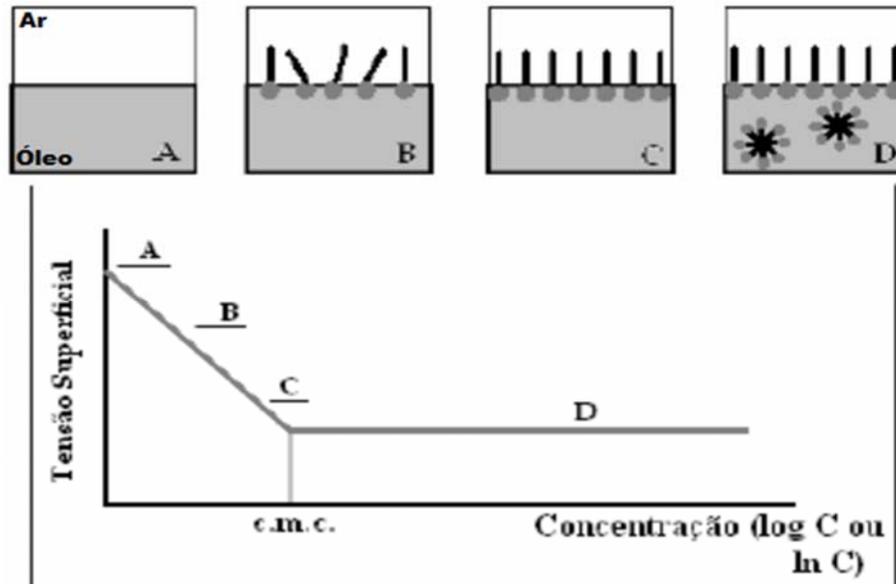
Segundo Souza, Peres e Moraes (2010) e Daltin (2011), as principais características de um surfactante são:

1. solubilização de substâncias insolúveis (hidrofóbicas) em água por meio de micelas;
2. formação de micelas acima de determinada concentração (Concentração Micelar Crítica – CMC), devido à diminuição de energia livre do sistema;
3. diminuição na tensão superficial e interfacial de soluções bastante diluídas, devido à adsorção e orientação das moléculas nas interfaces.

Dentre essas características, a mais importante é a CMC, pois representa a “barreira” existente entre concentrações onde as moléculas passam a ter comportamentos diferentes, ou seja, a concentração mínima para haver a formação de micelas. Seu valor pode ser calculado a partir de propriedades físico-química que sofra alteração pela organização das moléculas em micelas, como por exemplo, a solubilização e a tensão superficial. Considerando um tensoativo iônico, pode-se utilizar a variação de condutividade *versus* concentração, pois a condutividade do meio é elevada com a presença do tensoativo em solução, porém deixa de crescer quando ocorre o início da formação de micelas (DALTIM, 2011).

A Figura 2.12 ilustra de maneira simples como ocorre a formação das micelas. No estágio A, têm-se uma elevada tensão superficial, pois não há surfactante algum. Ao aumentar-se a concentração do surfactante, as moléculas vão se arranjando pela superfície e a tensão superficial do meio vai decrescendo (etapa B), e cada vez mais e mais (etapa C), até que têm-se uma concentração mínima em que essas moléculas tornam-se micelas (etapa D) (CURBELO, 2006).

Figura 2.12 – Distribuição dos surfactantes em uma solução aquosa.



Fonte: Curbelo (2006).

2.2.10 Grau API de óleos

O grau API, comumente descrito como °API, é um indicador bastante utilizado na indústria de petróleo para classificar o óleo. Esse parâmetro depende da massa específica relativa à água, e é observado pela Equação 2.17:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\rho_{rel}} - 131,5 \quad (2.17)$$

Assim, segundo a Petrobras *OFFSHORE* o °API de óleos é classificado em: ultrapesado ($^{\circ}\text{API} \leq 14$), pesado ($14 \leq ^{\circ}\text{API} < 19$), médio ($19 \leq ^{\circ}\text{API} < 32$) e leve ($32 \leq ^{\circ}\text{API}$) (SOUSA JUNIOR, 2008).

2.3 ESTADO DA ARTE

O estudo na área de petróleo, principalmente no que diz respeito à sua extração é amplo. O sucesso obtido com o EOR deve-se em sua grande maioria, à

modificações/interferências causadas por parâmetros, como: viscosidade do óleo, tensão interfacial entre fluidos existentes no reservatório, porosidade, permeabilidade e molhabilidade do sólido, das forças capilares, do ângulo de contato entre a superfície e o óleo adsorvido, dentre outros.

Alguns autores efetuaram pesquisas na área de recuperação de petróleo, onde o principal objetivo é promover a maior produção de óleo minimizando estas interferências.

Demikhova et al. (2016) pesquisaram a recuperação de petróleo com um óleo de 20° API em testemunhos de arenito, através de uma bancada de fluxo em meio poroso, tendo como fluido deslocante uma solução de surfactante Polioxietileno Nonil Fenil Éter (IGEPAL® CO-890) a 1%, do agente emulsificante Trioctil Metil Amônio a 70%, e 29% de solução salina de cloreto de sódio à 266881 mg/L. Foi percebido ao final dos experimentos com a solução salina, uma recuperação média aproximada de 63%, e um acréscimo à recuperação de 25% quando utilizado a solução de surfactante. Com auxílio do *software* STARS™, pode-se concluir que mais de 28% do óleo recuperado por EOR, foi referente à mudança na molhabilidade da rocha devido a ação do surfactante, o que acarretou no favorecimento de recuperação do óleo. Concluíram também que pelo método EOR ocorreu um decaimento na razão água/óleo de produção, devido ao acréscimo na produção de óleo.

Já Sofla, Sharifi e Sarapardeh (2016) analisaram o comportamento do surfactante natural Cedar como fluido deslocante em testemunhos de arenito e calcário inundados por óleo em uma bancada de fluxo em meio porosos, em comparação com surfactantes convencionais Brometo de Cetil Trimetil Amônio (CTAB), Dodecil Sulfato de Sódio (SDS) e Sódio Alfa Olefina Sulfonato (AOS), em solução salina com concentração em massa de Cloreto de Sódio (NaCl) entre 0% e 15%. Ao final, perceberam que o Cedar, o AOS, o CTAB e o SDS possuem a capacidade de alterar a molhabilidade quando a rocha é molhada por água. O Cedar mostrou-se muito eficiente na alteração de molhabilidade tanto do testemunho carbonático quanto ao arenito, tendo seu efeito comparável aos surfactantes sintéticos utilizados. O surfactante catiônico CTAB mostrou-se mais eficaz do que os aniônicos em relação à molhabilidade em reservatórios carbonáticos; por outro lado, os aniônicos SDS e AOS foram eficazes em reservatórios de arenito. Em relação à

concentração de sal, foi constatado que quando a parte hidrofílica do surfactante e a superfície da rocha possuir a mesma carga, haverá uma salinidade ótima para alteração da molhabilidade. O surfactante natural foi eficaz em reduzir a tensão interfacial água/óleo. No entanto, os surfactantes sintéticos mostram melhor desempenho na redução da tensão interfacial em condição de alta salinidade. Puderam notar também que não houve mudanças significativas na recuperação de óleo ao utilizar surfactantes com concentração superior ao CMC. Por fim, perceberam que ao utilizar os surfactantes CTAB, AOS e Cedar como fluido de EOR, obteve-se 17%, 13% e 15% respectivamente a mais de recuperação. Assim o Cedar, sendo natural e biodegradável revelou-se uma alternativa viável como agente tensoativo.

Pensando na influência que a tensão interfacial e a molhabilidade exercem na recuperação de petróleo, Kumar e Mandal (2016) analisaram o comportamento da tensão interfacial e da molhabilidade entre um sistema de petróleo bruto e uma solução aquosa de surfactante-álcali-sal, sendo utilizado como surfactante iônico o Brometo de Cetil Trimetil Amônio (CTAB) e o Dodecil Sulfato de Sódio (SDS), e como não iônico, o Polissorbato 80 (TWEEN-80). Foi percebido que de fato os surfactantes reduzem a tensão interfacial entre óleo/água, e melhores resultados foram alcançados quando utilizou-se surfactante iônico em solução alcalina à concentração de 4% e 6%, pois suas moléculas foram capazes de formar uma monocamada carregada de íons na interface dos fluidos e reduzir de maneira eficaz a tensão interfacial. Os autores analisaram por espectrofotometria que os componentes gerados na interface do sistema levaram à formação de emulsão estável, favorecendo a recuperação de óleo. Foi constatado que uma solução mista de surfactante com uma substância alcalina possuiu maior sinergia entre os sistemas, além de reduzir o custo de produção, visto que o surfactante possui custo de produção superior ao da solução alcalina. Por fim, concluíram que a Concentração Micelar Crítica (CMC) ideal para o uso dos surfactantes não necessitam de acréscimos, pois quando isso ocorre, a concentração efetiva de surfactante é reduzida, devido à solubilização das micelas na fase aquosa e da redução de moléculas de surfactante na interface do sistema, o que acarreta a um aumento da tensão interfacial.

Também de forma experimental, Mohajeri, Hemmati e Shekarabi (2015) estudaram através de uma bancada a recuperação de óleo pesado em um modelo *five-spot*, após injetar os surfactantes SDS e CTAB, nanopartículas de ZrO_2 (Óxido de

Zircônio) e de maneira simultânea, surfactante com nanopartículas de ZrO_2 . Após os experimentos observaram que a presença de nanopartículas aumentou a recuperação de petróleo de forma significativa. De forma geral, a injeção simultânea de CTAB/ ZrO_2 produz maior recuperação de óleo do que a injeção de SDS/ ZrO_2 , devido à maior atividade do agente tensoativo catiônico. Os autores analisaram por imagens de microscópio que injeção de nanopartículas com surfactante alterou a molhabilidade do meio, pois deixou de ser molhado por óleo e passou a ser molhado por água. A natureza hidrofílica das nanopartículas sintetizadas foi responsável por provocar a mudança na molhabilidade e aumentar significadamente à recuperação de óleo. Observaram que as nanopartículas junto com os surfactantes, reduziram a tensão interfacial em 81% quando utilizado SDS à concentração de 2.000 ppb, enquanto que a redução para o CTAB foi de 70% para mesma concentração. Assim como Sofla, Sharifi e Sarapardeh (2016), perceberam que o aumento da concentração de surfactante acima do seu valor de CMC, pouco interfere na recuperação de óleo. Demonstraram também que a tensão interfacial mínima é conseguida através da utilização de SDS com ou sem nanopartículas, enquanto que o CTAB com nanopartículas são capazes de alterar a molhabilidade do meio para “molhado por água”. Constataram que a injeção das nanopartículas ao surfactante mudou a característica reológica do fluido, pois deixou de ser Newtoniano e passou a ser Não-Newtoniano, e por fim concluíram que aumentar a viscosidade do fluido deslocante por adição de nanopartículas, pode controlar a razão de mobilidade em processos de EOR.

Já Salas (2014) estudou experimentalmente como o efeito da salinidade da água e a concentração do surfactante não iônico Álcool Laurílico Etoxilado – 8EO (L80), à temperatura de 40°C sobre um arenito de Bentheimer de alta permeabilidade, influenciou no processo de recuperação do óleo mineral Drakeol 7. Após as análises, percebeu que a adição de NaCl à água, aumentava a tensão superficial acarretando em uma recuperação mais baixa do que a esperada. Para concentração da solução de NaCl com 15 g/l 24,5 g/l e 33,9 g/l, alcançou-se respectivamente 49%, 69% e 64%. Era esperado que a amostra com menor tensão interfacial alcançasse maior recuperação, mas acredita-se que à heterogeneidade das amostras afetaram os resultados. Na recuperação com o surfactante, também ocorreu um resultado não esperado. Devido à salinidade do meio e o uso desse surfactante, formou emulsão *in-*

situ, que acabou por bloquear as gargantas dos poros, tendo como recuperação para as mesmas concentrações, 43%, 47% e 38%.

Os estudos pertinentes à recuperação de petróleo também podem ser realizados sem ser de modo experimental. Por isso Garcia et al. (2013) pesquisaram através de métodos analíticos embasados na teoria de Buckley-Leverett a recuperação de óleo. Utilizaram como método EOR a injeção de glicerina bruta em meios porosos de reservatórios de múltiplas camadas. Após a modelagem, perceberam que o potencial de glicerina para recuperação foi satisfatório, pois recuperou 70% de óleo, além de ter promovido o atraso do *breakthrough* quando comparado ao caso da injeção de água.

É possível realizar estudos unindo a metodologia experimental e computacional, assim como Demikhova et al. (2016). Por isso Silva et al. (2012) avaliaram como a mudança na viscosidade de fluidos de recuperação influenciaram no amento da varredura em meios de baixa permeabilidade. De forma experimental, em um tanque com 3 tipos de areia com permeabilidade distinta e por técnicas de simulação numérica através do *software* UTCHEM, utilizaram goma xantana e polímero como fluidos modificadores de viscosidade da solução de injeção. Após os estudos, observaram a redução de fluxos preferenciais e conseqüentemente o aumento na varredura do reservatório e perceberam que não foi necessário grande quantidade de polímero para aumentar a viscosidade das soluções. Concluíram que os fluidos que tiveram suas viscosidades modificadas, alteraram a eficiência de varredura em 70%, mostrando-se uma técnica eficiente recuperação.

Já Ribeiro et al. (2010) avaliou apenas experimentalmente a recuperação de petróleo utilizando glicerina bruta e o alcalino-surfactante-polímero – ASP. Uma célula micro reservatório, contendo arenito molhado com solução salina de NaCl a 100.000 ppm (equivalente à água de formação), foi submetido à saturação com petróleo parafínico. A recuperação primária foi realizada utilizando a solução aquosa, e em seguida os fluidos de EOR. Obtiveram para o experimento de água salina seguida de glicerina bruta, 85% de recuperação; para o teste com água salina seguida da solução ASP, obtiveram 70%. Concluíram que para aquela característica de arenito, a recuperação tornou-se mais eficaz ao se modificar a viscosidade do meio - função exercida pela glicerina, do que com a tensão interfacial das fases, promovida pelo ASP.

Também de forma experimental, Borges (2009) analisou a recuperação de óleo através de uma célula micro reservatório, munido de um sistema capaz de realizar o controle de temperatura e injeção de fluidos. O reservatório composto de arenito foi saturado por óleo cru com alto teor parafínico. Após a injeção da glicerina bruta, percebeu-se uma recuperação bastante elevada e satisfatória, em torno de 80%, bem superior à injeção com água, com recuperação de 20%. Ao mudar a característica do reservatório para areia e argila, recuperou 60% de óleo, valor expressivo para uma recuperação avançada. Observou que a recuperação realizada com a Glicerina comercial e Glicerina Bruta (GB), tiveram valores distintos (35% e 80%) apesar de contarem com a estrutura química semelhante. Concluiu que a glicerina bruta agiu como uma solução Álcali-Surfactante-Polímero (ASP), onde o álcali seria oriundo do catalisador não reagido durante a produção do biodiesel, o surfactante oriundo da reação com ácidos graxos presentes no petróleo e o polímero devido à alta viscosidade da glicerina bruta.

Já Bryan, Wang e Kantzas (2009) demonstraram de forma computacional que a emulsão de surfactante pode ser utilizada como método de recuperação avançada de óleo pesado. A técnica utilizada consistiu em injetar água com álcali surfactante, diminuindo a tensão existente no reservatório entre óleo e água, formando uma emulsão *in-situ*. Para comprovar os resultados, foi elaborado um modelo numérico e com auxílio do *software* CMR Stars™ (2006.10) simularam a formação da emulsão *in-situ*. Confrontado os resultados, ambos demonstraram um crescimento na produção de óleo e decaimento da produção de água após a formação da emulsão, demonstrando que a permeabilidade pertinente à fase aquosa diminui, resultando no aumento de eficiência de varrido dos fluidos injetados.

De forma experimental, Borges, Almeida e Quintella (2007) analisaram através de uma célula reservatório preenchida com arenito de várias porosidades, inundada com solução salina e posteriormente saturado com óleo parafínico de °API 30,64, a recuperação de petróleo ao se injetar Glicerina Bruta (GB), co-produto do *biodiesel* da mamona. Após finalizarem os testes, concluíam que para porosidades do meio de 49%, 42% e 38% o fator de recuperação de óleo foi de 80%, 72% e 88% respectivamente. Acreditaram que o sucesso obtido com GB quando comparado à glicerina comercial, deve-se à combinação da parafina presente no óleo, com a glicerina, através dos ácidos graxos contido na glicerina bruta.

CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA

O comportamento da recuperação de óleo analisado nesta dissertação, foi analisado de maneira experimental em uma bancada de fluxo em meios porosos instalada no prédio de Pós-Graduação da Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus de São Mateus, precisamente no laboratório de Petróleo e Gás I. Através dessa bancada, foram realizados os testes de porosidade e permeabilidade do testemunho (fundamentais para avaliar suas características físicas), além de sua saturação por óleo, etapa que antecede o procedimento de recuperação. A etapa da deslocamento de óleo foi então executada utilizando o testemunho cilíndrico de arenito saturado (para cada teste é necessário uma nova saturação), alocado no interior do *core holder* pressurizado; assim, a recuperação foi realizada com água, seguido pela solução de glicerina e por fim com a solução de surfactante, sendo adotado previamente para cada teste as vazões $q_1 = 0,02$ mL/min; $q_2 = 0,015$ mL/min e $q_3 = 0,005$ mL/min, seguindo a metodologia adaptada de Maia e Romero (2017a) e Núñez (2011). Ao fim dos experimentos foi revelado o fator de recuperação para cada fluido com suas respectivas vazões e foi possível avaliar os melhores resultados obtidos.

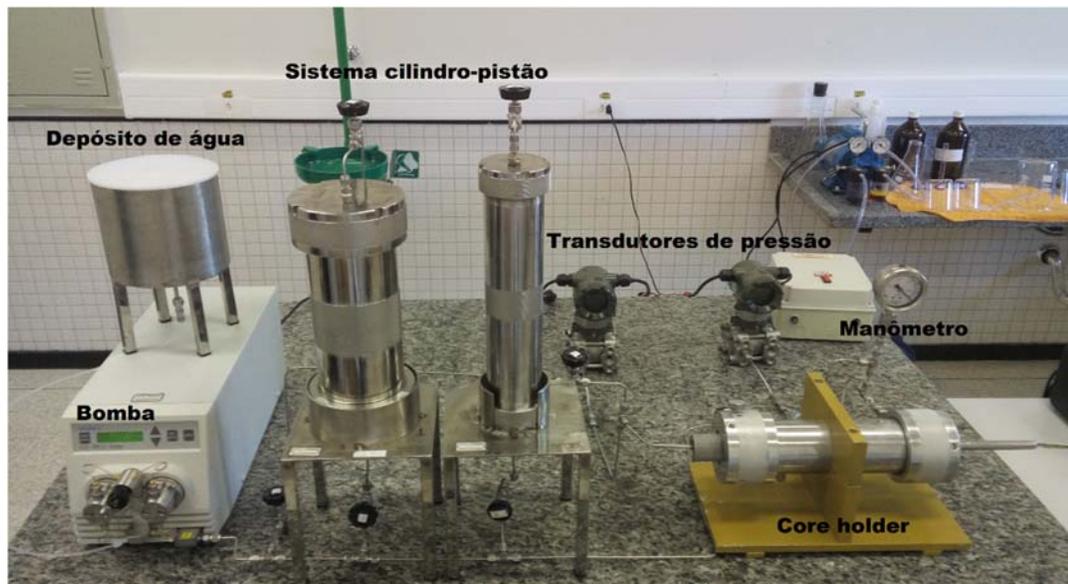
Para realização de todos os testes pertinentes ao experimento, foram utilizados também os laboratórios de apoio: Petróleo e Gás II, Caracterização de Materiais, Escoamento em Meios Porosos e o de Apoio, todos pertencentes à Ufes campus de São Mateus.

Desta forma, este capítulo é dedicado à apresentação da bancada experimental e seu funcionamento, dos equipamentos e materiais utilizados para o experimento, e são demonstradas as metodologias para: (i) preparo da bancada; (ii) caracterização dos fluidos; (iii) preparo das soluções; (iv) determinação da porosidade e permeabilidade do testemunho; (v) saturação do testemunho; (vi) recuperação do óleo por água, solução de glicerina e solução de surfactante; (vii) coleta de dados; (viii) limpeza do testemunho; (ix) cálculo do fator de recuperação; (x) cálculo do erro, além da caracterização das soluções e valores de porosidade e permeabilidade do testemunho. Os resultados pertinentes à recuperação de óleo são apresentados no capítulo 4.

3.1 DESCRIÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL E SEU FUNCIONAMENTO

A Figura 3.1 apresenta uma fotografia da bancada utilizada para os procedimentos experimentais pertinentes à recuperação do óleo, bem como seus componentes. Montada sobre uma mesa de mármore de 150 cm de comprimento por 110 cm de largura, seus componentes são: bomba de microvazão, sistemas cilindro-pistão, transdutores de pressão, *core holder* e manômetro, sendo que estes equipamentos estão interconectados por tubos de aço inoxidável, de 1 mm de diâmetro interno.

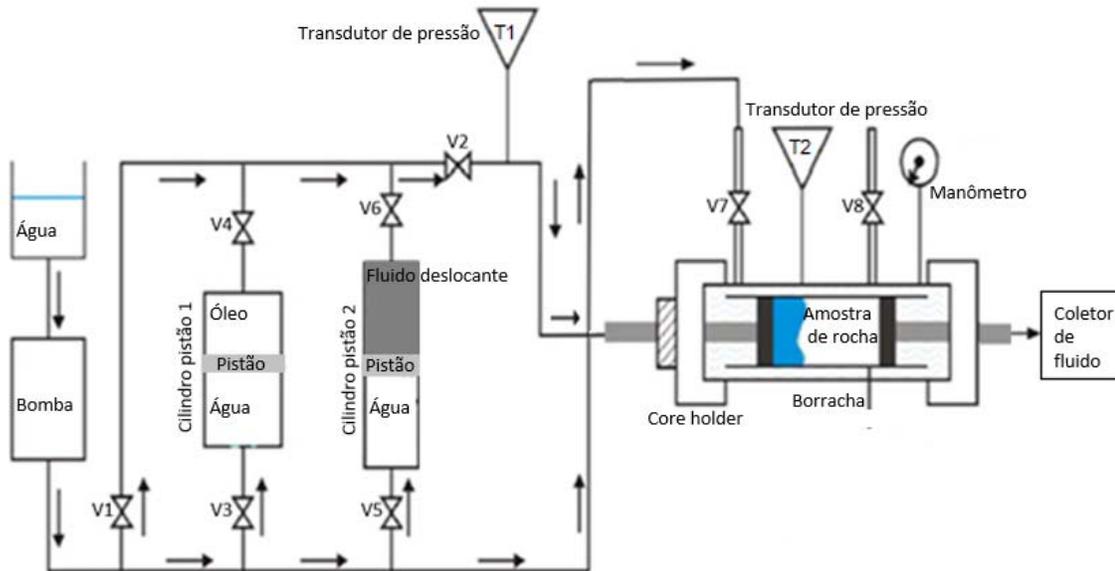
Figura 3.1 – Bancada experimental de fluxo em meio poroso.



