

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

VICTOR BASTOS BRAGA COELHO

**ESTUDO DO ESCOAMENTO ÓLEO-ÁGUA EM MICROMODELOS DE DUPLA
POROSIDADE**

NITERÓI – RJ

2022

VICTOR BASTOS BRAGA COELHO

**ESTUDO DO ESCOAMENTO ÓLEO-ÁGUA EM MICROMODELOS DE DUPLA
POROSIDADE**

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para a Obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Dr. Fabiano Gilberto Wolf.

Niterói – RJ

2022

VICTOR BASTOS BRAGA COELHO

**ESTUDO DO ESCOAMENTO ÓLEO-ÁGUA EM MICROMODELOS DE DUPLA
POROSIDADE**

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para a Obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Aprovado em 27 de julho de 2022.

Prof. Dr. Fabiano Gilberto Wolf (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci
Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Manoel Leopoldino Rocha de Farias
Eneva

Niterói – RJ

2022

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família por ser fonte de força e motivação. Minha esposa, que esteve presente nos momentos mais importantes, difíceis e alegres e minha filha, amor que transcende a vida.

Agradeço aos meus pais por toda dedicação e afeto, por cada abdicção e incentivo.

Aos professores que despertaram em mim a vontade de aprender, conhecer e refletir, desde a infância até a contemporaneidade.

Aos amigos que se foram e que permaneceram, deixando um pouco de si, permitindo ser o que sou.

Aos servidores da UFF, que fazem e são a Universidade.

Ao meu orientador, por ter aceito este desafio, abrindo as portas do Laboratório de Microfluídica da UFSC Joinville.

A Deus, por guiar meus passos e me socorrer nos momentos de angústia e dificuldade.

*“A mente que se abre a uma nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original.”*

Albert Einstein

RESUMO

O objetivo do presente trabalho foi estudar o transporte de fluidos em meios porosos, a partir da utilização de micromodelos porosos, procurando entender o comportamento da drenagem óleo-água e analisar a influência das características do meio poroso, destacando o papel da microporosidade nas taxas de mobilidade e aprisionamento de óleo a diferentes regimes de injeção. Foram utilizados dois micromodelos porosos fabricados em polidimetilsiloxano (PDMS). O micromodelo M1 contém uma rede de poros composta apenas por macrocanais conectados e grãos sólidos. Já o micromodelo M2 contém uma rede de dupla porosidade, com macrocanais e grãos com microporos, obtidos a partir da transformação de grãos originalmente sólidos no modelo M1 em grãos microporosos. Inicialmente os micromodelos foram completamente saturados com Óleo fluorado (FC-3283) e caracterizados a partir da medida de permeabilidade absoluta utilizando a Lei de Darcy. As permeabilidades obtidas foram 8,08 (0,22) e 12,34 (0,35) D. Após, água deionizada corada com azul de metileno foi injetada, para observação do processo de drenagem a diferentes regimes de injeção variando de $Ca=4 \times 10^{-6}$ à $Ca=4 \times 10^{-5}$. Observou-se um aumento nas saturações de água (S_w) de 0,70 (0,01) para 0,76 (0,01); e de 0,52 (0,01) para 0,59 (0,01), para M1 e M2, respectivamente. Conseqüentemente as permeabilidades relativas da água para ambos os modelos também aumentaram de 0,26 (0,02) para 0,59 (0,05), para M1; e de 0,25 (0,01) para 0,52 (0,02), para M2. Tais resultados evidenciam a direta relação entre saturação e permeabilidade relativa dos fluidos. Observou-se um bom ajuste linear para as relação $K_{rw} \times S_w$ em ambos os micromodelos, conforme resultados já previstos na literatura. Conclui-se que a conversão dos grãos em estruturas microporosas aumentou em cerca de 47% a porosidade, com isso, novas novas vias de fluxo foram criadas, o que auxiliou na mobilização e deslocamento do óleo nos macrocanais e favoreceu o processo de drenagem nessas regiões. Esse aumento na conectividade gerou um aumento nas taxas de permeabilidade efetiva da água, porém, praticamente não houve preenchimento dos microcanais porosos com a água, mostrando a forte adesão e a preferência do óleo nessas regiões, evidenciando a grande dificuldade de mobilização do óleo a baixas vazões.

Palavras chaves: Microfluídica, micromodelos de dupla porosidade, escoamento bifásico, permeabilidade, saturação de água, drenagem óleo-água.

ABSTRACT

The objective of the present work was to study the transport of fluids in porous media, using porous micromodels, seeking to understand the behavior of oil-water drainage and to analyze the influence of the characteristics of the porous media, highlighting the role of microporosity in the rates of mobility and oil trapping at different injection regimes. Two porous micromodels made of polydimethylsiloxane (PDMS) were used. The micromodel M1 contains a pore network composed only of connected macrochannels and solid grains. The micromodel M2, on the other hand, contains a double porosity network, with macrochannels and grains with micropores, obtained from the transformation of originally solid grains in the model M1 into microporous grains. Initially, the micromodels were completely saturated with fluorinated oil (FC-3283) and characterized from the measurement of absolute permeability using Darcy's Law. The permeabilities obtained were 8.08 (0.22) and 12.34 (0.35) D. Afterwards, deionized water stained with methylene blue was injected to observe the drainage process at different injection regimes ranging from $Ca = 4 \times 10^{-6}$ à $Ca = 4 \times 10^{-5}$. An increase in water saturations (S_w) was observed from 0.70 (0.01) to 0.76 (0.01); and from 0.52 (0.01) to 0.59 (0.01), for M1 and M2, respectively. Consequently the relative water permeabilities for both models also increased from 0.26 (0.02) to 0.59 (0.05), for M1; and from 0.25 (0.01) to 0.52 (0.02) for M2. Such results show the direct relationship between saturation and relative permeability of fluids. A good linear fit was observed for the $K_{rw} \times S_w$ ratio in both micromodels, according to results already predicted in the literature. It is concluded that the conversion of grains into microporous structures increased porosity by about 47%, with this, new flow paths were created, which helped in the mobilization and displacement of oil in the macrochannels and favored the drainage process in these regions. This increase in connectivity generated an increase in the effective permeability rates of water, however, there was practically no filling of the porous microchannels with water, showing the strong adhesion and preference of oil in these regions, evidencing the great difficulty of oil mobilization at low temperatures. flows.

