

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

FABRICIO DIAS DE OLIVEIRA

**ANÁLISE EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO DE FLUIDOS EM MEIO
POROSO ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE LÍQUIDOS NEWTONIANOS E
VISCOELÁSTICOS**

VITÓRIA

2021

FABRICIO DIAS DE OLIVEIRA

**ANÁLISE EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO DE FLUIDOS EM MEIO
POROSO ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE LÍQUIDOS NEWTONIANOS E
VISCOELÁSTICOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Renato do Nascimento Siqueira

Coorientador: Prof. Dr. Patrício José Moreira Pires

VITÓRIA

2021

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

O48a Oliveira, Fabricio Dias de, 1989-
Análise experimental da recuperação de fluidos em meio poroso através da injeção de líquidos newtonianos e viscoelásticos / Fabricio Dias de Oliveira. - 2021.
72 f. : il.

Orientador: Renato do Nascimento Siqueira.
Coorientador: Patrício José Moreira Pires.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) -
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Fluidos não-newtonianos. 2. Fluidos newtonianos. 3. Materiais porosos. 4. Viscoelasticidade. 5. Capilaridade. 6. Soluções de viscosidade. I. Siqueira, Renato do Nascimento. II. Pires, Patrício José Moreira. III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
CENTRO TECNOLÓGICO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

ANÁLISE EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO DE FLUIDOS EM MEIO POROSO ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE LÍQUIDOS NEWTONIANOS E VISCOELÁSTICOS

FABRICIO DIAS DE OLIVEIRA

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Renato do Nascimento Siqueira
Orientador (PPGEM/UFES)

Prof. Dr. Patrício José Moreira Pires
Coorientador (PPGEC/UFES)

Prof. Dr. Edson José Soares
Examinador Interno (PPGEM/UFES)

Profa. Dra. Ana Paula Meneguelo
Examinadora Externa (PPGE/UFES)

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Espírito Santo como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica

Vitória (ES), 30 de julho de 2021.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
RENATO DO NASCIMENTO SIQUEIRA - SIAPE 99992560
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - PPGEM/CT
Em 30/09/2021 às 15:17

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/277752?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
EDSON JOSE SOARES - SIAPE 2365438
Departamento de Engenharia Mecânica - DEM/CT
Em 07/10/2021 às 10:49

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/282794?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
ANA PAULA MENEGUELO - SIAPE 1754588
Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET/CEUNES
Em 08/10/2021 às 09:22

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/284039?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
PATRICIO JOSE MOREIRA PIRES - SIAPE 1892755
Departamento de Engenharia Civil - DEC/CT
Em 14/10/2021 às 09:41

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/287238?tipoArquivo=O>

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me concedido a oportunidade de entrar no programa de pós-graduação e proporcionar força necessária para realização deste trabalho.

Aos meus pais e irmãs, por terem acreditado em mim e na minha capacidade.

A minha namorada, Luana Tardin, pelo seu apoio e incentivo constante.

Aos meus tios, principalmente Hilton Gomes, sempre me ouvindo e auxiliando na caminhada da vida.

Ao Prof. Dr. Renato do Nascimento Siqueira, agradeço pela compreensão e força nos momentos difíceis que passei nessa caminhada, além de todo conhecimento passado. Sou grato por todo apoio dado. Ao Prof. Dr. Edson José Soares, pelo suporte dado.

Ao Prof. Dr. Patrício José Moreira Pires, pelo conhecimento passado, dedicação e laboratório cedido para realização deste trabalho.

Ao Prof. José Joaquim da Conceição Soares Santos, que sempre me motivou e pela grande amizade.

Aos colegas do Laboratório de Reologia, Felipe Malheiros, Ivanor da Silva, Walber Ronconi, Eduardo Cazer e Rômulo Fieni. Obrigado pela ajuda em todos os momentos, horas de trabalho no laboratório e, principalmente, no suporte operacional dos equipamentos. A todos vocês, sou muito grato.

Agradeço aos colegas do Laboratório de Métodos Experimentais em Fenômenos de Transporte – LAMEFT, Gabriel Vargas, Lucas Zampirole e Michell Costalonga. Sempre auxiliando e dando suporte a este trabalho.

Ao LABPETRO e, principalmente, Thieres Magaive, pela contribuição significativa em testes de tensão interfacial.

Aos membros da banca examinadora, agradeço pelas contribuições dadas ao trabalho.

Aos amigos e todos que, de uma forma ou de outra, contribuíram para o sucesso deste trabalho.

“Todos temos sonhos. Para fazê-los se tornar realidade, é necessária uma quantidade absurda de determinação, dedicação, autodisciplina e esforço”

(Jesse Owens)

RESUMO

O estudo do escoamento de fluidos em meios porosos é um dos grandes desafios da engenharia, principalmente na área de exploração de petróleo, onde o fator de recuperação não ultrapassa 40% através de métodos primários e secundários de recuperação. Neste trabalho, estamos interessados em entender, utilizando uma metodologia experimental, a aplicação de soluções a base de polímeros para recuperar soluções newtonianas presentes em um meio poroso, visando compreender os parâmetros essenciais relacionados ao fator de recuperação. As soluções base óleo saturadas no meio poroso são denominadas fluidos deslocados e as soluções que serão usadas para empurrar o óleo dentro do meio poroso são de características viscoelásticas ou newtonianas, denominadas como fluidos deslocadores. Para o cenário newtoniano, soluções com diferentes concentrações de PEG, água e álcool foram utilizadas como fluidos deslocadores, sendo mostrado que a fração de massa perdida foi menor a medida que a razão de viscosidade entre as soluções base óleo e base água reduziu. Nessa análise, o número de capilaridade foi alto o suficiente para que fração de massa perdida independesse desse parâmetro. Para o cenário viscoelástico, diversas soluções a base de água, PEO e PEG foram preparadas, mas apenas duas soluções viscoelásticas foram utilizadas como fluidos deslocadores. É mostrado que a fração de massa perdida reduziu com o aumento do número de Deborah, quando comparado ao cenário newtoniano análogo. Propriedades como módulo de armazenamento, módulo de perda e tensão normal foram obtidas para auxiliar na análise de cenário não newtoniano.

Palavras-chave: razão de viscosidade, meio poroso, fator de recuperação, fluido viscoelástico, número de Deborah.

ABSTRACT

The study of fluid flow in porous media is one of the greatest challenges of engineering, especially in the oil exploration area, where the recovery factor does not exceed 40% by primary and secondary recovery methods. In this work, we are interested in understanding, using an experimental methodology, the application of polymer-based solutions to recover newtonian solutions present in a porous media, aiming to understand the essential parameters related to the recovery factor. The oil-based solutions saturated in the porous media are called displaced fluid and the solutions that will be used to push the oil inside the porous media, which have viscoelastic or newtonian characteristics, are called displacer fluids. For the newtonian scenario, solutions with different concentrations of PEG, water, and alcohol were used as displacer fluids and it was shown that the lost mass fraction was lower when the viscosity ratio between the oil-based and water-based solutions was reduced. In this analysis, the capillary number was high enough so that the lost mass fraction was independent of this parameter. For the viscoelastic scenario, several solutions based on water, PEO and PEG were prepared, but only two viscoelastic solutions were used as displacing fluids. It is shown that the lost mass fraction reduced with increasing Deborah number when compared to the analogous newtonian scenario. Properties such as storage modulus, loss modulus and normal stress were obtained to aid in the analysis of non-newtonian scenario.

Keywords: viscosity ratio, porous media, recovery factor, viscoelastic, Deborah number.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Arraste do óleo pela injeção de água durante a etapa secundária.....	20
Figura 1.2: Padrões de fluxo em meio poroso para número de capilaridade fixo.	25
Figura 2.1: Distribuição do tamanho de grãos de areia utilizada nos experimentos.	31
Figura 2.2: Representação esquemática do viscosímetro tipo Cannon-Fenske utilizado.	37
Figura 2.3: Tensiômetro da fabricante LAUDA utilizado para medir a tensão interfacial.	39
Figura 2.4: Curvas de viscosidade das soluções viscoelásticas.	41
Figura 2.5: Representação esquemática da bancada experimental.	43
Figura 2.6: Representação 3D e dimensões em mm da estrutura do meio poroso..	44
Figura 2.7: Representação da estrutura do meio poroso e itens utilizados para compactação da areia.	45
Figura 2.8: Saturação do meio poroso com as soluções base óleo para os cenários em análise.	46
Figura 3.1: Influência da razão de viscosidade, $R\mu$, e do número de capilaridade, Ca , na fração de massa perdida no cenário newtoniano.	54
Figura 3.2: Representação da massa perdida em função da razão de viscosidade, $R\mu$	55
Figura 3.3: Varredura de tensão para os módulos de armazenamento e de perda.	57
Figura 3.4: Varredura de frequência para os módulos de armazenamento e de perda.	58
Figura 3.5: Razão entre os módulos de armazenamento, G' , e de perda, G''	59
Figura 3.6: Representação das tensões normais para as soluções SV1 e SV4.	60
Figura 3.7: Influência do número de Deborah, De , e da razão de viscosidade, $R\mu$, na fração de massa perdida para o cenário viscoelástico.	62
Figura 3.8: Representação da massa perdida relativa - cenários viscoelástico e newtoniano.	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Peneiras utilizadas conforme norma e resultados da caracterização. ...	30
Tabela 2.2: Medições realizadas para determinação do índice de vazios máximo. .	32
Tabela 2.3: Medições realizadas para determinação do índice de vazios mínimo.	32
Tabela 2.4: Propriedades obtidas da areia para ensaios.	34
Tabela 2.5: Propriedades obtidas das soluções base óleo.	36
Tabela 2.6: Soluções a base água, PEG e álcool utilizadas no cenário newtoniano.	38
Tabela 2.7: Composição das soluções preparadas a base de PEO, PEG e água. ..	40
Tabela 2.8: Parâmetros de Carreau-Yassuda para as soluções viscoelásticas.	42
Tabela 3.1: Propriedades das soluções newtonianas após combinadas.	53
Tabela 3.2: Resultados obtidos para o cenário viscoelástico de razão de viscosidade, $R\mu \approx 1$	61
Tabela 3.3: Resultados obtidos para o cenário viscoelástico de razão de viscosidade, $R\mu \approx 2$	61

NOMENCLATURA

EOR	Enhanced Oil Recovery
IOR	Improved Oil Recovery
NBR	Norma Brasileira
PEG	Polietilenoglicol
PEO	Óxido de Polietileno
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SENAI	Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
A	Área transversal do meio poroso
C_a	Número de capilaridade
D_e	Número de Deborah
D_{hid}	Diâmetro hidráulico
d_m	Diâmetro médio dos grãos
d_p	Diâmetro da peneira
$e_{máx}$	Índice de Vazios Máximo
$e_{mín}$	Índice de Vazios Mínimo
g	Aceleração da gravidade
G'	Módulo de armazenamento
G''	Módulo de perda
I_V	Índice de vazios
K	Permeabilidade do meio poroso
L	Comprimento do meio poroso
m_1	Massa da areia compactada no meio poroso
m_2	Massa da areia compactada e saturada no meio poroso

m_3	Massa real de óleo no meio poroso depois de saturado
m_{osat}	Máxima quantidade de óleo possível no meio poroso após saturado
m	Massa perdida
Pe	Número de Peclet
Q	Volume total da rocha
r	Raio da garganta porosa do meio poroso
$R\mu$	Razão de viscosidade dinâmica
$R\rho$	Razão de massas específicas
S_e	Superfície específica do meio poroso
SV	Solução viscoelástica
U_{lg}	Velocidade da interface líquido e gás
V_{areia}	Volume de areia no meio poroso
v_c	Velocidade intersticial ou característica
v_D	Velocidade de Darcy
V_V	Volume poroso ou de vazios
V_G	Volume de grãos de solo
V_T	Volume total da rocha

Símbolos Gregos

a	Parâmetro adimensional
$\dot{\gamma}$	Taxa de deformação ou cisalhamento
$\dot{\gamma}_c$	Taxa de deformação característica
ΔP	Diferença de pressão
η_0	Viscosidade do fluido quando a taxa de deformação é nula
η_∞	Viscosidade do fluido quando a taxa de deformação é infinita
η	Viscosidade aparente

λ	Tempo de relaxação do material
λ_{CY}	Constante de tempo
μ	Viscosidade dinâmica do fluido
μ_1	Viscosidade dinâmica do fluido deslocador
μ_2	Viscosidade dinâmica do fluido deslocado
$\rho_{aparente}$	Massa específica aparente seca do solo
ρ_{solo}	Massa específica dos grãos
ρ_1	Massa específica do fluido deslocador
ρ_2	Massa específica do fluido deslocado
τ	Tensão cisalhante
σ_i	Tensão interfacial entre dois fluidos
σ_{lg}	Tensão superficial entre o líquido e o gás
γ	Porosidade do meio poroso
ψ_1	Primeiro coeficiente de tensão normal.
ω	Frequência angular

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO.....	19
1.2	ESTADO DA ARTE.....	21
1.3	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	27
2	ABORDAGEM EXPERIMENTAL	29
2.1	CARACTERIZAÇÃO DO MEIO POROSO	29
2.2	SELEÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS.....	34
2.2.1	Preparo e Caracterização de Soluções Newtonianas	35
2.2.2	Preparo e Caracterização de Soluções Viscoelásticas	39
2.3	DESCRIÇÃO DOS EXPERIMENTOS.....	42
2.4	DETERMINAÇÃO DA VELOCIDADE DE ESCOAMENTO E DO NÚMERO DE CAPILARIDADE	48
2.5	DETERMINAÇÃO DA TAXA DE DEFORMAÇÃO CARACTERÍSTICA	49
2.6	DETERMINAÇÃO DO TEMPO DE RELAXAÇÃO E DO NÚMERO DE DEBORAH.....	50
3	RESULTADOS	53
3.1	RESULTADO PARA O CENÁRIO NEWTONIANO.....	53
3.2	RESULTADO PARA O CENÁRIO VISCOELÁSTICO.....	56
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	64
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A análise da recuperação de um líquido através da injeção de outro fluido é importante no ramo da mecânica dos fluidos e vem sendo explorada cada vez mais dentro da comunidade científica. Entre os campos de aplicação, podemos citar os processos de cimentação em poços de petróleo, recuperação de óleo em meios porosos, processos de fabricação de materiais plásticos e estudos da mobilidade de hemácias em capilares sanguíneos.

Sobretudo, os estudos voltados para a indústria petrolífera tem ganhado destaque, como o processo de recuperação de petróleo em meios porosos. Dentro da engenharia de petróleo, novos reservatórios de petróleo tem se tornado difíceis de encontrar. Segundo Muggeridge *et al.* (2014), na descoberta de novos reservatórios, muitos ficam em locais de difícil exploração, devido à localização em áreas remotas e sensíveis ambientalmente, dificultando a viabilidade de sua exploração, tanto em âmbito tecnológico como financeiro. Ainda, de acordo com o autor, nos reservatórios em exploração pelo mundo, à média da fração de petróleo recuperado fica entre 20% e 40%. Essa baixa porcentagem é resultado de várias adversidades que ocorrem durante o processo de exploração.

Diante do aumento do consumo mundial, da complexidade da descoberta de novos reservatórios, a inviabilidade da exploração desses em áreas remotas e a baixa fração de recuperação do petróleo, estudos vem sendo realizados de modo a atender a necessidade de maiores taxas de recuperação, que contribuirá de maneira significativa para o prolongamento da viabilização do petróleo como fonte energética, enquanto outras fontes de energia alternativa são desenvolvidas (MUGGERIDGE *et al.*, 2014).

Segundo Chavent e Jaffré (1986), o processo de recuperação em reservatórios pode ser dividido em três etapas: primária, secundária e terciária. Atualmente a recuperação terciária passou a ser conhecida como recuperação avançada ou EOR (Enhanced Oil Recovery).