Fonte: O autor.

Para facilitar o entendimento, um esquema da bancada é demonstrado pela Figura 3.2, evidenciando os números adotados para cada uma das válvulas, bem como a direção de fluxo.

Figura 3.2 – Esquema da bancada experimental.



Fonte: Adaptado de Maia; Romero (2017a).

A água destilada contida no depósito de água é impulsionada pela bomba, podendo percorrer três caminhos distintos, estando a bomba e os transdutores ligados à energia (127 V), e a vazão determinada manualmente até ao valor máximo de 10 mL/min.

O primeiro destino possível é o *core holder*. Para essa etapa, todas as válvulas encontraram-se fechadas, exceto a válvula V7. Assim a água destilada sai do tanque, passa pela bomba e segue para a entrada do *core holder*, localizada em sua parte inferior; quando preenchida por completo, tem início a sua pressurização, e essa pressão de confinamento, é monitorada pelo transdutor 2 (T2) e pelo manômetro.

O segundo destino é pertinente ao conjunto de cilindro-pistão. Nessa etapa a água sai do tanque, passa pela bomba e segue ou para a válvula V3 ou V5, que impulsiona os fluidos contidos no interior do cilindro em direção ao testemunho pela válvula V2. Se o destino for o cilindro-pistão 1, é necessário que estejam abertas as válvulas V3, V4 e V2; sendo o destino o cilindro-pistão 2, é necessário que estejam abertas as válvulas V5, V6 e V2.

O último destino possível, é exatamente o testemunho. Então a água deixa o reservatório, passa pela bomba e segue pelas válvulas V1 e V2 até ao testemunho, localizado dentro do *core holder*.

Dessa forma, todo fluido que atravessa a válvula V2 têm sua pressão de injeção mensurada pelo transdutor 1 (T1).

3.1.1 Relação de materiais e equipamentos utilizados

Para o desenvolvimento por completo dos experimentos de recuperação de óleo, a Tabela 3.1 apresenta a relação dos materiais e equipamentos necessários bem como suas quantidades, marca e modelo.

Tabela 3.1 – Materiais/Equipamentos utilizados.

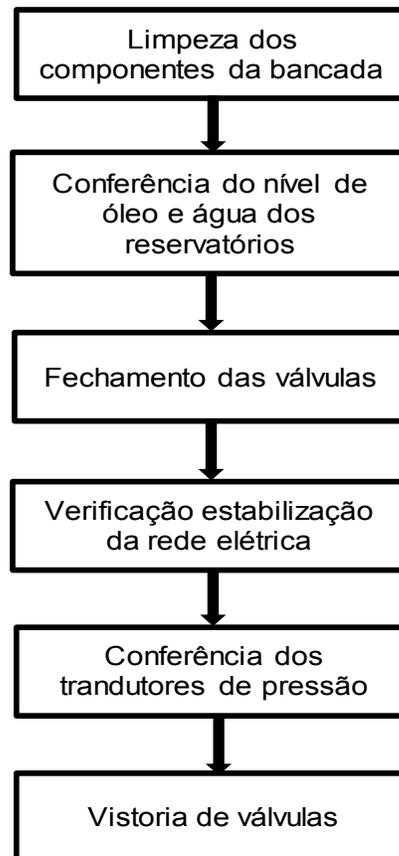
Materiais/Equipamentos	Quantidades	Marca	Modelo
Água destilada	50 litros	-	-
Amostra de rocha	01	-	-
Balança analítica	01	Bioscale	2204
Balança semi-analítica	01	Eletronic	SF-400
Balão volumétrico	02	Iglass	-
Béquer	04	Ion Glass	-
Bomba de microvazão	01	Water	515 HPLC Pump
Bomba de vácuo	01	Prismatec	131 B
Cilindro de borracha	01	-	-
Cilindro-pistão	02	Lab Conte	-
Cronômetro	01	Incoterm	RS-013
Estufa	01	Nova Ética	Esteriliz/Secag.
Garra dupla para bureta	02	Ical	-
Hexano P.A	01 litro	Synth	-
Kitassato	01	Furt Labor	-
Manômetro	01	Zürich	-
Óleo mineral	04 litros	Incol Hidro	AW 68
Pêra de sucção	01	-	-
Pipeta graduada	01	Golden Glass	-
Pipeta pasteur	02	-	-
Proveta	03	Qualividros	-
Suporte universal	01	-	-
Transdutor de pressão	02	Yokogawa	EJA 110A
Viscosímetro	01	Ofite	90

Fonte: O autor

3.2 PREPARO DA BANCADA EXPERIMENTAL

Para que os resultados da recuperação de óleo fossem confiáveis, alguns procedimentos foram executados rotineiramente para cada teste realizado, como demonstrado pela Figura 3.3. O procedimento detalhado encontra-se no Apêndice E, item I (MAIA; ROMERO, 2017a; NÚÑEZ, 2011):

Figura 3.3 – Procedimento experimental do preparo da bancada.



Fonte: O autor.

3.3 PREPARO E CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS UTILIZADOS

Nesta pesquisa foram utilizados quatro fluidos distintos, três deslocantes e um deslocado. O primeiro foi a água destilada, utilizada para o teste de porosidade, teste de permeabilidade, movimentação do cilindro-pistão, limpeza da bancada e também como fluido deslocante de óleo. Apesar de em situações reais de recuperação não ser utilizado água destilada como fluido de arraste, para preservar os componentes da bancada de oxidação e corrosão, foi adotada sua utilização.

O segundo fluido utilizado foi o Incol Hidro AW 68. Este óleo possui viscosidade e densidade semelhante a do petróleo e propriedades que mantêm-se fixas por longos períodos, o que possibilita a realização dos testes. O petróleo não foi utilizado em virtude da presença de componentes tóxicos e corrosivos à bancada experimental e por possuir instabilidade de seus componentes, sendo inviável seu uso para realização dos experimentos. Por conta disso, o óleo sintético foi utilizado como fluido de saturação da amostra de rocha.

Assim, como a densidade do óleo adotado equivale à $0,86 \text{ g/cm}^3$, utilizando a Equação 2.17, têm-se como valor de $^\circ\text{API} = 33,03$, enquadrando o óleo escolhido à faixa pertencente aos óleos leves.

O terceiro fluido foi a glicerina bi-destilada comercial, utilizada como fluido de deslocamento em forma de solução. E por último, mas não menos importante, foi utilizado em solução com água, o surfactante Dodecil Sulfato de Sódio (SDS).

A Tabela 3.2 sintetiza as principais características dos produtos utilizados:

Tabela 3.2 - Características físico-químicas dos produtos utilizados.

Produto	Densidade, g/cm^3	Viscosidade, cP
Água	1	1
Óleo	0,860	58,48
Glicerina bi-destilada	1,261	954
Surfactante (SDS)	1,1	-

Fonte: O autor.

O óleo e água por terem sido utilizados com sua característica padrão, não precisou de nenhuma etapa de preparo, diferentemente das soluções de glicerina e surfactante.

3.3.1 Preparo e caracterização da solução de glicerina

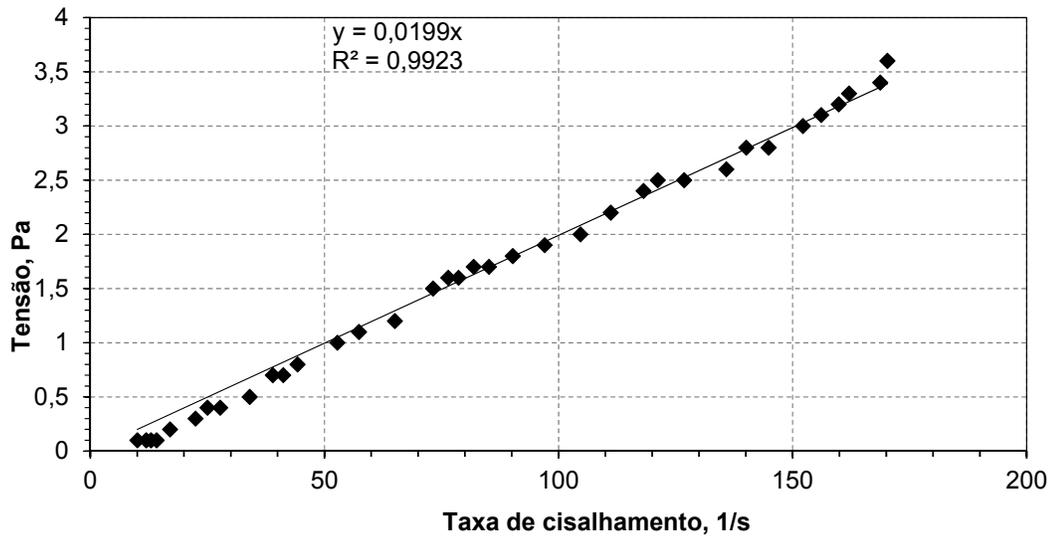
Para preparo da solução de glicerina foi adotado um percentual em volume, sendo 60% de glicerina e 40% de água destilada. A partir daí, em um béquer com capacidade de 1000 mL foram adicionadas 600 mL de glicerina, e em seguida, com auxílio de um bastão de vidro para misturar a solução, 400 mL de água destilada foram adicionadas lentamente à glicerina. A solução passou por uma etapa de mistura lenta com auxílio de um bastão de vidro por um período de 5 minutos, até que não mais foi possível perceber a presença dos filetes de glicerina na solução, estando totalmente homogeneizada. Após um descanso de 20 minutos com objetivo de garantir a remoção de pequenas bolhas, com o papel indicador de pH avaliou-se a solução, que em seguida foi encaminhada ao viscosímetro para caracterização.

No viscosímetro, a solução foi submetida a uma série de cisalhamentos, que variaram de 6 a 100 rotações por minutos (RPM) – adaptado de Shiroma (2012) – bem distribuída entre os intervalos, gerando um total de 36 conjuntos de dados, com duração do procedimento de 45 minutos.

Para cada RPM inserida manualmente, esperou-se o equipamento estabilizar os valores e os resultados de tensão, taxa de cisalhamento e viscosidade foram registrados. O procedimento foi realizado em triplicata e adaptado de Núñez (2011) e Barnes (1994).

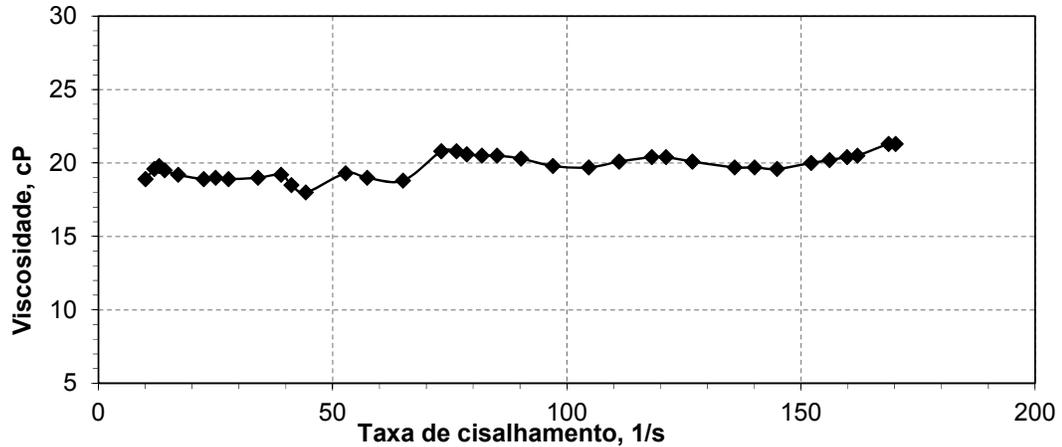
A partir das médias dos dados obtidos pelo viscosímetro (Apêndice A), foi possível notar o comportamento da solução quando submetido à uma série de cisalhamentos. A Figura 3.4 demonstra o comportamento da tensão x taxa de cisalhamento e apresenta a equação da reta gerada, bem como o R^2 . Já a Figura 3.5 revela o comportamento da viscosidade x taxa de cisalhamento.

Figura 3.4 – Comportamento da solução de glicerina quando submetida a uma série de cisalhamentos.



Fonte: O autor.

Figura 3.5 – Comportamento da viscosidade da solução de glicerina quando submetida a uma série de cisalhamentos.



Fonte: O autor.

Com base nos comportamentos gerados, foi possível afirmar que a solução de glicerina utilizada como fluido deslocante, se trata de um fluido newtoniano, pois possui tendência linear para tensão x taxa de cisalhamento, e não variou a viscosidade ao ser submetidas ao cisalhamento, características do comportamento de um fluido

newtoniano. Por essa razão, o coeficiente angular da reta representou o valor da viscosidade da solução, e após os ajustes das unidades obteve-se o valor de 19,9 cP.

Na solução, também foi analisada o potencial hidrogeniônico (pH). Com o papel indicador de pH imerso à solução, foi constatado se tratar de fluido neutro, com pH = 7.

Ao analisar a densidade da solução formada, bastou relacionar o percentual em solução da água e da glicerina com suas respectivas densidades já conhecidas, e foi possível obter a densidade da solução formada, sendo igual à $\rho_{sol, glic} = 1,1566 \text{ g/cm}^3$.

A Tabela 3.3 resume algumas propriedades da solução, como viscosidade, densidade e potencial hidrogeniônico.

Tabela 3.3 – Resumo das propriedades da caracterização da solução de glicerina.

Parâmetro	Especificação
Viscosidade (cP)	19,9
Densidade (g/cm ³)	1,1566
pH	7

Fonte: O autor.

3.3.2 Preparo da solução de surfactante

Em um béquer de 1000 mL foram adicionados 2,42 gramas de SDS - valor referência de CMC para 1 L de solução, segundo Mukerjee e Mysels (1971). Em seguida, lentamente 1000 gramas de água destilada foram acrescentados ao béquer com o SDS. Essa etapa precisou ser realizada com bastante cautela, pois o surfactante forma espuma, e o intuito é que a menor quantidade de espuma fosse formada. Finalizado, a solução foi deixada em repouso por 2 horas, para garantir a inexistência de bolhas e espuma. Após esse intervalo, com o papel indicador de pH avaliou-se a solução, que em seguida foi encaminhada ao viscosímetro para caracterização.

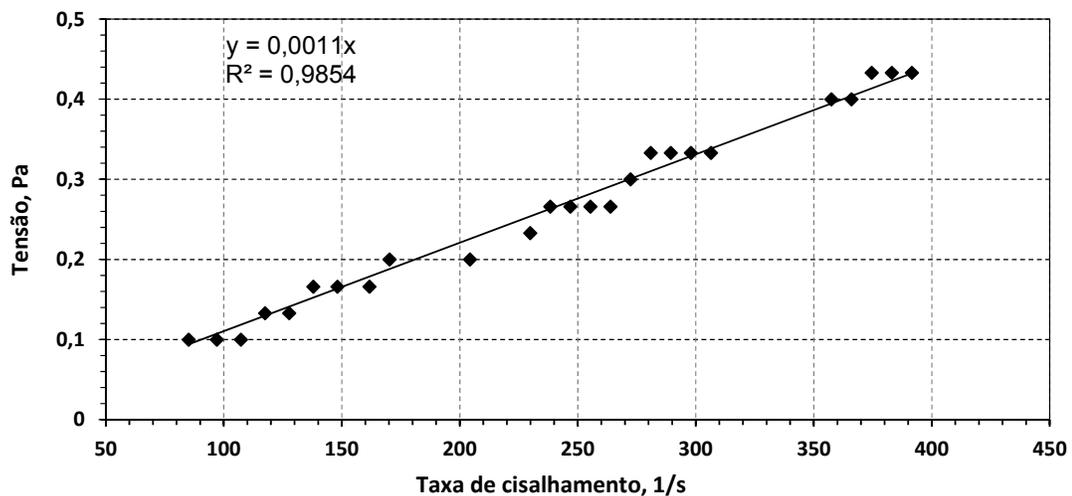
No viscosímetro, a solução foi submetida a uma série de cisalhamentos, que variaram de 50 a 230 rotações por minuto (RPM) – adaptado de Rodrigues (2013). O

procedimento durou 45 minutos e gerou um total de 25 conjuntos de dados. Para cada RPM inserida manualmente, esperou-se o equipamento estabilizar os valores e os resultados de tensão, taxa de cisalhamento e viscosidade foram registrados.

A faixa de rotação adotada no preparo da solução de glicerina e solução de surfactante não foram as mesmas devido às características químicas diferentes da solução. Dessa forma, as rotações utilizadas foram aquelas em que o fluido não se concentrou na parede afastada do centro da haste giratória, o que impossibilitaria a leitura no equipamento, devido à formação de vórtex.

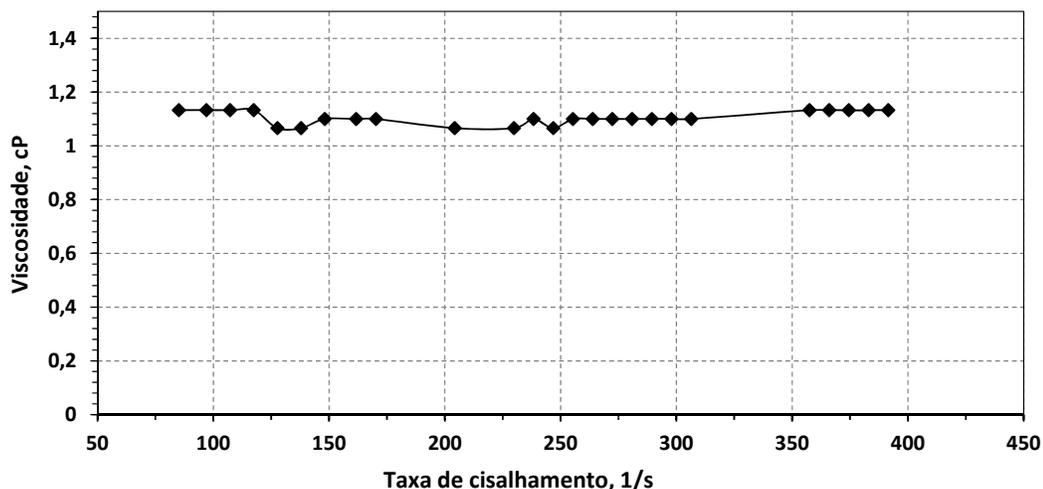
A mesma análise realizada para solução de glicerina foi feita com a solução de surfactante, utilizando as médias dos dados coletados (Apêndice A). As Figuras 3.6 e 3.7 demonstram respectivamente o comportamento da tensão x taxa de cisalhamento e da viscosidade x taxa de cisalhamento.

Figura 3.6 – Comportamento da solução de surfactante quando submetida a uma série de cisalhamentos.



Fonte: O autor.

Figura 3.7 – Comportamento da viscosidade da solução de surfactante quando submetida a uma série de cisalhamentos.



Fonte: O autor.

Igualmente à solução de glicerina, a solução de surfactante apresentou um comportamento característico de fluido newtoniano, onde a tensão e a taxa de cisalhamento apresentaram uma tendência linear e a viscosidade foi proporcional à taxa de cisalhamento aplicada.

Com o coeficiente angular da reta também foi possível descobrir a viscosidade da solução, tendo seu valor representado por 1,1 cP.

Na Tabela 3.4 foram listadas as propriedades encontradas para solução de surfactante.

Tabela 3.4 – Resumo das propriedades da caracterização da solução de surfactante.

Parâmetro	Especificação
Viscosidade (cP)	1,1
Densidade (g/cm ³)	1,0002
pH	7

Fonte: O autor.

3.4 PROPRIEDADES DA AMOSTRA DE ROCHA

A amostra utilizada para o experimento, foi cedida pela empresa MANTEC, responsável pela confecção da bancada. Seu formato é cilíndrico e possui dimensão de 6,2 cm de comprimento (l) e 3,8 cm de diâmetro (d), dimensão exata para se adequar ao padrões do *core holder*, como mostrado pela Figura 3.8. Sabe-se também que se trata de um arenito testemunhado à 376 metros de profundidade.

Figura 3.8 – Testemunho utilizado nos experimentos.



Fonte: O autor.

3.4.1 Determinação da porosidade

Para determinar a porosidade da amostra de rocha/testemunho, foi utilizado a abordagem adaptada de Maia e Romero (2017a); Núñez (2011) e Barnes (1994). Assim, o testemunho foi limpo com hexano, ficando submerso dentro de um béquer por 24 horas, e em seguida submetido a uma secagem por mais 24 horas em uma estufa, à temperatura de 110 °C. Após retirado da estufa, foi levado para o dessecador por 2 horas e em seguida pesado em uma balança analítica e anotado o valor de sua massa seca (m_{sec}). Em seguida a amostra seca foi colocada dentro de um

kitassato, acoplado a uma bomba de vácuo por uma mangueira flexível, contendo uma certa quantidade de água destilada suficiente para quase cobrir toda amostra, e em seguida o kitassato foi tampado, conforme mostrado na Figura 3.9. A bomba de vácuo foi ligada e funcionou por 90 minutos à pressão de 500 mmHg. Chegando próximos aos 90 minutos, foi observado o desaparecimento de bolhas ao redor da amostra e o aparecimento de água em sua parte superior. Isso é indício de que os poros foram preenchidos por água e que a amostra se encontra saturada. Em seguida a bomba foi desligada, a amostra retirada do kitassato e seca com uma folha de papel toalha de maneira rápida e superficial. Então novamente a amostra foi pesada em uma balança analítica e registrado o valor da massa saturada (m_{sat}). O procedimento foi realizado em triplicata e após finalizado os testes, o testemunho foi retornado para um béquer com água para garantir sua integridade.

Figura 3.9 – Saturação do testemunho com água destilada mediante o vácuo obtido com o kitassato e a bomba de vácuo.



Fonte: O autor.

Os valores registrados de massa seca (m_{sec}) e massa saturada (m_{sat}) foram as médias das triplicatas. O valor obtido de massa seca foi de 141,0226 g com desvio padrão de 0,0237. Já o valor da massa saturada foi de 153,1020 g com desvio padrão de 0,0201.