Keywords: Microfluidics, dual-porosity micromodels, two-phase flow, permeability, water saturation, oil-water drainage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Definição de porosidade	4
Figura 2.2	Esquema do experimento de Henry Darcy	6
Figura 2.3	Ângulo de contato	7
Figura 2.4	Ilustração dos processos de drenagem e embebição	8
Figura 2.5	Capilaridade	9
Figura 2.6	Representação da rede poro-ligações	10
Figura 3.1	Função da imagem contínua	12
Figura 3.2	Componentes iluminância (I) e refletância (R) de uma imagem	13
Figura 3.3	Visão esquemática de uma câmera CCD	14
Figura 3.4	Representação da função imagem discreta	14
Figura 3.5	À esquerda imagem colorida de uma seção plana de uma rocha reservatório obtida por microscopia óptica e à direita sua imagem binária após segmentação	16
Figura 4.1	Resumo das geometrias, materiais, processo de fabricação e campos de aplicação de micromodelos em estudos de escoamento bifásico	21
Figura 4.2	O mapa conceitual para fabricação do “Reservoir-on-a-Chip”, seguindo as etapas descritas anteriormente	12
Figura 4.3	Imagem do chip microfluídico (esquerda) e do canal microfluídico de vidro coberto pela camada de CaCO ₃ (direita)	24
Figura 4.4	Mapa conceitual para preparação das máscaras. (a) Imagem de plug; (b) Imagem de microtomografia computadorizada; (c) Imagem binarizada da Fig. 4.4b; (d) Identificação de corpos porosos (em escuro) e gargantas (em vermelho); (d) Imagem da máscara da garganta (máscara 1) e máscara do corpo dos poros (máscara 2)	24

Figura 5.1	À esquerda, o micromodelo M1. À direita, o micromodelo M2, com macrocanais e alguns grãos sólidos de M1 convertidos em grãos microporosos. Poros e sólidos estão representados nas cores branca e preta, respectivamente	27
Figura 5.2	Fabricação do micromodelo: (a) molde mestre SU-8, (b) moldagem PDMS, (c) desmoldagem e vedação	28
Figura 5.3	Exemplo do micromodelo M1 após finalização do processo de fabricação	28
Figura 5.4	Configuração da bancada experimental	29
Figura 6.1	Relação $\Delta P \times Q$ para o micromodelo M1 (azul) e M2 (verde) com respectivas curvas de ajuste linear. Barras de erro plotadas considerando desvio padrão de três medidas experimentais	32
Figura 6.2	Destaque da conversão de grãos sólidos de M1, à esquerda, convertidos em grãos microporosos de M2, à direita. Poros e sólidos estão representados nas cores branca e preta, respectivamente	33
Figura 6.3	Capturas do deslocamento da fase óleo pela água (azul) durante processo de drenagem para M1 em diferentes instantes de tempo	34
Figura 6.4	Capturas do deslocamento da fase óleo pela água (azul) durante processo de drenagem para M2 em diferentes instantes de tempo	35
Figura 6.5	Saturação de água para drenagem à $Ca = 4 \times 10^{-6}$ os micromodelos M1 esquerda) e M2 (direita)	35
Figura 6.6	Saturação de água para diferentes valores de número capilar para o caso M1. As imagens foram binarizadas, de modo que as cores em preto representam os canais preenchidos com água À esquerda S_w para $Ca = 4 \times 10^{-6}$, à direita S_w para $Ca = 4 \times 10^{-5}$	36
Figura 6.7	Saturação de água para diferentes valores de número capilar para o caso M1. As imagens foram binarizadas, de modo que as cores em preto representam os canais preenchidos com água À esquerda S_w para $Ca =$	

	4×10^{-6} , à direita S_w para $Ca = 4 \times 10^{-5}$	39
Figura 6.8	Destaque do micromodelo M2, S_w pós drenagem à $Ca = 4,03 \times 10^{-6}$ (esquerda) e $Ca = 4,03 \times 10^{-5}$ (direta)	40
Figura 6.9	Distribuição dos fluidos molhantes e não-molhantes no interior de um microcanal	40
Figura 6.10	Relação $K_{rw} \times S_w$ para o micromodelo M1 (azul) e M2 (verde) com respectivas curvas de ajuste linear. Barras de erro plotadas considerando desvio padrão de três medidas experimentais	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Permeabilidade dos micromodelos M1 e M2 com desvio padrão das medições	33
Tabela 2	Valores de saturação de água (S_w), permeabilidade efetiva (k_{ew}) e permeabilidade relativa (k_{rw}) em função do número capilar (Ca) . Os valores entre parênteses representam o desvio padrão para S_w e k_{ew} e a propagação dos erros combinados para K_{rw}	37
Tabela 3	Valores de saturação de água (S_w), permeabilidade efetiva (k_{ew}) e permeabilidade relativa (k_{rw}) em função do número capilar (Ca) . Os valores entre parênteses representam o desvio padrão para S_w e k_{ew} e a propagação dos erros combinados para K_{rw}	38

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo geral	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Estrutura	3
2. ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS	4
2.1 Porosidade	4
2.2 Saturação de fluido	5
2.3 Permeabilidade	5
2.4 Molhabilidade	7
2.5 Capilaridade	8
2.6 Morfologia do espaço poroso	10
3. ANÁLISE DE IMAGENS DIGITAIS	12
3.1 Fundamentos da imagem digital	12
3.2 Caracterização de meios porosos por análise de imagens	15
3.3 Ferramentas para caracterização de meios porosos	16
4. MICROFLUÍDICA APLICADA	19
4.1 Microfluídica	19
4.2 Micromodelos de sistemas porosos	19
4.3 Desenvolvimento de micromodelos	22
5. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL	26
5.1 Saturação inicial dos micromodelos	29
5.2 Medição de permeabilidade absoluta	29
5.3 Drenagem óleo-água	29
5.4 Medição de permeabilidade relativa	30
6. ANÁLISE DOS RESULTADOS	32
6.1 Medições de permeabilidade absoluta	32

6.2	Drenagem óleo-água	34
6.3	Influência do Ca na relação	36
7.	CONCLUSÃO	42
7.1	Trabalhos futuros	43
	REFERÊNCIAS	44

1. INTRODUÇÃO

A taxa de recuperação de um reservatório de petróleo é de cerca de 20 a 40%, fazendo com que o esgotamento dos reservatórios conhecidos e a crescente demanda por hidrocarbonetos torne esse número insustentável e leve a necessidade do desenvolvimento de soluções para otimizar a extração desse recurso (Lifton, 2016).

Para otimizar a recuperação de óleo, é necessário compreender a física por trás do escoamento de fluidos em meios porosos, o que vem sendo possível graças aos avanços na área da microfluídica, que utilizando micromodelos de sistemas porosos vem possibilitando o estudo e o melhor entendimento dos processos que envolvem o deslocamento e acumulação de petróleo em escala de poro.

Definida como a ciência que processa e manipula pequenos volumes de fluidos (Whiteside, 2006), a microfluídica vem se mostrando uma poderosa e economicamente vantajosa área de pesquisa para estudos de reservatórios. Os processos de escoamento de água-óleo em meio poroso, possuem alto grau de complexidade e envolvem comportamentos físicos em escalas micrométricas que incluem propriedades como a molhabilidade e a tensão interfacial entre fluidos, que normalmente não afetam um escoamento em escalas macroscópicas e influenciam a dinâmica de transporte e aprisionamento dos fluidos em um reservatório (Gogoi e Gogoi, 2019; Saadat *et al.*, 2021).