Na etapa primária de recuperação de petróleo, o reservatório, que é composto por uma formação rochosa porosa preenchida por petróleo e gás, é perfurado e o resultado do deslocamento de óleo é impulsionado pela própria energia do reservatório, ou seja, o reservatório possui uma pressão elevada suficiente para “empurrar” o óleo dos poros para a superfície. Quando a pressão do reservatório reduz, a produção consequentemente diminui e nesta fase é implementada a recuperação secundária.

Na etapa secundária, busca-se fornecer pressão necessária para deslocar o óleo para fora da rocha reservatório e ocupar o espaço deixado pelo fluido produzido (BORGES, 2009). Um fluido, geralmente água ou gases específicos, é injetado no reservatório para aumentar a pressão do reservatório e assim manter a vazão desejada. Todavia, esse método ainda deixa uma quantidade considerável de óleo no meio poroso. Além disso, a recuperação secundária pode atingir 50% com métodos tradicionais, como a injeção de água ou de gás (ROSA; CARVALHO, 2006; THOMAS *et al.*, 2001). A Figura 1.1 ilustra o processo de injeção de água na etapa secundária de produção.

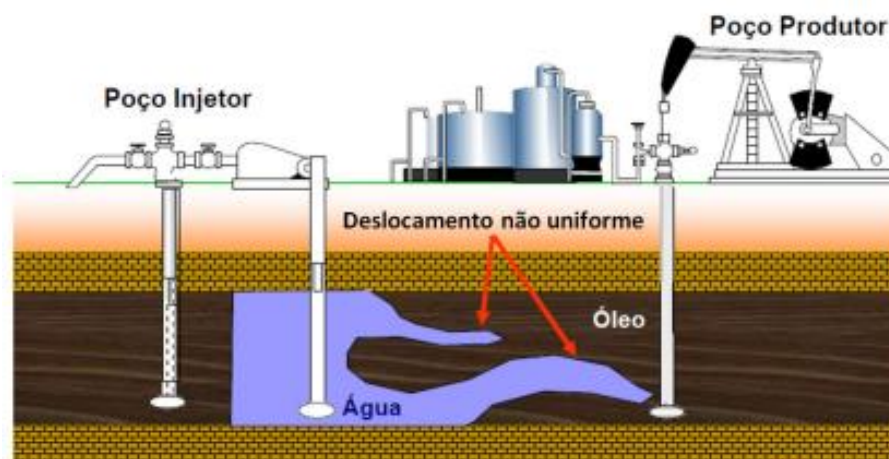


Figura 1.1: Arraste do óleo pela injeção de água durante a etapa secundária.

Fonte: Adaptado de Miranda (2010).

Após o término das etapas primária e secundária, uma quantidade de petróleo ainda permanece retida. Assim, inicia-se a etapa terciária ou melhorada de recuperação, que pode ser dividida em quatro técnicas: métodos térmicos, como a injeção de vapor, métodos miscíveis, como a injeção de CO₂, métodos químicos, como

exemplo a injeção de polímeros e métodos microbiológicos (MUSSE, 2009; VELOSO, 2014).

Os métodos de recuperação terciários são os mais indicados para a recuperação dos campos maduros, pois buscam recuperar reservatórios que apresentam óleos com alta viscosidade e elevadas tensões interfaciais. Neste cenário, a aplicação dos métodos convencionais de recuperação secundária não é suficiente (BORGES, 2009).

Ainda se tratando da etapa terciária de recuperação, as projeções do World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015) para a produção de óleo cru convencional devem aumentar de 1,4 para 4,4 milhões de barris por dia em 2040. Isso representa um aumento de 2,1% para 6,6% da produção total de óleo cru convencional. Portanto, projeta-se um cenário de maior relevância para esses métodos.

Stosur *et al.* (2003) evidencia que as técnicas terciárias ou melhoradas atuam em escala microscópica sobre o sistema formado pela rocha, óleo e fluidos injetados, modificando as interações de forças capilares e/ou viscosas. No entanto, percebe-se que ainda existe uma gama enorme de pesquisas a serem realizadas com essas técnicas.

1.2 ESTADO DA ARTE

No processo de recuperação de fluidos em meios porosos, por apresentarem dimensões similares ou até menores que os tubos capilares, os efeitos capilares podem ser importantes. Logo, alguns trabalhos relacionados ao tema serão apresentados adiante.

O primeiro estudo relacionado ao processo de deslocamento de fluidos em tubos capilares foi realizado por Fairbrother e Stubbs (1935). Os experimentos conduziram-se em um tubo reto à temperatura ambiente. Neste estudo, os autores injetaram ar para deslocar um fluido viscoso com o objetivo de mensurar a quantidade de massa do fluido que fica retida na parede do tubo capilar, m . Os autores sugeriram uma relação da massa depositada em função do número de capilaridade. Continuando os trabalhos dos autores anteriores, Bretherton (1961),

através de estudos de caráter experimental e teórico, verificou o deslocamento de um fluido viscoso realizado por uma bolha de ar. O autor abordou dois casos: um no sentido horizontal em que o raio do tubo era pequeno, sendo possível desprezar os efeitos da gravidade; e o outro para o caso do escoamento em tubos verticais. Em ambas as análises, a equação da massa depositada é válida para baixos valores de número de capilaridade.

Taylor (1961) reproduziu os experimentos realizados pelos autores anteriores, porém considerando valores altos de número de capilaridade. O número de capilaridade é definido através da Equação 1.1.

$$Ca = \frac{\mu U_{lg}}{\sigma_{lg}} \quad (1.1)$$

Em que μ é a viscosidade do fluido, σ_{lg} é a tensão superficial entre o líquido e o gás e U_{lg} é a velocidade da interface líquido-gás. O autor demonstrou que a relação é válida para valores de Ca até 0,09. Além disso, Taylor (1961) realizou experimentos utilizando fluido muito viscoso e observou que, ao atingir um número de capilaridade $Ca = 1,9$, a fração de massa depositada, m , foi de 0,55. Observou ainda que, à medida que Ca aumentava, a espessura de fluido que ficava aderida a parede do tubo capilar assintotizou em 0,55. Na sequência ao trabalho do autor anterior, Cox (1962) realizou experimentos preenchendo o tubo capilar com um fluido muito viscoso com o objetivo de analisar o valor da fração de massa depositada, m , para valores de Ca maiores que 10. O autor concluiu que a fração de massa depositada foi de 0,60.

O efeito da razão de viscosidade na análise de recuperação de fluidos também foi abordado em alguns trabalhos. Goldsmith *et al.* (1963) realizaram estudos teóricos e experimentais e analisaram a quantidade de líquido newtoniano depositada na parede do tubo devido o deslocamento de uma gota de outro líquido newtoniano. Foi mostrado que a fração de massa aderida m na parede do tubo aumentava com a diminuição da razão de viscosidade, $R\mu$, expressa através da Equação 1.2.

$$R\mu = \frac{\mu_2}{\mu_1} \quad (1.2)$$

Em que, μ_1 é a viscosidade dinâmica do fluido deslocador ou injetado e μ_2 é a viscosidade dinâmica do fluido deslocado.

Soares *et al.* (2005) realizaram uma análise teórica e experimental do deslocamento de um líquido newtoniano por outro líquido newtoniano em um tubo capilar. Os autores realizaram testes experimentais e numéricos, avaliando a espessura da película de fluido que permanecia aderida a parede do tubo em função da capilaridade e da razão de viscosidade. Conduziram ensaios numéricos e experimentais com $R\mu = 1000$ e $R\mu = 20$ e notaram que os resultados estavam de acordo com os de Taylor, concluindo que o deslocamento entre dois líquidos newtonianos com $R\mu = 20$ foi suficiente para reproduzir o caso gás-líquido. Foi observado ainda que, utilizando $R\mu = 12; 4; 2$, a espessura da película de líquido depositada na parede do tubo aumentava conforme o número de Capilaridade, Ca , crescia e razão de viscosidade, $R\mu$, decrescia.

Hodges *et al.* (2004) deu continuidade aos estudos de Bretherton (1961), no qual analisou o comportamento de longas bolhas de fluidos viscosos injetadas em um tubo capilar, levando em consideração o efeito da razão de viscosidade, $R\mu$, e número de capilaridade, Ca , sobre a espessura da massa de fluido deslocado. Para os casos de pares de fluidos imiscíveis estudados, os autores verificaram que a espessura de óleo depositada na parede do tubo aumenta por um fator de $4^{2/3}$ até um valor constante, quando $Ca^{-1/3} \ll R\mu \ll Ca^{-2/3}$ e em seguida a massa depositada reduzia por um fator de $2^{2/3}$ quando $R\mu \rightarrow \infty$. Bakhtiyarov e Siginer (1996) investigaram o deslocamento líquido-líquido, sob regime laminar, em tubos cilíndricos horizontais. Eles observaram que o tempo que o fluido deslocador apareceu na saída do duto foi maior quando a taxa de cisalhamento era próxima de zero e razão de viscosidade menor.

Soares *et al.* (2015) investigaram o comportamento da fração de massa perdida, m , através de estudos numéricos e experimentais, utilizando líquidos viscosos imiscíveis dentro de um tubo capilar. A viscosidade do fluido deslocado (base óleo) foi mantida constante, enquanto diferentes fluidos deslocadores com diferentes viscosidades eram injetados no tubo capilar. Foi tomado o cuidado de manter a razão de densidades entre os fluidos deslocadores e deslocados próximo de um a fim de eliminar o efeito da gravidade nos ensaios. Outro parâmetro analisado foi a razão de viscosidade, $R\mu$, definido pela razão entre a viscosidade do fluido deslocado e a viscosidade de soluções deslocadoras. Os autores concluíram que,

para maiores razões de viscosidade, $R\mu$, e com o aumento do número de Capilaridade, Ca , a massa depositada na parede do tubo foi maior.

Estudos experimentais de Huzyak e Koelling (1997) e Gauri e Koelling (1999) foram importantes na análise da injeção de gás em um tubo capilar presente com fluido viscoelástico. Foi constatado que, com baixas taxas de deformação, os efeitos elásticos eram irrelevantes, concluindo que a fração de massa depositada na parede do tubo era a mesma que para o caso newtoniano. O autor analisou a fração de massa depositada em função do número de Deborah, D_e , expressa pela Equação 1.3.

$$D_e = \lambda \dot{\gamma}_c \quad (1.3)$$

Na equação apresentada, λ expressa o tempo de relaxação do material e $\dot{\gamma}_c$ é a taxa de deformação característica do escoamento. O autor ainda concluiu que quando a velocidade de escoamento crescia, os efeitos elásticos tornavam-se mais relevantes, provocando um acréscimo na fração de massa recuperada.

Três estudos foram realizados por Soares *et al.* (2008) utilizando um tubo capilar. No primeiro estudo, utilizaram fluidos newtonianos com a razão de viscosidade $R\mu = 1,8$, e a fração de massa depositada na parede do tubo foi estudada variando o número de capilaridade Ca . O segundo experimento utilizou um fluido viscoelástico com concentração de PEG e PEO. Ao Injetar o fluido viscoelástico para recuperar um fluido newtoniano, e, para baixos números de capilaridade a massa depositada na parede do tubo era similar ao caso newtoniano. Com o aumento do número de capilaridade, a massa depositada na parede do tubo foi menor quando comparado ao caso newtoniano correspondente. Já o terceiro ensaio foi injetado no tubo capilar um fluido newtoniano com objetivo de recuperar um fluido viscoelástico com diferente concentração de PEG e PEO. Nesse experimento, os autores perceberam que a massa do fluido depositada na parede do tubo foi maior quando comparado com o caso newtoniano. Os resultados utilizando fluidos viscoelásticos concordam qualitativamente com os obtidos por Huzyak e Koelling (1997).

O comportamento da pressão capilar em gargantas de poros foi estudado por Lenormand, Zarcone e Sarr (1983). Os autores observaram que, na ausência de forças viscosas e sem efeitos gravitacionais (leito horizontal), o deslocamento de um fluido que molha, empurrado por um fluido que não molha o meio poroso, é

governado por forças capilares e, o fluido que não molha, não é capaz de entrar no meio poroso espontaneamente. O fluido que não molha pode somente entrar em uma garganta porosa de raio, r , quando a pressão na entrada na garganta exceder o valor da pressão capilar entre os dois fluidos.

Lenormand *et al.* (1988) realizaram estudos de caráter numérico e experimental, descrevendo o escoamento de um fluido contido em um meio poroso pela inserção de um outro fluido imiscível. Os parâmetros número de capilaridade, Ca , e razão de viscosidade, $R\mu$, foram utilizados para avaliar o comportamento da massa perdida no escoamento. Os autores constataram que, ao reduzir a razão de viscosidades e mantendo o número de capilaridade constante, a fração de massa perdida diminui. Eles também concluíram que, para altas razões de viscosidades, a massa perdida aumentou, já que chegada do fluido deslocador na saída do meio poroso diminui com o aumento do número de capilaridade. Ainda nessa pesquisa, os autores mostraram a evolução dos padrões de fluxo viscoso, mantendo o número de capilaridade constante e observando que, para baixas razões de viscosidade, maior foi a área varrida no meio poroso.

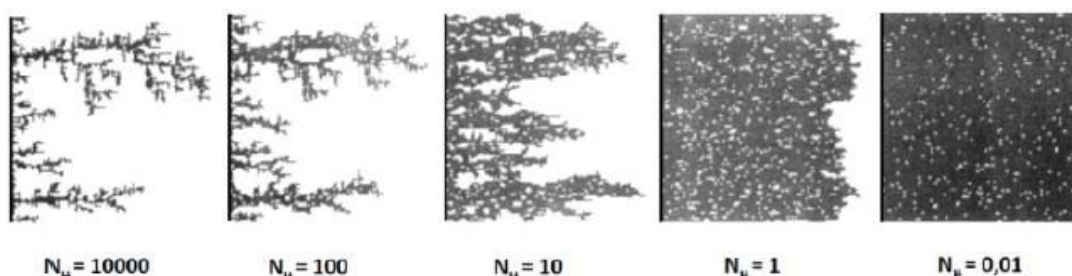


Figura 1.2: Padrões de fluxo em meio poroso para número de capilaridade fixo.

Fonte: Adaptado de Lenormand *et al.* (1988).

Um estudo baseado em simulação numérica foi realizado por Algharaib *et al.* (2006). Os autores avaliaram o fator de recuperação em um meio poroso, analisando fatores como o número de capilaridade, efeitos gravitacionais e razão de mobilidade, que está diretamente relacionado com a razão de viscosidade entre o fluido deslocado e deslocador. Os autores notaram que a massa de óleo recuperada foi maior quando os fluidos tinham viscosidades similares.

Vanaparthi e Meiburg (2008) realizaram estudos em um meio poroso através do deslocamento de fluidos newtonianos miscíveis, analisando os efeitos da razão de

viscosidade, $R\mu$, do número de Peclet, Pe , e da gravidade, g , sobre o escoamento no meio poroso. Os autores concluíram que o aumento da razão de viscosidade foi responsável por maiores velocidades no escoamento. Já menores valores de velocidade foram observados com moderados números de Peclet.

Silva (2012) realizou estudos experimentais utilizando esferas de vidro para compor o meio poroso. Avaliou-se a eficiência da recuperação de fluidos newtonianos inserindo, como fluido deslocador, a injeção de ar. Nesses ensaios, foram observadas propriedades como o número de capilaridade, Ca , diâmetro médio dos grãos, d_m , e os efeitos de inércia na fração de massa perdida. Dessa forma, verificou-se que, quanto maior o número de capilaridade, Ca , menos fluido newtoniano é recuperado e, quando Ca tem valor de 0,01 ou maior, a fração de massa perdida, m , atinge um nível assintótico de 90%. Ainda, o autor concluiu que fração de massa recuperada diminuiu com a redução do diâmetro médio dos grãos.