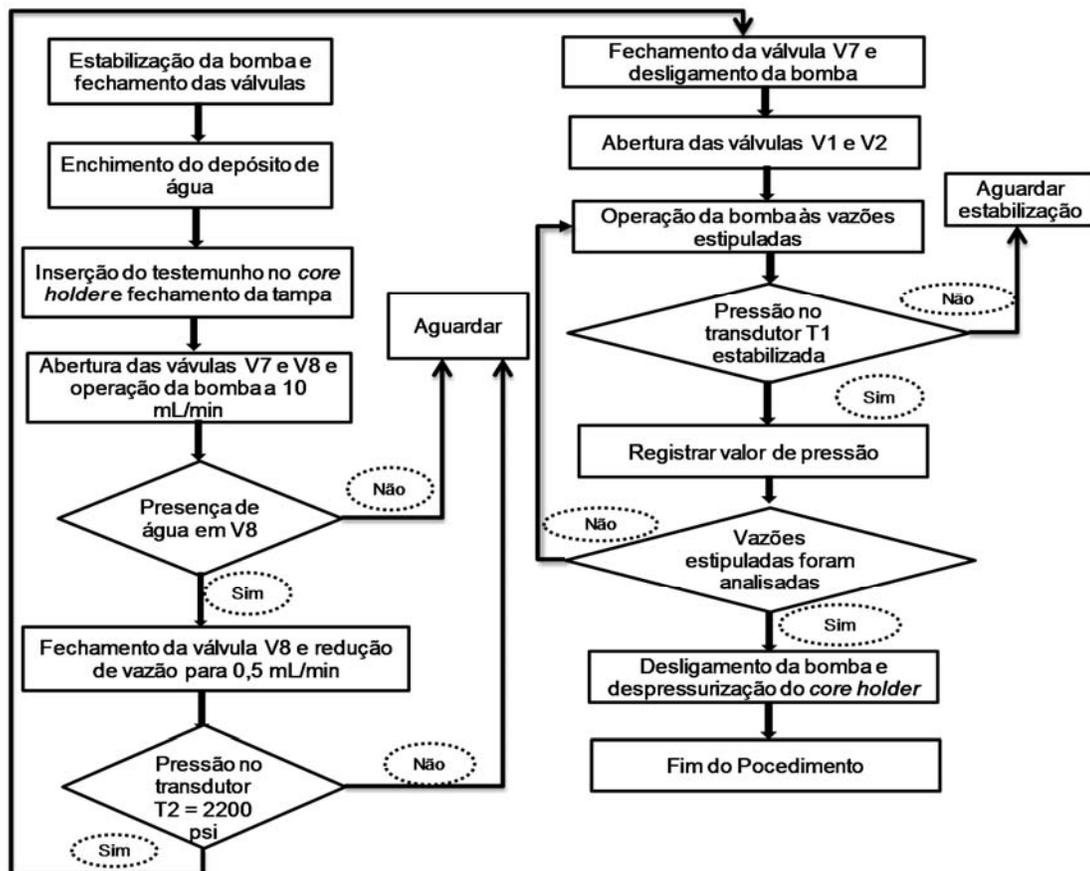
Sabendo o diâmetro ($d = 3,8 \text{ cm}$) e o comprimento ($l = 6,2 \text{ cm}$) da amostra, após aplicar os valores às Equações 2.6, 2.7 e 2.8, o valor encontrado de porosidade foi igual a: $\emptyset = 17,18\%$.

Tiab e Donaldson (2004) afirmam que as porosidades em reservatórios de petróleo variam de 5% a 40%, porém são mais frequentes entre 10% e 20%, validando o valor encontrado de porosidade para amostra utilizada no experimento.

3.4.2 Determinação da permeabilidade

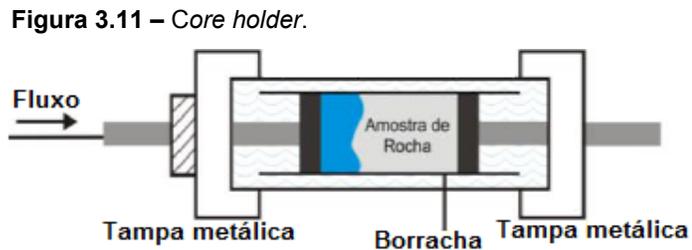
Para determinar a permeabilidade que a rocha tem à passagem de um fluido, água à diversas vazões foi injetada à amostra e registrada a pressão de injeção expressa pelo transdutor T1. A Figura 3.10 representa o fluxograma das etapas envolvidas. Para maiores detalhes do procedimento, consultar o Apêndice E, item II.

Figura 3.10 – Fluxograma do procedimento de determinação da permeabilidade.



Fonte: O autor.

O interior do *core holder* descrito à cima, seus componentes e o sentido do fluxo que permeia a amostra pode ser visualizado pela Figura 3.11. Pela imagem é possível perceber que a água utilizada para pressurizar o *core holder* não tem contato com a amostra, o que garante que apenas o fluido injetado percorre seu interior.



Fonte: O autor.

A Tabela 3.5 foi elaborada com os valores das pressões (P) exibidas no transdutor T1 (Figura 3.2) para diferentes vazões (q). O diferencial de pressão ΔP , após uma análise no sistema (amostra + bancada) e considerando que pressão absoluta é o somatório da pressão manométrica mais pressão atmosférica, foi constatado ser exatamente o valor exibido no transdutor T1. Os valores informados a seguir foram as médias dos resultados em triplicata.

Tabela 3.5 – Dados experimentais de vazão e pressão para cálculo de permeabilidade ao injetar água.

q , mL/min	q , m ³ /s	P , Kgf/cm ²	ΔP , kg/m.s ²
3	5×10^{-8}	0,141	13.827,3765
4	$6,667 \times 10^{-8}$	0,180	17.651,9700
5	$8,333 \times 10^{-8}$	0,213	20.888,1645
7	$1,167 \times 10^{-7}$	0,287	28.145,0855
8	$1,333 \times 10^{-7}$	0,322	31.577,4130
10	$1,667 \times 10^{-7}$	0,386	37.853,6690

Fonte: O autor.

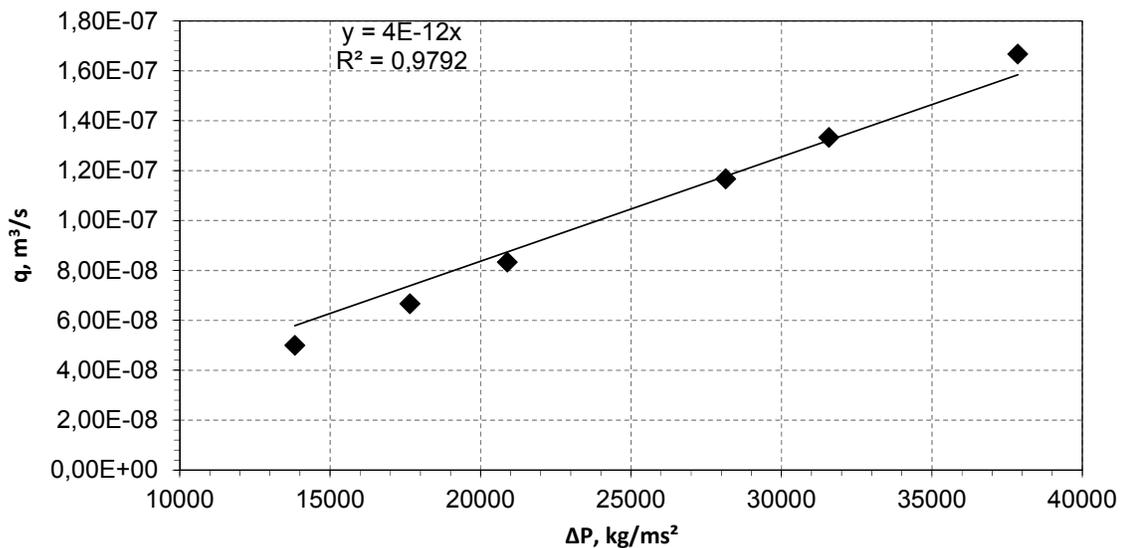
Com os dados da Tabela 3.5, foi plotado o gráfico da Figura 3.12, que correlaciona a coluna 2 e 4 da tabela, com a vazão em (m³/s) e o diferencial de pressão em (kg/m.s²).

A equação da reta foi igual a $y = 4 \times 10^{-12}x$, sendo $\alpha = 4 \times 10^{-12}$ o valor do coeficiente angular. Aplicou-se na Equação 2.10 os valores de viscosidade da água,

comprimento do testemunho e área aberta ao fluxo, e assim foi possível determinar a permeabilidade da rocha, sendo $k = 221,6 \text{ mD}$.

O valor obtido foi condizente, pois se enquadrava na faixa de permeabilidade dita como “boa”, que são referente à valores entre 50 mD - 250 mD (TIAB; DONALDSON, 2004).

Figura 3.12 – Dados experimentais do cálculo da permeabilidade efetiva à água.



Fonte: O autor.

A Tabela 3.6 sintetiza as principais propriedades adquiridas experimentalmente da amostra de rocha, e suas especificações geométricas.

Tabela 3.6 – Resumo das propriedades da rocha com relação a água.

Parâmetro	Especificação
Comprimento (l), cm	6,2
Diâmetro (d), cm	3,8
Massa saturada (m_{sat}), g	153,1020
Massa seca (m_{sec}), g	141,0226
Volume poroso (V_p), cm^3	12,0794
Volume total da amostra (V_t), cm^3	70,3151
Área aberta ao fluxo (A), cm^2	0,001134
Porosidade (ϕ), %	17,18
Permeabilidade (K), mD	221,6

Fonte: O autor.

3.5 SATURAÇÃO DO TESTEMUNHO E RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

Após o entendimento do funcionamento da bancada experimental detalhado na seção 3.1 e 3.2 deste trabalho, e atendendo às recomendações impostas, essa seção é destinada à apresentação das etapas de saturação e recuperação de óleo.

Com objetivo de agregar óleo no interior dos poros da rocha, para posteriormente realizar a etapa de coleta, foi necessário saturar amostra. O procedimento do cálculo da saturação seguiu a metodologia de Núñez (2011); já os procedimentos da etapa de recuperação, foram adaptadas de Maia e Romero (2017a) e Núñez (2011).

3.5.1 Saturação do testemunho com óleo

O cálculo da saturação do testemunho partiu de um conceito de balanço de massa utilizado por Núñez (2011) e considerou que apenas água e óleo permeiam a amostra, como observado pela Equação 3.1:

$$m_{o+a} = (\rho_o S_o + \rho_a S_a) V_p \quad (3.1)$$

onde: V_p é o volume poroso da amostra; ρ_o , ρ_a são as densidades do óleo e da água respectivamente e S_o , S_a equivalem à saturação de óleo e água. Considerou que ($S_a = 1 - S_o$) e que (m_{o+a}) é a massa total de óleo e água que satura a amostra.

A massa total foi obtida através da subtração da massa do testemunho após a saturação ($m_{sat\ o+a}$) e de sua massa após o processo de secagem (m_{sec}) (procedimento realizado na determinação da porosidade - seção 3.4.1), como mostra a Equação 3.2:

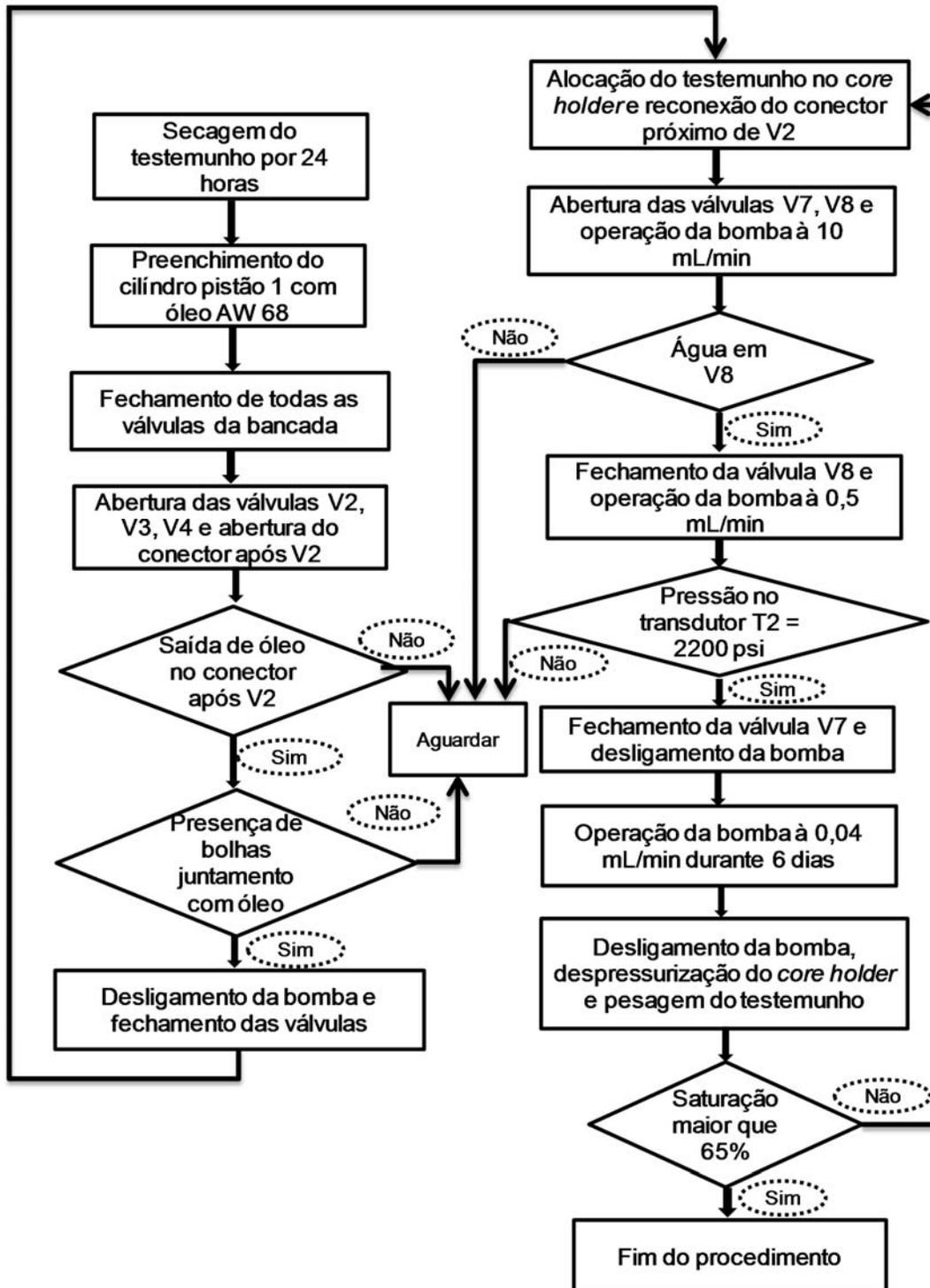
$$m_{o+a} = m_{sat\ o+a} - m_{sec} \quad (3.2)$$

Como o valor do volume poroso (V_p), da densidade do óleo (ρ_o) e da água (ρ_a) já eram conhecidos, e com a massa seca (m_{sec}) do testemunho considerada constante, as Equações 3.1 e 3.2 foram rearranjas resultando na Equação 3.3, onde:

$$S_o = \frac{153,102 - m_{sat\ o+a}}{1,6911} \quad (3.3)$$

O procedimento de saturação que antecedeu as etapas de recuperação do óleo é demonstrada pela Figura 3.13, que revela por meio de um fluxograma as etapas necessárias para tal operação. Para o detalhamento do processo, consultar o Apêndice E, item III:

Figura 3.13 – Fluxograma do procedimento de saturação do testemunho.



Fonte: O autor

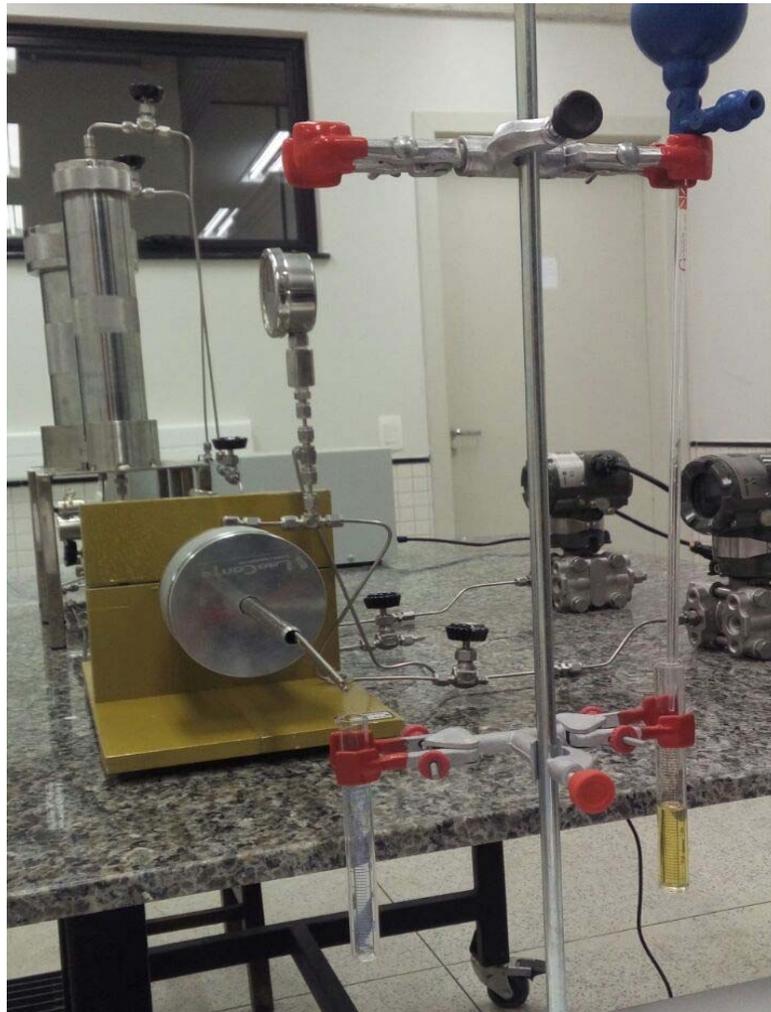
3.5.2 Recuperação de óleo por injeção de água

Essa etapa é pertinente à recuperação de óleo por injeção de água às vazões $q_1 = 0,02$ mL/min; $q_2 = 0,015$ mL/min e $q_3 = 0,005$ mL/min. Para a realização dessa etapa, o testemunho deve estar saturado e a bancada limpa. Seguindo a metodologia adaptada de Maia e Romero (2017a) e Núñez (2011), foram realizadas os seguintes procedimentos:

- a) Como a linha está coberta por óleo, uma limpeza cuidadosa foi efetuada. Os equipamentos do *core holder* foram limpos e a bomba foi programada para operar à 5 mL/min, para promover a limpeza na linha, que estava repleta de óleo. Dessa forma, a válvula V1 e V2 foram abertas e um béquer posicionado no conector localizado após V2; em seguida a bomba foi ligada e esse processo durou 6 horas, até que não mais saiu óleo da linha, quando foi desligado a bomba e fechado as válvulas.
- b) Com a linha limpa, o testemunho foi retirado do béquer, enxugado superficialmente (para evitar que a toalha de papel absorva óleo dos poros mas externos da rocha), e posicionado dentro da borracha. A partir daí foram seguidos os mesmos procedimentos “e”, “f”, “g” da etapa de saturação – Apêndice E, item III. Obs: No procedimento “g” da etapa de saturação, onde lê-se “saturação”, na etapa de recuperação, foi lido “recuperação”.
- c) Para promover a coleta dos fluidos coletados, ao final do *core holder*, foram posicionados a haste metálica e as provetas coletoras, como mostra a Figura 3.14.
- d) A bomba foi programada para a vazão de interesse, as válvulas V1 e V2 foram abertas e a bomba ligada. A partir daí os fluidos foram coletados seguindo o procedimento descrito na subseção 3.5.2, no item “Procedimento de coleta de dados”.
- e) Finalizado as coletas, a bomba foi desligada, as válvulas fechadas, o *core holder* despressurizado e aberto: o testemunho foi retirado do interior da borracha e em seguida pesado, tendo seu valor de massa após a recuperação ($m_{pós\ rec.}$) registrado.

- f) Em seguida o testemunho passou por um procedimento de limpeza, descrito na subseção 3.5.2, no item “Limpeza do testemunho após recuperação de óleo”.

Figura 3.14 – Coleta dos fluidos recuperados.



Fonte: O autor.

Procedimento de coleta de dados

O fluido produzido na saída do *core holder* foi coletado pela proveta de 10 mL posicionada estrategicamente em cima da mesa. Nessa etapa, foi necessário a utilização da balança analítica, da pêsca, de uma pipeta graduada, de 3 provetas e do cronômetro, necessários para realizar pesagem dos fluidos, a sucção de óleo e marcar o tempo total do experimento.

O tempo no cronômetro foi iniciado a partir do momento que recuperou a primeira gota de fluido na proveta. Para cada experimento de recuperação, os dados foram registrados em tabelas (Apêndices B, C e D) e os procedimentos adotados são detalhados a seguir:

- a) primeiramente as 3 provetas secas foram pesadas e seus valores registrados; em seguida a proveta 1 foi fixada à haste (lado esquerdo) para coleta de fluido, bem como a proveta 3 (lado direito), para armazenar o óleo produzido. Já a proveta 2 ficou aposto para próxima coleta (Figura 3.14);
- b) a cada 1 mL de fluido produzido, a proveta foi retirada da haste e substituída pela proveta vazia. Nesse instante o tempo e as pressões dos transdutores T1 e T2 foram registrados. A proveta com fluido foi pesado e anotado seu valor;
- c) com auxílio da pipeta acoplado à pêra, foi retirado o máximo possível de óleo da proveta preenchida e despejado na proveta de armazenamento. Em seguida foi repesada e teve seu novo valor registrado;
- d) ao fim de cada coleta, a proveta foi lavada, seca, e teve seu peso anotado,
- e) os passos “a”, “b”, “c”, “d” foram repetidos até que não mais foi possível produzir óleo ao final da linha.

Limpeza do testemunho após recuperação de óleo

As etapas seguintes foram realizadas ao final de todos os testes de recuperação para remoção dos resíduos de óleo e de fluido deslocante, visto que todos os testes foram realizados com a mesma amostra. Assim, após finalizado os testes, foram seguidos os seguintes procedimentos para limpeza do testemunho:

- a) um béquer foi posicionado na saída do conector localizado após V2. As válvulas V1 e V2 foram abertas e a bomba foi programada e colocada em operação para vazão de 5 mL/min. Esse procedimento foi realizado para retirar resquícios de fluido deslocante presente na linha;
- b) com a linha limpa, foi seguido as etapas “d”, “e”, “f”, “g”, “h”, “i” do Apêndice E, item II;

- c) um béquer foi colocado ao final da câmara para coletar o fluido, e em seguida a bomba foi programada para operar à vazão de 0,04 mL/min. No tanque foi conferido o volume de água; as válvulas V1 e V2 foram abertas e o fluido percorreu a linha em direção ao testemunho. Esse procedimento durou 5 dias ininterruptos;
- d) passados os 5 dias, a bomba foi desligada e as válvulas V1 e V2 fechadas. A câmara foi despressurizada, aberta e o testemunho retirado. Em um béquer de 100 mL foi alocado, e hexano foi adicionada até que cobriu por inteiro a amostra. Papel alumínio foi utilizado para vedar o béquer, e foi deixado por 24 horas;
- e) em seguida, o testemunho foi retirado do hexano e levado à estufa por um período de 24 horas e temperatura de 110° C. Após esse período seguiu para o dessecador por 2 horas e foi pesado sua massa seca (m_{sec}). A partir daí, o testemunho ficou pronto para um próximo procedimento de saturação.

3.5.3 Recuperação de óleo por injeção de solução de glicerina e solução de surfactante

Para a etapa de recuperação de óleo utilizando as soluções de glicerina e surfactante como fluido deslocante, os procedimentos adotados seguiram as metodologias de Núñez (2011) e as vazões adotadas foram idênticas à de recuperação com água, sendo: $q_1 = 0,02$ mL/min; $q_2 = 0,015$ mL/min e $q_3 = 0,005$ mL/min.