A aplicação da microfluídica na indústria de petróleo e gás começou no início da década de 1950, quando Chatenever e Calhoun (1952) realizaram experimentos com esferas de vidro entre duas placas transparentes para observar o escoamento em micro escala, e desde então vem sendo amplamente utilizada como um método experimental simples e poderoso para entender: os mecanismos de fluxo bifásico ou multifásico, a influência da molhabilidade e da geometria do espaço poroso, a utilização de métodos avançados de recuperação de óleo (EOR), os métodos de injeção de água e fluidos exóticos nos reservatórios, sequestro e captura de CO₂, fraturamento hidráulico, as interações geoquímicas entre fluidos e rochas carbonáticas entre outros, sempre objetivando a otimização das taxas de recuperação de óleo (Fu, 2016, Lifton, 2016; Wang *et al.*, 2017; Yu *et al.*, 2019; Gaol *et al.*, 2020; Saadat *et al.*, 2021).

Produzidos normalmente a partir de materiais transparentes, os micromodelos porosos podem ser fabricados por uma variedade de técnicas e materiais, incluindo geometrias

simples e complexas, podendo simular reservatórios areníticos ou carbonáticos, se adaptando muito bem aos objetivos do estudo a ser desenvolvido (Karadimitriou e Hassanizadeh, 2012; Anbari *et al.*, 2018).

Com a disponibilidade de técnicas de captura de imagens de alta resolução, como a microtomografia computadorizada de raios X (μ CT) e a microscopia óptica eletrônica, e o desenvolvimento de ferramentas para o processamento de imagens digitais, a microfluídica vem ganhando cada vez mais aceitação na indústria de petróleo.

Trabalhos desenvolvidos por Buchgraber *et al.* (2012), Yun *et al.* (2017) e Wolf *et al.* (2022), estudaram micromodelos com dupla porosidade, compostos por poros macroscópicos de alguns milímetros de diâmetro a poros microscópicos da ordem de frações de micrômetros, buscando entender a influência da microporosidade sobre os processos de deslocamento e aprisionamento de óleo. Tais sistemas porosos possuem um grande destaque por serem típicos de reservatórios carbonáticos (Cantrell e Hagerty, 1999).

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é estudar o transporte de fluidos em meios porosos, a partir da utilização de micromodelos e analisar a influência das características do meio poroso, em especial destacar o papel da microporosidade nas taxas de mobilidade e aprisionamento de fluidos.

1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos deste trabalho destacam-se:

i. Quantificar a permeabilidade e a saturação de fluidos e analisar suas relações para diferentes regimes de injeção.

ii. Visualizar a dinâmica dos fluidos e analisar as taxas de recuperação e saturação de óleo nos processos de drenagem.

iii. Analisar a influência das micro e macroporosidades nas taxas de aprisionamento de óleo residual.

1.3 Estrutura

O presente trabalho foi dividido basicamente em 7 capítulos.

O presente capítulo compreende a introdução e objetivos do trabalho.

Os capítulos 2, 3 e 4 compreendem uma revisão bibliográfica sobre meios porosos, as técnicas de análise de imagens e a microfluídica aplicada a estudos de reservatórios. Nessa primeira parte serão apresentados os conceitos fundamentais necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Posteriormente, o capítulo 5 compreende o desenvolvimento do procedimento experimental com a metodologia empregada.

O capítulo 6 apresenta os resultados experimentais com a discussão e análise dos resultados obtidos.

Por fim, o capítulo 7 com a conclusão e a perspectiva de trabalhos futuros.

2. ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS

O estudo dos meios porosos é de grande importância pois a partir de suas propriedades é possível a caracterização e descrição do comportamento dos fluidos no reservatório. Para Schön (2015), as propriedades fundamentais do reservatório podem ser divididas em:

- Frações de volume de fluidos (porosidade, saturação, volume total de fluidos).
- Propriedades que controlam a distribuição de fluido no espaço poroso (pressão capilar, superfície interna específica e molhabilidade).
- Propriedades que controlam o transporte de fluido sob a influência de um gradiente de pressão (permeabilidade).

2.1 Porosidade

A porosidade é uma propriedade das rochas reservatório, sendo responsável pela medida de sua capacidade de armazenamento de fluido. Definida como a relação entre o volume de “vazios” de uma rocha e seu volume total a partir da fórmula:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}, \quad (2.1)$$

sendo V_p o volume poroso e V_t o volume total da rocha.

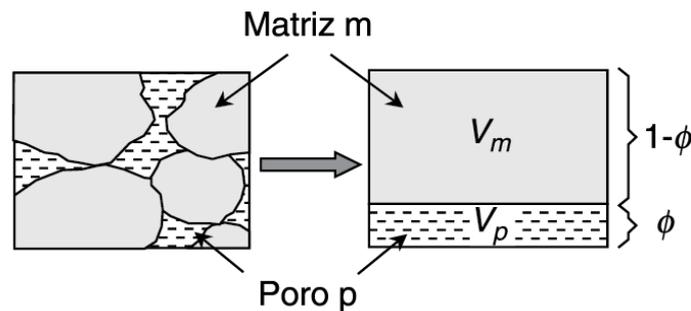


Figura 2.1: Definição de porosidade (Schon, 2015).

Tal definição pode ser entendida como a porosidade total ou absoluta, porém se a rocha possui parte desses poros não-conectados, essa fração não irá contribuir para o fluxo de fluidos dentro do reservatório. Assim, faz-se a distinção entre:

- Porosidade absoluta: fração de volume total ocupada por poros;
- Porosidade efetiva: fração de volume total ocupada por poros conectados.

2.2 Saturação de Fluido

Os espaços porosos da rocha reservatório podem estar preenchidos com um ou mais fluidos imiscíveis, sendo importante conhecer a fração que cada um ocupa. Daí a importância da medida de saturação, definida como fração ou porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido (Rosa *et al.*, 2006). Assim:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}, \quad (2.2)$$

no qual S_f é a saturação do fluido, V_f o volume do fluido e V_p o volume poroso. A saturação é representada como uma fração ou porcentagem, sendo assim, em um reservatório a soma das saturações dos fluidos presentes sempre será igual a 1 ou 100%.

Inicialmente o reservatório possui uma condição inicial de saturação de água, definido como saturação de água conata. Conforme explorado atinge-se a eficiência máxima do deslocamento de óleo, definido como saturação de óleo residual. A saturação de óleo residual pode ser influenciada por diversos fatores, podendo-se destacar: a função da molhabilidade, a distribuição de tamanho de poros, a heterogeneidade microscópica da rocha e propriedades do fluido injetado para produção (Willhite, 1986).