Rangel *et al.* (2012) realizaram estudos experimentais injetando soluções viscoelásticas a base de goma xantana para recuperar fluidos newtonianos, aqui sendo o petróleo retirado na Bacia de Campos e o óleo comercial usado na indústria automobilística, SAE 90. Os autores constataram que, ao injetar uma solução viscoelástica com concentração a partir de 500 ppm, a quantidade de fluido recuperado foi maior, quando comparado à injeção de água pura. Ainda, os autores analisaram os efeitos viscosos aparentes e extensionais separadamente. Observaram ainda que, devido o aumento do número de poros que são varridos pelo fluido deslocador, os efeitos viscosos cisalhantes promoveram um aumento na quantidade de fluido recuperado. Em relação aos efeitos viscosos extensionais, notaram o melhoramento do fluxo dentro do poro, aumentando a eficiência de recuperação.

Souza (2018) realizou estudos experimentais utilizando fluidos newtonianos, viscoelásticos e viscoplásticos como fluidos deslocadores para analisar o fator de recuperação em um meio poroso que continha solução newtoniana base óleo. Para o caso de injetar fluidos newtonianos, foram utilizadas diversas soluções com percentagens de PEG e álcool para variar a razão de viscosidade, $R\mu$. As razões de viscosidade analisadas foram de 0,5; 1; 2,2; 4,4; 8,2; 21,8 e 40. Ele constatou que a massa perdida, m , aumentava à medida que a razão de viscosidade aumentava. Ao reduzir a razão de viscosidade, a fração de massa perdida, m , era menor devido ao

fato da força cisalhante sofrida pelo fluido deslocado ser maior. Estes resultados estavam de acordo com Soares *et al.* (2015), Silva (2012) e Lenormand *et al.* (1988). Para o caso quando utilizou soluções viscoelásticas para recuperar um fluido newtoniano, percebeu que o número de Deborah, D_e , foi baixo de tal maneira que a massa recuperada foi a mesma, quando comparado com a mesma razão de viscosidade para o caso newtoniano análogo. Quando a quantidade de PEO foi aumentada em uma de suas soluções viscoelásticas, os efeitos elásticos foram mais evidentes. Já para o cenário viscoplástico, a solução de gel e água preparada pelo autor teve mudança na sua reologia ao entrar em contato com meio poroso, fazendo com que a razão de viscosidade tendesse ao infinito e a análise não fosse conclusiva.

1.3 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A técnica de recuperação de fluidos em meios porosos pela injeção de outros fluidos é bastante utilizada pelas indústrias. Quando o fluido injetado exibe um comportamento newtoniano, o número de capilaridade e a razão de viscosidade são parâmetros importantes para o processo. Já no cenário não newtoniano, em especial quando utilizamos fluidos viscoelásticos, o número de Deborah é um parâmetro relevante. Ao consultar a literatura, percebem-se diversos trabalhos que faz a avaliação da massa perdida em função dos fatores número de capilaridade e razão de viscosidade no cenário newtoniano. Entretanto, poucos trabalhos são encontrados para o cenário não newtoniano, em especial quando utilizamos fluidos viscoelásticos, representados pelo número de Deborah. Desse modo, o objetivo do trabalho consiste em investigar a influência da injeção de fluidos viscoelásticos na fração de massa perdida de soluções base óleo contida no meio poroso. Outro objetivo desse trabalho consiste na abordagem experimental da fração de massa perdida injetando soluções newtonianas, buscando comparar com os resultados obtidos por Souza (2018) e demais autores. Para o cenário viscoelástico, o trabalho explora a análise da fração de massa perdida em função do número de Deborah, mantendo a razão de viscosidade. Os resultados serão comparados com o cenário

newtoniano correspondente. Já no cenário newtoniano, a massa perdida é analisada em função do aumento da razão de viscosidade e do número de capilaridade.

2 ABORDAGEM EXPERIMENTAL

Neste capítulo serão detalhadas as etapas necessárias para a realização dos experimentos e os métodos para obtenção dos resultados. Na seção 2.1 serão abordadas as normas e cálculos para caracterização da areia que irá compor o meio poroso. Já na seção 2.2 serão descritos os fluidos utilizados nos experimentos, além do método de preparo e caracterização. Na seção 2.3 será abordada a bancada experimental e o procedimento de ensaio, além da compactação e saturação do meio poroso. Por fim, são mostradas nas seções 2.4 a 2.6 a determinação de parâmetros e cálculos fundamentais para a análise da recuperação de fluidos nos cenários newtoniano e viscoelástico.

2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MEIO POROSO

Para os estudos de escoamento em meios porosos, foi selecionada a areia quartzosa não cimentada disponibilizada pelo Laboratório de Solos da UFES. Uma série de normas foi utilizada com o objetivo de caracterizar a areia, em que algumas de suas propriedades são fundamentais para o processo de recuperação de fluidos. Os ensaios realizados com a areia foram: massa específica, granulometria da areia, índice de vazios máximo e mínimo e permeabilidade. A porosidade foi obtida em função do índice de vazios mínimo e será abordado adiante nessa seção.

Inicialmente, a areia foi colocada na estufa entre 105 °C e 110 °C por no mínimo 48 horas a fim de secar a amostra, além da retirada de possíveis materiais orgânicos. Todo esse processo foi necessário na preparação da areia para caracterização.

O primeiro ensaio de caracterização da areia foi o de determinação da massa específica, executado segundo a norma NBR 6508/84 – Grãos de solos que passam na peneira de 4,8 mm - Determinação da massa específica. Foi tomada uma amostra de 60 gramas de solo já seco em estufa, inserindo-a em um picnômetro de 500 cm³ e anotado a massa. Em seguida, a amostra ficou por no mínimo 12 horas em uma cápsula de água destilada. Ao final do processo e seguindo as etapas de cálculo da norma, foi obtida uma massa específica de 2,67 g/cm³.

Em seguida, foi efetuado o ensaio de granulometria com o objetivo de determinar o diâmetro médio dos grãos da areia, ensaio este feito de acordo com a norma NBR 7181/84 – Solo: Análise granulométrica. O ensaio consistiu da utilização de um conjunto de peneiras normatizadas e uma amostra de 1348 gramas foi tomada para esse ensaio. A Tabela 2.1 mostra as peneiras utilizadas de acordo com a norma e a porcentagem da quantidade de areia retida em cada peneira durante a fase de caracterização.

Tabela 2.1: Peneiras utilizadas conforme norma e resultados da caracterização.

PENEIRA ABNT	d_p (mm)	MASSA DE SOLO SECO	
		% RETIDA NA PENEIRA	% ACUMULADA
4	4,75	0,11	0,11
8	2,36	1,15	1,27
10	2,00	1,41	2,68
16	1,18	12,79	15,46
30	0,60	22,99	38,45
40	0,43	12,00	50,45
60	0,25	33,32	83,77
100	0,15	10,84	94,61
200	0,08	3,59	98,14
FUNDO	0,00	1,73	99,87

Na Tabela 2.1 o acumulado não foi 100% pelo fato de, durante o peneiramento, aparecer algum resto orgânico que foi retirado.

Após obter os dados no peneiramento, o cálculo do diâmetro médio dos grãos, d_m , apresentou o resultado de 0,50 mm. A frequência dos grãos em função do diâmetro dos mesmos é representada pela Figura 2.1.

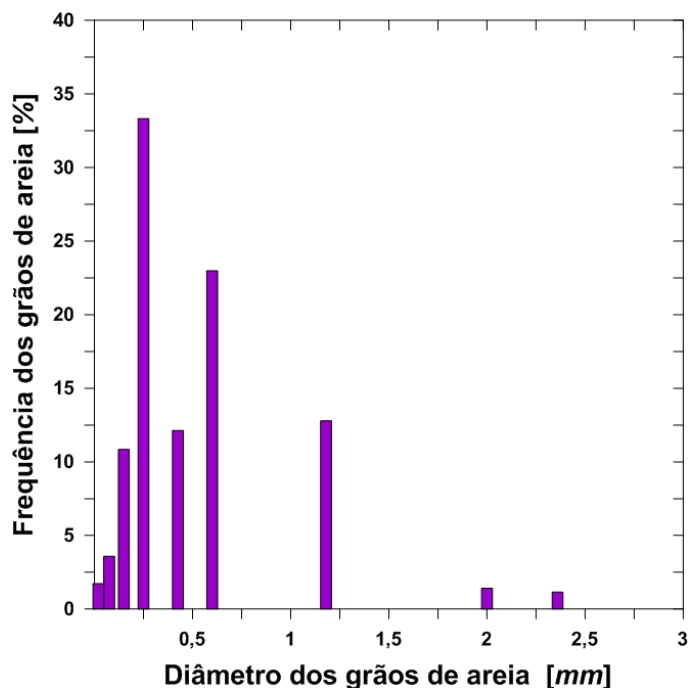


Figura 2.1: Distribuição do tamanho de grãos de areia utilizada nos experimentos.

O ensaio de Índice de Vazios Máximo, $e_{máx}$, foi executado conforme a NBR 12004/90 – Solo: Determinação do índice de vazios máximo de solos não coesivos. Neste ensaio, utilizou-se o cilindro de Proctor com capacidade de 1000 cm^3 . Inicialmente, o cilindro foi pesado e anotado o valor da massa. Em seguida, com o auxílio de um funil, a areia foi sendo despejada no cilindro realizando movimento em espiral, buscando sempre que a areia permanecesse tão fofa quanto possível. A areia foi inserida até 2 cm acima do nível do cilindro e seguidamente utilizou-se uma régua para nivelar a areia ao topo do cilindro. De acordo com a norma, era necessário executar três medições de massa e a variação entre as medições realizadas e a média não poderia ser superior a 1,5%. Foi calculada a massa específica aparente do solo seco na condição de menor compactação, que apresentou um valor de $1,56 \text{ g/cm}^3$. Com esse parâmetro, o índice de vazios máximo foi obtido, apresentando o resultado de $e_{máx} = 0,70$. A Tabela 2.2 mostra as medições realizadas, já desconsiderando o valor da massa do cilindro de Proctor.

Tabela 2.2: Medições realizadas para determinação do índice de vazios máximo.

MEDIÇÃO	MASSA (g)	VARIAÇÃO (%) DO RESULTADO DE CADA MEDIÇÃO EM RELAÇÃO A MÉDIA
1	1557,20	0,66
2	1571,30	0,24
3	1574,10	0,42
MÉDIA	1567,53	-

O próximo ensaio de caracterização da areia foi o Índice de Vazios Mínimo, e_{\min} , sendo realizado conforme a NBR 12051/91 – Solo: Determinação do índice de vazios mínimo de solos não coesivos. O processo de determinação foi similar ao realizado para o índice de vazios máximo. Todavia, nesse ensaio a areia foi compactada e em seguida foi obtida a massa específica aparente do solo seco na condição de maior compactação, que apresentou um valor de $1,85 \text{ g/cm}^3$. Assim, o índice de vazios mínimo foi determinado, apresentando o resultado de $e_{\min} = 0,45$. A Tabela 2.3 ilustra as medições realizadas.

Tabela 2.3: Medições realizadas para determinação do índice de vazios mínimo.

MEDIÇÃO	MASSA (g)	VARIAÇÃO (%) DO RESULTADO DE CADA MEDIÇÃO EM RELAÇÃO A MÉDIA
1	1869,20	1,12
2	1837,00	0,62
3	1839,30	0,50
MÉDIA	1848,50	-

A permeabilidade da areia foi determinada seguindo a norma NBR 13292/95 – Solo: Determinação do coeficiente de permeabilidade de solos granulares à carga constante. O ensaio de permeabilidade foi feito com a areia compactada, ou seja, na condição que atenda o índice de vazios mínimo, pois os ensaios de recuperação serão realizados nessa condição. O permeâmetro utilizado apresenta um diâmetro de 11,5 cm e espaçamento entre tubos laterais de saída de 11,5 cm. A areia foi sendo colocada no permeâmetro e a cada altura de 2 cm era realizado a

compactação da mesma, até atingir uma altura de 18 cm escolhida para esse teste. Foi realizado 6 medições entre as cargas (diferenças nos níveis dos tubos manométricos) e em seguida a massa de água recolhida foi anotada. Todas as etapas da norma foram seguidas e, finalizadas as medições, foi determinada a permeabilidade da areia, apresentando resultado de $4,6 \times 10^{-2}$ cm/s.

Outra propriedade de relevada importância no estudo de recuperação de fluidos em meios porosos é a porosidade, que consiste de um parâmetro físico utilizado para quantificar os espaços vazios ou poros existentes em um determinado material. Esta propriedade é expressa matematicamente pela razão entre o volume dos poros e o volume total do meio, conforme Equações 2.1 e 2.2.

$$\gamma = \frac{V_V}{V_T} \quad (2.1)$$

$$V_T = V_V + V_G \quad (2.2)$$

Em que γ é a porosidade do meio, V_V é o volume de vazios; V_G é o volume de grãos de solo e V_T é o volume total da rocha.

Na mecânica dos solos é possível obter o índice de vazios do solo, I_V , através da razão entre o volume de vazios, V_V , e o volume de grãos, V_G . Logo, a porosidade é relacionada com o índice de vazios do solo através da Equação 2.3.

$$\gamma = \frac{I_V}{I_V + 1} \quad (2.3)$$

Nesse estudo, de modo a manter as características do meio poroso constantes, a porosidade foi calculada sempre na condição de maior compactação, obedecendo ao índice de vazios mínimo. O resultado obtido da porosidade foi de 0,31. De forma resumida, a Tabela 2.4 apresenta todos os resultados da caracterização da areia.

Tabela 2.4: Propriedades obtidas da areia para ensaios.

PROPRIEDADES	RESULTADO
DIÂMETRO MÉDIO DOS GRÃOS (mm)	0,50
MASSA ESPECÍFICA DOS GRÃOS (g/cm ³)	2,67
ÍNDICE DE VAZIOS MÁXIMO	0,70
ÍNDICE DE VAZIOS MÍNIMO	0,45
POROSIDADE	0,31
PERMEABILIDADE DO MEIO POROSO (cm/s)	$4,6 \times 10^{-2}$

2.2 SELEÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS

O estudo tem como principal objetivo investigar a influência de fluidos viscoelásticos na análise da fração de massa perdida, sendo comparados com o cenário newtoniano análogo. Logo, a análise do cenário newtoniano é intrínseca a esse estudo. Nesse sentido, foram definidas as razões de viscosidade para o cenário newtoniano, sendo os valores similares ao realizado por Souza (2018) de forma a comparar os resultados. Diante do exposto, os valores de viscosidade são: 0,52; 1,12; 2,15; 4,21; 8,09; 22,01 e 41,81.

Para reproduzir a razão de viscosidade desejada, dois fluidos imiscíveis foram utilizados. Soluções newtonianas a base de óleo de mamona e soja eram utilizadas como fluido deslocado, enquanto outras soluções newtonianas a base de água deionizada, PEG e álcool atuavam como solução deslocadora. O uso dessas soluções permitiu ajustar a razão de viscosidade desejada, além da manutenção da razão de densidade próxima de um, de modo a eliminar o efeito do empuxo na análise.

Para o cenário viscoelástico, soluções a base de água, PEG e PEO foram utilizadas como fluidos deslocadores, sendo o PEO o elemento atuante na contribuição do efeito elástico das soluções. Nessa análise, soluções a base de óleo continuaram sendo o fluido deslocado. As razões de viscosidade analisadas no cenário viscoelástico são aproximadamente 1 e 2. Outros valores eram restringidos devido a

limitação da viscosidade das soluções base óleo para obter outras razões de viscosidade para comparação.

Para a preparação das soluções e realização dos testes experimentais, foi fixada a temperatura de 25 °C, pelo fato da viscosidade ter uma forte dependência da temperatura e ser uma das propriedades de grande importância, tanto no cenário newtoniano quanto no viscoelástico.

Em resumo, no cenário viscoelástico, a fração de massa perdida foi analisada em função do número de Deborah e da razão de viscosidade. Já o cenário newtoniano, a análise da massa perdida foi estudada em função da razão de viscosidade e do número de capilaridade.

2.2.1 Preparo e Caracterização de Soluções Newtonianas

Neste tópico será abordada a metodologia de preparo e caracterização das soluções base óleo e soluções a base de água, PEG e álcool.