Mantendo as exigências impostas na seção 3.5.2, pertinente à retirada de ar da linha, limpeza e coleta de dados, a sequência de atividades foram seguidas:

- a) primeiramente o conjunto cilindro-pistão 2 foi retirado da bancada experimental. Para isso, as válvulas V5 e V6 foram desconectadas. Com auxílio do torno, a tampa inferior foi aberta e adicionados 200 mL de água destilada, sendo fechada em seguida. A tampa superior foi aberta e ar retirado do reservatório inferior (etapa “b” do Apêndice E, item III). Em seguida, no compartimento superior foram adicionados 800 mL do fluido deslocante de interesse (solução

de glicerina ou solução de surfactante). A tampa metálica foi fechada e o cilindro-pistão retornou a bancada, tendo suas válvulas conectadas;

- b) ar foi retirado do cilindro-pistão e da linha. O conector após V2 foi aberto, o béquer posicionado, e as válvulas V2, V5 e V6 foram abertas. Em uma vazão de 1 mL/min a bomba foi ligada e permaneceu até que não mais foi visto pequenas bolhas de ar saindo no béquer, quando foi desligada;
- c) a partir daí foram seguidos as etapas “a”, “b”, “c” da subseção 3.5.2;
- d) em seguida, a bomba foi programada para a vazão de interesse. As válvulas V2, V5 e V6 foram abertas e a bomba ligada. A partir daí os fluidos foram coletados seguindo o procedimento descrito na subseção 3.5.2, no item “Procedimento de coleta de dados”;
- e) o procedimento foi finalizado seguindo a etapa “e”, “f” da subseção 3.5.2.

3.6 CÁLCULO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

Após realizado a recuperação de óleo com os três fluidos propostos, foi possível pela Equação 3.4 calcular o fator de recuperação (f_R) para cada vazão adotada (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$f_R = \frac{V_o}{V_{oi}} \quad (3.4)$$

em que V_o é o volume acumulado de óleo após o fim das coletas e V_{oi} o volume de óleo inicial contido no testemunho.

No Apêndice B, em diferentes tabelas, encontram-se registrados os valores do V_o ao utilizar água como fluido deslocante às vazões de 0,02 mL/min (Tabela B.2), 0,015 mL/min (Tabela B.5) e 0,005 mL/min (Tabela B.8). No Apêndice C, os valores V_o são referentes à recuperação com solução de glicerina também às vazões de 0,02 mL/min (Tabela C.2), 0,015 mL/min (Tabela C.5) e 0,005 mL/min (Tabela C.8). Já no Apêndice D, na Tabela D.2, foi registrado o valor de V_o à vazão de 0,02 mL/min.

Para o cálculo de volume inicial de óleo na amostra (V_{oi}) (Equação 3.5), bastou multiplicar a saturação de óleo (S_o) obtida pela Equação 3.3 pelo volume poroso (V_p), obtido pela Equação 2.8 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$V_{oi} = S_o V_p \quad (3.5)$$

No Apêndice B, foram registrados nos Quadros B.1, B.2, B.3 os valores de V_{oi} e S_o para recuperação utilizando água como fluido deslocante, às vazões de 0,02 mL/min, 0,015 mL/min e 0,005 mL/min respectivamente. No Apêndice C, nos Quadros C.1, C.2, C.3 estão os valores de V_{oi} e S_o quando utilizado solução de glicerina às mesmas vazões; já no Apêndice D, Quadro D.1, foi registrado o valor de V_{oi} e S_o para vazão de 0,02 mL/min ao utilizar a solução de surfactante.

3.7 ERRO NA DETERMINAÇÃO DO VOLUME DE ÓLEO RECUPERADO

No fim de cada etapa de recuperação, o erro (E) referente ao volume de óleo produzido registrado em tabelas e o volume de óleo acumulado na proveta de armazenamento decorrente da sucção para separar os fluidos (subseção 3.5.2, item “Procedimento de coleta de dados”) pôde ser calculado com a Equação 3.6:

$$E = \frac{V_o - V_{oproveta}}{V_o} \times 100 \quad (3.6)$$

onde: (V_o) é o volume de óleo acumulado gerado a partir das anotações dos dados referente a cada experimento (Valores nos Apêndices B a D) e ($V_{oproveta}$) é o volume do óleo proveniente da sucção que ficou armazenado da proveta.

O erro foi calculado com intuito de demonstrar a diferença entre o volume de óleo acumulado gerado pelas tabelas, e aquele que ficou armazenado na proveta. Se a sucção for perfeita e não houver perda de material, o erro deverá ser zero e os volumes de óleos acumulados iguais. Quanto menor o erro, maior a credibilidade dos resultados obtidos.

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados e discutidos os dados experimentais referentes aos resultados obtidos na recuperação de óleo utilizando água, solução de glicerina e solução de surfactante.

A Tabela 4.1 sintetiza os casos analisados e os parâmetros dos fluidos utilizados durante a execução dos experimentos.

Tabela 4.1 – Apresentação dos casos e parâmetros utilizados.

Casos analisados	Fluido	Vazão, mL/min	Densidade, g/cm ³	Viscosidade, cP	pH
1	Água	0,02	1	1	7
2	Água	0,015	1	1	7
3	Água	0,005	1	1	7
4	Solução de glicerina	0,02	1,1566	19,9	7
5	Solução de glicerina	0,015	1,1566	19,9	7
6	Solução de glicerina	0,005	1,1566	19,9	7
7	Solução de surfactante	0,02	1,0002	1,1	7
8	Solução de surfactante	0,015	1,0002	1,1	7

Fonte: O autor.

4.1 VOLUMES DE FLUIDOS COLETADOS E REGISTRO DE PRESSÕES PARA TRÊS VAZÕES DE INJEÇÃO

Os comportamentos da recuperação de óleo obtidos experimentalmente foram apresentados em uma série de gráficos, que demonstram:

- a produção de óleo e produção do fluido deslocante, juntamente com o comportamento da pressão de injeção em relação ao tempo;
- o volume acumulado de óleo e de fluido deslocante em relação ao volume poroso injetado – seção 4.2;
- o fator de recuperação versus o volume poroso injetado – seção 4.3.

O volume poroso injetado nada mais é do que a relação existente entre a vazão de bombeio (q), o tempo (t) em que a bomba ficou impulsionando o fluido e o próprio volume poroso (V_p) da amostra. Assim, com a Equação 4.1 têm-se que:

$$V_{p \text{ Injet.}} = \frac{qt}{V_p} \times 100 \quad (4.1)$$

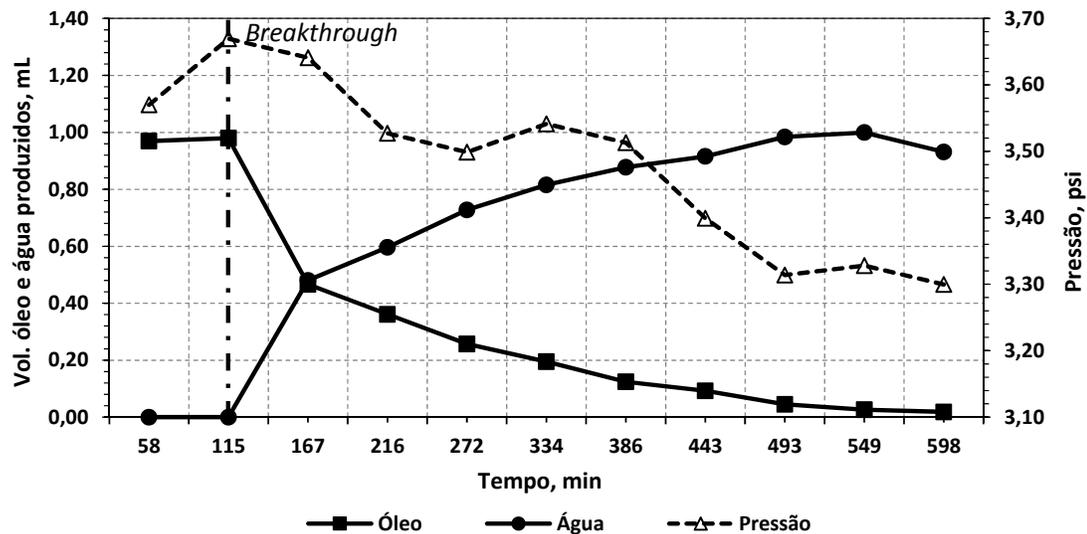
4.1.1 Injeção à vazão de 0,02 mL/min

Para a maior vazão utilizada nesse estudo, utilizando primeiramente a água destilada como fluido deslocante, a Figura 4.1 demonstra que no início apenas óleo foi produzido. Aproximadamente 115 minutos após o início da injeção, a produção de óleo começou a decair e, a água que se deslocou ao longo do testemunho, passou a ser produzida. Esse fenômeno é conhecido por *breakthrough*, e em situações reais de exploração, significa dizer que a frente de avanço chegou ao poço produtor.

A partir do *breakthrough* foi percebido um queda significativa da produção de óleo, enquanto que a de água cresceu acentuadamente. Também foi notado o decaimento da pressão de injeção, que se manteve em declínio até ao final do experimento. Isso significa dizer, que a bomba necessita de menos trabalho para bombear o fluido, visto que o óleo que dificultaria a passagem da água, já foi em grande parte produzido.

Com a Figura 4.1 também é possível observar o tempo total do experimento, sendo de 598 minutos.

Figura 4.1 – Relação entre volume produzido de óleo e água x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,02 mL/min.



Fonte: O autor.

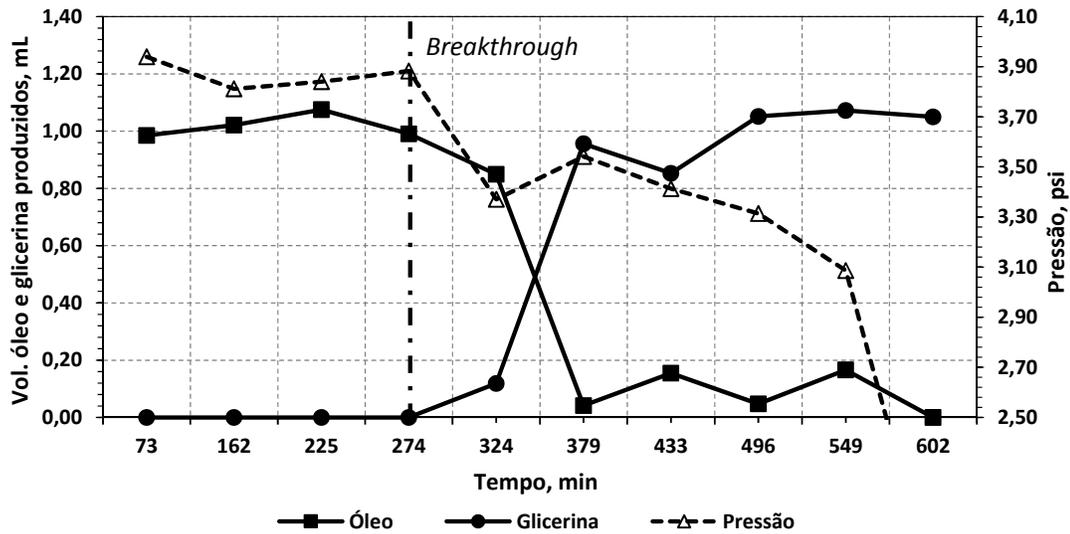
Ao utilizar como fluido deslocante a solução de glicerina, foi possível perceber pela Figura 4.2 que à mesma vazão de injeção, o instante do *breakthrough* aconteceu em torno de 274 minutos, ou seja, 160 minutos após o ocorrido para água. Já para a solução de surfactante, representado na Figura 4.3, o instante de *breakthrough* aconteceu de maneira prematura, aos 159 minutos.

Pode-se perceber que, diferentemente da água, após o instante do *breakthrough*, tanto para glicerina (Figura 4.2) como para o surfactante (Figura 4.3), até ao final dos experimentos acontecem pequenas oscilações na produção de óleo, o que contribuiu para que ao final do experimento, obtivesse uma maior recuperação de óleo.

Ao analisar o comportamento da pressão, foi percebido uma tendência similar para os três experimentos: *fill up* (enchimento do reservatório) elevado – todo fluido injetado desloca o óleo em direção à saída – e decaimento após o *breakthrough*, porém com algumas oscilações suaves de aumento de pressão.

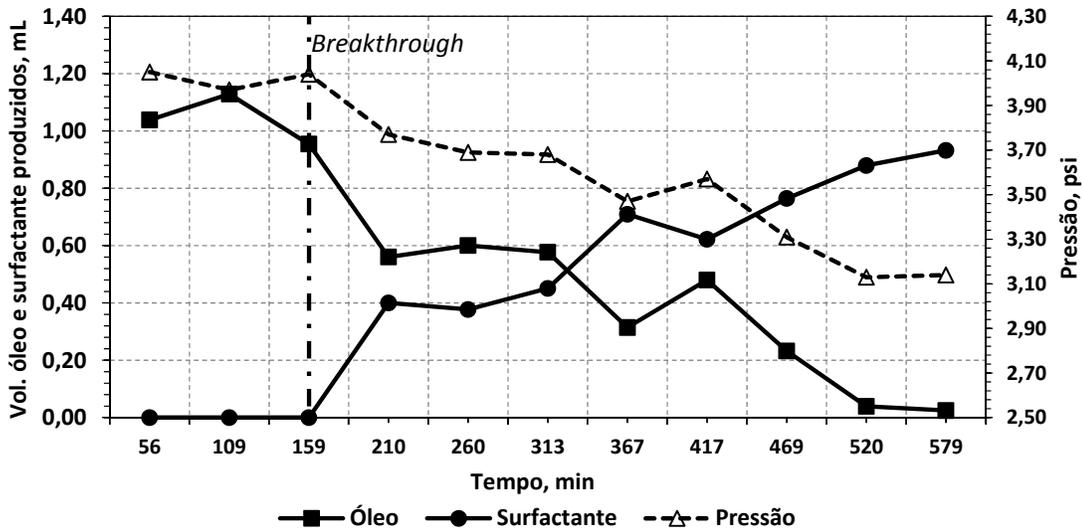
As Figuras 4.2 e 4.3 também apresentam o tempo total do experimento, sendo 602 minutos para o teste com glicerina e 579 minutos para o surfactante.

Figura 4.2 – Relação entre volume produzido de óleo e glicerina x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,02 mL/min.



Fonte: O autor.

Figura 4.3 – Relação entre volume produzido de óleo e surfactante x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,02 mL/min.



Fonte: O autor.

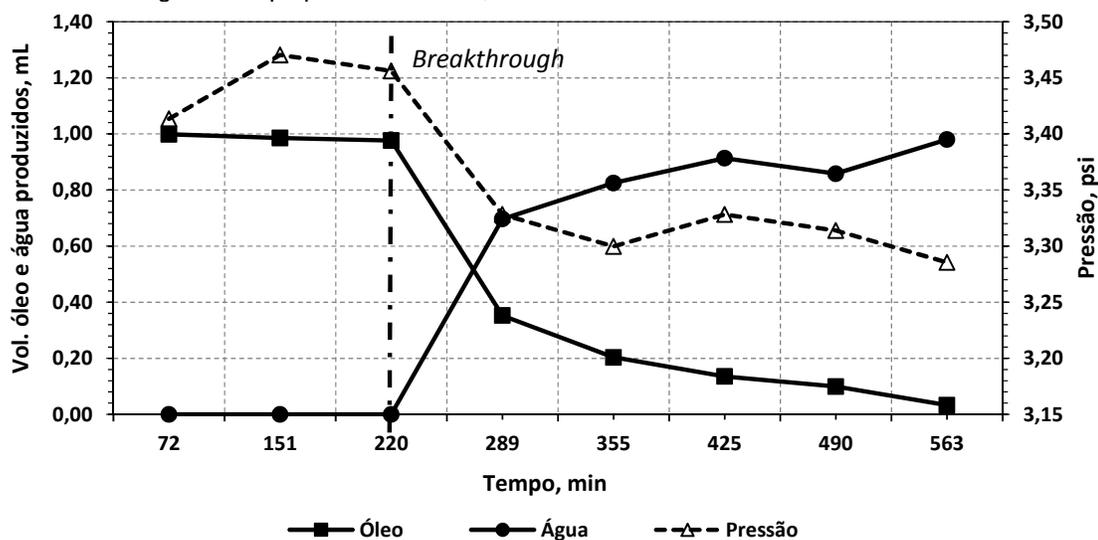
4.1.2 Injeção à vazão de 0,015 mL/min

Com vazão intermediária, foi possível perceber o prolongamento do instante do *breakthrough* em 105 minutos para água, 11 minutos para a solução de glicerina e 51 minutos para solução de surfactante, se comparado aos *breakthrough* à vazão de 0,02

mL/min. A partir desse instante, ocorreu uma queda significativa da pressão, que se manteve até o fim do experimento.

A Figura 4.4, sintetiza a produção de água e de óleo, além de apresentar o tempo total de experimento, sendo de 563 minutos.

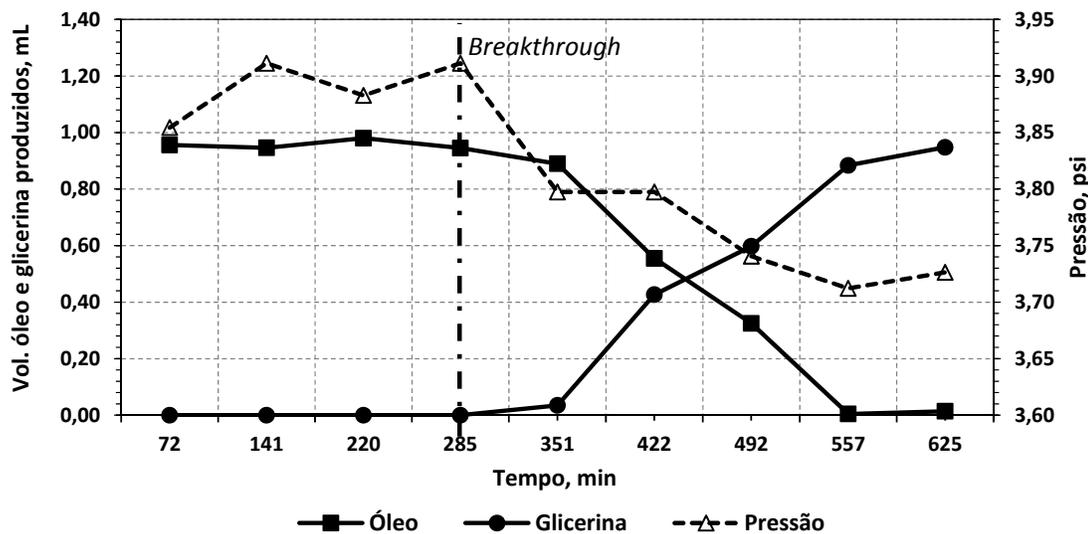
Figura 4.4 – Relação entre volume produzido de óleo e água x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,015 mL/min.



Fonte: O autor.

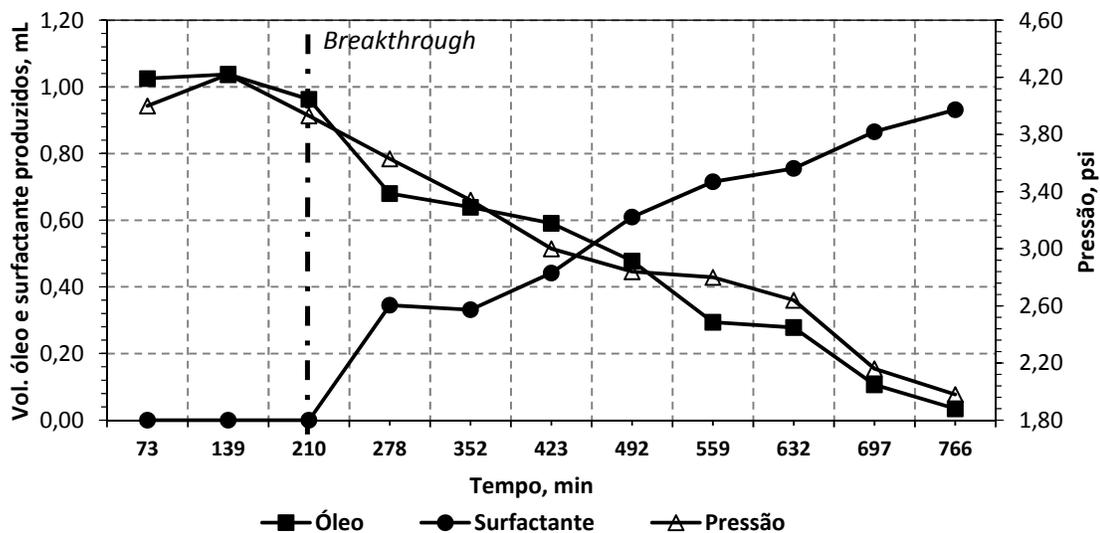
Já as Figuras 4.5 e 4.6 demonstram as informações de produção de fluido e de óleo, e apresentam o tempo total de experimento, sendo 625 minutos quando utilizado solução de glicerina e 766 quando utilizado solução de surfactante.

Figura 4.5 – Relação entre volume produzido de óleo e glicerina x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,015 mL/min.



Fonte: O autor.

Figura 4.6 – Relação entre volume produzido de óleo e surfactante x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,015 mL/min.



Fonte: O autor.

4.1.3 Injeção à vazão de 0,005 mL/min

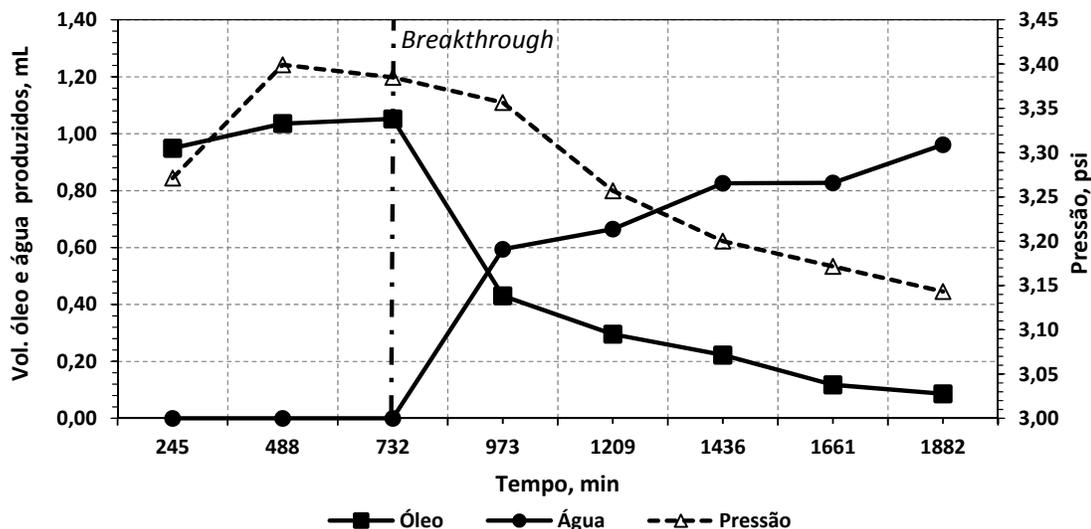
Para a mínima vazão analisada nesse estudo, foi possível perceber para água (Figura 4.7), um *breakthrough* tardio se comparado à vazões de 0,02 mL/min e 0,015 mL/min. O mesmo comportamento foi notado ao observar a solução de glicerina (Figura 4.13) para as mesmas vazões, que apresentou um *breakthrough* aos 1268 minutos.