2.3 Permeabilidade

A permeabilidade é uma medida de condutividade de fluidos em um meio poroso. A equação mais utilizada para o estudo do escoamento em meios porosos foi formulada pelo Engenheiro francês Henry Darcy, em 1856. Inicialmente, sua equação foi desenvolvida em um estudo de problemas de tratamento de água através de filtros de areia, propondo uma relação empírica, conhecida atualmente como Lei de Darcy em que a vazão q de um fluido através um meio granular é dada por:

$$Q = KA \left(\frac{h_1 - h_2}{L} \right), \quad (2.3)$$

sendo K a condutividade hidráulica, h_1 e h_2 representam as alturas piezométricas relacionadas à entrada e a saída do fluido, A a área da seção transversal e L o comprimento do percurso. O experimento pode ser visto a partir da figura 2.2 (Rosa *et al.*, 2006).

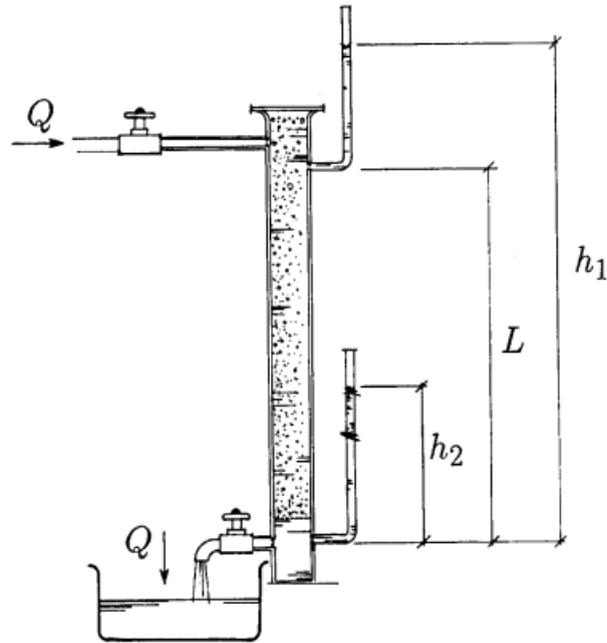


Figura 2.2: Esquema do experimento de Henry Darcy (Nermoen, 2006).

Após pesquisas foi descoberto que a constante K poderia ser escrita como:

$$K = \frac{\gamma k}{\mu}, \quad (2.4)$$

sendo μ a viscosidade, γ o peso específico do fluido e k a permeabilidade absoluta. Podendo a equação ser reescrita como:

$$Q = \frac{kA\Delta p}{\mu L}, \quad (2.5)$$

sendo Q a vazão volumétrica de fluido (cm^3/s), A a área da seção transversal (cm^2), Δp o diferencial de pressão (atm), μ a viscosidade do fluido (cp) e L o comprimento do meio poroso (cm).

A lei de Darcy foi formulada para escoamento monofásico. Porém, tratando-se de reservatórios de petróleo, normalmente duas a três fases estarão presentes, sendo óleo, água e gás. Quando o meio poroso é saturado com mais de um fluido a presença das demais fases interfere no transporte de uma fase fluida. Com isso, são definidos os conceitos de (Schön, 2015):

- permeabilidade efetiva (k_e): medida de condutividade de um meio poroso a um fluido em particular, quando na presença de outros fluidos;
- permeabilidade relativa: razão entre a permeabilidade efetiva (k_e) e a permeabilidade absoluta (k).

2.4 Molhabilidade

A molhabilidade pode ser definida como o resultado macroscópico das interações intermoleculares entre um sólido e dois fluidos imiscíveis, podendo ser quantificada a partir do ângulo resultante entre a linha tangente à interface que separa os líquidos e a linha paralela à superfície do sólido, chamado de ângulo de contato (Wolf, 2006).

Quando dois ou mais fluidos estão em contato, forma-se uma camada, ou interface, que os separa. A tensão nessa interface é responsável pela tendência de contração da camada, provocando uma descontinuidade de pressão entre as fases envolvidas (Cunha, 2012). Conhecida como tensão superficial, ela é definida como a razão entre trabalho, necessária para aumentar a área da interface do líquido, e sua área superficial. Além de definida como energia por unidade de área, a tensão superficial também pode ser representada como uma força por unidade de comprimento (Adamson e Gast, 1997) .

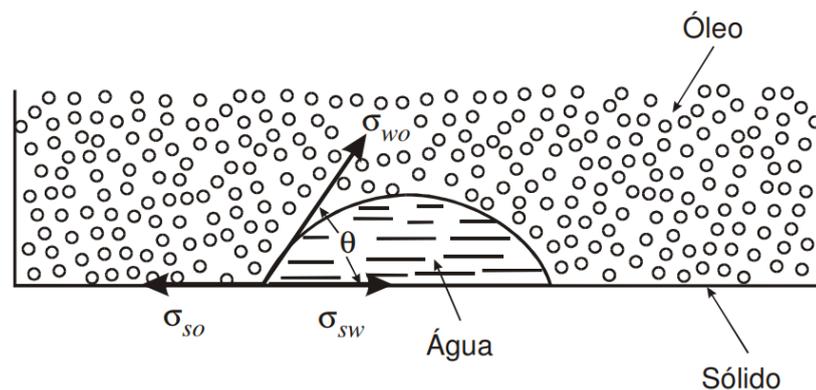


Figura 2.3: Ângulo de contato (Rosa, 2006).

A figura 2.3 representa um sistema trifásico, sendo, θ o ângulo de contato, σ_{so} , σ_{sw} e σ_{wo} respectivamente as tensões superficiais sólido-óleo, sólido-água e água-óleo. A partir da condição de equilíbrio entre as tensões chegou-se a conhecida equação de Young-Dupré:

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}}, \quad (2.6)$$

relacionando o ângulo de contato às tensões superficiais (Young, 1805).

A Figura 2.3 ilustra o comportamento do ângulo de contato para o sistema trifásico água-óleo-sólido. A partir do ângulo θ , define-se:

- $\theta < 90^\circ$, a água molha o sólido, ou seja, a água é a fase molhante.
- $\theta > 90^\circ$, a água não molha o sólido, ou seja, o óleo é a fase molhante.

- c. $\theta = 0^\circ$, a água está completamente espalhado sobre o sólido, recobrendo toda a superfície. Neste caso, presume-se que o ângulo de contato tende a zero e se assume que a água seja completamente molhante.

A molhabilidade da rocha reservatório desempenha um papel vital no processo de extração e recuperação avançada (EOR) de petróleo. Saadat *et al.* (2021), em seu estudo sobre o efeito da molhabilidade no processo de recuperação, realizando experimentos com variações nos parâmetros das fases óleo e água, observaram efeitos opostos na recuperação de óleo nos casos de reservatórios molhados a óleo e a água, demonstrando seu fator crucial na escolha da estratégia de recuperação a ser utilizada.