Para as soluções base óleo, a escolha da porcentagem de óleo de soja e mamona para cada solução teve como embasamento as literaturas de Souza (2018) e Silva (2012). Inicialmente, foram preparadas as soluções com porcentagens de óleo de soja e mamona e, após diluído, era executada a medição da viscosidade e massa específica de cada solução. O agitador magnético HOTLAB II foi utilizado para auxiliar na diluição das soluções até ficarem homogêneas. Quando uma solução não apresentava a viscosidade ideal para obter a razão de viscosidade desejada no cenário newtoniano, um ajuste na quantidade de cada óleo era feito até atingir os valores desejados.

Para determinar a massa específica das soluções base óleo, um balão volumétrico de 50 ml da fabricante PHOX foi usado. Visando verificar se a aferição do dispositivo estava correta, realizou-se três testes com água filtrada a 25 °C, que apresentou resultados de 996,7 kg/m³, 996,9 kg/m³ e 996,7 kg/m³, obtendo um resultado médio de 996,8 kg/m³, sendo equivalente ao da literatura que é 997 kg/m³. Assim, garantiu que este dispositivo estava apto para uso. Para realizar um teste, a solução era despejada cuidadosamente até a marca presente e em seguida o balão era pesado e a massa obtida. Após isso, dividiu-se a massa pelo volume fixo de 50 ml do balão

e o resultado da massa específica foi calculado. Antes de cada teste, era certificado se o balão volumétrico estava devidamente limpo e seco.

A viscosidade das soluções base óleo foram medidas utilizando o reômetro HAAKE MARS III da *Thermo Scientific*, fazendo o uso da geometria de Taylor-Couette.

A Tabela 2.5 ilustra os resultados da massa específica e viscosidade dinâmica de todas as soluções base óleo.

Tabela 2.5: Propriedades obtidas das soluções base óleo.

FLUIDO BASE ÓLEO	% ÓLEO SOJA	% ÓLEO MAMONA	ρ (Kg/m ³)	μ (mPas)
SO1	100	0	916,7	53,72
SO2	75	25	926,4	89,34
SO3	53	47	929,4	135,65
SO4	50	50	933,2	175,21
SO5	40	60	935,0	194,72
SO6	35	65	940,6	214,60
SO7	30	70	941,8	267,75
SO8	25	75	942,4	278,20
SO9	20	80	944,4	322,46
SO10	15	85	945,4	365,42
SO11	10	90	949,2	417,91
SO12	8	92	951,6	450,46
SO13	5	95	953,7	498,50
SO14	0	100	958,8	571,65

OBSERVAÇÃO: SO = Solução Base Óleo

Essa quantidade de soluções foi preparada já imaginando valores de viscosidades que no cenário viscoelástico seriam necessárias para obter as razões de viscosidade de interesse.

Os fluidos newtonianos a base de água, PEG e álcool também foram embasados nas literaturas de Souza (2018) e Silva (2012). O polietileno glicol (PEG) usado é um polímero de peso molecular igual a 6000 g/mol da empresa OXITENO. Sua presença favorece o aumento da viscosidade da solução, buscando atingir as

viscosidades necessárias para obter as razões de viscosidade para o cenário newtoniano. Já o álcool etílico atua na redução da massa específica da solução, aproximando-o do valor da solução base óleo.

Para o preparo dessas soluções, o agitador magnético HOTLAB II foi utilizado, em que o PEG era adicionado de pouco a pouco na água e diluindo. Para soluções com maiores percentagens deste polímero, o tempo de diluição não ultrapassava 2 horas. Por último, o álcool era adicionado na solução diluída de água com PEG e o recipiente era fechado para nova diluição. O agitador não foi utilizado, pois o álcool é volátil e sua evaporação poderia causar alterações na composição da solução desejada. Vale ressaltar que o tempo de diluição do álcool também era rápido.

A metodologia de obtenção da massa específica foi da mesma forma que realizada para as soluções base óleo.

O viscosímetro do tipo Cannon-Fenske, da marca SCHOTT Instruments foi utilizado para medir a viscosidade cinemática das soluções base água, PEG e álcool. A Figura 2.2 ilustra o viscosímetro do tipo Cannon-Fenske.

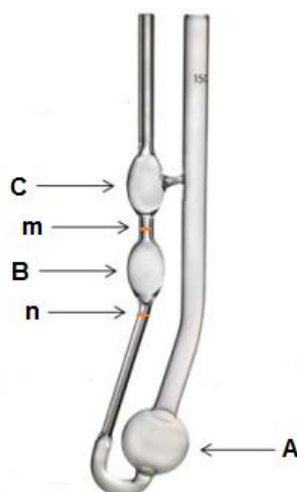


Figura 2.2: Representação esquemática do viscosímetro tipo Cannon-Fenske utilizado.

Fonte: Adaptado de Niero (2014).

O procedimento de avaliação de viscosidade foi feito de acordo com o manual de instruções do equipamento. No laboratório de Reologia da UFES existem diversos viscosímetros, cada um com um número que corresponde a uma faixa de viscosidade cinemática a ser usado. Logo, era necessário ter uma noção da

viscosidade que se desejava atingir para a escolha do viscosímetro correto. Esse processo foi facilitado consultando as soluções preparadas por Souza (2018) e Silva (2012).

Para realizar um teste no viscosímetro Cannon-Fenske, uma amostra de 7 ml é inserida no viscosímetro através do tubo de maior diâmetro até preencher o bulbo A. O viscosímetro é fixado e imerso no banho termostático, o qual mantém a temperatura fixa em 25°C. Espera-se 15 minutos para que a temperatura do conjunto líquido-viscosímetro atinja e estabilize em 25°C. Esse tempo de espera também é necessário para que ocorra a eliminação completa de micro bolhas as quais interferem na medida. Com auxílio de um pipetador, aplica-se uma sucção lentamente no tubo de menor diâmetro até o líquido atingir metade do bulbo C. Após esse procedimento é medido o tempo de escoamento, que é determinado permitindo que a amostra escoe pela ação da gravidade livremente. O intervalo de tempo da passagem do líquido entre os meniscos m e n, vistos na Figura 2.2, é medido com auxílio de um cronômetro. Multiplicando a constante do viscosímetro utilizado pelo tempo medido, obtém-se a viscosidade cinemática da solução em mm²/s. Porém, a viscosidade utilizada nos cálculos desse estudo foi a viscosidade dinâmica, sendo calculada através do produto da viscosidade cinemática convertida em m²/s pela massa específica da solução. A Tabela 2.6 ilustra as soluções deslocadoras utilizadas.

Tabela 2.6: Soluções a base água, PEG e álcool utilizadas no cenário newtoniano.

FLUIDO BASE ÁGUA	% PEG	% ÁGUA	% ÁLCOOL	ρ (Kg/m ³)	μ (mPa.s)
A	4,5	34,5	61	887,60	4,19
B	9,52	38	52,48	916,00	7,96
C	15,5	27	57,5	906,87	11,04
D	31	35	34	978,87	41,58
E	41	35	24	1022,53	79,82
F	42,5	37	20,5	1027,02	98,87

Obtida a viscosidade e a massa específica das soluções base água e base óleo, é preciso avaliar a tensão interfacial entre cada par de fluido para uma determinada razão de viscosidade. Antes de iniciar o teste, o equipamento é calibrado. Feito isso,

despeja-se o fluido de maior massa específica em um recipiente de vidro no qual o teste será conduzido e em seguida, utilizando um tensiômetro da fabricante LAUDA (modelo LAUDA TD 3), um anel Du Nouy é lentamente inserido no fluido até ficar completamente submerso no mesmo. O outro fluido agora é despejado com delicadeza no mesmo recipiente. Finalmente, é dado o comando no computador de controle e o resultado da tensão interfacial é obtido após o anel passar pela interface das soluções. A Figura 2.3 mostra o tensiômetro utilizado.



Figura 2.3: Tensiômetro da fabricante LAUDA utilizado para medir a tensão interfacial.

As propriedades razão de viscosidade, razão de massa específica e tensão interfacial de cada par de soluções base água e base óleo usados nos testes experimentais são apresentadas na seção de resultados newtonianos.

2.2.2 Preparo e Caracterização de Soluções Viscoelásticas

Os fluidos viscoelásticos utilizados como soluções deslocadoras foram preparadas a base de água, PEG e PEO, sendo inicialmente embasadas nas literaturas de Soares (2008) e Souza (2018).

O PEO, denominado óxido de polietileno, é da fabricante Sigma Aldrich. Neste trabalho, utilizou-se o PEO de peso molecular 5×10^6 g/mol. Foram elaboradas oito soluções viscoelásticas (SV) com diferentes concentrações em massa de PEG, PEO

e completadas com água deionizada. As soluções preparadas são apresentadas na Tabela 2.7.

Tabela 2.7: Composição das soluções preparadas a base de PEO, PEG e água.

SOLUÇÃO	PEO (%)	PEG (%)	H ₂ O (%)
SV1	0,4	15	84,6
SV2	0,4	20	79,6
SV3	0,5	15	84,5
SV4	0,5	20	79,5
SV5	0,6	15	84,4
SV6	0,6	20	79,4
SV7	0,7	15	84,3
SV8	0,7	20	79,3

OBSERVAÇÃO: SV = Solução Viscoelástica

Segundo Dontula (2004), na preparação de soluções a base de água, PEG e PEO, o autor percebeu que a solubilidade do PEO na solução de água e PEG já diluída ficava comprometida, criando uma espécie de aglomerados de “solução gelatinosa”. Nesse trabalho, primeiramente realizou-se a diluição do PEO na água com o auxílio do agitador magnético em baixa velocidade, sendo despejadas pequenas quantidades de PEO em intervalos de duas horas. Para as soluções preparadas com maior quantidade de PEO, o tempo de diluição era de 24 a 48 horas. Importante ressaltar que, na diluição da solução no agitador, foi utilizado um frasco fechado para evitar evaporação da água e não comprometer a concentração inicial. De posse da solução preliminar composta de água e PEO, o PEG era adicionado em pequenas quantidades e, também com o auxílio do agitador, a solução foi diluída em um intervalo de 24 a 48 horas. A obtenção da massa específica e da tensão interfacial com a solução base óleo foi realizada da mesma forma que no cenário newtoniano.

Para determinar a viscosidade e o coeficiente da primeira diferença de tensão normal das soluções viscoelásticas, utilizou-se o reômetro HAAKE MARS III da *Thermo Scientific*, fazendo o uso da geometria cone placa c60\1 Ti com folga de

0,52 mm, cuja escolha foi pelo fato dessa geometria permitir determinar a viscosidade de soluções mais viscosas.

A Figura 2.4 mostra as curvas de viscosidade aparente em relação a taxa de deformação das soluções apresentadas anteriormente na Tabela 2.7

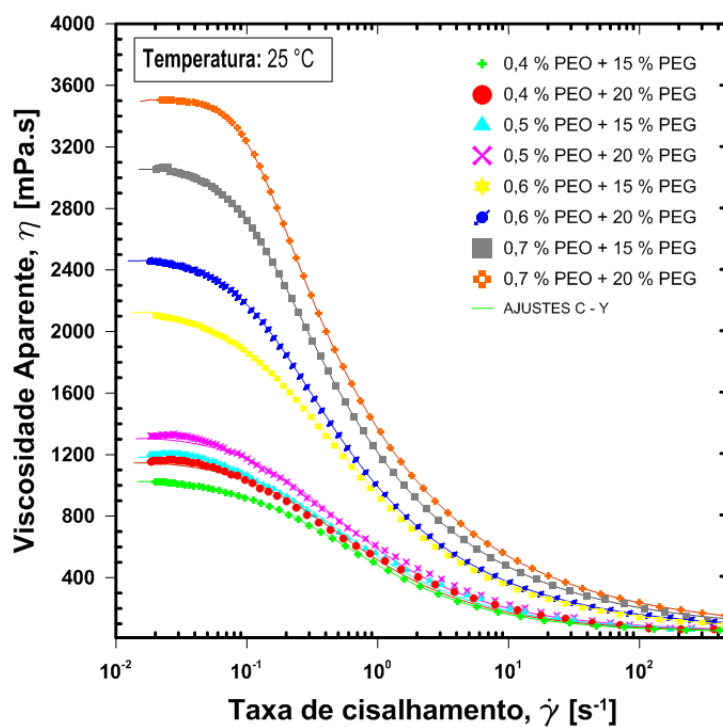


Figura 2.4: Curvas de viscosidade das soluções viscoelásticas.

O comportamento da viscosidade das soluções apresentadas na Figura 2.4 foram ajustadas seguindo o modelo de Carreau-Yassuda, por apresentarem dois platôs newtonianos em baixas e altas taxas de cisalhamento, além da região intermediária de comportamento pseudoplástico.

A Tabela 2.8 mostra os parâmetros obtidos através do modelo de Carreau-Yassuda para as oito soluções.

Tabela 2.8: Parâmetros de Carreau-Yassuda para as soluções viscoelásticas.

SOLUÇÃO	PEO (%)	PEG (%)	H ₂ O (%)	η_0 (mPa.s)	η_∞ (mPa.s)	λ_{cy} (s)	n	a
SV1	0,4	15	84,6	1.056,15	53,38	2,70	0,35	1,02
SV2	0,4	20	79,6	1.169,64	59,92	3,24	0,38	1,18
SV3	0,5	15	84,5	1.213,12	62,39	3,30	0,37	1,10
SV4	0,5	20	79,5	1.331,20	68,76	3,57	0,40	1,25
SV5	0,6	15	84,4	2.151,54	92,98	5,26	0,50	1,26
SV6	0,6	20	79,4	2.478,45	105,2	7,14	0,52	1,60
SV7	0,7	15	84,3	3.081,31	129,34	8,33	0,54	1,90
SV8	0,7	20	79,3	3.509,64	148,52	9,68	0,56	2,90

OBSERVAÇÃO: SV = Solução Viscoelástica

Neste estudo, as soluções SV1 e SV4 foram as duas soluções utilizadas nos experimentos no meio poroso, por conferirem os melhores resultados de viscosidade para as razões de viscosidade em análise. SV1 foi utilizado no cenário de razão de viscosidade, $R\mu \approx 2$ e SV4 para a razão de viscosidade, $R\mu \approx 1$. As soluções com 0,6% e 0,7% de PEO apresentaram-se como uma espécie de uma “pasta”, sendo difícil o trabalho com essas soluções na bancada experimental.

Já os motivos que levaram a escolha da análise dos cenários de $R\mu \approx 2$ e $R\mu \approx 1$ foram: no cenário newtoniano de razão de viscosidade, $R\mu \approx 0,5$, o resultado de massa perdida foi baixo, quando comparado com os cenários de razões de viscosidade próximos de 1 e 2. Outro motivo foi que, para as soluções base óleo, existia uma limitação de viscosidade com valor máximo de 571 mPas (solução com 100% de óleo de mamona). Logo, cenários de razão de viscosidade maiores que dois eram limitados.

2.3 DESCRIÇÃO DOS EXPERIMENTOS

Os testes de recuperação de fluidos foram realizados na bancada representada na Figura 2.5.