Porém ao analisar a água com a solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min (Figura 4.8), foi percebido que, apesar do *breakthrough* para água ter acontecido aos 732 minutos, ao utilizar a solução de glicerina foi possível um acréscimo nesse tempo, tendo ocorrido aos 1268 minutos, o que contribuiu para a melhor eficácia da solução de glicerina frente à injeção de água.

Assim como para as vazões de 0,02 mL/min e 0,015 mL/min, o comportamento da pressão manteve a tendência de decaimento após o *breakthrough*, confirmando que a maior quantidade de óleo já foi removida, e existe uma “facilidade” na passagem do fluxo de recuperação.

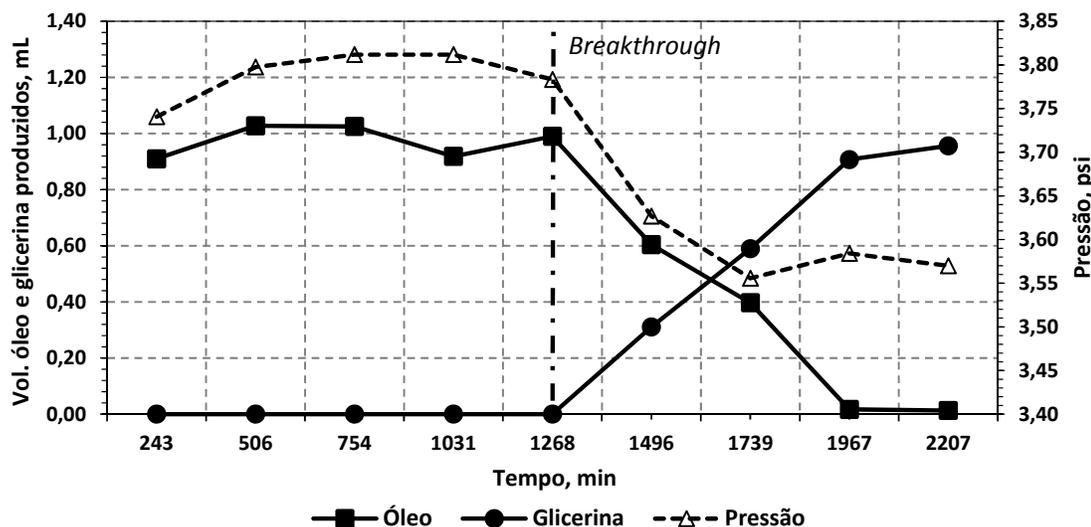
Com as Figuras 4.7 e 4.8 foi possível perceber o tempo total do experimento, sendo de 1882 minutos para água e 2207 minutos para o surfactante.

Figura 4.7 – Relação entre volume produzido de óleo e água x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,005 mL/min.



Fonte: O autor.

Figura 4.8 – Relação entre volume produzido de óleo e glicerina x tempo, e o comportamento da pressão ao longo do tempo para vazão de 0,005 mL/min.



Fonte: O autor.

A Tabela 4.2 sintetiza os instantes de *breakthrough* apresentados anteriormente, evidenciando os fluidos deslocantes e as vazões utilizadas.

Tabela 4.2 – Instante do *breakthrough* para as vazões e fluidos analisados.

Fluido	$q_1 = 0,02 \text{ mL/min}$	$q_2 = 0,015 \text{ mL/min}$	$q_3 = 0,005 \text{ mL/min}$
Água	115 min	220 min	732 min
Solução de glicerina	274 min	285 min	1268 min
Solução de surfactante	159 min	210 min	-

Fonte: O autor.

Os gráficos representados pelas Figuras 4.1 a 4.8 demonstram o comportamento esperado de volume produzido de óleo onde, ao se injetar um fluido, os primeiros fluidos produzidos/coletados, sejam compostos basicamente por óleo (ALBUQUERQUE et al., 2007). Isso significa dizer que todo fluido que está sendo impulsionado pela bomba, está deslocando o óleo em direção à saída.

Ao analisar os gráficos foi possível perceber claramente, para as três vazões, o momento de *breakthrough*, devido o aumento significativo na quantidade de fluido produzido.

Para os três testes com a solução de glicerina, de viscosidade de 19,9 cP, notou-se um *breakthrough* mais tardio se comparado aos testes com a água, de viscosidade 1 cP, como demonstrado na Tabela 4.2. Com isso concluiu-se que a solução apresentou uma mobilidade favorável dentro do testemunho, não criando de maneira prematura caminhos preferenciais.

Com auxílio da Tabela 4.2, ao analisar a solução de surfactante foi percebido um *breakthrough* precoce, aos 159 minutos para q_1 e 210 minutos para q_2 . No entanto, ocorreu um comportamento diferente do apresentado para água e glicerina. Apesar do surfactante ter começado a ser produzido, ainda assim foi mantido a produção de óleo por um certo período, o que garantiu uma recuperação final satisfatória.

Em relação a pressão, os dados demonstraram um comportamento esperado, visto que, a bomba ao ser iniciada para transmitir os fluidos de arraste, requer uma pressão maior para deslocar o banco de óleo contido nos poros do testemunho saturado.

Com o passar do tempo, o fluido deslocante conseguiu atravessar o testemunho e passou a ser produzido. A partir daí, o bombeamento foi apenas para permitir que o fluido seguisse seu percurso e atravessasse a amostra, ocasionando uma queda de pressão lenta e gradativa.

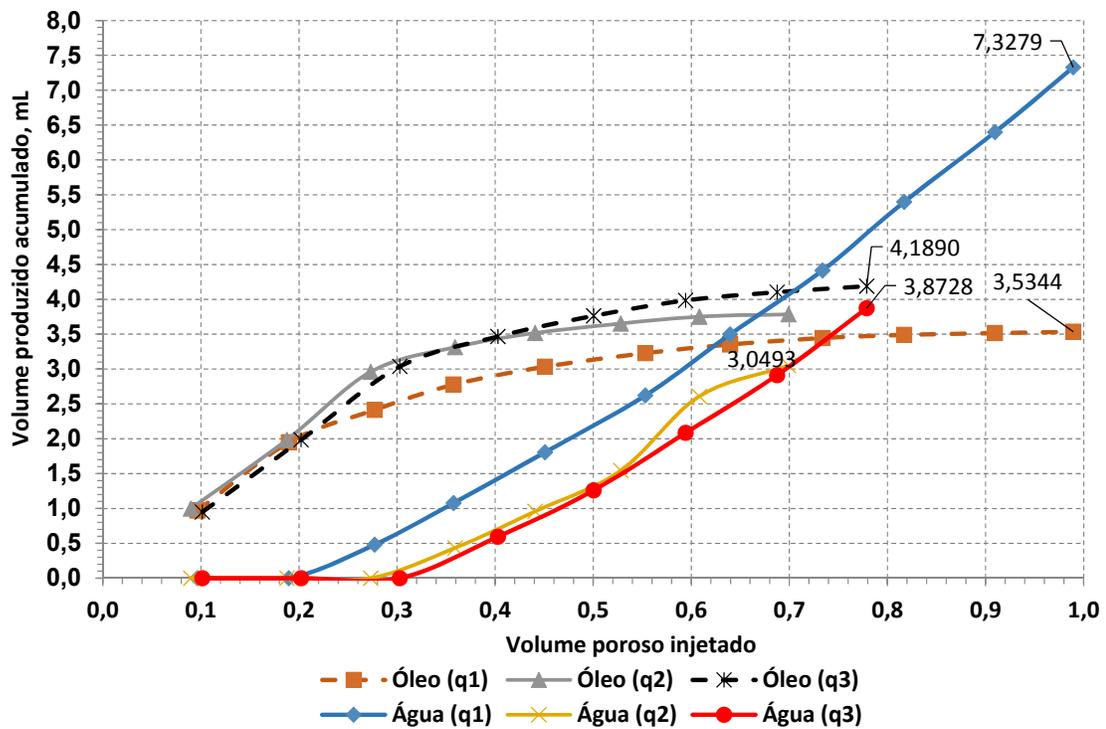
Como foi percebido, os níveis máximos de pressão ao se trabalhar com água, solução de glicerina e surfactante apresentaram comportamento semelhante, (apesar de demonstrarem valores distintos) pressões maiores antes do *breakthrough*, tendo seus picos máximos ao utilizar-se as maiores vazões de injeção. Uma possibilidade para tal comportamento, é que altas vazões significam menos tempo e conseqüentemente menor possibilidade de rearranjo das moléculas do fluido para percorrer a amostra por caminhos mais favoráveis, ocasionando o aumento de pressão.

Não foi possível realizar o teste com a solução de surfactante à vazão de 0,005 mL/min, devido à amostra utilizada nos experimentos ter apresentado desgaste excessivo, ocasionando um possível trinco em seu interior, impedindo a saturação de óleo.

4.2 VOLUMES PRODUZIDOS ACUMULADOS DE FLUIDOS

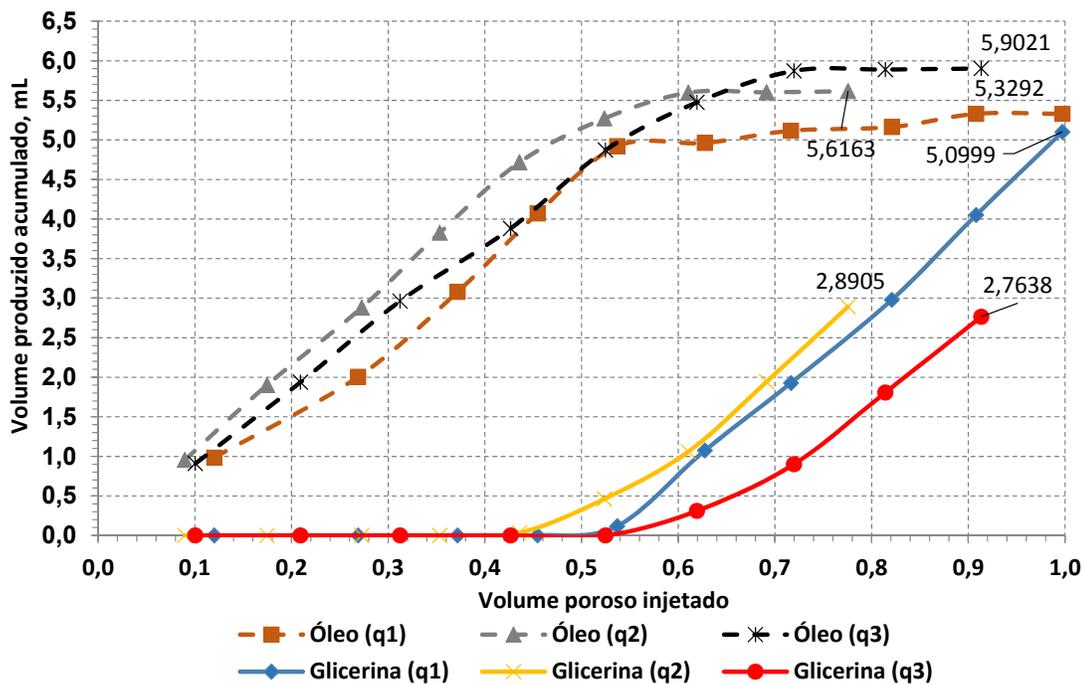
As figuras a seguir, demonstram o comportamento do deslocamento de óleo para os fluidos de recuperação à vazão q_1 (0,02 mL/min), q_2 (0,015 mL/min) e q_3 (0,005 mL/min). A Figura 4.9 é pertinente ao óleo e água; óleo e solução de glicerina são demonstrados pela Figura 4.10, e óleo com solução de surfactante, pela Figura 4.11.

Figura 4.9 – Volumes acumulados de óleo e água produzidos em relação ao volume poroso injetado para as três vazões utilizadas.



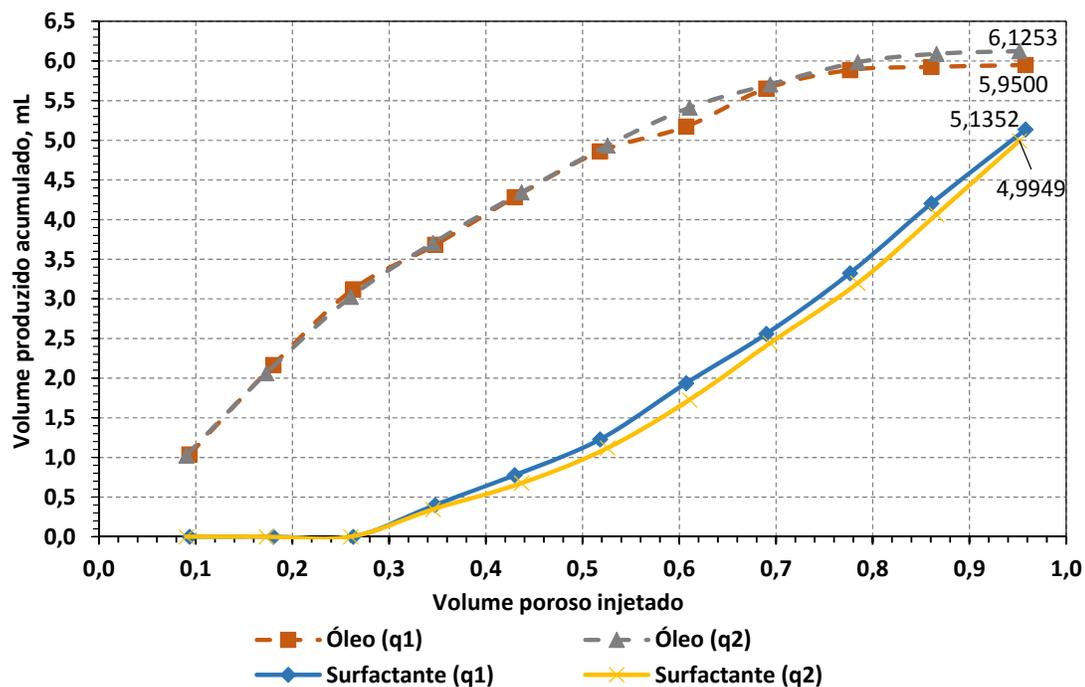
Fonte: O autor.

Figura 4.10 – Volumes acumulados de óleo e glicerina produzidos em relação ao volume poroso injetado para as três vazões utilizadas.



Fonte: O autor.

Figura 4.11 – Volumes acumulados de óleo e surfactante produzidos em relação ao volume poroso injetado para as duas vazões utilizadas.



Fonte: O autor.

De maneira geral, foi percebido que maiores volumes acumulados de água, solução de glicerina e surfactante, ocorreu ao se utilizar a maior vazão de injeção, 0,02 mL/min. Ao contrário aconteceu para o acúmulo de óleo, que apresentou valores acumulados levemente menores para a maior vazão utilizada ao final do experimento.

Foi observado também que, para os três fluidos utilizados, o comportamento das curvas de produção de óleo manteve uma certa conformidade. No início, obteve-se uma produção próxima a 1 mL de óleo, que foi aumentando gradativamente até se manter constante. O fato da curva ter se mantido constante, significa dizer que a partir de uma porcentagem do volume poroso injetado, não há mais produção de óleo.

Ao contrário, aconteceu com as curvas de produção dos fluidos deslocantes, que tiveram seus valores iniciais praticamente zerados (já que o início foi produção somente de óleo) e a partir de uma porcentagem de volume poroso injetado, passou a ter um deslocamento positivo, o que indicou a produção simultânea de óleo e dos fluidos deslocantes.

Com o auxílio dos Apêndices B, C, D, e através da análise dos gráficos, foi constatado que, para as vazões maiores à baixos volumes porosos injetados, a produção de óleo foi menor, além de produzir menor volume acumulado de óleo ao final do experimento. Em contrapartida percebeu-se que, com as menores vazões à baixos volumes porosos injetados, levou a um acúmulo maior de óleo e consequentemente a um acúmulo final maior de óleo produzido.

A Tabela 4.3 sintetiza o comportamento do volume de óleo acumulado ao injetar-se os fluidos deslocantes às vazões analisadas.

Tabela 4.3 – Volume máximo de óleo coletado.

Fluido	$q_1 = 0,02 \text{ mL/min}$	$q_2 = 0,015 \text{ mL/min}$	$q_3 = 0,005 \text{ mL/min}$
Água	3,5344 mL	3,7838 mL	4,1890 mL
Solução de glicerina	5,3292 mL	5,6163 mL	5,9021 mL
Solução de surfactante	5,9500 mL	6,1253 mL	-

Fonte: O autor.

Pensando em um cenário econômico onde avalia-se o preço do barril, um estudo deve ser elaborado para entender se seria viável economicamente em uma situação onde o preço do barril está elevado, trabalhar com vazões altas, menor tempo de

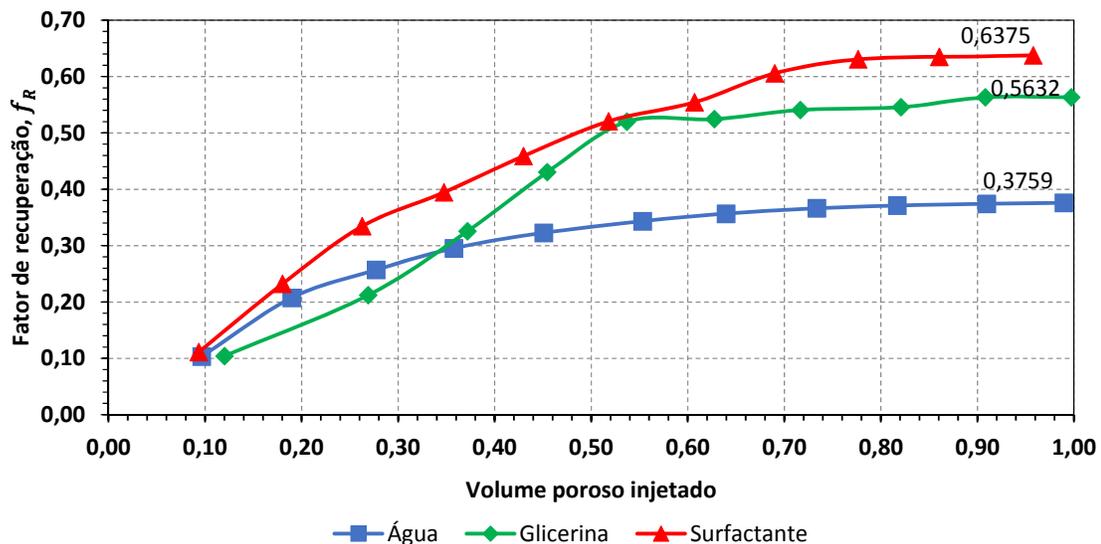
produção e menos barril produzido, ou trabalhar em vazões baixas, levando mais tempo de produção, porém com quantidade maior de óleo produzido no final.

4.3 FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

Após os testes executados, com auxílio Equação 3.4 ($f_R = \frac{V_o}{V_{oi}}$), foi possível de forma gráfica revelar o fator de recuperação de óleo ao utilizar os fluidos deslocantes com suas respectivas vazões.

A Figura 4.12 apresenta o fator de recuperação ao utilizar os três fluidos deslocantes à vazão de injeção de 0,02 mL/min. É perceptível a eficácia promovida pela solução de surfactante, que permitiu o maior percentual de recuperação de óleo. Ainda com a Figura 4.12, percebe-se a importância do *breakthrough* tardio para a produção do óleo. Como a glicerina e o surfactante apresentaram esse comportamento, os percentuais de recuperação do óleo ficaram superiores aos apresentados ao utilizar água, que demonstrou *breakthrough* prematuro, ocasionando uma recuperação de óleo de 37,59%, enquanto que a glicerina promoveu 56,32% e o surfactante 63,75%.

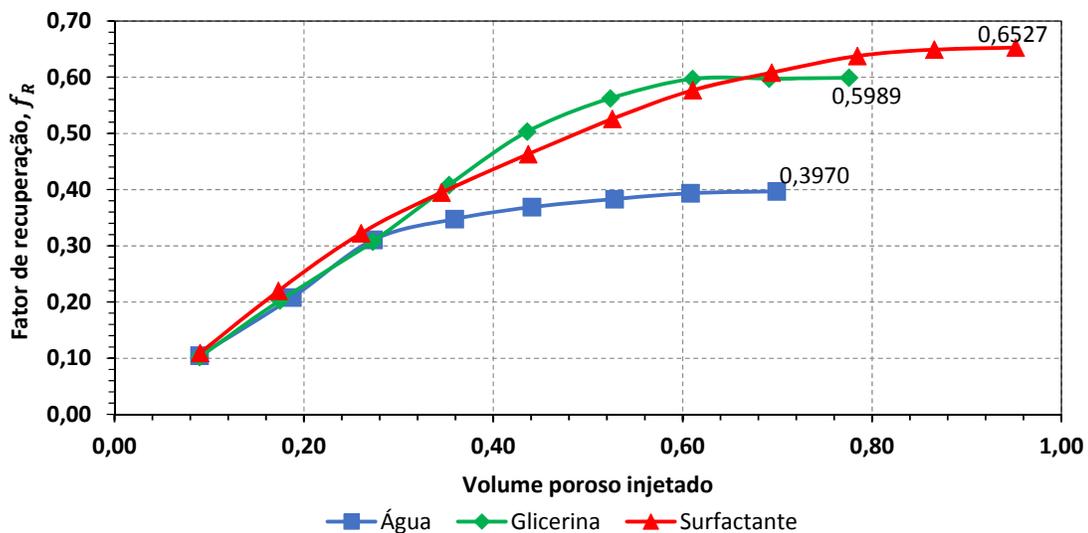
Figura 4.12 – Relação entre o fator de recuperação de óleo e o volume poroso injetado à vazão $q_1 = 0,02$ mL/min para os três fluidos deslocantes.



Fonte: O autor.

A Figura 4.13 apresenta o fator de recuperação para a vazão de 0,015 mL/min. Por ela foi possível perceber que, ao minimizar a vazão de injeção, maximizou o percentual óleo de coletado ao utilizar os três fluido deslocantes. Esses percentuais mantiveram o mesmo comportamento apresentado para vazão de 0,02 mL/min, onde o surfactante mostrou melhores resultados no fator de recuperação de óleo (65,27%), seguido da glicerina (59,89%) e água (39,70%).