Em um reservatório, durante sua vida de produção, dois processos relacionados diretamente à molhabilidade podem ocorrer. A drenagem é o deslocamento de uma fase molhante por uma fase não-molhante, enquanto o processo de embebição é o inverso, o deslocamento de uma fase não-molhante por uma fase molhante. Esses dois processos podem indicar a mudança de saturação do reservatório.

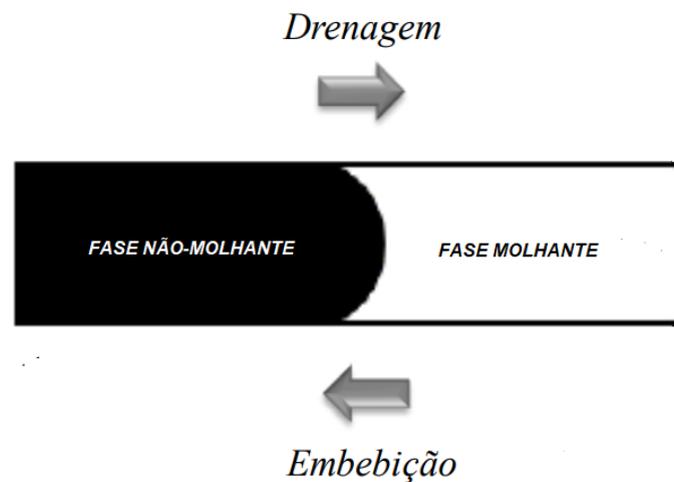


Figura 2.4: Ilustração dos processos de drenagem e embebição (adaptado de Vargas, 2014).

2.5 Capilaridade

A capilaridade é um fenômeno resultante da interação de um tubo fino (capilar) com a interface de dois fluidos. A ação capilar de invasão ou repulsão do fluido é definida com base na molhabilidade entre os fluidos e o capilar, com mostra a figura 2.4, onde na situação (a) o líquido invade o tubo, portanto, ele é molhante, e no caso (b) ele é não-molhante.

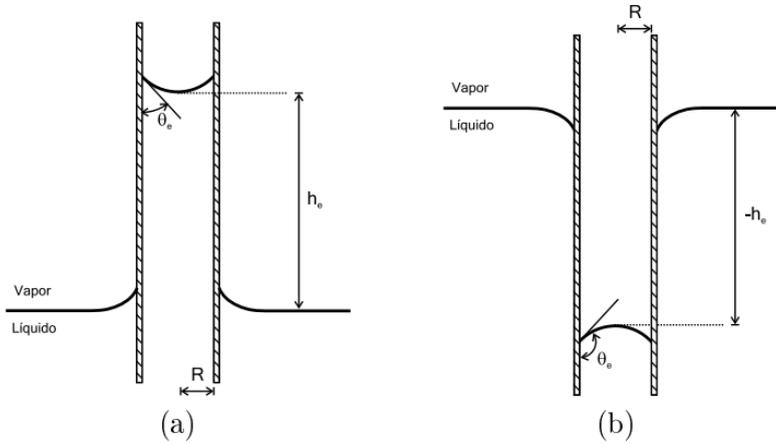


Figura 2.5: Capilaridade (Wolf, 2006).

Considerando que ambas as condições da figura 2.5 estão em equilíbrio mecânico, observa-se uma descontinuidade entre as alturas dos fluidos dentro e fora do capilar. Essa descontinuidade é decorrente da diferença de pressão entre a fase não-molhante e a fase molhante, sendo definida como a pressão capilar (p_c):

$$p_c = p_{nm} - p_m, \quad (2.7)$$

onde p_{nm} é a pressão do fluido não-molhante, e p_m é a pressão do fluido molhante. A pressão capilar é dada pela equação de Young-Laplace:

$$p_c = \frac{2\sigma}{r_c} \cos\theta, \quad (2.8)$$

sendo r_c o raio do capilar (Cunha, 2012).

Em meios porosos, considerando o deslocamento de duas fases em um modelo horizontal (2D) sem efeitos gravitacionais, as forças viscosas e capilares dominam o comportamento dos fluidos. Tais comportamentos podem ser caracterizados pelo número capilar:

$$Ca = \frac{\mu_l V}{\sigma}, \quad (2.9)$$

definido como a razão entre forças viscosas e capilares, e pela razão de viscosidade (M):

$$M = \frac{\mu_i}{\mu_d}, \quad (2.10)$$

na qual, μ_i e μ_d são as viscosidades dinâmicas dos fluidos injetado e deslocado, respectivamente, V a velocidade média do deslocamento e σ a tensão interfacial (Lenormand, 1990).

2.6 Morfologia do Espaço Poroso

Além das propriedades definidas anteriormente, informações geométricas e topológicas do espaço poroso também são importantes para a caracterização e entendimento dos processos físicos que ocorrem no transporte de fluidos dentro do reservatório. Tal informação pode ser representada, como uma rede de poros, grandes espaços vazios, conectados por gargantas. Essa representação pode ser aproximada como uma rede de corpos esféricos conectados por tubos cilíndricos, conforme apresentado na figura 2.5 (Jerauld e Salter, 1990).

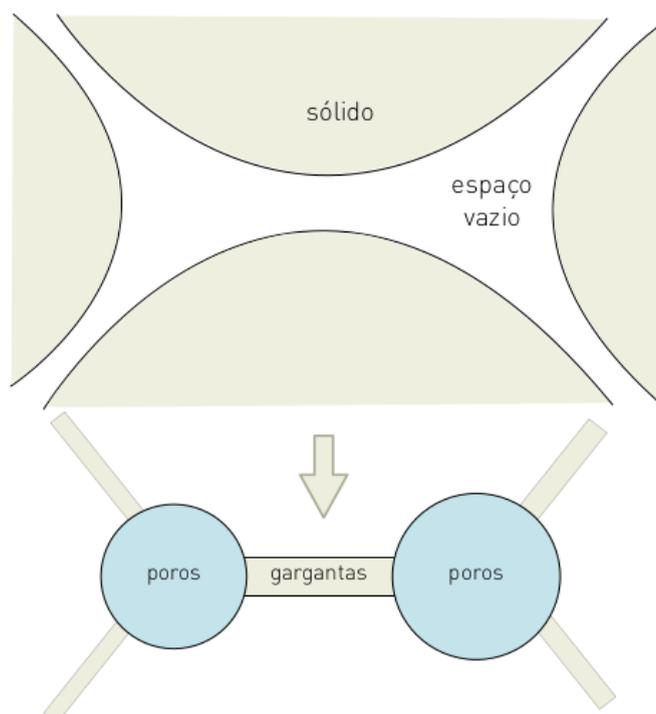


Figura 2.6: Representação da rede poro-ligações (Cunha, 2012).