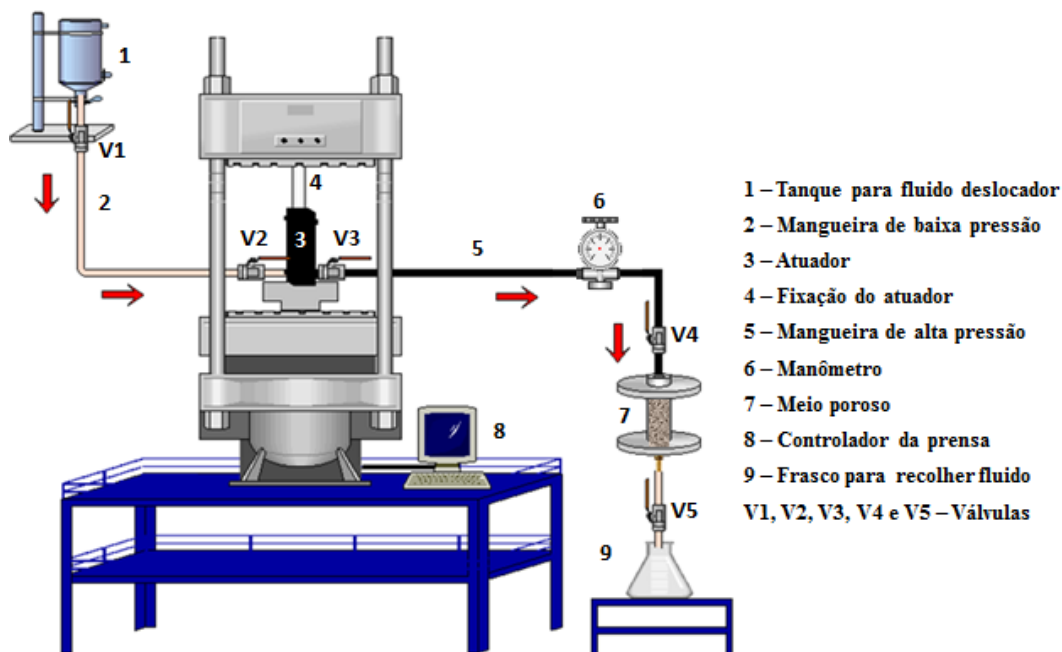


Figura 2.5: Representação esquemática da bancada experimental.

Para a realização dos testes experimentais, foram utilizadas duas prensas localizadas no laboratório de Engenharia Civil da UFES.

A montagem de toda bancada iniciou através da colocação do tanque de fluido deslocador (1) em uma prateleira que foi instalada na parede para que o fluido utilizasse do efeito da gravidade para preenchimento do atuador (3). Para a fixação do atuador na prensa (4), foi feita uma rosca na ponta da haste do atuador, mantendo-o nivelado após apoiado na base inferior da prensa. Após a fixação do atuador na prensa, uma mangueira de baixa pressão (2) interligava o tanque de fluido deslocador (1) e o atuador (3), utilizando duas válvulas (V1 e V2) para controle de fluxo. Em seguida, uma mangueira de alta pressão (5) interligava a válvula de saída (V3) do atuador ao manômetro de coluna tipo U (6) para medição da pressão durante a execução dos experimentos. Outra mangueira de alta pressão interligava o manômetro até a entrada do meio poroso (7) depois de saturado com uma válvula de fluxo (V4). Em seguida, uma mangueira transparente com uma válvula (V5) foi conectada na saída da estrutura do meio poroso para a condução do fluido deslocado até o frasco de fluido coletor (9).

A montagem de toda bancada foi explanada acima. Porém, um passo antes da montagem completa da bancada consistiu em realizar a saturação do meio poroso com o fluido base óleo que seria utilizado na análise experimental de recuperação.

Logo, será abordado abaixo as características construtivas do meio poroso, o processo de compactação de areia na estrutura interna do meio poroso e a saturação do meio com a solução newtoniana base óleo utilizada em cada teste.

A Figura 2.6 ilustra o desenho 3D e as dimensões em mm da estrutura do meio poroso.

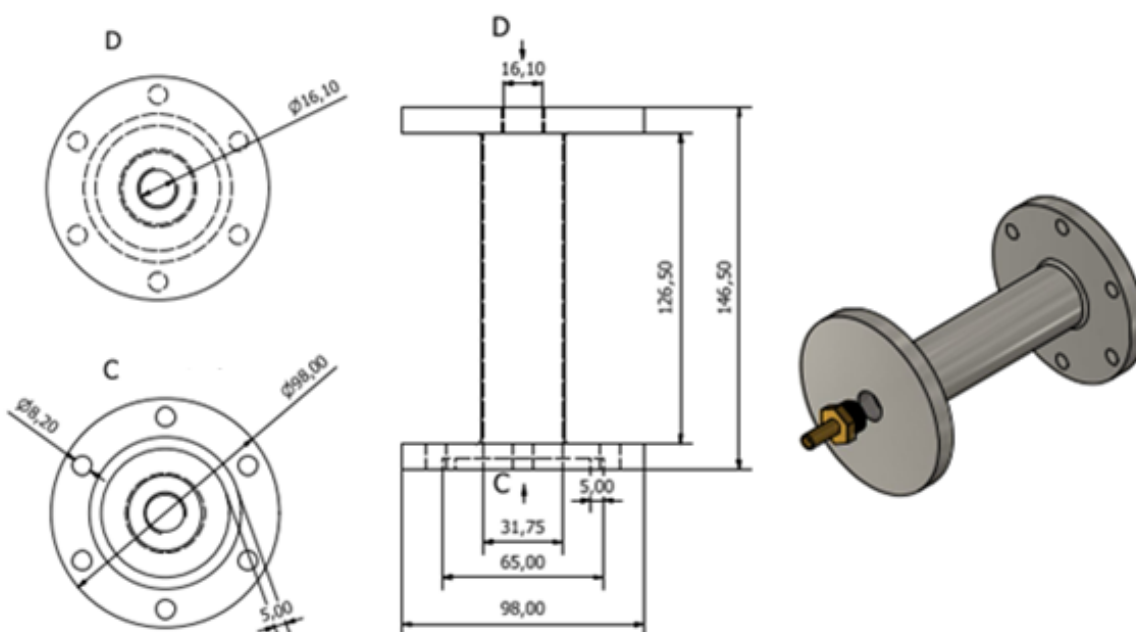


Figura 2.6: Representação 3D e dimensões em mm da estrutura do meio poroso.

A estrutura do meio poroso (7) têm 126,5 mm de altura e 31,7 mm de diâmetro interno, possuindo um volume interno de $1 \times 10^5 \text{ mm}^3$ ou 100 cm^3 . Vale ressaltar que foi construído essa nova estrutura com dimensões menores que a estrutura que Souza (2018), pelo fato de trabalhar com menos fluido dentro do meio poroso e aproveitar de apenas um passe do atuador para a realização de um teste experimental, etapa essa realizada após fazer o enchimento de todas as mangueiras com solução deslocadora. A estrutura do meio poroso foi construído em aço inox 304 e embasado na norma ASME B31.4, podendo atingir uma pressão interna máxima de 160 bar.

Para os experimentos, foi estipulado uma altura de areia no meio poroso de 6 cm. Com esse dado, calculamos o volume de areia no meio poroso (V_{areia}), obtendo o resultado de $47,5 \text{ cm}^3$. Os experimentos foram realizados em sua máxima compactação, ou seja, na condição de índice de vazios mínimos. A quantidade de areia em gramas foi calculada através do produto do volume de areia com a massa

específica, obtendo uma massa de areia de aproximadamente 88 gramas para cada teste. Para fazer a compactação da areia no meio poroso, foi usado um bastão de aço carbono de 2 kg com o mesmo diâmetro interno da estrutura do meio poroso. Esse bastão foi fabricado na Instituição de ensino SENAI, assim como a estrutura do meio poroso em aço inox e algumas adaptações.

A realização da compactação da areia procedeu da seguinte forma: no fundo da estrutura do meio poroso foi inserido um filtro circular para que a areia não vazasse. Em seguida, da quantidade de 88 gramas calculada anteriormente, despejou-se 30 gramas e a compactação da areia foi sendo feita através da queda livre do bastão. Novamente, foram despejados mais 30 gramas e realizado o mesmo procedimento anterior e, por último, o restante de areia foi inserido e realizado nova compactação. Para trabalharmos com a altura estipulada anteriormente de 6 cm, realizou-se várias tentativas para saber a quantidade de golpes do bastão que seria necessário em cada etapa de compactação, chegando a um total de 13 golpes por camada. Após a compactação, foi inserido outro filtro circular na parte superior para evitar o efeito erosivo do fluido deslocador durante os experimentos. A estrutura do meio poroso com os utensílios e o bastão utilizados são mostrados na Figura 2.7.



Figura 2.7: Representação da estrutura do meio poroso e itens utilizados para compactação da areia.

A realização da saturação do meio poroso com areia compactada procedeu da seguinte maneira: inicialmente, pesamos a estrutura do meio poroso com a areia compactada, definido como m_1 . Em seguida, calculamos a quantidade máxima de volume de vazios (V_V) possível de armazenar óleo no meio. Como os testes foram

realizados em sua máxima compactação, o índice de vazios mínimo mostrado na Seção 2.1 foi de 0,45. Assim, obtemos $V_V = 21,1\text{cm}^3$. Calculado o volume de vazios e sabendo a massa específica do fluido base óleo que estava sendo usado no ensaio, determinamos a máxima quantidade de massa de óleo permitida no meio poroso depois de saturado, m_{Osat} . Com o meio poroso preparado, colocamos o mesmo em uma mesa com furo para apoio, de modo a mantê-lo na posição vertical. Em seguida, era instalado um dispositivo com mangueiras e um pequeno recipiente reservatório para saturar o meio poroso com o fluido deslocado (base óleo). O tempo de saturação dependia muito da viscosidade da solução. Uma solução base óleo menos viscosa (100% óleo de soja), o tempo de saturação foi de até 2 horas. Já soluções mais viscosas (100% óleo de mamona), o tempo de saturação triplicou. Nesse sentido, outras soluções tinham tempos intermediários de saturação. Durante a saturação de cada solução, abria-se o orifício na parte superior do meio poroso para saída de ar, garantindo excelente saturação no meio. Foi definido um volume de 230 ml de solução de óleo (10 vezes mais o volume de vazios) para cada saturação, volume esse que também foi fundamental na obtenção de excelente saturação do meio. A Figura 2.8 mostra a saturação do meio poroso para todos os cenários, tanto newtoniano como viscoelástico.

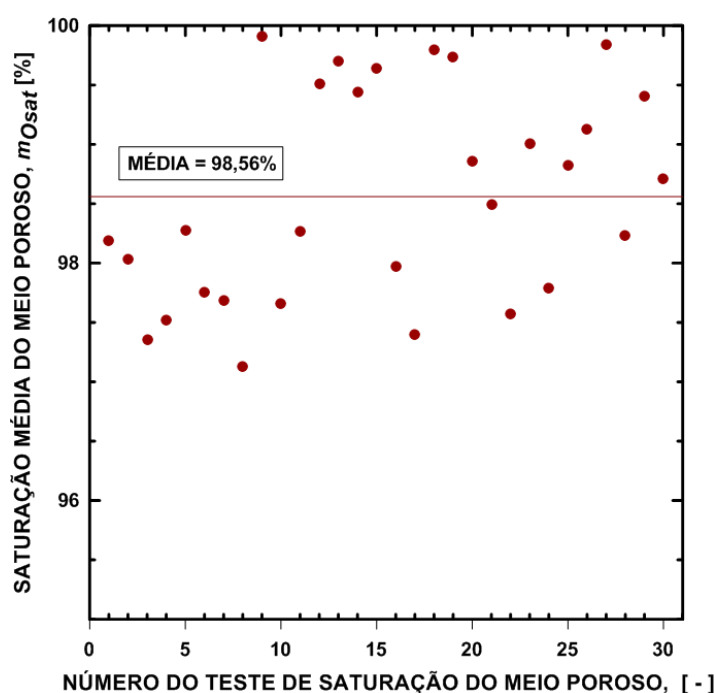


Figura 2.8: Saturação do meio poroso com as soluções base óleo para os cenários em análise.

Podemos notar na Figura 2.8 que a saturação do meio poroso para os cenários newtonianos e viscoelásticos foram maiores que 97%, sendo considerado ótimo na mecânica dos solos.

Após saturar o meio poroso, a estrutura do meio poroso saturada de óleo foi pesada e anotado o valor da massa em gramas, denotada por (m_2). Fazendo a diferença entre m_2 e m_1 , a massa de óleo presente no meio poroso (m_3) foi obtida. Neste momento, o meio poroso saturado foi colocado na bancada e conectado a mangueira de alta pressão após o manômetro e também na mangueira de saída do meio poroso.

Para realizar um teste, as seguintes etapas eram seguidas: despeja-se o fluido deslocador no reservatório, em seguida as válvulas na saída do reservatório (V1) e na entrada do atuador (V2) eram abertas para enchimento do atuador, mantendo a válvula de saída do atuador (V3) fechada. Após esta etapa, a válvula de entrada do atuador (V2) era fechada, a válvula de saída do atuador (V3) era aberta e o fluido preenchia a mangueira de alta pressão até chegar no meio poroso, mantendo a válvula V4 fechada. Essa etapa foi necessária porque a própria mangueira necessitava de um volume de fluido deslocador para seu preenchimento. Repetiu-se o processo anterior para encher o atuador novamente. De posse do atuador cheio, a válvula de entrada do atuador era fechada e a de saída era aberta. A prensa foi ligada através do controlador da prensa (8) e uma velocidade de teste foi escolhida, baseado no planejamento de ensaios feitos anteriormente. O fluido deslocador ia percolando internamente no meio poroso, a pressão máxima de teste foi registrada. Em alguns minutos de teste, o fluido base óleo era recuperado em um frasco recolhedor (9). Com toda atenção necessária, era monitorado o fluido base óleo sendo recuperado e, quando traços de fluido deslocador apareciam na mangueira de saída do ensaio, o teste era encerrado. A massa de fluido recuperado presente no béquero foi pesada e anotada.

A partir da massa de óleo recuperada (m_R) e da massa de óleo inicial no meio poroso depois de saturado (m_3), foi possível calcular a percentagem de massa perdida, m , através da Equação 2.4.

$$\% m = \frac{m_3 - m_R}{m_3} \times 100 \quad (2.4)$$

Finalizado cada ensaio, todos os componentes da bancada eram limpos com detergente neutro.

2.4 DETERMINAÇÃO DA VELOCIDADE DE ESCOAMENTO E DO NÚMERO DE CAPILARIDADE

Para determinar a velocidade de escoamento no meio poroso, foi utilizada a metodologia de Darcy. Rosa *et al.* (2006) expressa que a velocidade de Darcy é a vazão de fluido dividido pela área frontal do leito ou que a velocidade de Darcy varia diretamente com a permeabilidade e com o gradiente hidráulico e inversamente com a viscosidade do fluido, conforme Equação 2.5.

$$v_D = \frac{Q}{A} = \frac{K\Delta P}{\mu L} \quad (2.5)$$

Em que v_D é a velocidade de Darcy, Q é a vazão do fluido, A a área transversal do meio poroso, K a permeabilidade do meio poroso, ΔP a diferença de pressão, μ a viscosidade do fluido deslocado, L o comprimento do meio poroso.

Como a área útil para o escoamento de fluidos em meios porosos é reduzida pela presença dos grãos, o fluido poderá sofrer aceleração e desaceleração com frequência. Dessa forma, fazendo um paralelo com tubo capilar, a velocidade intersticial ou característica, v_c , será relacionada com a porosidade do meio poroso, através da Equação 2.6.

$$v_c = \frac{v_D}{\gamma} \quad (2.6)$$

Ainda, de acordo com Rosa *et al.* (2006), a aplicação da Lei de Darcy é válida para escoamento laminar, com o número de Reynolds, R_e , podendo atingir valores até próximo de 10 (faixa normalmente adequada para estudos de reservatórios). Logo, para verificar se a aplicabilidade da metodologia de Darcy nesse estudo era válida, determinou-se o número de Reynolds através da Equação 2.7.

$$R_e = \frac{v_c \rho_2 D_{hid}}{\mu_2} \quad (2.7)$$

O parâmetro ρ_2 é a massa específica do fluido deslocado, v_c a velocidade característica, D_{hid} é o diâmetro hidráulico e μ_2 é a viscosidade do fluido deslocado.

Trussell e Chang (1999) definem o diâmetro hidráulico, D_{hid} , em função da porosidade e do diâmetro médio dos grãos que compõem o meio poroso, expressa através da Equação 2.8.

$$D_{hid} = \left(\frac{4}{S_e} \right) \cdot \left[\frac{\gamma}{(1 - \gamma)} \right] \quad (2.8)$$

Sendo S_e a superfície específica do meio poroso e γ é a porosidade. Considerando os grãos que compõem o meio poroso sendo esféricos, os autores ainda definem superfície específica através da razão entre a área superficial do grão e o volume do grão, que simplificando, obtêm-se: $S_e = 6/d_m$.