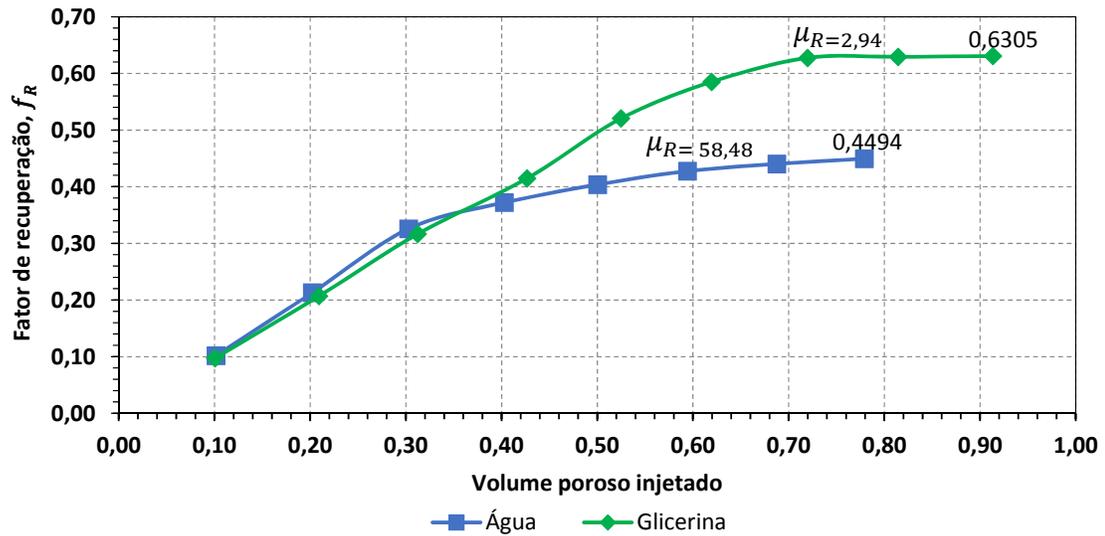
Figura 4.13 – Relação entre o fator de recuperação de óleo e o volume poroso injetado à vazão $q_2 = 0,015$ mL/min para os três fluidos deslocantes.



Fonte: O autor.

A Figura 4.14 é referente à recuperação com a menor vazão utilizada. Nesse caso o percentual de óleo recuperado foi maior quando utilizado a glicerina, que apresentou 63,05%, enquanto que para água apresentou um percentual de 44,94%. O *breakthrough* tardio para a glicerina foi fundamental para maximizar sua influência no percentual de recuperação.

Figura 4.14 – Relação entre o fator de recuperação de óleo e o volume poroso injetado à vazão $q_3 = 0,005$ mL/min para os dois fluidos deslocantes.



Fonte: O autor.

Ainda na Figura 4.14, o conceito de mobilidade poderia ser aplicado para justificar o bom resultado obtido para a recuperação com a solução de glicerina, se o valor da permeabilidade efetiva ao óleo fosse conhecida. Como não é de conhecimento, foi possível fazer uma analogia com a Equação 2.11, que é referente ao fenômeno de mobilidade. Dessa forma foi possível chegar na Equação 4.1, que relaciona a viscosidade relativa entre o fluido deslocado (óleo), apresentado por μ_o , e o fluido deslocante (solução de glicerina):

$$\mu_R = \frac{\mu_o}{\mu_{s.gl}} \quad (4.1)$$

onde μ_R é a viscosidade relativa entre o fluido deslocado e o deslocante, μ_o é a viscosidade do óleo e $\mu_{s.gl}$ a viscosidade da solução de glicerina.

Como a viscosidade do óleo equivale a 58,48 cP e da solução de glicerina a 19,9 cP, aplicando na Equação 4.1 foi obtido uma viscosidade relativa entre os fluidos de 2,94, significando que o fato da glicerina possuir uma viscosidade “elevada”, gerou uma razão de viscosidade menor entre os fluidos. Na prática, isso significa que a solução de glicerina tem uma certa resistência em penetrar o banco de óleo e criar

caminhos preferenciais em direção ao poço produtor. Essa resistência é fundamental para o acréscimo no percentual de recuperação de óleo.

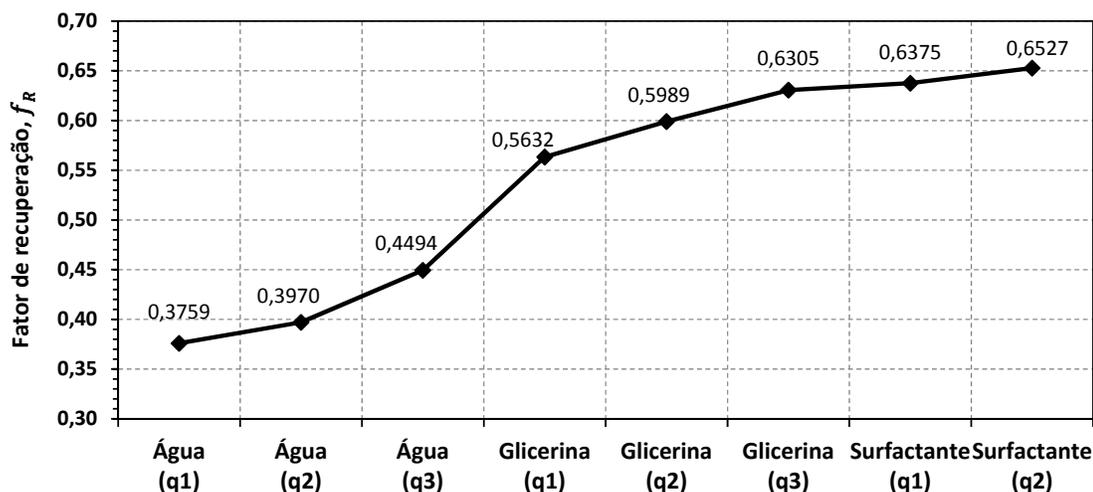
Fazendo a mesma analogia para a recuperação com água, considerando sua viscosidade de 1 cP, a razão de viscosidade foi igual a 58,48, valor muito superior à razão da solução de glicerina. Ao comparar os fatores de recuperação de óleo para os dois fluidos, a glicerina apresentou um percentual em torno de 20% maior do que quando utilizado água. Por isso foi concluído que, razões de viscosidade menores entre o fluido deslocado e deslocante, podem acarretar em um percentual recuperado maior.

É válido ressaltar que apesar dos resultados para a recuperação com glicerina terem sido inferiores aos estudos apresentados no referencial teórico, deve-se considerar que nesse experimento a solução de glicerina foi preparada utilizando-se glicerina comercial, e nos estudos apresentados, glicerina bruta. A glicerina bruta oriunda dos processos de *biodiesel*, podem conter certos resíduos, como por exemplo ácidos graxos, que reagem com os hidrocarbonetos presentes no óleo, podendo levar a uma maior recuperação final de óleo.

Com o objetivo de demonstrar a eficiência da solução de glicerina e surfactante frente à injeção de água na recuperação de óleo, a Figura 4.15 apresenta o comportamento do percentual de óleo coletado ao se modificar as vazões de injeção. No eixo y foi plotado o fator de recuperação, enquanto que no eixo x, os fluidos utilizados às vazões $q_1 = 0,02$ mL/min, $q_2 = 0,015$ mL/min e $q_3 = 0,005$ mL/min.

A tendência ascendente da curva confirmou que os fluidos abordados nesta dissertação foram eficazes na remoção do óleo contido no interior do testemunho, por conta dos percentuais recuperados apresentados após cada experimento. Foi possível perceber que de fato existem vantagens em adotar os métodos avançados de recuperação, pois promoveram significativo aumento no volume de óleo coletado frente ao método convencional. Também foi possível afirmar que ao realizar os experimentos para a água, solução de glicerina e surfactante, as menores vazões de cada fluido apresentaram maiores percentuais de óleo recuperado. Vazões menores permitem maior contato entre os fluidos, proporcionam maior interação entre eles, evitam a formação de caminhos preferenciais e, por consequência, influenciam para que maiores volumes de óleo sejam recuperados.

Figura 4.15 – Síntese do percentual de extração de óleo ao utilizar água, solução de glicerina e solução de surfactante às vazões de 0,02 mL/min, 0,015 mL/min e 0,005 mL/min.



Fonte: O autor.

Segundo Salehi; Omidvar e Naeimi (2016); Velásquez (2009); Santanna et al., (2009); Cepac (2008) e Almeida (2004), os valores encontrados para recuperação de óleo tendo como fluido deslocante a água, estão dentro da faixa esperada (30% a 40%). Para a vazão máxima (0,02 mL/min), foi obtido uma recuperação de 37,59%; para a intermediária (0,015 mL/min), 39,70% e para a mínima (0,005 mL/min), 44,94%, gerando uma média de recuperação de 40,74%.

Núñez (2007) ao estudar a recuperação convencional em uma bancada semelhante à utilizada nesse estudo, e com vazões próximas às adotadas nesse experimento, alcançou para as vazões de 0,015 mL/min, 0,010 mL/min e 0,005 mL/min, os percentuais de recuperação de 24%, 24,5% e 24,8%, respectivamente. Sabendo que as características da rocha e do óleo foram diferentes, e os resultados foram dentro do esperado para o método convencional, considerou a metodologia utilizada nesse estudo como válida.

Maia e Romero (2017b) ao analisar a recuperação de óleo através do método convencional, adotando as mesmas vazões utilizadas nesse estudo e utilizando a mesma bancada, alcançou uma recuperação para a vazão de 0,02 mL/min de 35,70%; para vazão de 0,015 mL/min alcançou 38,70%, e já para a vazão de 0,005 mL/min, um percentual de 42%. Seguindo a mesma sequência de vazão, este estudo alcançou 37,59%, 39,70% e 44,94% de percentual de recuperação. Considerando que os óleos

utilizados não foram idênticos, como os resultados foram próximos e dentro dos padrões esperados para uma recuperação convencional, foi possível validar o experimento e dar credibilidade aos testes posteriores.

Ao analisar o fator de recuperação envolvendo a solução de glicerina, foi percebido um resultado coerente, tendo uma média de 59,75%. Acreditou-se que o acréscimo no percentual de recuperação em relação à água, foi devido à uma satisfatória razão de viscosidade entre o óleo (fluido deslocado) e a solução de glicerina (fluido deslocante).

Ao analisar o fator de recuperação pertinente à solução de surfactante, foi percebido uma recuperação média de 64,51%, valor esse considerado satisfatório e dentro do que se espera para um método avançado. Esse percentual foi 23,77% superior ao apresentado pelo método convencional, demonstrando a eficácia ao se utilizar surfactantes.

Hirasaki e Zhang (2004) e Babadagli (2001), afirmam que o surfactante é um agente modificador da tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado, o que justifica um fator de recuperação tão expressivo ao se comparar à recuperação com a água. Além disso, Agbalaka et al. (2008), Bi et al. (2004) e Drummond e Israelachvili (2002) asseguram que de acordo com as propriedades do meio poroso e das substâncias que estão em contato, é possível que os surfactantes possam alterar a molhabilidade, o que ocasionaria um aumento na recuperação de óleo.

O êxito ao se trabalhar com o surfactante deve-se também à mudança que ele é capaz de promover na capilaridade. Apesar de não ser possível afirmar o número capilar (Equação 2.13) por não ser de conhecimento a tensão interfacial entre o óleo e o surfactante, é certo que a solução utilizada foi capaz de diminuir a saturação de óleo residual, o que proporcionou um maior fator de recuperação.

Durante todo o procedimento experimental, dois valores de volume de óleo recuperado foram registrados: um gerado a partir do acúmulo final das medidas coletadas a cada 1 mL e o outro oriundo da sucção, que foi armazenado em uma terceira proveta. Dessa forma, foi possível calcular o erro referente aos volumes de óleo final acumulado através da Equação 3.6, apresentados a seguir com os demais dados, pelas Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6.

A Tabela 4.4 apresenta os resumos dos principais dados obtidos experimentalmente para água como fluido deslocante. A Tabela 4.5 é destinada aos dados para solução de glicerina e a Tabela 4.6, para os dados da solução de surfactante.

Tabela 4.4 – Resumo dos dados experimentais para recuperação com água.

Parâmetro	Fluido: Água		
	$q_1 = 0,02$	$q_2 = 0,015$	$q_3 = 0,005$
Vazão de injeção, mL/min	26	26	26
Temperatura, °C	9,4014	9,5315	9,3217
Volume de óleo inicial (V_{oi}), mL	77,83	78,90	77,17
Saturação de óleo inicial (S_o), mL	3,5344	3,7838	4,1890
Volume de óleo coletado (V_o), mL	3,3976	3,6321	4,0369
Volume de óleo coletado proveta (V_{op}), mL	37,59	39,70	44,94
Fator de recuperação (f_R), %	9h 57min	9h 23min	31h 21min
Duração da etapa de recuperação, min	3,87	4,01	3,63
Erro, %			

Fonte: O autor.

Tabela 4.5 – Resumo dos dados experimentais para recuperação com solução de glicerina.

Parâmetro	Fluido: Solução de Glicerina		
	$q_1 = 0,02$	$q_2 = 0,015$	$q_3 = 0,005$
Vazão de injeção, mL/min	26	25	25
Temperatura, °C	9,4618	9,3772	9,3603
Volume de óleo inicial (V_{oi}), mL	78,33	77,63	77,49
Saturação de óleo inicial (S_o), mL	5,3292	5,6163	5,9021
Volume de óleo coletado (V_o), mL	5,1192	5,3928	5,6785
Volume de óleo coletado proveta (V_{op}), mL	56,32	59,89	63,05
Fator de recuperação (f_R), %	10h 2min	10h 24min	36h 46min
Duração da etapa de recuperação	3,94	3,98	3,79
Erro, %			

Fonte: O autor.

Tabela 4.6 – Resumo dos dados experimentais para recuperação com solução de surfactante.

Parâmetro	Fluido: Solução de surfactante	
	$q_1 = 0,02$	$q_2 = 0,015$
Vazão de injeção, mL/min	25	25
Temperatura, °C	9,3337	9,3844
Volume de óleo inicial (V_{oi}), mL	77,27	77,69
Saturação de óleo inicial (S_o), mL	5,9500	6,1253
Volume de óleo coletado (V_o), mL	5,7263	5,9152
Volume de óleo coletado proveta (V_{op}), mL	63,75	65,27
Fator de recuperação (f_R), %	9h 38min	12h 46min
Duração da etapa de recuperação	3,76	3,43
Erro, %		

Fonte: O autor.

A diferença entre os volumes acumulados deve-se ao desafio em separar os fluidos na proveta na hora da sucção. Para evitar que outro fluido que não seja o óleo seja coletado, acaba ficando retido óleo nas provetas de coleta, o que ocasiona a diferença de óleo ao final do experimento.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES

O trabalho experimental desenvolvido trata da injeção de três fluidos à três vazões, para deslocar óleo contido em um testemunho de arenito, objetivando o fator de recuperação para cada caso. Os resultados alcançados com este estudo mostram que:

- 1) A bancada utilizada apresenta desafios operacionais por conta de diversos cuidados que devem ser atendidos, tais como: retirada de ar da linha, limpeza eficiente, correta coleta de dados, uma vez que iniciados os testes, eles não devem ser interrompidos, etc.
- 2) A porosidade do testemunho foi satisfatória e coerente ao encontrado na literatura.
- 3) A injeção de água, solução de glicerina e solução de surfactante foram eficazes na remoção do óleo contido no testemunho.
- 4) A pressão de injeção para todos os testes foi alta durante o *fill up* e começou a decair a partir do *breakthrough*.
- 5) A recuperação utilizando água serviu para validar os demais testes, por revelar dados condizentes com os apresentados na literatura, dando credibilidade aos resultados com os fluidos de EOR – solução de glicerina e solução de surfactante.
- 6) Utilização das menores vazões geraram maior fator de recuperação de óleo, entretanto a tempos mais longos. A 0,005 mL/min o teste com água teve duração de 1882 minutos, e percentual de recuperação de óleo 7,35% maior do que quando utilizado 0,02 mL/min. A mesma analogia foi realizada para a solução de glicerina, que apresentou tempo total de 2207 minutos à 0,005 mL/min e gerou um percentual 6,73% maior do que a 0,02 mL/min.
- 7) O valor máximo de fator de recuperação de óleo ocorreu ao utilizar a solução de surfactante (65,27%), seguido pelo uso da solução de glicerina (63,05%) e por fim da água (44,94%).
- 8) A razão de viscosidade baixa entre óleo/fluido deslocante apresentada pela solução de glicerina, foi eficaz na recuperação final do óleo.

- 9) A solução de surfactante atuou como um agente redutor da tensão interfacial, diminuindo a saturação de óleo residual no testemunho, o que levou a uma elevada recuperação final do óleo.
- 10) Os percentuais referentes aos erros do volume de óleo acumulado, demonstrado nos Apêndices B, C, D, e o volume acumulado na proveta, indicam que é necessário aperfeiçoar essa etapa para minimizar ainda mais esse percentual.

O tema desenvolvido contribui para geração de energia, pois apresenta possibilidades capazes de serem utilizadas para maximizar a extração de petróleo, que é uma fonte energética ainda muito utilizada e apresenta um grande potencial de exploração.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A fim de dar continuidade a esse trabalho, sugere-se:

- Aperfeiçoar o procedimento da coleta de óleo;
- Realizar a recuperação de óleo com solução de glicerina e alterar a concentração da solução, para avaliar o comportamento ao se modificar a razão de viscosidade entre os fluidos.
- Realizar a recuperação de óleo com outros tipos de fluidos (ex: emulsão, polímeros);
- Realizar a recuperação de óleo alternando dois fluidos de injeção;
- Aprimorar a bancada de maneira que se transforme em um sistema fechado e seja possível trabalhar com injeção de gases (ex: CO₂);
- Adaptar à bancada outro sistema cilindro-pistão destinado somente à limpeza da linha e do testemunho.
- Medir a tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAMS, A. The influence of fluid viscosity, interfacial tension, and flow velocity on residual oil saturation left by waterflood. **Society Of Petroleum Engineers Journal**, [s.l.], v. 15, n. 05, p.437-447, 1 out. 1975. Society of Petroleum Engineers (SPE). Doi: 10.2118/5050-pa.

AGBALAKA, C et al. The effect of wettability on oil recovery: a review. SPE ASIA PACIF OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 1., 2008. Perth. **Anais eletrônicos**... Disponível em: < <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-114496-MS?id=conference-paper%2FSPE-114496-MS>>. Acesso em 07 mai. 2016.

ALBUQUERQUE, H, S et al. Estudo da eficiência de sistemas microemulsionados na recuperação avançada de petróleo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 4., 2007, Campinas. **Anais eletrônicos**... Disponível em: < http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_1_0306-2.pdf>. Acesso em 16 fev. 2017.

ALLEN, T. O.; ROBERTS, A. P. **Production operations: well completions, workover, and stimulation**. 4nd ed. Oklahoma: Oil & Gas Consultants International, Inc, 1993.

ALMEIDA, A. S. de. Petróleo e gás: recuperação secundária em campos de produção. In: SEMINÁRIO RECURSO ENERGÉTICO DO BRASIL: PETRÓLEO, GÁS, URÂNIO E CARVÃO, 1., 2004, Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos**...Disponível em: <http://ecen.com/seminario_clube_de_engenharia/30092004/recuperac_sec_petrol.pdf>. Acesso em 25 dez. 2015.

BABADAGLI, T. scaling of co-current and counter-current capillary imbibition for surfactant and polymer injection in naturally fractured reservoirs. **Spe/aapg Western Regional Meeting**, [s.l.], p.465-478, 2000. Society of Petroleum Engineers (SPE). Doi: 10.2118/62848-ms.

BARBOSA, J. M. D. **Influência da areia argilosa na recuperação de petróleo por injeção de vapor**. 2009. 143 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

BARNES, H. A. Rheology of emulsions — a review. **Colloids And Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, [s.l.], v. 91, p.89-95, nov. 1994. Elsevier BV. Doi:10.1016/0927-7757(93)02719-u.

BI, Z.; LIAO, W.; QI, L. Wettability alteration by CTAB adsorption at surfaces of SiO₂ film or silica gel powder and mimic oil recovery. **Applied Surface Science**, [s.l.], v. 221, n. 1-4, p.25-31, jan. 2004. Elsevier BV. Doi: 10.1016/s0169-4332(03)00948-6.

BORGES, S. M. S. **Recuperação avançada de petróleo (EOR) com a utilização da glicerina bruta (GB) co-produto da produção de Biodiesel**. 2009. 92 f. Dissertação (Mestrado em Química) – Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal da Bahia, Bahia, 2009.

BORGES, S. M. S.; ALMEIDA, P. M. M. A; QUINTELLA, C. M. Recuperação secundária de petróleo parafínico com injeção de glicerina bruta (GB), co-produto do biodiesel, em função da porosidade. In: SOCIEDADE BRASILEIRA DE QUÍMICA – 30ª REUNIÃO ANUAL, 30., 2007, Águas de Lindóia. **Anais eletrônicos...** Disponível em: < <https://sec.s bq.org.br/cdrom/30ra/resumos/T1836-1.pdf>>. Acesso em 01 abr. 2015.

BRYAN, J.; WANG, J.; KANTZAS, A. Measurement of emulsion flow in porous media: Improvements in heavy oil recovery. **J. Phys.: Conf. Ser.**, [s.l.], v. 147, p.1-16, 1 fev. 2009. IOP Publishing. Doi: 10.1088/1742-6596/147/1/012058.

CEPAC. Centro de excelência em pesquisa sobre armazenamento de carbono. **Recuperação Avançada de Petróleo**. Rio Grande do Sul, RS, 2008. Disponível em: <http://www.pucrs.br/cepac/download/EOR_lia.pdf>. Acesso em 25 jul. 2016.

CHO, S et al. Use of hybrid composite particles prepared using alkoxysilane-functionalized amphiphilic polymer precursors for simultaneous removal of various pollutants from water. **Chemosphere**, [s.l.], v. 156, p.302-311, ago. 2016. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.chemosphere.2016.05.004.

CORRÊA, O. L. S. **Petróleo: noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

COSSÉ, R. **Basics of reservoir engineering**. Paris: TECHNIP, 1993.

CRAIG, F. **The reservoir engineering aspects of waterflooding**. Texas: SPE Monograph Series, 1971.

CURBELO, D. D. S. **Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos**. 2006. 153 f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2006.

DALTIN, D. **Tensoativos – química, propriedades e aplicações**. São Paulo: Bluncher, 2011.

DEMIKHOVA, I. I et al. Emulsion flooding for enhanced oil recovery: filtration model and numerical simulation. **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 143, p.235-244, jul. 2016. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.petrol.2016.02.018.

DICKEY, P. A. geological factors in enhanced oil recovery. In: DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V.; YEN, Teh Fu. **Enhanced Oil Recovery, II — Processes and Operations**. 17. ed. Netherland: Elsevier, 1989. Cap. 2. p. 13-59.

DRUMMOND, C.; ISRAELACHVILI, J. Surface forces and wettability. **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 33, n. 1-3, p.123-133, abr. 2002. Elsevier BV. Doi: 10.1016/s0920-4105(01)00180-2.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco energético nacional**. Rio de Janeiro, RJ, 2015. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>. Acesso em 11 set. 2016.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia Elétrica**. Brasília, DF, 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20060702_01.pdf>. Acesso em 11 set. 2016.

FARN, R. J. **Chemistry and technology of surfactants**. Oxford: Blackwell Publishing Ltd, 2006.

FEJOLI, R. F.; ROMERO, O. J. **Recuperação avançada de petróleo utilizando espumas**. Petro & Química, v. 353, p. 43-47, 2013.

FERRER, M. P. de. **Inyección de água y gas en yacimientos petrolíferos**. Maracaibo: Astro Dala S.A, 2001.

FRANCO, Z. de A et al. Emulsões e borras – parte II. **Boletim Técnico da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 31(2), p. 105-114, 1988.