A topologia do meio poroso define a disposição da rede poro-ligações e se concentra em como o sistema de poros está interligado, já a geometria, define o tamanho, volume, e

demais características das formas do espaço poroso. A partir de tais definições é possível se extrair grandezas como a distribuição de tamanho de grãos (DTG) e distribuição dos tamanhos de poros (DTP) (Cunha, 2012).

Ainda, importante destacar características como a proporção de microporosidade (poros com diâmetro de 10 μm ou menos), bem como a razão entre o tamanho do corpo do poro e o tamanho da garganta. Abundância de microporosidade e elevadas razões poro/garganta dificultam o transporte de fluidos e influenciam na formação de elevadas saturações de óleo residual. Com isso, o conhecimento da distribuição espacial da estrutura dos poros, as proporções de micro e macroporosidades, juntamente com a razão poro/garganta, são de grande importância para o entendimento do comportamento dos fluidos e o desenvolvimento de técnicas eficientes de recuperação (Jerald e Salter, 1990 apud Yun et al., 2017).

3. ANÁLISE DE IMAGENS DIGITAIS

Uma das fases cruciais de um experimento é a análise de seus resultados, podendo ser, em alguns casos, um processo oneroso e demorado. Com isso, a técnica de análise de imagens tem se mostrado uma ferramenta ágil e economicamente vantajosa para a caracterização de meios porosos, tendo como vantagens (Cunha, 2012):

- a. Uniformidade e repetibilidade das análises;
- b. Redução de custos em comparação aos métodos experimentais;
- c. Determinados parâmetros físicos só podem ser obtidos a partir de imagens;
- d. Obtenção de vários parâmetros a partir da mesma amostra.

No presente trabalho a obtenção de resultados dos experimentos em micromodelos foi feita a partir de análise de imagens, daí a importância de ser feito, nesse capítulo, a apresentação dos principais conceitos e ferramentas empregados nesse processo.

3.1 Fundamentos da imagem digital

Marques Filho e Vieira Neto (1999) descrevem uma imagem matematicamente por uma função $f(x, y)$ da intensidade luminosa, sendo seu valor proporcional ao brilho da imagem em determinado ponto (x, y) , conforme representado pela figura 3.1.

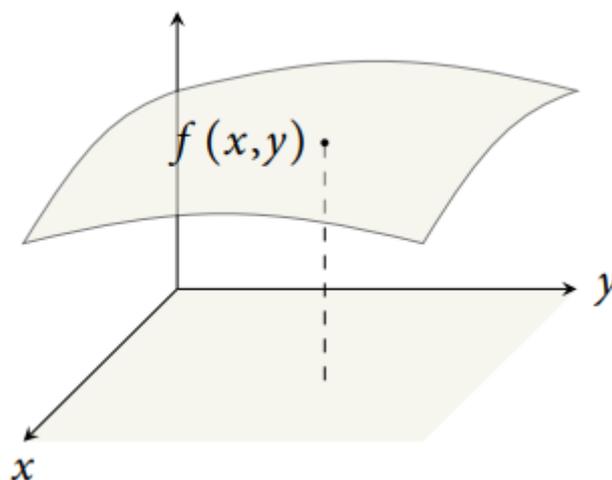


Figura 3.1: Função da imagem contínua (Cunha, 2012).

A função $f(x, y)$ é definida como o produto entre a iluminância $i(x, y)$ e a refletância $r(x, y)$ de acordo com a equação:

$$f(x, y) = i(x, y) \cdot r(x, y); \quad (3.1)$$

sendo, $i(x, y)$ a quantidade de luz que incide sobre o objeto e $r(x, y)$ a refletância ou transmitância do objeto com: $0 < i(x, y) < \infty$ e $0 < r(x, y) < 1$.

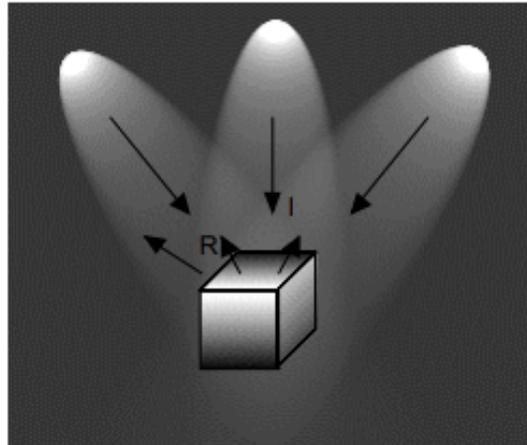


Figura 3.2: Componentes iluminância (I) e refletância (R) de uma imagem (Marques Filho e Vieira Neto, 1999).

A intensidade de uma imagem monocromática será denominada nível de cinza (L) sendo o intervalo $[L_{min}, L_{max}]$ denominado escala de cinza da imagem. Já uma imagem que possui informações em bandas distintas de frequência, é necessário uma função $f(x, y)$ para cada banda. É o caso de imagens coloridas padrão RGB, que são formadas pela informação de cores primárias aditivas, como o vermelho (R - *Red*), verde (G - *Green*) e azul (B - *Blue*) (Marques Filho e Vieira Neto, 1999).

O processo de digitalização de uma imagem pode ser feito em duas etapas: a aquisição da imagem e sua digitalização. Para sua aquisição, o dispositivo mais utilizado é a câmera CCD (*Charge Coupled Device*). Ela consiste de uma matriz de células semicondutoras fotossensíveis, que atuam como capacitores, armazenando carga elétrica proporcional à energia luminosa incidente. O sinal elétrico produzido é condicionado por circuitos eletrônicos especializados, produzindo à saída um Sinal Composto de Vídeo (SCV) analógico e monocromático.

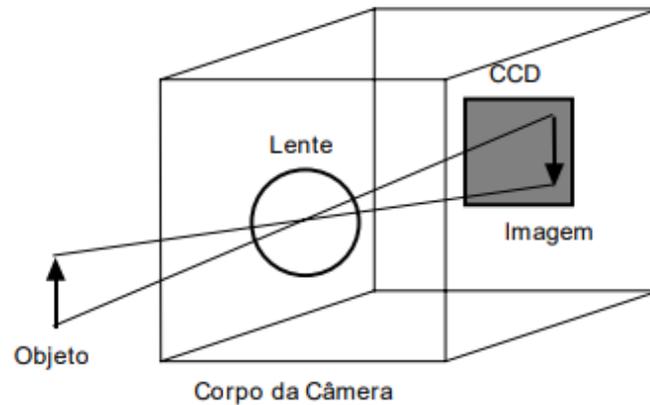


Figura 3.3: Visão esquemática de uma câmera CCD (Marques Filho e Vieira Neto, 1999).