O parâmetro número de capilaridade (ou simplesmente capilaridade), adimensional de interesse no cenário newtoniano, foi calculado utilizando a Equação 1.1 expressa por Taylor (1961). Porém, ao invés de utilizar a tensão superficial, utilizou-se a tensão interfacial, σ_i , obtida entre o par de fluidos em análise.

Observou-se até o momento que, na realização de um teste de recuperação na bancada experimental, era utilizado uma velocidade da prensa e que, durante o ensaio, media-se a pressão e o resultado foi utilizado no cálculo da velocidade de Darcy. Com essa velocidade, foi calculada a velocidade característica do meio poroso que dependia da porosidade. Para verificar a aplicação da metodologia de Darcy, calculou-se o número de Reynolds para apurar se o resultado estava dentro do valor permitido para aplicar essa metodologia. Por fim, o diâmetro hidráulico foi calculado pois Reynolds dependia desse parâmetro.

Na seção de resultados será abordado o valor de Reynolds máximo alcançado nos experimentos e as tabelas com resultados serão mostradas.

2.5 DETERMINAÇÃO DA TAXA DE DEFORMAÇÃO CARACTERÍSTICA

As soluções viscoelásticas apresentadas no tópico 2.2.2 apresentam uma viscosidade que não é constante com a taxa de deformação, comportamento típico de fluidos não newtonianos. Assim, era preciso determinar uma taxa de deformação

característica para saber qual viscosidade dinâmica seria utilizada, a fim de compreender qual solução de óleo teríamos que usar para trabalhar com os cenários de razão de viscosidade próximos de 1 e 2 e, posteriormente, compará-los com o cenário newtoniano equivalente de mesma razão de viscosidade.

A taxa de deformação característica, $\dot{\gamma}_c$, é obtida através da razão entre a velocidade característica de escoamento e o diâmetro hidráulico, sendo expressa pela Equação 2.9.

$$\dot{\gamma}_c = \frac{v_c}{D_{hid}} \quad (2.9)$$

2.6 DETERMINAÇÃO DO TEMPO DE RELAXAÇÃO E DO NÚMERO DE DEBORAH

O objetivo principal desse estudo consiste na análise da massa perdida no cenário viscoelástico em função do número de Deborah, mantendo a razão de viscosidade próximas de 1 ou 2. O número de Deborah é um parâmetro adimensional importante na análise de escoamentos de fluidos viscoelásticos e expressa a característica que esses fluidos têm de armazenar e dissipar energia em um escoamento.

O número de Deborah foi obtido através do produto entre o tempo de relaxação da solução polimérica e uma taxa de deformação característica, $\dot{\gamma}_c$, conforme Equação 1.3 utilizada por Huzyak e Koelling (1997).

Foi observado no parágrafo anterior que o número de Deborah depende da obtenção do tempo de relaxação, λ , da solução viscoelástica para o cálculo. Assim, utilizou-se dos testes em regime de cisalhamento oscilatório de pequena amplitude, técnica essa amplamente utilizada para determinar as propriedades viscoelásticas dos fluidos não newtonianos com memória, avaliando-se a resposta viscoelástica do fluido dada uma excitação externa conhecida.

Nesse ensaio, uma amostra da solução polimérica é submetida a uma tensão (ou deformação) oscilatória de cisalhamento de pequena amplitude e as tensões (ou deformações) irão oscilar com a mesma frequência ω , mas não estarão em fase com

a deformação (ou com a tensão), exibindo então um comportamento viscoelástico linear (BRETAS, 2005).

Schramm (1998) evidencia que, dentro de regime de viscoelasticidade linear, o tempo de relaxação de uma solução viscoelástica pode ser determinado através da Equação 2.10.

$$\lambda = \frac{G'}{G''\omega} \quad (2.10)$$

Em que G' é denominado de módulo de armazenamento em cisalhamento e está relacionado com a contribuição elástica ou ao armazenamento de energia em cada ciclo no escoamento. Já G'' é denominado módulo de perda em cisalhamento e está relacionado com a contribuição viscosa ou dissipação de energia em cada ciclo (BRETAS, 2005).

Dealy e Wissbrun (1999) reforça que dentro do regime de viscoelasticidade linear, as moléculas do polímero não são removidas de seu estado de equilíbrio e, como as deformações são pequenas, esse comportamento permite a caracterização dos materiais em nível estrutural.

Estes ensaios foram realizados em reômetros rotativos e utilizou-se também da geometria cone placa c60\1 Ti com folga de 0,52 mm, pois são bastante utilizadas em testes de pequena amplitude de oscilação e possui a vantagem de manter um campo de cisalhamento uniforme ao longo da superfície do rotor (SONG *et al.*, 2017).

Antes de realizar o teste de varredura de frequência, é necessária a determinação do regime de viscoelasticidade linear para as amostras, de modo a garantir a linearidade do escoamento, ou seja, que este está se processando em regime de pequenas deformações. Nesse sentido, deve-se realizar um teste aplicando-se uma faixa de tensão com uma mesma frequência para determinar a tensão relacionada ao limite de escoamento do material, ou seja, a tensão limite do regime de viscoelasticidade linear.

Os conceitos abordados até o momento foram importantes para compreendermos a obtenção dos módulos de armazenamento e de perda, parâmetros fundamentais na determinação do tempo de relaxação dentro de regime de viscoelasticidade linear. Logo, os gráficos de varredura de frequência e varredura de tensão de G' e G'' serão

mostrados na seção de resultados do cenário viscoelástico e explicados com mais profundidade.

3 RESULTADOS

Neste capítulo apresentaremos os resultados obtidos nos cenários newtonianos e viscoelásticos. Na seção 3.1 serão mostradas as tabelas com os pares de soluções newtonianas e razões de viscosidade de interesse nesse estudo, além das explicações dos cálculos necessários e comentários. Já na seção 3.2 serão mostradas as tabelas com cada par de soluções utilizada representando o cenário viscoelástico, analisando as razões de viscosidade 1 e 2, objetivo desse estudo. Além disso, gráficos dos resultados obtidos e gráficos de propriedades importantes serão ilustrados.

3.1 RESULTADO PARA O CENÁRIO NEWTONIANO

A Tabela 3.1 ilustra as propriedades calculadas e obtidas após a combinação de cada par de soluções base água e base óleo.

Tabela 3.1: Propriedades das soluções newtonianas após combinadas.

FLUIDO BASE ÁGUA	FLUIDO BASE ÓLEO	R_μ	R_ρ	σ_i (mN/m)
F	SO1	0,54	0,89	18,34
E	SO2	1,12	0,90	16,95
D	SO2	2,15	0,94	16,65
D	SO4	4,21	0,95	16,99
C	SO2	8,09	1,02	16,71
B	SO4	22,01	1,01	31,47
A	SO4	41,81	1,05	16,37

As razões de viscosidade mostradas na Tabela 3.1 são aproximadamente as mesmas utilizadas por Souza (2018), em que foi possível comparar os resultados. De posse das razões de viscosidade desejadas, calculadas através da Equação 1.2, os pares de fluidos eram levados para a bancada experimental para o ensaio de

recuperação em meios porosos. Os experimentos foram realizados com número de Reynolds, R_e , baixo, sendo calculado através da Equação 2.7 (máximo número de Reynolds foi $R_e = 0,46$). Logo, a metodologia de Darcy foi utilizada no cálculo da velocidade de Darcy (Equação 2.5) e, após isso, foi possível determinar a velocidade característica no meio poroso (Equação 2.6).

Obtida a velocidade característica, foi calculado o número de capilaridade através da Equação 1.1 expressa por Taylor (1961), utilizando, nesse caso, a tensão interfacial, σ_i , exposta na tabela 3.1. A Figura 3.1 mostra os resultados da fração de massa perdida no cenário newtoniano.

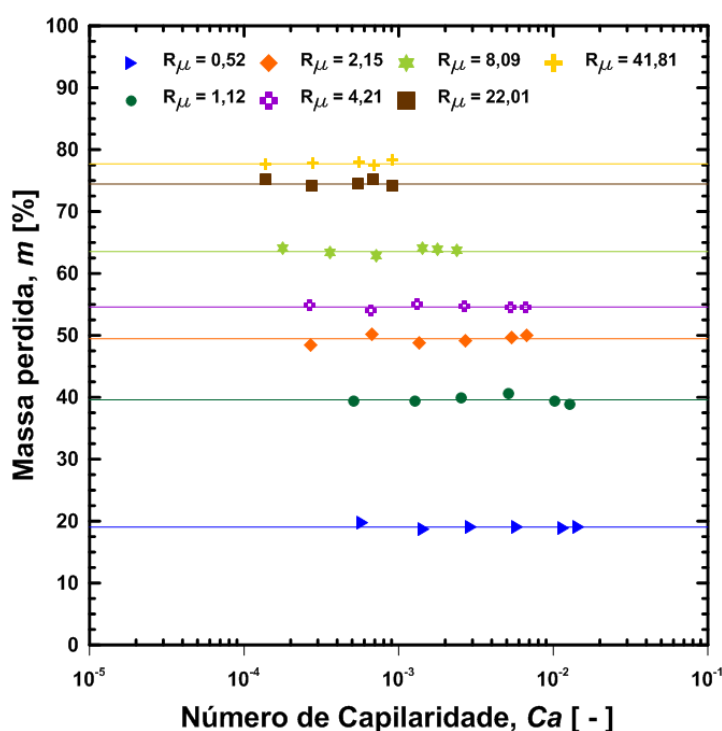


Figura 3.1: Influência da razão de viscosidade, R_{μ} , e do número de capilaridade, Ca , na fração de massa perdida no cenário newtoniano.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 3.1, a massa perdida analisada é exposta em função do número de capilaridade e da razão de viscosidade entre as soluções base água e base óleo. O número de capilaridade foi alto suficiente para que a fração de massa perdida independesse desse parâmetro. Logo, os resultados apresentados dependem exclusivamente da razão de viscosidade entre cada par de soluções.

O presente trabalho é comparado principalmente com os resultados de Souza (2018) e verifica-se o mesmo comportamento qualitativo, com boa concordância entre os dois estudos. Os resultados não coincidem exatamente devido ao fato da estrutura do meio poroso não ser igual, além das propriedades da areia usada na composição do meio poroso.

Como mencionado, foi observado que o número de capilaridade, Ca , foi suficientemente alto para que massa perdida independesse desse parâmetro. Nos trabalhos apresentados por Soares *et al.* (2005) e Soares *et a.* (2015), a ordem de grandeza do número de capilaridade que levou a massa perdida com comportamento constante variou entre 1 e 10. Nesse trabalho, Ca variou entre 10^{-4} e 10^{-2} , valores esses que vão ao encontro com os resultados apresentados por Souza (2018), Silva (2012) e Lenormand *et al.* (1988). Além disso, percebe-se que os resultados da massa perdida em independer da capilaridade estão conforme esperado por Taylor (1961) e Cox (1961).

Na Figura 3.2, é apresentado o comportamento da massa perdida em função apenas da razão de viscosidade.

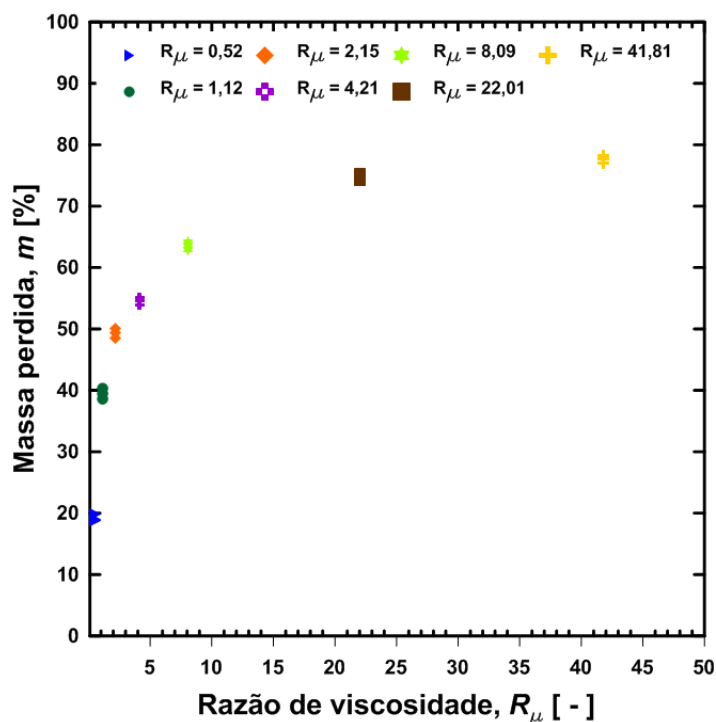


Figura 3.2: Representação da massa perdida em função da razão de viscosidade, R_{μ} .

Na Figura 3.2, percebe-se que a fração de massa perdida reduz à medida que a razão de viscosidade diminui, ou seja, quando a viscosidade do fluido deslocador base água e polímero se aproxima da viscosidade do fluido deslocado base óleo. Esse fenômeno da massa perdida ser menor com a redução de viscosidade deve-se ao fato da força de cisalhamento sofrida pelo fluido deslocado ser maior, contribuindo para uma maior varredura dos poros e conseqüentemente reduzindo a massa perdida. Essa conclusão também foi evidenciada por Soares (2015), Souza (2018) e Caliman (2016).

Outra hipótese que podemos relacionar esses resultados apresentados nas figuras 3.1 e 3.2 são os padrões de escoamento. Nos cenários de alta razão de viscosidade, ocorre o padrão de escoamento de *fingering* viscoso, caracterizado pelo aparecimento de caminhos preferenciais no escoamento, sendo baixa a quantidade de poros varrida. Neste tipo de escoamento, a força de cisalhamento não supera a força capilar na maioria dos poros. Em contrapartida, para baixas razões de viscosidade, pelo fato da massa perdida ter sido menor, podemos concluir que o meio poroso foi varrido pelo fluido deslocador de maneira mais uniforme, melhorando a eficiência de recuperação. Essa explanação nos permite relacionar os resultados de alta razão de viscosidade aos obtidos por Lenormand *et al.* (1988).

3.2 RESULTADO PARA O CENÁRIO VISCOELÁSTICO

Na Seção 2.2.2 mostramos como foram preparadas e caracterizadas as soluções viscoelásticas, sendo apresentadas as curvas de escoamento de oito soluções viscoelásticas. Porém, foi explicado na mesma seção o motivo de escolher apenas duas soluções para o estudo, onde a solução viscoelástica SV1 foi utilizada no cenário de razão de viscosidade, $R\mu \approx 2$ e solução SV4 para o cenário de razão de viscosidade, $R\mu \approx 1$.

Com as soluções escolhidas, foi necessário calcular a taxa de deformação característica do escoamento, $\dot{\gamma}_C$, oriunda da escolha de uma velocidade da prensa que, posteriormente, foi determinado a velocidade de Darcy e velocidade característica do escoamento, etapa similar a realizada no cenário newtoniano. A taxa de deformação característica foi importante pelo fato das soluções

viscoelásticas não apresentarem uma viscosidade constante. Logo, utilizou-se da Equação 2.9 para o cálculo da $\dot{\gamma}_C$. Vale destacar que o número de Reynolds máximo também foi mostrado no caso newtoniano e que permitiu utilizar da metodologia de Darcy.

O grau de elasticidade das soluções SV1 e SV4 foram determinadas através de testes oscilatórios de baixa amplitude. Primeiramente, foi determinada a tensão relacionada ao regime de viscoelasticidade linear. Nesse ensaio de varredura de tensão, o rotor aplica uma faixa de tensões, com uma frequência definida de 1 Hz, valor esse também utilizado nos trabalhos de Fernandes *et al.* (2017) e Santos (2019). Importante ressaltar que se utilizou para os testes oscilatórios a geometria cone-placa lisa de ângulo 1° (rotor C60/1° Ti) pelos motivos mencionados na Seção 2.6.

A Figura 3.3 apresenta o resultado do ensaio de varredura de tensão para os módulos de armazenamento, G' , e perda, G'' , das soluções SV1 e SV4.