GAMBOA, L. A. P et al. **Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas**. Brazilian Journal of Geophysics, v. 18(3), p. 351-396, 2000.

GARCIA, D. T. G. F.; PEDROSA, C. A; PIRES, A. P. Recuperação avançada de petróleo pela injeção de glicerina bruta em reservatórios de múltiplas camadas. In: CONGRESSO DE MATEMÁTICA APLICADA E COMPUTACIONAL – CMAC SUDESTE, 1., 2013, Bauru. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://www.sbmac.org.br/cmac-se2011/trabalhos/PDF/218.pdf>>. Acesso em 02 fev. 2016.

GOMES, L. G. **Estimativa dos perfis de permeabilidade e de porosidade utilizando rede neural artificial**. 2002. 41 f. Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Geofísica) – Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Universidade Federal do Pará, Pará, 2002.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced oil recovery**. Texas: SPE Publications, 1998.

HIRASAKI, G.; ZHANG, D. L. Surface chemistry of oil recovery from fractured, oil-wet, carbonate formations. **Spe Journal**, [s.l.], v. 9, n. 02, p.151-162, 1 jun. 2004. Society of Petroleum Engineers (SPE). Doi: 10.2118/88365-pa.

HOLMBERG, K et al. **Surfactants and polymers in aqueous solutions**. 2nd ed. England: John Wiley & Sons Ltd, 2003.

HOOK, M. et al. Decline and depletion rates of oil production: a comprehensive investigation. **Philosophical Transactions Of The Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, [s.l.], v. 372, n. 2006, p.20120448-20120448, 2 dez. 2013. The Royal Society. Doi: 10.1098/rsta.2012.0448.

IEA. **World Energy Outlook 2016**. International Energy Agency, Washington, 2016.

KAMYABI, A.; RAMAZANI, S. A. A. Simulation of two generalised newtonian fluids flow in micropore with dead end. **International Journal Of Computational Fluid Dynamics**, [s.l.], v. 25, n. 3, p.163-173, mar. 2011. Informa UK Limited. Doi: 10.1080/10618562.2011.575370.

KUMAR, S.; MANDAL, A. Studies on interfacial behavior and wettability change phenomena by ionic and nonionic surfactants in presence of alkalis and salt for enhanced oil recovery. **Applied Surface Science**, [s.l.], v. 372, p.42-51, mai. 2016. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.apsusc.2016.03.024.

LAKE, L. W. **Enhanced oil recovery**. New Jersey: Englewood Cliffs, 1989.

MAIA, L. F. A.; ROMERO, O. J. R. (em elaboração). **Desenvolvimento de uma bancada experimental para estudos de recuperação de óleo contido em uma amostra de rocha: aplicação da injeção de água**. 2017a.

MAIA, L. F. A.; ROMERO, O. J. R. (em elaboração). **Análise experimental do fator de recuperação de óleo mediante a injeção de água**. 2017b.

MELLO, S. F. de. **Caracterização de fluidos e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos molháveis à água**. 2015. 280 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo na área de Reservatório e Gestão) - Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2015.

MEROLA, M. C et al. Chemical–physical analysis of rheologically different samples of a heavy crude oil. **Fuel Processing Technology**, [s.l.], v. 148, p.236-247, jul. 2016. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.fuproc.2016.03.001.

MILLER, R. G.; SORRELL, S. R. The future of oil supply. **Philosophical Transactions Of The Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, [s.l.], v. 372, n. 2006, p.20130179-20130179, 2 dez. 2013. The Royal Society. Doi:10.1098/rsta.2013.0179.

MITTAL, K. L. **Solution chemistry of surfactants**. New York: Plenum Press, 1979.

MOHAGHEGH, S et al. Petroleum reservoir characterization with the aid of artificial neural networks. **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 16, n. 4, p.263-274, dez. 1996. Elsevier BV. Doi: 10.1016/s0920-4105(96)00028-9.

MOHAJERI, M.; HEMMATI, M.; SHEKARABI, A. S. An experimental study on using a nanosurfactant in an EOR process of heavy oil in a fractured micromodel. **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 126, p.162-173, fev. 2015. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.petrol.2014.11.012.

MUKERJEE, P.; MYSELS, K. J. **Critical micelle concentrations of aqueous surfactant systems**. NSRDS-NBS-69. Washington: US Government Printing Office, 1971.

MUNISTERI, I.; KOTENEV, M. **Mature oil fields: preventing decline**. The Way a Head, v. 9, p. 9-10, 2013.

NEIVA, J. **Conheça o petróleo**. 5. ed. Rio de Janeiro: Maity Comunicação LTDA, 1986.

NÚÑEZ, V. R. G. **Análise do processo de recuperação de óleo por injeção de emulsões**. 2011. 119 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2011.

NÚÑEZ, V. R. G. **Deslocamento de óleo em um meio poroso através de emulsões óleo em água: análise de fluxo linear**. 2007. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2007.

PEDROSA, O. A. **Fundamentos da engenharia do petróleo**. Rio de Janeiro: PUC-RIO, 2007.

QUINTELLA, J. R. F. **Simulação da injeção alternada água-emulsão como processo de recuperação avançada de petróleo**. 2012. 65 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

RANEY, K. **Moving chemical enhanced oil recovery offshore**. Shell International Exploration and Production, 2011.

RIBEIRO, V. S et al. Utilização de glicerina bruta (GB) e de solução de alcalino-surfactante-polímero (ASP) em recuperação avançada de petróleo (EOR). In: SOCIEDADE BRASILEIRA DE QUÍMICA - 33ª REUNIÃO ANUAL, 33., 2010, São Paulo. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://sec.s bq.org.br/cdrom/33ra/resumos/T1954-2.pdf>>. Acesso em 10 mar. 2015.

RIOS, V. S. **Estudo experimental da injeção de vapor pelo método SAGD na recuperação melhorada de óleo pesado**. 2011. 140 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo na área de Reservatório e Gestão) - Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2011.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de poços de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobrás, 2009.

RODRIGUES, R. K. **Reologia de micelas gigantes: fundamentos e aplicação na exploração de petróleo**. 2013. 192 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Estadual de Campinas, 2013.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatório de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobrás, 2006.

ROSEN, M. J. **Surfactants and interfacial phenomena**. 3rd ed. New York: Wiley-Interscience, A John Willey & Sons, Inc, 2004.

SALAS. M. K. S. **Estudo da injeção de água na recuperação melhorada de petróleo: efeito da salinidade e surfactante**. 2014. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

SALEHI, M. M.; OMIDVAR, P.; NAEIMI, F. Salinity of injection water and its impact on oil recovery absolute permeability, residual oil saturation, interfacial tension and capillary pressure. **Egyptian Journal Of Petroleum**, [s.l.], p.1-12, maio 2016. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.ejpe.2016.05.003.

SANABRIA, F. C. B. **Avaliação da injeção de surfactantes como método de recuperação avançada em reservatórios de arenito**. 2013. 100 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo na área de Reservatório e Gestão) - Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2013.

SANCHES, K. K. M. **Análise de fatores que influenciam a recuperação de petróleo por Injeção de polímero**. 2014. 104 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo na área de Reservatório e Gestão) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2014.

SANTANNA, V.C et al. Microemulsion flooding for enhanced oil recovery. **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 66, n. 3-4, p.117-120, jun. 2009. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.petrol.2009.01.009.

SATTER, A.; IGBAL, G. M.; BUCHWALTER J. L. **Practical enhanced reservoir engineering – assisted with simulation software**. Oklahoma: PenWell Corporation, 2008.

SERRANO, R. D. C. **Glicerina bruta e ureia de liberação lenta na alimentação de bovinos de corte**. 2011. 49 f. Tese (Doutorado em Zootecnia) – Programa de Pós-Graduação em Zootecnia, Universidade Estadual de Maringá, Paraná, 2011.

SHENG, J. J. **Modern chemical enhanced oil recovery – theory and practice**. New York: Elsevier Inc, 2011.

SILVA, J. A. K et al. The effect of system variables on in situ sweep-efficiency improvements via viscosity modification. **Journal Of Contaminant Hydrology**, [s.l.], v. 136-137, p.117-130, ago. 2012. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.jconhyd.2012.05.006.

SLOBOD, R.I.; BLUM, H.A. Method for Determining Wettability of Reservoir Rocks. **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 4, n. 01, p.1-4, 1 jan. 1952. Society of Petroleum Engineers (SPE). Doi: 10.2118/137-g.

SOFLA, S. J. D.; SHARIFI, M.; SARAPARDEH, A. H. Toward mechanistic understanding of natural surfactant flooding in enhanced oil recovery processes: The role of salinity, surfactant concentration and rock type. **Journal Of Molecular Liquids**, [s.l.], v. 222, p.632-639, jul. 2016. Elsevier BV. Doi: 10.1016/j.molliq.2016.07.086.

SORBIE, K. S. **Polymer - improved oil recovery**. Glasgow and London: Blackie and Son Ltd, 1991.

SOUSA JUNIOR, C. S. S. **Tecnologia de óleos pesados e ultrapesados**. 2008. 188 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SOUZA, E. F de; PERES, M. R.; MORAES, S. B. de. Avaliação do desempenho de surfactantes para a solubilização de fases líquidas não aquosas em meio aquoso. **Química Nova**, [s.l.], v. 33, n. 3, p.532-538, 2010. FapUNIFESP (SciELO). Doi: 10.1590/s0100-40422010000300008.

THOMAS, J. E. (org) **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

SHIROMA, P. H. **Estudo do comportamento reológico de suspensão aquosa de bentonita e cmc: Influência da concentração do NaCl**. 2012. 114f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

TIAB, D.; DONALDSON. E. C. **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. 2nd ed. Massachusetts: Elsevier, 2004.

VELÁSQUEZ, M. I. R. **Escoamento de emulsão em meios porosos: experimento e modelo de redes de capilares**. 2009. 138 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

WILLHITE, P. **Waterflooding**. 3rd ed. Richardson: SPE Textbook Series, 1986.

ZHANG, L.; YUE, X.; GUO, F. Micro-mechanisms of residual oil mobilization by viscoelastic fluids. **Petroleum Science**, [s.l.], v. 5, n. 1, p.56-61, fev. 2008. Springer Nature. Doi.org/10.1007/s12182-008-0009-1.

APÊNDICE A

DADOS EXPERIMENTAIS REFERENTE À MÉDIA DOS VALORES OBTIDOS NA CARACTERIZAÇÃO DE SOLUÇÕES

Tabela A.0.1 – Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução de glicerina

Tensão, Pa	Taxa, 1/s	Taxa, RPM	Viscosidade, cP	Tensão, Pa	Taxa, 1/s	Taxa, RPM	Viscosidade, cP
0,10	10,04	6,00	18,90	1,70	81,88	48,10	20,50
0,10	11,92	7,00	19,60	1,70	85,12	50,00	20,50
0,10	12,94	7,60	19,80	1,80	90,22	53,00	20,30
0,10	14,13	8,30	19,50	1,90	97,03	57,00	19,80
0,20	17,02	10,00	19,20	2,00	104,69	61,50	19,70
0,30	22,47	13,20	18,90	2,20	111,16	65,30	20,10
0,40	25,02	14,70	19,00	2,40	118,14	69,40	20,40
0,40	27,75	16,30	18,90	2,50	121,20	71,20	20,40
0,50	34,05	20,00	19,00	2,50	126,82	74,50	20,10
0,70	38,98	22,90	19,20	2,60	135,84	79,80	19,70
0,70	41,20	24,20	18,50	2,80	140,10	82,30	19,70
0,80	44,26	26,00	18,00	2,80	144,87	85,10	19,60
1,00	52,77	31,00	19,30	3,00	152,19	89,40	20,00
1,10	57,37	33,70	19,00	3,10	156,10	91,70	20,20
1,20	65,03	38,20	18,80	3,20	159,85	93,90	20,40
1,50	73,20	43,00	20,80	3,30	162,06	95,20	20,50
1,60	76,43	44,90	20,80	3,40	168,70	99,10	21,30
1,60	78,65	46,20	20,60	3,60	170,23	100,00	21,30

Fonte: O autor.

Tabela A.0.2 – Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução de surfactante.

Tensão, Pa	Taxa, 1/s	Taxa, RPM	Viscosidade, cP	Tensão, Pa	Taxa, 1/s	Taxa, RPM	Viscosidade, cP
0,1	85,12	50	1,133	0,433	374,51	220	1,133
0,1	97,03	57	1,133	0,433	383,02	225	1,133
0,1	107,24	63	1,133	0,433	391,53	230	1,133
0,133	117,46	69	1,133				
0,133	127,67	75	1,066				
0,166	137,89	81	1,066				
0,166	148,1	87	1,1				
0,166	161,72	95	1,1				
0,2	170,23	100	1,1				
0,2	204,28	120	1,066				
0,233	229,81	135	1,066				
0,266	238,32	140	1,1				
0,266	246,83	145	1,066				
0,266	255,34	150	1,1				
0,266	263,86	155	1,1				
0,3	272,37	160	1,1				
0,333	280,88	165	1,1				
0,333	289,39	170	1,1				
0,333	297,9	175	1,1				
0,333	306,41	180	1,1				
0,4	357,48	210	1,133				
0,4	365,99	215	1,133				

Fonte: O autor.

APÊNDICE B

RECUPERAÇÃO DE ÓLEO COM FLUIDO DE INJEÇÃO ÁGUA

Quadro B.1 – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min.

Hora da primeira gota: 10:34 Temperatura: 26° C Vazão de injeção: 0,02 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7858 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,4014 mL Saturação inicial (S_o): 77,83%	Massa do testemunho após recuperação: 152,4703 g Fator de recuperação (f_R): 37,59% Massa Inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 32,7646 g Volume de óleo coletado na proveta: 3,3976 mL Erro: 3,87%
---	--

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela B.0.1 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Água + Óleo, g	Peso Água, g
1	00:58:14	58,23	58,23	19,9034	20,7370	19,9034
2	01:54:33	114,55	56,32	19,8012	20,6440	19,8012
3	02:47:26	167,44	52,89	19,9034	20,7847	20,3838
4	03:36:02	216,03	48,59	19,8012	20,7084	20,3978
5	04:32:16	272,26	56,23	19,9034	20,8521	20,6311
6	05:34:08	334,14	61,88	19,8012	20,7843	20,6168
7	06:26:20	386,34	52,20	19,9034	20,8876	20,7807
8	07:23:11	443,18	56,84	19,8012	20,7964	20,7169
9	08:13:28	493,47	50,29	19,9034	20,9259	20,8873
10	09:09:25	549,41	55,94	19,8012	20,8229	20,8005
11	09:57:40	597,67	48,26	19,9034	20,8506	20,8348

Fonte: O autor.

Tabela B.0.2 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum. , mL	Volume Água, mL	Volume Água Acum. mL	Pressão 1 , Kgf/cm ²
1	0,8336	0,9693	0,9693	0	0	0,251
2	0,8428	0,9800	1,9493	0	0	0,258
3	0,4009	0,4662	2,4155	0,4804	0,4804	0,256
4	0,3106	0,3612	2,7766	0,5966	1,0770	0,248
5	0,221	0,2570	3,0336	0,7277	1,8047	0,246
6	0,1675	0,1948	3,2284	0,8156	2,6203	0,249
7	0,1069	0,1243	3,3527	0,8773	3,4976	0,247
8	0,0795	0,0924	3,4451	0,9157	4,4133	0,239
9	0,0386	0,0449	3,4900	0,9839	5,3972	0,233
10	0,0224	0,0260	3,5160	0,9993	6,3965	0,234
11	0,0158	0,0184	3,5344	0,9314	7,3279	0,232

Fonte: O autor.

Tabela B.0.3 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,02 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, mL	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	3,5700	151,34	2152,5088	1,1646	0,0964	0,1031
2	3,6695	150,47	2140,1348	2,2910	0,1897	0,2073
3	3,6411	148,76	2115,8135	3,3488	0,2772	0,2569
4	3,5273	151,44	2153,9311	4,3206	0,3577	0,2953
5	3,4989	149,88	2131,7432	5,4452	0,4508	0,3227
6	3,5415	148,60	2113,5378	6,6828	0,5532	0,3434
7	3,5131	149,46	2125,7696	7,7268	0,6397	0,3566
8	3,3993	152,75	2172,5633	8,8636	0,7338	0,3664
9	3,3140	150,21	2136,4368	9,8694	0,8170	0,3712
10	3,3282	148,50	2112,1155	10,9882	0,9097	0,3740
11	0,0158	148,78	2116,0979	11,9534	0,9896	0,3759

Fonte: O autor.

Quadro B.2 – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min.

<p>Hora da primeira gota: 10:37 Temperatura: 26° C Vazão de injeção: 0,015 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7677 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,5315 mL Saturação inicial (S_o): 78,90%</p>	<p>Massa do testemunho após recuperação: 152,4742 g Fator de recuperação (f_R): 39,7% Massa inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 32,9663 g Volume de óleo coletado na proveta: 3,6321 mL Erro: 4,01%</p>
---	---

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela B.0.4 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Água + Óleo, g	Peso Água, g
1	01:12:14	72,23	72,23	19,9034	20,7621	19,9034
2	02:31:07	151,12	78,89	19,8012	20,6487	19,8012
3	03:39:59	219,99	68,87	19,9034	20,7430	19,9034
4	04:49:15	289,25	69,26	19,8012	20,8012	20,4979
5	05:54:56	354,94	65,69	19,9034	20,9034	20,7285
6	07:05:16	425,26	70,32	19,8012	20,8312	20,7147
7	08:09:49	489,81	64,55	19,9034	20,8469	20,7615
8	09:23:05	563,08	73,27	19,8012	20,8096	20,7814

Fonte: O autor.

Tabela B.0.5 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum., (mL)	Volume Água, mL	Volume Água Acum., mL	Pressão 1, Kgf/cm ²
1	0,8587	0,9985	0,9985	0	0,0000	0,240
2	0,8475	0,9855	1,9840	0	0,0000	0,244
3	0,8396	0,9763	2,9602	0	0,0000	0,243
4	0,3033	0,3527	3,3129	0,6967	0,4334	0,234
5	0,1749	0,2034	3,5163	0,8251	0,9576	0,232
6	0,1165	0,1355	3,6517	0,9135	1,5425	0,234
7	0,0854	0,0993	3,7510	0,8581	2,6089	0,233
8	0,0282	0,0328	3,7838	0,9802	3,0493	0,231

Fonte: O autor.

Tabela B.0.6 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,015 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, mL	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	3,4135	155,45	2210,9654	1,0835	0,0897	0,1048
2	3,4704	154,25	2193,8978	2,2668	0,1877	0,2081
3	3,4562	154,00	2190,3420	3,2999	0,2732	0,3106
4	3,3282	153,11	2177,6835	4,3388	0,3592	0,3476
5	3,2997	154,33	2195,0356	5,3241	0,4408	0,3689
6	3,3282	152,50	2169,0075	6,3789	0,5281	0,3831
7	3,3140	152,30	2166,1629	7,3472	0,6082	0,3935
8	3,2855	153,25	2179,6748	8,4462	0,6992	0,3970

Fonte: O autor.

Quadro B.3 – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min.

Hora da primeira gota: 10:46 Temperatura: 26° C Vazão de injeção: 0,005 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7970 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,3217 mL Saturação inicial (S_o): 77,17%	Massa do testemunho após recuperação: 152,4893 g Fator de recuperação (f_R): 44,94% Massa inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 33,3144 g Volume de óleo coletado na proveta: 4,0369 mL Erro: 3,63%
--	--

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela B.0.7 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Água + Óleo, g	Peso Água, g
1	04:05:14	245,23	245,23	19,9034	20,7196	19,9034
2	08:08:25	488,42	243,18	19,8012	20,6917	19,8012
3	12:11:33	731,55	243,13	19,9034	20,8081	19,9034
4	16:13:15	973,25	241,70	19,8012	20,7654	20,3953
5	20:09:00	1209,00	235,75	19,9034	20,8226	20,5683
6	23:55:45	1435,75	226,75	19,8012	20,8180	20,6268
7	03:41:06	1661,01	225,26	19,9034	20,8318	20,7305
8	07:21:49	1881,82	220,81	19,8012	20,8365	20,7623

Fonte: O autor.

Tabela B.0.8 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum., mL	Volume Água, mL	Volume Água Acum., mL	Pressão 1, Kgf/cm ²
1	0,8162	0,9491	0,9491	0	0	0,230
2	0,8905	1,0355	1,9845	0	0	0,239
3	0,9047	1,0520	3,0365	0	0	0,238
4	0,3701	0,4303	3,4669	0,5941	0,5941	0,236
5	0,2543	0,2957	3,7626	0,6649	1,2590	0,229
6	0,1912	0,2223	3,9849	0,8256	2,0846	0,225
7	0,1013	0,1178	4,1027	0,8271	2,9117	0,223
8	0,0742	0,0863	4,1890	0,9611	3,8728	0,221

Fonte: O autor.

Tabela B.0.9 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante água à vazão de 0,005 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, mL	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	3,2713	154,30	2194,6089	1,2262	0,1015	0,1018
2	3,3993	154,12	2192,0488	2,4421	0,2022	0,2129
3	3,3851	153,25	2179,6748	3,6578	0,3028	0,3257
4	3,3566	154,31	2194,7511	4,8663	0,4029	0,3719
5	3,2571	153,00	2176,1190	6,0450	0,5004	0,4036
6	3,2002	153,41	2181,9504	7,1788	0,5943	0,4275
7	3,1717	152,23	2165,1673	8,3051	0,6875	0,4401
8	3,1433	152,00	2161,8960	9,4091	0,7789	0,4494

Fonte: O autor.

APÊNDICE C

RECUPERAÇÃO DE ÓLEO COM FLUIDO DE INJEÇÃO SOLUÇÃO DE GLICERINA

Quadro C.1 – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min.

Hora da primeira gota: 13:46 Temperatura: 26° C Vazão de injeção: 0,02 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7774 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,4618 mL Saturação inicial (S_o): 78,33%	Massa do testemunho após recuperação: 152,8688 g Fator de recuperação (f_R): 56,32% Massa inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 34,2452 g Volume de óleo coletado na proveta: 5,1192 mL Erro: 3,94%
---	---

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela C.0.1 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Glicerina + Óleo, g	Peso Pr. + Glicerina, g
1	01:12:35	72,58	72,58	19,9035	20,7504	19,9035
2	02:42:26	162,43	89,85	19,8032	20,6811	19,8032
3	03:44:36	224,60	62,17	19,9035	20,8281	19,9035
4	04:34:29	274,48	49,88	19,8032	20,6552	19,8032
5	05:24:21	324,35	49,87	19,9035	20,7708	20,0406
6	06:19:04	379,07	54,72	19,8032	20,9442	20,9087
7	07:12:50	432,83	53,77	19,9035	21,0223	20,8896
8	08:15:49	495,82	62,98	19,8032	21,0597	21,019
9	09:08:32	548,53	52,72	19,9035	21,2861	21,1435
10	10:02:23	602,38	53,85	19,8032	21,0172	20,8005

Fonte: O autor.