Na segunda etapa, o sinal analógico é submetido a uma discretização espacial e em amplitude, para tomar o formato desejável ao processamento computacional. A discretização espacial, chamada de amostragem, converte a imagem em uma matriz de M por N pontos, cada qual denominado pixel (ou elemento de imagem), com isso, maiores valores de M e N implicam em uma imagem de maior resolução. Já a discretização em amplitude, chamada de quantização, faz com que cada um destes pixels assumam um valor inteiro n , quanto maior a escala de valores maior será a amplitude de cores dessa imagem (Marques Filho e Vieira Neto, 1999).

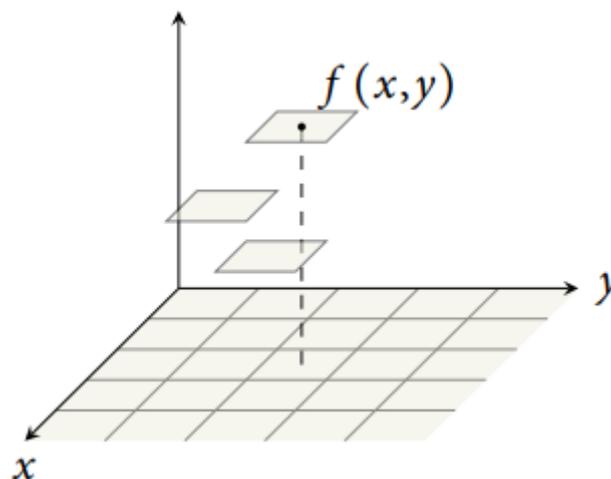


Figura 3.4: Representação da função imagem discreta (Cunha, 2012).

Quanto maiores os valores de M , N e n melhor a imagem digital resultante, porém, maiores serão os custos computacionais de digitalização e armazenamento.

3.2 Caracterização de meios porosos por análise de imagens

A caracterização de meios porosos por meio de técnicas de análise de imagem digital consiste na determinação de propriedades físicas a partir da imagem de amostras, no caso do presente trabalho, micromodelos.

O processo de análise pode ser dividido em etapas que compreendem: a aquisição das imagens, o pré-processamento, a segmentação e a quantificação das propriedades (Santos, 2021).

A primeira etapa consiste na captura das imagens podendo ser realizada a partir de um microscópio óptico. Conforme dito anteriormente, deve-se observar a resolução espacial e a quantização e ser utilizada de forma a balancear a qualidade da imagem com uma demanda computacional adequada.

A segunda etapa ou pré-processamento, consiste na aplicação de filtros com o objetivo de suavizar imperfeições, melhorando a qualidade da imagem e, conseqüentemente, facilitando a execução da etapa seguinte. O filtro permite suavizar irregularidades, preservando seus contornos e aumentando o contraste entre os diferentes materiais. Nessa etapa o operador deve estabelecer os parâmetros do filtro utilizado de modo que não altere a imagem. Alguns dos filtros mais utilizados são: filtro de mediana, filtro de suavização de preservação de borda, filtro de difusão anisotrópica, filtro bilateral, filtro de médias não-locais e filtro de máscara de nitidez (Santos, 2021).

O processo de segmentação converte a imagem original, colorida ou em tons de cinza, em uma imagem constituída por duas regiões homogêneas. Para imagens de meios porosos, tal etapa consiste na individualização das fases poro e sólido (matriz rochosa) conforme apresentado na figura 3.5 onde a fase porosa é pintada de branco e a fase sólida pintada de preto. Nas imagens coloridas essa binarização é feita a partir do histograma da imagem onde é estabelecido um limite (*threshold*) para cada componente de cor. Os métodos de segmentação podem ser manuais ou automáticos (Gaspari, 2006).

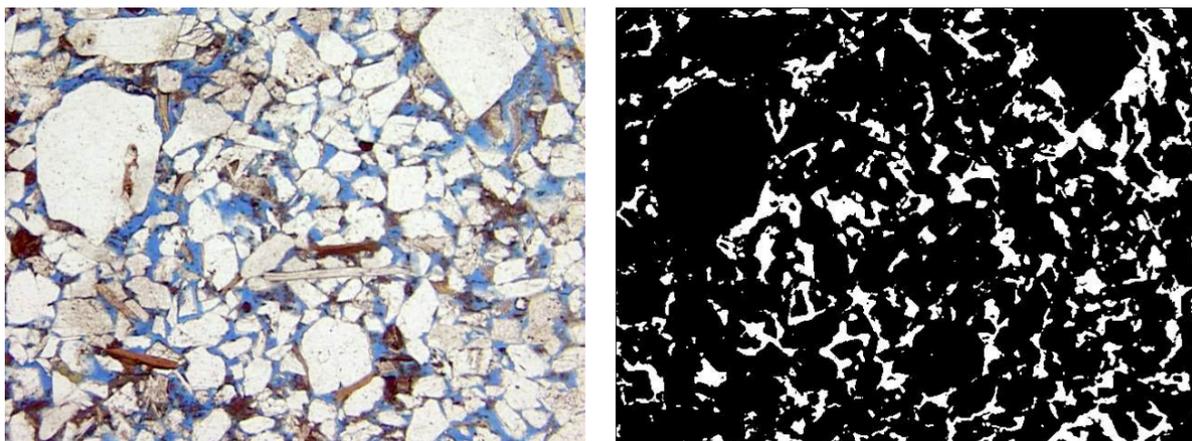


Figura 3.5: À esquerda imagem colorida de uma seção plana de uma rocha reservatório obtida por microscopia óptica e à direita sua imagem binária após segmentação (Gaspari, 2006).

Por fim, a última etapa consiste na quantificação das propriedades petrofísicas a partir da análise das imagens. Nessa etapa é possível obter informações de propriedades como: porosidade, distribuição de tamanho de poros, distribuição de tamanho de grão, saturação e distribuição dos fluidos e outros de acordo com o objetivo do trabalho a ser desenvolvido.

3.3 Ferramentas para caracterização de meios porosos

Ao longo dos últimos anos, muito esforço vem sendo investido para o desenvolvimento de ferramentas capazes de caracterizar de forma automática estruturas de poros e gargantas em imagens digitais. Em comum, grande parte se baseia no princípio de bipartição da imagem em objeto poroso e fundo sólido. As etapas comuns consistem em primeiro identificar objetos dentro da imagem, depois estimar uma medida de tamanho por objeto e, finalmente, formar uma distribuição dessas medidas.

Um dos métodos disponíveis para transformar uma imagem em tons de cinza para o formato binário é o método de Otsu (1975). O método consiste na limiarização automatizada da imagem, dividindo-a em dois subdomínios, um representando a parte escura da imagem e o outro representando a parte mais clara distinguindo grãos e poros (Rabbani e Ayatollahi, 2015).

O algoritmo “watershed segmentation” tem destaque na segmentação e detecção de borda de partículas. Este algoritmo se baseia no cálculo do gradiente e, em seguida, limiarização, produzindo uma imagem de borda binária. É uma abordagem usada para

detectar grãos e extrair seu tamanho médio sendo capaz de medir a DTG (Rabbani e Ayatollahi, 2015).