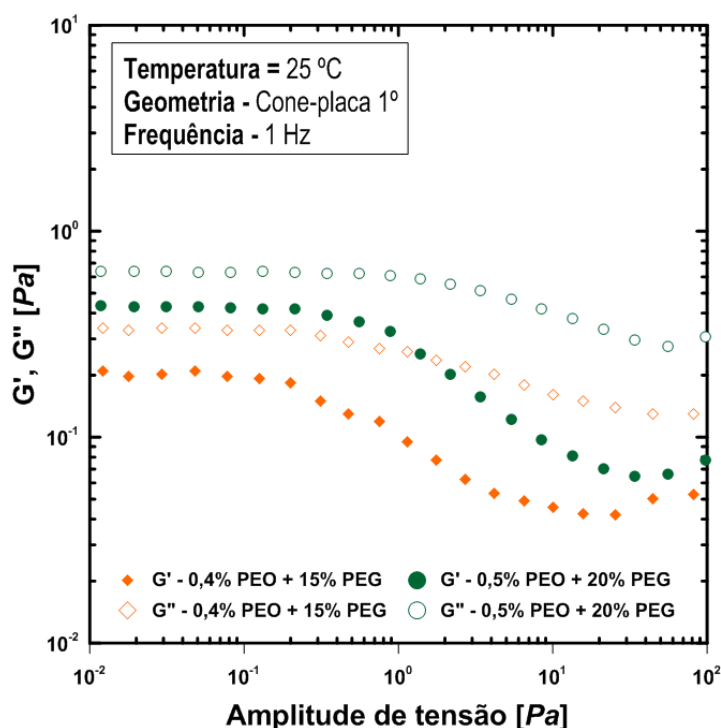


Figura 3.3: Varredura de tensão para os módulos de armazenamento e de perda.

Observa-se na Figura 3.3 que existe uma faixa de tensão em que os módulos de armazenamento e perda são constantes e independe da tensão aplicada. Essa região caracteriza o regime de viscoelasticidade linear. A partir da tensão 0,2 Pa,

G' e G'' passam a depender da tensão aplicada, reduzindo de maneira significativa, ou em outras palavras, a estrutura interna das soluções começam a ser destruída e o material escoar. A tensão de 0,2 Pa é denominada tensão limite do regime de viscoelasticidade linear. A etapa seguinte procedeu com o ensaio de varredura de frequência, em que foi configurado com a tensão de 0,1 Pa. O resultado do ensaio de varredura de frequência é exposto na Figura 3.4.

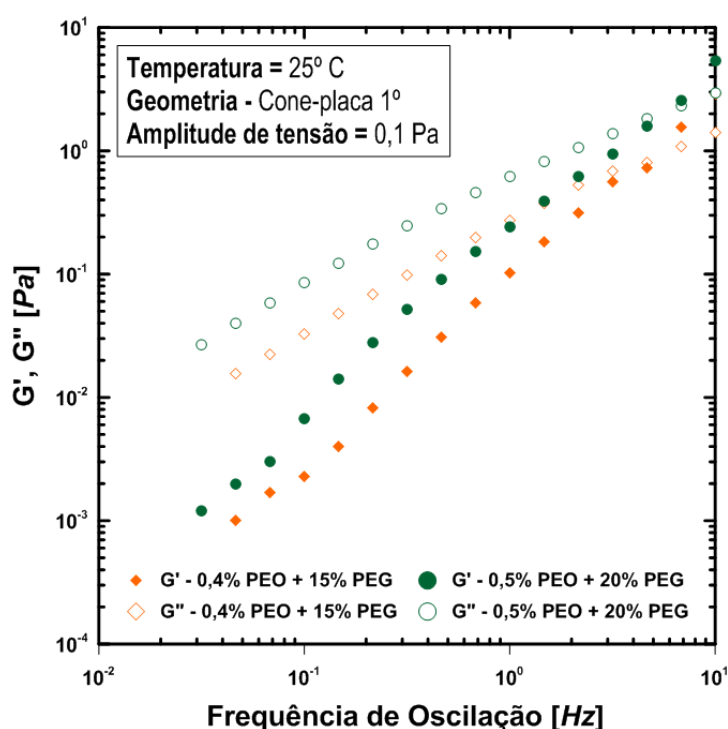


Figura 3.4: Varredura de frequência para os módulos de armazenamento e de perda.

Na Figura 3.4 percebe-se que o acréscimo na concentração de PEO permitiu obter maiores valores de módulo de armazenamento (ou elástico, G') e perda (ou viscoso, G''), em que a solução SV4 apresenta maiores efeitos elásticos e viscosos no escoamento. As curvas traçadas anteriormente ficaram até a frequência de 10 Hz, visto que a sensibilidade do equipamento não foi suficiente para a medição além desse valor, fato também observado por Santos (2019).

Com o intuito de melhor compreensão da relação entre os módulos de armazenamento e perda, a Figura 3.5 ilustra a razão entre os dois parâmetros.

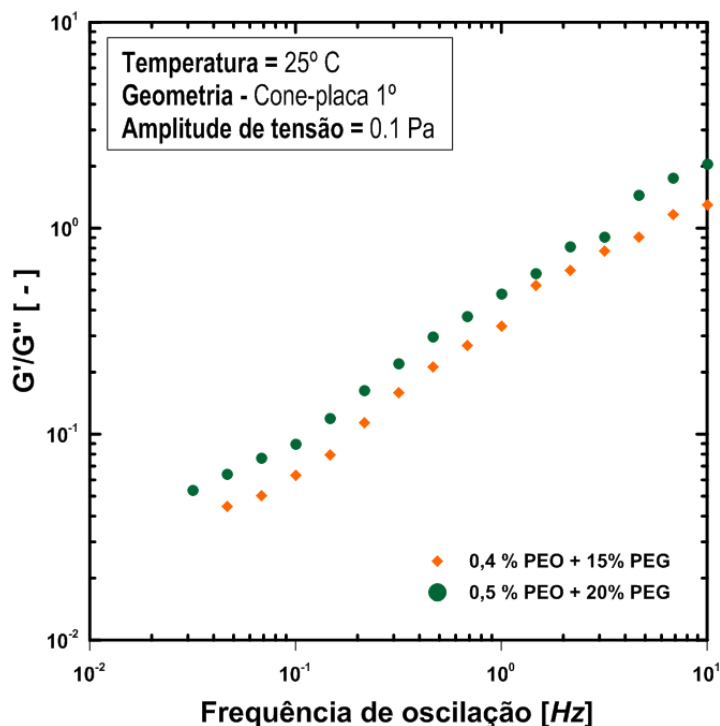


Figura 3.5: Razão entre os módulos de armazenamento, G' e de perda, G'' .

Um importante ponto a ser observado na Figura 3.5 é o momento em que a razão entre o módulo de armazenamento e perda, G'/G'' , é igual a um. Este ponto é conhecido na literatura como frequência de *crossover*. Ela representa o início do predomínio elástico e geralmente tende a maiores valores à medida que a solução torna-se mais diluída (ROCHEFORT *et al.*, 1987; SANTOS, 2019).

Percebe-se ainda, na Figura 3.5, que o módulo de perda, G'' , apresenta valores superiores ao módulo elástico, G' . Tal observação confirma o fato de que em baixas frequências a solução viscoelástica apresenta um caráter mais dissipativo, comportando-se como um líquido viscoso. De forma análoga, para frequências acima da crítica, observa-se exatamente o contrário, indicando que o comportamento da solução é majoritariamente elástico. No entanto, vale ressaltar que o efeito dissipativo não deve ser negligenciado, dado que G'' apresenta valores próximos a G' .

Depois de explanado os efeitos elásticos e viscosos através da análise do módulo de armazenamento e perda respectivamente, foi possível determinar o tempo de relaxação de cada solução. Para esse cálculo, utilizou-se da Equação 2.10 apresentada por Schramm (1998) e tomou-se o cuidado em extrapolar os dados do

gráfico de varredura de frequência (Figura 3.4) até a região de baixa frequência (frequência $\approx 0,01$ Hz) para utilizar os valores de G' e G'' .

O efeito da tensão normal nas soluções viscoelásticas pode ser visto na Figura 3.6. Quando o material tem natureza elástica, tensões normais surgem espontaneamente. Assim, é possível evidenciar outro parâmetro importante na análise de fluidos viscoelásticos, chamado primeiro coeficiente de tensão normal.

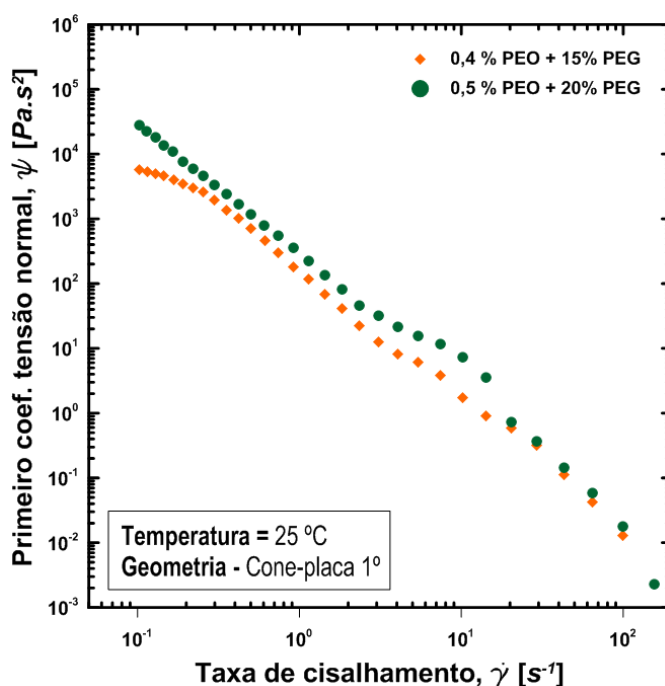


Figura 3.6: Representação das tensões normais para as soluções SV1 e SV4.

Como o principal objetivo dessa análise experimental é estudar o comportamento da massa perdida injetando-se fluido viscoelástico para recuperar fluido newtoniano em função do parâmetro número de Deborah nos cenários de razão de viscosidade, $R\mu \approx 2$ e $R\mu \approx 1$, era preciso agora calcular o número de Deborah, em que se utilizou da Equação 1.3 apresentada por Huzyak e Koelling (1997). As Tabelas 3.2 e 3.3 ilustram todos os parâmetros calculados e determinados, além das soluções base óleo utilizadas para obter os cenários de razão de viscosidade, $R\mu \approx 1$ (solução viscoelástica SV4) e razão de viscosidade, $R\mu \approx 2$ (solução viscoelástica SV1).

Tabela 3.2: Resultados obtidos para o cenário viscoelástico de razão de viscosidade, $R\mu \approx 1$.

TESTE	SOLUÇÃO VISCOELÁSTICA			SOLUÇÃO BASE ÓLEO		σ_i (mN/m)	R_μ	R_ρ	% m
	$\dot{\gamma}_C$	De	μ (mPas)	SOLUÇÃO	μ (mPas)				
1	1,02	0,49	580,15	SO14	571,65	2,31	0,99	0,93	38,02%
2	2,55	1,21	380,65	SO10	365,40	2,68	0,96	0,92	35,27%
3	3,57	1,70	325,08	SO09	322,50	3,26	0,99	0,92	31,04%
4	5,10	2,43	271,77	SO08	278,20	4,80	1,02	0,92	29,58%
5	7,66	3,64	226,96	SO06	214,60	5,60	0,95	0,91	27,44%
6	10,21	4,86	199,10	SO05	194,72	2,45	0,98	0,91	26,93%
7	12,76	6,07	180,27	SO04	175,21	3,14	0,97	0,91	26,76%
8	15,31	7,29	167,89	SO04	175,21	3,14	1,04	0,91	25,38%
9	17,86	8,50	158,60	SO04	175,21	3,14	1,10	0,91	26,27%
10	20,41	9,72	149,34	SO03	135,60	2,88	0,91	0,90	26,24%
11	22,97	10,93	143,80	SO03	135,60	2,88	0,94	0,90	25,95%
12	25,52	12,15	137,80	SO03	135,60	2,88	0,98	0,90	25,92%

Tabela 3.3: Resultados obtidos para o cenário viscoelástico de razão de viscosidade, $R\mu \approx 2$.

TESTE	SOLUÇÃO VISCOELÁSTICA			SOLUÇÃO BASE ÓLEO		σ_i (mN/m)	R_μ	R_ρ	% m
	$\dot{\gamma}_C$	De	μ (mPas)	SOLUÇÃO	μ (mPas)				
1	2,55	1,01	307,57	SO14	571,65	3,06	1,86	0,94	50,50%
2	3,57	1,42	255,31	SO13	498,50	2,85	1,95	0,93	49,09%
3	5,10	2,03	221,61	SO12	450,46	2,29	2,03	0,93	46,30%
4	7,66	3,04	184,04	SO10	365,42	3,12	1,99	0,93	41,57%
5	10,21	4,05	159,70	SO9	322,46	3,88	2,02	0,93	38,91%
6	12,76	5,07	144,40	SO8	278,20	2,45	1,93	0,92	38,12%
7	15,31	6,08	133,90	SO7	267,75	1,87	2,00	0,92	37,06%
8	17,86	7,09	125,84	SO7	267,75	1,87	2,13	0,92	38,05%
9	20,41	8,10	118,92	SO7	267,75	1,87	2,25	0,92	36,78%
10	22,97	9,12	110,86	SO6	214,60	1,56	1,94	0,92	38,22%
11	25,52	10,13	106,50	SO6	214,60	1,56	2,02	0,92	37,67%

A Figura 3.7 apresenta graficamente o comportamento da massa perdida em função do número de Deborah para os cenários de razão de viscosidade analisado.

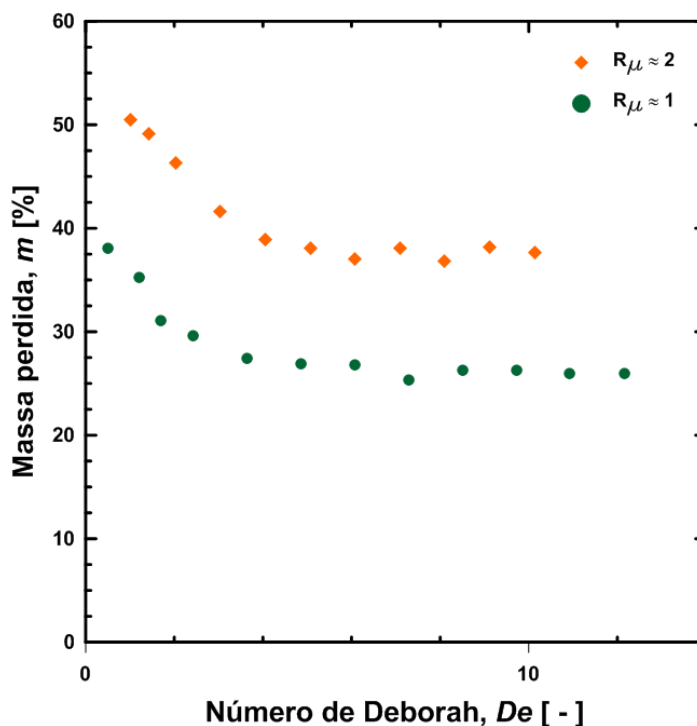


Figura 3.7: Influência do número de Deborah, De , e da razão de viscosidade, R_{μ} , na fração de massa perdida para o cenário viscoelástico.

De acordo com a Figura 3.7, podemos observar que, quando o número de Deborah é próximo de zero, os resultados de massa perdida são altos, sendo similares aos resultados newtonianos apresentados na seção anterior. Quando o número de Deborah aumenta até próximo de 4, a massa perdida reduz significativamente. Se o número de Deborah é maior que 4, percebe-se que a fração de massa perdida assintotiza em ambos os cenários de razão de viscosidade. O PEO adicionado nas soluções permitiu um aumento da elasticidade da solução e consequentemente obter números de Deborah expressivos. Ainda, percebe-se que o aumento da velocidade média de escoamento contribuiu para o aumento dos efeitos do módulo de armazenamento das soluções, comprovando o aumento da ação elástica no processo de recuperação de fluidos e consequentemente o aumento do número de Deborah foi observado. Este fato foi confirmado por Rochefort *et al.* (1987) e Santos (2019). A massa perdida foi menor comparado ao cenário newtoniano equivalente. Este resultado vai ao encontro das conclusões obtidas por Huzyak e Koeling (1997), Gauri e Koeling (1999), Soares *et al.* (2008) e Souza (2018).