Tabela C.0.2 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum., mL	Peso Glicerina, g	Volume Glicerina, mL	Volume Glicerina Acum., mL
1	0,8469	0,9848	0,9848	0	0	0
2	0,8779	1,0208	2,0056	0	0	0
3	0,9246	1,0751	3,0807	0	0	0
4	0,852	0,9907	4,0714	0	0	0
5	0,7302	0,8491	4,9205	0,1371	0,1185	0,1185
6	0,0355	0,0413	4,9617	1,1055	0,9558	1,0744
7	0,1327	0,1543	5,1160	0,9861	0,8526	1,9269
8	0,0407	0,0473	5,1634	1,2158	1,0512	2,9781
9	0,1426	0,1658	5,3292	1,2400	1,0721	4,0502
10	0	0	5,3292	1,2140	1,0496	5,0999

Fonte: O autor.

Tabela C.0.3 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,02 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Kgf/cm ²	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, mL	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	0,277	3,9398	153,08	2177,2568	1,4517	0,1202	0,1041
2	0,268	3,8118	151,65	2156,9180	3,2487	0,2689	0,2120
3	0,270	3,8402	150,52	2140,8460	4,4920	0,3719	0,3256
4	0,273	3,8829	150,07	2134,4456	5,4897	0,4545	0,4303
5	0,237	3,3709	148,75	2115,6713	6,4870	0,5370	0,5200
6	0,249	3,5415	147,43	2096,8969	7,5813	0,6276	0,5244
7	0,240	3,4135	154,09	2191,6221	8,6567	0,7166	0,5407
8	0,233	3,3140	151,21	2150,6598	9,9163	0,8209	0,5457
9	0,217	3,0864	150,92	2146,5352	10,9707	0,9082	0,5632
10	0,128	1,8205	147,76	2101,5905	12,0477	0,9974	0,5632

Fonte: O autor.

Quadro C.2 – Dados iniciais referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min.

<p>Hora da Primeira gota: 11:27 Temperatura: 25° C Vazão de injeção: 0,015 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7892 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,3772 mL Saturação inicial (S_o): 77,63%</p>	<p>Massa do testemunho após recuperação: 153,0697 g Fator de recuperação (f_R): 59,89% Massa inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 34,4805 g Volume de óleo coletado na proveta: 5,3928 mL Erro: 3,98%</p>
---	---

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela C.0.4 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Glicerina + Óleo, g	Peso Pr. + Glicerina, g
1	01:12:14	72,23	72,23	19,9034	20,7256	19,9034
2	02:20:42	140,70	68,47	19,8012	20,6148	19,8012
3	03:39:37	219,62	78,92	19,9034	20,7463	19,9034
4	04:44:31	284,51	64,89	19,8012	20,6142	19,8012
5	05:50:59	350,99	66,48	19,9034	20,7087	19,9434
6	07:01:38	421,64	70,65	19,8012	20,7719	20,2946
7	08:11:37	491,62	69,98	19,9034	20,8742	20,5945
8	09:16:47	556,78	65,16	19,8012	20,8274	20,8235
9	10:24:37	624,61	67,83	19,8012	20,9097	20,8976

Fonte: O autor.

Tabela C.0.5 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum., mL	Peso Glicerina, g	Volume Glicerina, mL	Volume Glicerina Acum., mL
1	0,8222	0,9560	0,9560	0	0	0
2	0,8136	0,9460	1,9021	0	0	0
3	0,8429	0,9801	2,8822	0	0	0
4	0,813	0,9453	3,8276	0	0	0
5	0,7653	0,8899	4,7174	0,0400	0,0346	0,0346
6	0,4773	0,5550	5,2724	0,4934	0,4266	0,4612
7	0,2797	0,3252	5,5977	0,6911	0,5975	1,0587
8	0,0039	0,0045	5,6022	1,0223	0,8839	1,9426
9	0,0121	0,0141	5,6163	1,0964	0,9480	2,8905

Fonte: O autor.

Tabela C.0.6 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,015 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Kgf/cm ²	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, mL	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	0,271	3,8544	155,30	2208,8319	1,0835	0,0897	0,1020
2	0,275	3,9113	153,75	2186,7863	2,1105	0,1747	0,2028
3	0,273	3,8829	150,74	2143,9750	3,2943	0,2727	0,3074
4	0,275	3,9113	149,15	2121,3605	4,2677	0,3533	0,4082
5	0,267	3,7975	152,21	2164,8828	5,2649	0,4359	0,5031
6	0,267	3,7975	149,47	2125,9118	6,3246	0,5236	0,5623
7	0,263	3,7406	152,24	2165,3095	7,3743	0,6105	0,5969
8	0,261	3,7122	148,75	2115,6713	8,3517	0,6914	0,5974
9	0,262	3,7264	145,89	2074,9935	9,3692	0,7756	0,5989

Fonte: O autor.

Quadro C.3 – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min.

<p>Hora da primeira gota: 11:13 Temperatura: 25° C Vazão de injeção: 0,005 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7916 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,3603 mL Saturação inicial (S_o): 77,49%</p>	<p>Massa do testemunho após recuperação: 153,1689 g Fator de recuperação (f_R): 63,05% Massa Inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 34,7263 g Volume de óleo coletado na proveta: 5,6785 mL Erro: 3,79%</p>
---	---

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela C.0.7 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Glicerina + Óleo, g	Peso Pr. + Glicerina, g
1	04:02:56	242,93	242,93	19,9034	20,6857	19,9034
2	08:25:32	505,53	262,60	19,8012	20,6850	19,8012
3	12:34:28	754,47	248,93	19,9034	20,7851	19,9034
4	17:10:50	1030,83	276,37	19,8012	20,5911	19,8012
5	21:07:44	1267,73	236,90	19,9034	20,7548	19,9034
6	00:56:29	1496,48	228,75	19,8012	20,6802	20,1607
7	04:58:51	1738,85	242,37	19,9034	20,9270	20,5856
8	08:47:20	1967,33	228,48	19,8012	20,8649	20,8503
9	12:46:42	2206,70	239,37	19,8012	20,9182	20,907

Fonte: O autor.

Tabela C.0.8 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum., mL	Peso Glicerina, g	Volume Glicerina, mL	Volume Glicerina Acum., mL
1	0,7823	0,9097	0,9097	0	0	0
2	0,8838	1,0277	1,9373	0	0	0
3	0,8817	1,0252	2,9626	0	0	0
4	0,7899	0,9185	3,8810	0	0	0
5	0,8514	0,9900	4,8710	0	0	0
6	0,5195	0,6041	5,4751	0,3595	0,3108	0,3108
7	0,3414	0,3970	5,8721	0,6822	0,5898	0,9007
8	0,0146	0,0170	5,8891	1,0491	0,9071	1,8077
9	0,0112	0,0130	5,9021	1,1058	0,9561	2,7638

Fonte: O autor.

Tabela C.0.9 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de glicerina à vazão de 0,005 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Kgf/cm ²	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, mL	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	0,263	3,7406	155,92	2217,6502	1,2147	0,1006	0,0972
2	0,267	3,7975	152,28	2165,8784	2,5277	0,2093	0,2070
3	0,268	3,8118	150,99	2147,5308	3,7723	0,3123	0,3165
4	0,268	3,8118	148,51	2112,2577	5,1542	0,4267	0,4146
5	0,266	3,7833	153,55	2183,9417	6,3387	0,5248	0,5204
6	0,255	3,6269	148,67	2114,5334	7,4824	0,6194	0,5849
7	0,250	3,5558	153,28	2180,1014	8,6943	0,7198	0,6273
8	0,252	3,5842	149,83	2131,0321	9,8367	0,8143	0,6292
9	0,251	3,5700	146,13	2078,4070	11,0335	0,9134	0,6305

Fonte: O autor.

APÊNDICE D

RECUPERAÇÃO DE ÓLEO COM FLUIDO DE INJEÇÃO SURFACTANTE

Quadro D.1 – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min.

<p>Hora da primeira gota: 07:10 Temperatura: 25° C Vazão de injeção: 0,02 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7953 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,3337 mL Saturação inicial (S_o): 77,27%</p>	<p>Massa do testemunho após recuperação: 151,5558 g Fator de recuperação (f_R): 63,75% Massa inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 34,7673 g Volume de óleo coletado na proveta: 5,7623 mL Erro: 3,76%</p>
---	--

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela D.0.1 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Surfactante + Óleo, g	Peso Pr. + Surfactante, g
1	00:56:29	56,48	0,04	19,9044	20,7975	19,9044
2	01:48:52	108,87	0,04	19,8061	20,7769	19,8061
3	02:38:43	158,72	0,03	19,9044	20,7252	19,9044
4	03:29:54	209,90	0,04	19,8061	20,6880	20,2063
5	04:19:37	259,62	0,03	19,9044	20,7980	20,2815
6	05:12:53	312,88	0,04	19,8061	20,7532	20,257
7	06:06:41	366,68	0,04	19,9044	20,8842	20,6137
8	06:56:46	416,77	0,03	19,8061	20,8410	20,4282
9	07:49:00	469,00	0,04	19,9044	20,8687	20,669
10	08:39:50	519,83	0,04	19,8061	20,7195	20,6858
11	09:38:35	578,58	0,04	19,9044	20,8579	20,8367

Fonte: O autor.

Tabela D.0.2 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum., mL	Peso Surfactante, g	Volume Surfactante, mL	Volume Surfactante Acum., mL
1	0,8931	1,0385	1,0385	0	0	0
2	0,9708	1,1288	2,1673	0	0	0
3	0,8208	0,9544	3,1217	0	0	0
4	0,4817	0,5601	3,6819	0,4002	0,4001	0,4001
5	0,5165	0,6006	4,2824	0,3771	0,3770	0,7771
6	0,4962	0,5770	4,8594	0,4509	0,4508	1,2280
7	0,2705	0,3145	5,1740	0,7093	0,7092	1,9371
8	0,4128	0,4800	5,6540	0,6221	0,6220	2,5591
9	0,1997	0,2322	5,8862	0,7646	0,7644	3,3235
10	0,0337	0,0392	5,9253	0,8797	0,8795	4,2031
11	0,0212	0,0247	5,9500	0,9323	0,9321	5,1352

Fonte: O autor.

Tabela D.0.3 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,02 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Kgf/cm ²	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, ml	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	0,285	4,0500	154,35	2195,3731	1,1297	0,0935	0,1113
2	0,279	3,9700	154,53	2197,9333	2,1773	0,1803	0,2322
3	0,284	4,0400	155,42	2210,5921	3,1743	0,2628	0,3345
4	0,262	3,7700	157,11	2234,6296	4,1980	0,3475	0,3945
5	0,259	3,6900	153,54	2183,8522	5,1923	0,4299	0,4588
6	0,259	3,6800	151,02	2148,0094	6,2577	0,5180	0,5206
7	0,244	3,4700	151,01	2147,8672	7,3337	0,6071	0,5543
8	0,251	3,5700	151,01	2147,8672	8,3353	0,6900	0,6058
9	0,233	3,3100	150,70	2143,4579	9,3800	0,7765	0,6306
10	0,220	3,1300	150,18	2136,0618	10,3967	0,8607	0,6348
	0,221	3,1400	150,01	2133,6438	11,5717	0,9580	0,6375

Fonte: O autor.

Quadro D.2 – Dados referentes à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,0015 mL/min.

<p>Hora da primeira gota: 08:57 Temperatura: 25° C Vazão de injeção: 0,015 mL/min Massa do testemunho após a saturação: 151,7881 g Volume de óleo inicial (V_{oi}): 9,3844 mL Saturação inicial (S_o): 77,69%</p>	<p>Massa do testemunho após recuperação: 151,7923 g Fator de recuperação (f_R): 65,27% Massa inicial da proveta de coleta: 29,8427 g Massa final da proveta de coleta: 34,9298 g Volume de óleo coletado na proveta: 5,9152 mL Erro: 3,43%</p>
---	--

Nota: Dados coletados a cada 1 mL.

Fonte: O autor.

Tabela D.4 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,015 mL/min (Parte 1).

Coleta	Tempo, h	Tempo, min	Tempo Inter., min	Peso Inicial Proveta, g	Peso Pr. + Surfactante + Óleo, g	Peso Pr. + Surfactante, g
1	01:12:41	72,68	72,68	19,9044	20,7858	19,9044
2	02:19:19	139,32	66,63	19,8061	20,6986	19,8061
3	03:29:41	209,68	70,37	19,9044	20,7324	19,9044
4	04:38:06	278,10	68,42	19,8061	20,7359	20,1511
5	05:51:54	351,90	73,80	19,9044	20,7852	20,2359
6	07:03:23	423,38	71,48	19,8061	20,7559	20,2478
7	08:11:48	491,80	68,42	19,9044	20,9247	20,51395
8	09:18:51	558,85	67,05	19,8061	20,7743	20,5215
9	10:31:49	631,82	72,97	19,9044	20,8989	20,6598
10	11:37:18	697,30	65,48	19,8061	20,7633	20,6719
11	12:46:25	766,42	69,12	19,9044	20,8655	20,8359

Fonte: O autor.

Tabela D.5 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,015 mL/min (Parte 2).

Coleta	Peso Óleo, g	Volume Óleo, mL	Volume Óleo Acum., mL	Peso Surfactante, g	Volume Surfactante, mL	Volume Surfactante Acum., mL
1	0,8814	1,0249	1,0249	0	0	0
2	0,8925	1,0378	2,0627	0	0	0
3	0,82804	0,9628	3,0255	0	0	0
4	0,5848	0,6800	3,7055	0,345	0,3449	0,3449
5	0,5493	0,6387	4,3442	0,3315	0,3314	0,6764
6	0,5081	0,5908	4,9350	0,4417	0,4416	1,1180
7	0,41075	0,4776	5,4127	0,6096	0,6094	1,7274
8	0,2528	0,2940	5,7066	0,7154	0,7153	2,4427
9	0,2391	0,2780	5,9846	0,7554	0,7552	3,1979
10	0,0914	0,1063	6,0909	0,8658	0,8656	4,0635
11	0,0296	0,0344	6,1253	0,9315	0,9313	4,9949

Fonte: O autor.

Tabela D.6 – Dados experimentais referente à recuperação de óleo utilizando como fluido deslocante solução de surfactante à vazão de 0,015 mL/min (Parte 3).

Coleta	Pressão 1, Kgf/cm ²	Pressão 1, Psi	Pressão 2, Kgf/cm ²	Pressão 2, Psi	Volume Injetado, ml	Vol. Poroso Injet.	Fator de Recuperação
1	0,281	4,0000	155,22	2207,7474	1,0903	0,0903	0,1092
2	0,297	4,2200	154,51	2197,6489	2,0898	0,1730	0,2198
3	0,276	3,9300	154,17	2192,8129	3,1453	0,2604	0,3224
4	0,255	3,6300	156,29	2222,9664	4,1715	0,3453	0,3949
5	0,233	3,3400	155,01	2204,7605	5,2785	0,4370	0,4629
6	0,211	3,0000	154,30	2194,6620	6,3508	0,5258	0,5259
7	0,200	2,8400	155,61	2213,2945	7,3770	0,6107	0,5768
8	0,197	2,8000	154,69	2200,2091	8,3828	0,6940	0,6081
9	0,186	2,6400	153,45	2182,5721	9,4773	0,7846	0,6377
10	0,152	2,1600	153,24	2179,5852	10,4595	0,8659	0,6490
11	0,139	1,9800	153,56	2184,1367	11,4963	0,9517	0,6527

Fonte: O autor.

APÊNDICE E

METODOLOGIA EXPERIMENTAL DETALHADO DE ETAPAS PERTINENTES À RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

I. PREPARO DA BANCADA EXPERIMENTAL

O preparo da bancada foi realizado utilizando a metodologia adaptada de Maia e Romero (2017a) e Núñez (2011):

- a) primeiro foi verificado a limpeza de todos os equipamentos da bancada para evitar qualquer tipo de contaminação;
- b) em seguida foi conferido o nível de óleo e água em seus respectivos reservatórios, bem como o fechamento de todas as válvulas;
- c) posteriormente foi verificado se a bomba e os transdutores estavam ligados à energia e foram deixados ligados por 30 minutos antes de casa teste;
- d) em seguida o *display* dos transdutores de pressão foram verificados se apresentavam o valores próximos a 0 (0 a 0,005); por se tratar de um equipamento sensível, é necessário garantir que o equipamento esteja calibrado;
- e) as válvulas passaram por uma vistoria para garantir que não havia problema de vazamento e o laboratório foi mantido à temperatura entre 25° C e 26° C.

II. DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE

A passagem de água pelo interior dos poros da amostra de rocha foi realizada seguindo os seguintes passos:

- a) primeiramente a bomba de microvazão, que opera à vazão máxima de 10 mL/min foi ligada e deixada por 15 minutos em *stand by* para estabilizar;
- b) em seguida, todas as válvulas da bancada foram fechadas;

- c) água destilada foi despejada ao tanque, atingindo seu volume máximo de 3 L.
- d) no interior do *core holder*, dentro de um cilindro flexível de borracha, foi inserido o testemunho, e em seguida foi fechada as tampas metálicas (Figura 3.11).
- e) A válvula V7 utilizada para conferir pressão à câmara foi então aberta, juntamente com a válvula V8, que pôde ser fechada logo que começou a sair água por ela.
- f) A bomba foi programada para operar em 10 mL/min e ligada em seguida. Assim, a água saiu do tanque, passou pela bomba e seguiu para parte inferior da câmara, onde começou a encher o compartimento localizado entre a parede do *core holder* e o cilindro de borracha por aproximadamente 22 minutos, quando então começou a sair água pela válvula V8. Ao sair água por V8, que fica localizada na parte superior da câmara, acreditou-se não existir mais ar no reservatório e que este estava totalmente preenchido por água; então foi fechado a válvula V8 e a partir daí teve início o processo de pressurização do *core holder*.
- g) Após fechar V8, a bomba sem ser desligada foi programada para operar em 0,5 mL/min. Essa vazão foi necessária para garantir que a câmara estivesse sendo pressurizada com a menor turbulência possível do fluido, garantindo a inexistências de bolhas de ar em seu interior, o que poderia levar à uma queda precoce da pressão.
- h) Nesse momento, pelo manômetro, transdutor T2 e pela bomba, foi controlado o aumento da pressão de confinamento no interior do core-holder, até atingir 2200 psi. Essa pressão foi suficiente para garantir a vedação entre a borracha e amostra, e garantir que o único sentido de fluxo foi axial.
- i) Atingindo a pressão de 2200 psi, de maneira simultânea a válvula V7 foi fechada e a bomba desligada.
- j) As válvulas V1 e V2 foram abertas e a bomba foi programada para operar em 3 mL/min. Com essas duas válvulas abertas, a bomba foi ligada e o fluido seguiu a linha, passou pelo transdutor T1 e continuou em direção ao *core holder*. Quando o valor indicado no T1 estabilizou, foi registrado o valor.

- k) Com a bomba em funcionamento, foi possível ajustar as demais vazões (4, 5, 7, 8, 9 e 10 mL/min) e o mesmo procedimento foi seguido, coletando então um total de 6 medidas de pressão.
- l) Em seguida a bomba foi desligada e as válvulas V1 e V2 fechadas. A câmara foi despressurizada (com a abertura da válvula V8), desmontada e o testemunho foi recolhido em um béquer para garantir sua integridade. Procedimento realizado em triplicata.

III. SATURAÇÃO DO TESTEMUNHO POR ÓLEO

O procedimento de saturação que antecedeu as etapas de recuperação do óleo, seguiu os seguintes procedimentos:

- a) o testemunho foi seco por 24 horas em uma estufa. Após esse período foi encaminhado ao dessecador por 2 horas e em seguida, foi pesado e teve seu valor de massa seca registrado. Em seguida o testemunho foi alocado em um béquer contendo óleo Incol Hidro AW 68 para ambientalizá-lo e reservado;
- b) o sistema cilindro-pistão 1, com capacidade de 2 L foi preenchido com óleo: as válvulas V3 e V4 foram desconectadas. O conjunto foi retirado da bancada e com auxílio do torno e de ferramentas adequadas, a tampa inferior foi aberta e preenchida manualmente com 900 mL de água destilada, e em seguida fechou-se a tampa. O ar foi retirado cuidadosamente da parte inferior, invertendo o cilindro-pistão e pressionando o êmbolo com delicadeza no sentido contrário ao movimento até que a água começou a sair pela válvula V3. Em seguida a parte superior foi preenchida com 1100 mL do óleo utilizado e a tampa superior foi fechada. O cilindro-pistão então foi realocado na bancada e as válvulas V3 e V4 foram conectadas.
- c) para a retirada de ar da linha, as válvulas V2, V3 e V4 foram abertas. O conector de linha localizado após V2, que une a linha ao *core holder* foi desconectada. A bomba à vazão de 5 mL/min foi ligada; um béquer foi posicionado no conector aberto e esperou-se sair óleo e pequenas bolhas de ar; em seguida a bomba foi desligada.

- d) para garantir a precisão do cilindro-pistão 1, a vazão da bomba foi ajustada para 10 mL/min e óleo foi coletado em um béquer no conector aberto após a válvula V2. Como o tempo de coleta para 10 mL de óleo foi de aproximadamente 1 minutos, a bomba foi desligada e as válvulas fechadas. Caso contrário, era aconselhado a repetição dos procedimentos anteriores. Obs: Foi considerado o início da marcação do tempo quando caiu a primeira gota no béquer, visto que levou um tempo até que a água vencesse a pressão hidrostática necessária para elevar o êmbolo dentro do cilindro-pistão.
- e) com a linha sem ar e o cilindro-pistão calibrado, o testemunho foi retirado do béquer, enxugado com uma toalha de papel e alocado no interior da borracha, que seguiu para o interior do *core holder*. As tampas metálicas foram fechadas e o *core holder* foi conectado à linha principal.
- f) as válvulas V7 e V8 foram abertas e a bomba foi ligada à vazão de 10 mL/min. Ao primeiro sinal de água na válvula V8, a vazão da bomba foi trocada para 0,5 mL/min, e esperou-se o aumento progressivo da pressão de confinamento, registrado no transdutor T2 e no manômetro.
- g) quando atingiu a pressão de 2200 psi, a válvula 7 foi fechada e a bomba desligada. Nesse momento, a bancada estava pronta para o saturação da amostra.
- h) assim, um béquer de 600 mL foi posicionado na saída da câmara e a válvula V2, V3 e V4 foram abertas; à vazão de 0,04 mL/min a bomba foi ligada e por 6 dias ininterruptos a bancada ficou trabalhando.
- i) passado esse período, a bomba foi desligada, as válvulas fechadas, a câmara despressurizada e aberta. A amostra foi retirada, seca superficialmente com papel toalha e pesada, tendo seu valor de massa saturada ($m_{sat\ o+a}$) registrado. A amostra então foi reservada em um béquer contendo óleo, e ficou até ao início da etapa de recuperação.
- j) a massa obtida foi então inserida na Equação 3.3. Como a saturação (S_o) foi superior à 65%, a etapa foi declarada concluída. Caso não tivesse atingido esse percentual, o procedimento deveria ser reiniciado da etapa “e”.

Após o procedimento de saturação da amostra, a mesma foi levada à balança analítica e teve seu valor de massa saturada ($m_{sat\ o+a}$) registrado. Este valor foi inserido na Equação 3.3, e assim foi obtido o valor da saturação de óleo (S_o).