A Figura 3.8 apresenta a massa perdida relativa comparando os resultados viscoelásticos com os casos newtonianos equivalentes.

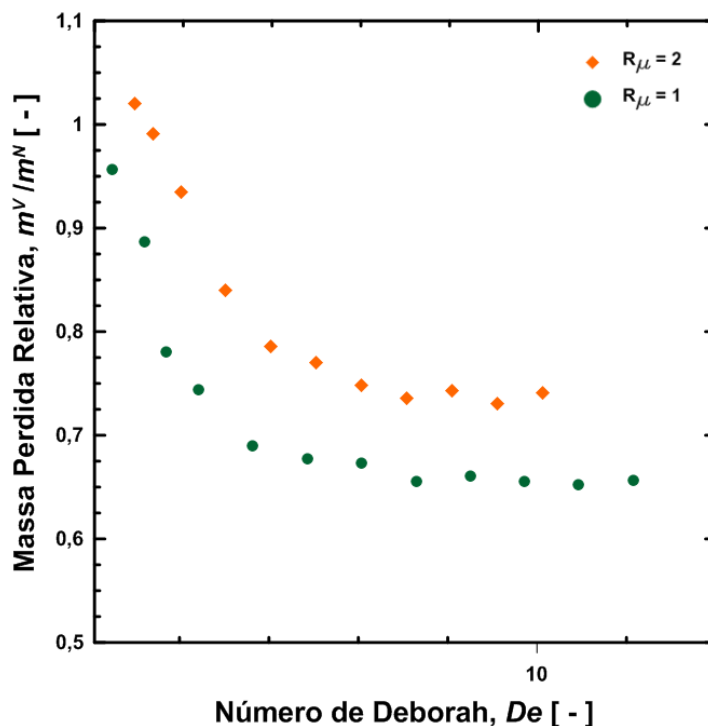


Figura 3.8: Representação da massa perdida relativa - cenários viscoelástico e newtoniano.

Na Figura 3.8 percebe-se que, quando Deborah atingiu o valor próximo de 4, os resultados da fração de massa perdida quando comparados com os cenários newtonianos análogos, a massa perdida foi praticamente 35% menor para o caso de razão de viscosidade, $R_{\mu} \approx 1$ e 25% menor para o caso de razão de viscosidade, $R_{\mu} \approx 2$. Outro ponto importante apresentado graficamente nesse estudo é que essas soluções viscoelásticas apresentaram a primeira diferença de tensão normal diferente de zero, fato esse evidenciado na análise de Rangel *et al.* (2012), sugerindo a hipótese de que, com o uso de soluções viscoelásticas no processo de recuperação, a pressão requerida para penetrar um poro é menor que a pressão requerida para uma solução newtoniana de viscosidade similar. Assim, uma maior quantidade de poros no meio poroso é varrida pela solução viscoelástica, reduzindo a massa perdida.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Essa pesquisa mostrou a aplicação da técnica de recuperação terciária, utilizando de soluções poliméricas no processo de recuperação de fluidos. Tratamos da análise experimental realizada em um meio poroso para estudar a fração de massa perdida quando injetado soluções viscoelásticas, representando os cenários de razão de viscosidade próximas de $R\mu \approx 1$ e $R\mu \approx 2$. Além disso, foi estudada a fração de massa perdida no cenário newtoniano buscando comparar, em especial, com o trabalho realizado por Souza (2018) e por necessitarmos do cenário newtoniano para comparar com o cenário viscoelástico.

No caso newtoniano, foi possível isolar o efeito da razão de viscosidade como fator único de análise na fração de massa perdida. Notamos ainda que, com razões de viscosidade menores entre as soluções, a fração de massa perdida reduziu e, conseqüentemente, aumentou o fator de recuperação do óleo presente no meio poroso. Esse aumento no fator de recuperação ocorreu devido à força de cisalhamento imposta ser maior nas soluções de menor razão de viscosidade, contribuindo para que mais poros sejam varridos no meio poroso e, como resultado, a fração de massa perdida foi menor. Logo, mostrou-se a compatibilidade com os resultados de diversos autores apresentados, em especial, ao trabalho de Souza (2018).

Para o cenário viscoelástico, foi observado que a viscosidade é um fator dependente da taxa de deformação característica. Logo, o cálculo desse parâmetro foi fundamental para obter a viscosidade e assim realizar a razão com uma solução base óleo para obter as razões de viscosidade aqui estudadas, no caso $R\mu \approx 1$ e $R\mu \approx 2$. Ainda, foi possível observar que a solução com mais PEO (solução viscoelástica SV4) apresentou maiores módulos de armazenamento e perda, tornando-a mais elástica e, conseqüentemente, o número de Deborah no cenário de razão de viscosidade, $R\mu \approx 1$ foi maior, evidenciando maiores efeitos elásticos.

Como proposta de trabalhos futuros, sugere-se explorar cenários viscoelásticos de razões de viscosidade maiores. Além disso, outra sugestão consiste em utilizar de soluções viscoplásticas para avaliar o efeito da plasticidade na fração da massa perdida, comparando com os cenários viscoelásticos estudados nesse trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGBALAKA, C. C.; DANDEKAR, A. Y.; PATIL, S. L.; KHATANIAR, S.; HEMSATH, J. *et al.* The effect of wettability on Oil Recovery: a Review. In: Society of Petroleum Engineers. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. [S.l.], out. 2008.

ALVES, M. A. Escoamento de Fluidos Viscoelásticos em Regime Laminar. 2004. 386f. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Química da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2004.

ALGHARAIB, M.; GHARBI, R.; MALALLAH, A. Scaling Immiscible Displacements in Porous Media with Horizontal Wells. *Transport in Porous Media*, v. 65, p. 89-105, 2006.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). B31.4: Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. New York, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 6508: Grãos de solos que passam na peneira de 4,8 mm – Determinação da Massa Específica. Rio de Janeiro, 1984.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 7181: Solo - Análise Granulométrica. Rio de Janeiro, 1984.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 12004: Solo – Determinação do Índice de Vazios Máximo de Solos Não Coesivos. Rio de Janeiro, 1990.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 12051: Solo – Determinação do Índice de Vazios Mínimo de Solos Não Coesivos. Rio de Janeiro, 1991.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 13292: Solo – Determinação do Coeficiente de Permeabilidade de Solos Granulares à Carga Constante. Rio de Janeiro, 1995.

BAKHTIYAROV, S.; SIGINER, D. Fluid Displacement in a Horizontal Tube. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, v. 65, p. 1-15, 1996.

BAZARIN, R. L. M.; Estudo Numérico do Processo de Deslocamento de fluidos em Meio Poroso Heterogêneo Usando o Método de Lattice Boltzmann. 2018. 132f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná, 2018.

BIRD, R.B.; ARMSTRONG, R.C.; HASSAGER, O. *Dynamics of Polymeric Liquids*. 1- Fluid Mechanics. 2. ed. New York, USA: John Wiley & Sons, 1987.

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

BRETHERTON, F.P. The motion of long bubbles in tubes. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 10, p. 166-188, 1961.

CASTRO, C. Caracterização Reológica de uma Mistura de Água e Sedimento. 2011. 58f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2011.

CHAVENT, G.; JAFFRÉ, J. *Mathematical Models and Finite Elements for Reservoir Simulation: Single Phase, Multiphase and Multicomponent Flows through Porous Media*. Elsevier Science - Studies in Mathematics and its Applications, 1986.

CHHABRA, R.P.; RICHARDSON, J.F. "Non-Newtonian Flow and Applied Rheology: Engineering Applications. 2. ed. [s.l.]: Elsevier, 2008. Cap. 2. p. 95-101.

COUSSOT, P. Structural Similarity and Transition from Newtonian to Non-Newtonian Behavior for Clay-Water Suspensions. *Physical Review Letters*, v. 74, n. 20, p. 3971-3974, 1995.

COX, B.G. On driving a Viscous Fluid Out Of a Tube. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 14. p. 81-96, 1962.

CRAIG, F. F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. [S.l.]: HL Doherty Memorial Fund of AIME, vol. 3, 1971.

CREMASCO, M. A. Operações Unitárias Em Sistemas Particulados e Fluidomecânicos. 2. ed. Blucher, São Paulo, 2014.

DEALY, J.; WISSBRUN, K. F. Melt Rheology and Its role in Plastics Processing: Theory and Applications, Van Nostrand Reinhold, New York, p. 103-122. 1999.

DENN, M.M. Polymer Melt Processing: Foundations in Fluid Mechanics and Heat Transfer – Cambridge Series in Chemical Engineering, p. 126-157. 2008.

DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F. Enhanced Oil Recovery, II: Processes and Operations. [S.l.]: Elsevier, 1989.

DONTULA, P.; MACOSKO, C.W.; SCRIVEN, L.E. Model Elastic Liquids with Water-Soluble Polymers - *Fluid Mechanics and Transport Phenomena*, p. 1247-1255. 2004.

FAIRBROTHER, F.; STUBS, A.E 119. Studies in Electro-Endosmosis. part VI. The “bubble-tube” method of Measurement. Journal of the Chemical Society, v. 1, n. 119, p. 527-529, 1935.

FERNANDES, R. R.; ANDRADE, D. E. V.; FRANCO, A. T.; NEGRÃO, C. O. R. The Yielding and the Linear-to-Nonlinear viscoelastic transition of an Elastoviscoplastic Material. Journal of Rheology, [s.l.], v. 61, n. 5, p.893-903, set. 2017.

FRANCIS, F. O. Hidráulica de Meios Permeáveis; Escoamento em Meios Porosos. Rio de Janeiro: Interciência, 169p. 1980.

GARIBOTTI, C. R. Uma Metodologia de Volumes Finitos para a Simulação de Escoamentos Viscoelásticos com Malhas não Estruturadas Híbridas. 2014. 204f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. 2014.

GOLDSMITH, H.; MASON, S. The Flow of Suspension Through Tubes II. Single Large Bubbles. Journal of Colloid Science, v. 18, p. 237-261, 1963.

HODGES, S. R.; JENSEN, O. E.; RALLISON, J. M. The Motion of a Viscous Drop Through a Cylindrical Tube. Journal Fluid Mechanics, v. 501, p. 279–301, 2004.

HUZYAK, P; KOELLING, K. The penetration Of A Long Bubble Through a Viscoelastic Fluid In a Tube. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, v. 71, p. 73-88, 1997.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2015. Organization for Economic Cooperation and Development. Paris, France, 2015.

KHAN, M. I.; ISLAM, M. R. The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations. Gulf, Houston, 2007.

KIRYU, H. S. Investigação Reológica e Análise Mecânica de Compósitos Não-Newtonianos. 2006. 203f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, 2006.

LENORMAND, R.; ZARCONE, C.; SARR, A. Mechanisms of the Displacement of one Fluid by Another in a Network of Capillary Ducts. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 135, pp. 337-353, 1983.

LENORMAND, R.; TOUBOUL, E.; ZARCONE, C. Numerical Models and Experiments on Immiscible Displacements in Porous Media. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 189, p. 165-187, 1988.

LYKLEMA, J. Fundamentals of Interface and Colloid Science: Liquid-Fluid Interfaces. [S.I.]: Academic Press, v. 3, 2000.

MUGGERIDGE, A.; COCKIN, A.; WEBB, K.; FRAMPTON, H.; COLLINS, I.; MOULDS, T.; SALINO, P. Recovery Rates, Enhanced Oil Recovery and Technological Limits. *Phil. Trans. R. Soc. A, The Royal Society*, v. 372, 2014.

MUSSE, A.P.S.; QUINTELLA, C.M. Recuperação Avançada de Petróleo. *Cadernos de prospecção*, v. 2, n. 1, p. 12-22, 2009.

NIERO, D. C. Eficiência de Recuperação de Líquidos em Tubos Capilares por Injeção de Fluidos Viscosos. 2014. 73f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2014.

PEREIRA, I. D. O. Reologia de Líquidos Viscoelásticos e Termossensíveis em Cisalhamento. 2017. 129f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica), Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

RANGEL, I.R.; THOMPSON, R.L.; PEREIRA, R.G.;ABREU, F.L.B. Experimental investigation of the Enhanced Oil Recovery Process Using a Polymeric Solution. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, v. 34, n. 3, p. 285-293, 2012.

ROCHEFORT, W. E.; MIDDLEMAN, S. Rheology of Xanthan Gum: Salt, temperature, and Strain Effects in Oscillatory and Steady Shear Experiments. Journal of Rheology, [s.l.], v. 31, n. 4, p.337-369,1987.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D.; Engenharia de Reservatórios de Petróleo, 1. ed. Interciência , 2006.

SANTOS, W. R. Redução de Arrasto por Adição de Goma Diutana em Escoamentos com Altos Números de Reynolds. 2019. 85f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2019.

SCHRAMM, G. A Practical Approach to Rheology and Rheometry. Federal Republic of Germany: 2. ed. Cap. 4. p. 119-132, 1998.

SILVA, I. M. Análise Experimental do Deslocamento de Líquidos em Meios Porosos Artificiais por Injeção de Gás: Efeito da Capilaridade, inércia e Diâmetro Médio dos Grãos. 2012. 85f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2012.

SOARES, E.J.; CARVALHO, M.S.; MENDES, P.R.S. Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Capillary Tubes. *Journal of Fluids Engineering*, v. 127, n. 1, p. 24-31, 2005.

SOARES, E.J.; MENDES, P.R.S. e CARVALHO, M.S. Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Capillary Tubes: Viscoelastic Effects. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, v. 30, p. 160-165, 2008.

SOARES, E.J.; THOMPSON, R.L.; NIERO, D.C. Immiscible Liquid-Liquid Pressure Driven Flow in Capillary Tubes: Experimental Results and Numerical Comparison. *Physics of Fluids*, v. 27, 2015.

SONG, H. Y.; SALEHIYAN, R.; LI, X.; LEE, S. H.; HYUN, K. A comparative study of the effects of cone-plate and parallel-plate geometries on rheological properties under oscillatory shear flow. *Korea-Australia Rheology Journal*, [s.l.], v. 29, n. 4, p.281-294, 2017.

SOUZA, A. W. Q. Avaliação da Eficiência de Recuperação de um Líquido Contido em um Meio Poroso Por Injeção de Líquidos Newtonianos e Não-Newtonianos. 2018. 65f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

SPITERI, E.J.; JUANES, R. Impact of Relative Permeability Hysteresis On The Numerical Simulation of WAG Injection. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas. Paper SPE 89921, 2004.

STOSUR, G.J.; HITE, J.R.; CARNAHAN, N.F.; MILLER, K. The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms. *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, Kuala Lumpur, Malaysia. Paper SPE-84908, 2003.

TAYLOR, G.I. Deposition of a Viscous Fluid on The Wall of a Tube. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 10, p.161-165, 1961.

TUCKER III, C.L. "Fundamentals of computer modeling for polymer processing", Hanser Publishers, New York, 1989.

TRUSSELL, R.R.; CHANG, M. Review of Flow Through Porous Media as Applied to Head Loss In Water Filters. *Journal of Environmental Engineering*, v. 125. n. 11, p. 998-1006, 1999.

VANAPARTHY, S.; MEIBURG, E. Variable density and Viscosity, Miscible Displacements in Capillary Tubes. *European Journal of Mechanics of Fluids*, v. 27, p. 268-289, 2008.

VELOSO, Y.; CRUZ, A.; MACHADO, L.; SANTANA, A.P.S.C. Método de Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Injeção de Glicerina Bruta e Polímeros. *Ciências Exatas e Tecnológicas*, v. 2, n.2, p. 37-48, 2014.