A distribuição do tamanho dos poros (DTP) é amplamente utilizada, porém até o momento não há um consenso claro sobre como e de que forma devem ser estimados. Para Houston et al. (2017), as principais técnicas em imagens segmentadas incluem: extração do eixo medial (*Medial Axis*), bolas máximas inscritas (*Maximum Inscribed Balls*), abertura morfológica (*Morphological Opening*) e separação de objetos (*Object Separation by Watersheds*).

Todos os métodos fazem uso de uma imagem dicotômica consistindo apenas de objeto poroso versus fundo sólido. A transformada de distância é usada em muitas abordagens para criação do Mapa de Distância (DM), cujos elementos são atribuídos valores que representam sua distância até a interface sólida do poro mais próxima. Máximos locais da transformada de distância definem pontos que podem ser usados para extrair o eixo medial de objetos, e oferece um meio de acelerar os procedimentos de busca no espaço de objetos. Além, as ferramentas morfológicas da matemática também aparecem dentro de várias abordagens, como meio de extrair o esqueleto discreto (um homólogo do eixo medial) bem como outras transformações de objetos porosos (Houston *et al.*, 2017).

O eixo medial, proposto como ferramenta de análise de imagens para reconhecimento de formas de objetos, é definido como o esqueleto topológico que atravessa o meio dos canais dos poros. Várias abordagens para extração do eixo medial têm sido propostas, incluindo a esqueletização por algoritmos morfológicos de afinamento ou queima, métodos baseados em transformada de distância e métodos de tesselação de Voronoi (Houston *et al.*, 2017).

A técnica de bolas máximas inscritas encontra as maiores esferas inscritas centradas em cada voxel do espaço poroso que apenas toca a superfície do poro. Aqueles que estão totalmente sobrepostos por esferas maiores são removidos e as esferas restantes são as esferas máximas e cobrem totalmente o espaço poroso. Encontrar o conjunto mínimo de bolas de tamanho máximo que descrevem com precisão o espaço dos poros requer um procedimento de busca para localizar todas as bolas sobrepostas e, em seguida, eliminá-las da descrição da bola de poros (Houston *et al.*, 2017).

O algoritmo de abertura morfológica itera sobre o mapa de distância do espaço poroso, construindo uma imagem de “mapa de abertura” e uma imagem de máscara. Dentro

de cada iteração, um elemento estruturante morfológico (uma bola de raio indicada pelo valor de distância atual) é aplicado em locais no limite do fundo sólido conforme ditado pela imagem da máscara. O mapa de abertura registra o limite de distância em que cada elemento da imagem foi tão “aberto”, enquanto a imagem de máscara ajuda a eliminar operações redundantes (Houston *et al.*, 2017).

A técnica de separação de objetos faz uso de uma transformada de distância da imagem para criar um mapa de distância (DM) ao qual uma *watershed* é aplicada para separar o espaço poroso em objeto poroso. Isto é possível a partir da identificação de “bacias hidrográficas” em torno de cada máximo local da transformada de distância, resultando em um objeto de poro associado a cada máximo local (Houston *et al.*, 2017).

4. MICROFLUÍDICA APLICADA

A microfluídica vem se mostrando uma importante área de pesquisa para estudos de reservatório em escala de poro ou até de testemunho. Suas principais vantagens estão relacionadas ao reduzido tamanho de seus experimentos, trazendo redução no consumo de produtos químicos, de energia e no reduzido tempo de execução devido à escala característica dos experimentos, consequentemente otimizando o investimento de recursos financeiros.

Em seu trabalho, Lifton (2016) revisa aplicações recentes de microfluídica e microtecnologia para estudar processos de extração e recuperação de petróleo. Ele mostra que os dispositivos microfluídicos podem ser ferramentas úteis na investigação e visualização de processos envolvendo deslocamento de fluidos, fraturamento hidráulico, propagação de partículas de areia em redes porosas, triagem de alto rendimento de produtos químicos (emulsificantes e surfactantes) além de discutir sobre os métodos de manufatura aditiva (impressão 3D) e as futuras áreas de estudo a serem potencialmente desenvolvidas.

Neste capítulo será feita uma breve introdução sobre os principais conceitos e os princípios básicos da microfluídica a partir de micromodelos de sistemas porosos.

4.1 Microfluídica

A microfluídica pode ser definida como a ciência que processa e manipula pequenos volumes de fluidos, 10^{-9} a 10^{-8} L, escoando em canais com dimensões de dezenas a centenas de micrômetros (Whiteside, 2006).

O transporte de fluidos através de desses microcanais de poros é laminar, número de Reynolds (Re) menor que 2100, o que é de grande utilidade pois faz com que o transporte dos fluidos seja previsível e de fácil visualização a partir de micromodelos transparentes (Gogoi e Gogoi, 2019).

4.2 Micromodelos de sistemas porosos

Micromodelos são dispositivos transparentes que permitem a visualização direta da dinâmica do escoamento em uma rede porosa, a partir da utilização de microscópio e um

câmera. Possuem estruturas porosas de 2 ou 3 dimensões e podem ser fabricados por uma variedade de técnicas e materiais, devendo-se avaliar as vantagens e desvantagens que cada uma oferece (Anbari *et al.*, 2018).

As melhores opções econômicas disponíveis incluem micromodelos de vidro, silício e alguns materiais poliméricos, como polidimetilsiloxano (PDMS) e polimetilmetacrilato (PMMA), sendo a escolha do material utilizado dependendo dos objetivos do estudo. Os micromodelos de vidro e o silício possuem excelentes propriedades mecânicas, térmicas e químicas, no entanto, o processamento de gravação é relativamente complicado envolvendo uma infraestrutura especializada, maior tempo de fabricação e um maior custo. Já os materiais macios, como PMMA e PDMS, possuem a vantagem de serem baratos e de fabricação relativamente fáceis, porém eles reagem ou absorvem fluidos e produtos químicos que são comumente usados em estudos de deslocamento bifásico, resultando em uma deformação e alteração de suas propriedades (Karadimitriou e Hassanizadeh, 2012; Anbari *et al.*, 2018).

As geometrias dos micromodelos incluem padrões perfeitamente regulares, padrões parcialmente regulares, padrões fractais e padrões irregulares. Já os principais métodos de fabricação incluem: Hele–Shaw; Glass-bead; Fotolitografia; Gravação úmida, seca e a laser ou plasma; Estereolitografia e Litografia suave (Karadimitriou e Hassanizadeh, 2012; Anbari *et al.*, 2018).

Vargas (2014) em seu estudo apresentou um resumo das diferentes geometrias, materiais utilizados, processos de fabricação e campos de aplicação de micromodelos em estudos de escoamento em meios porosos, conforme a figura 4.1.

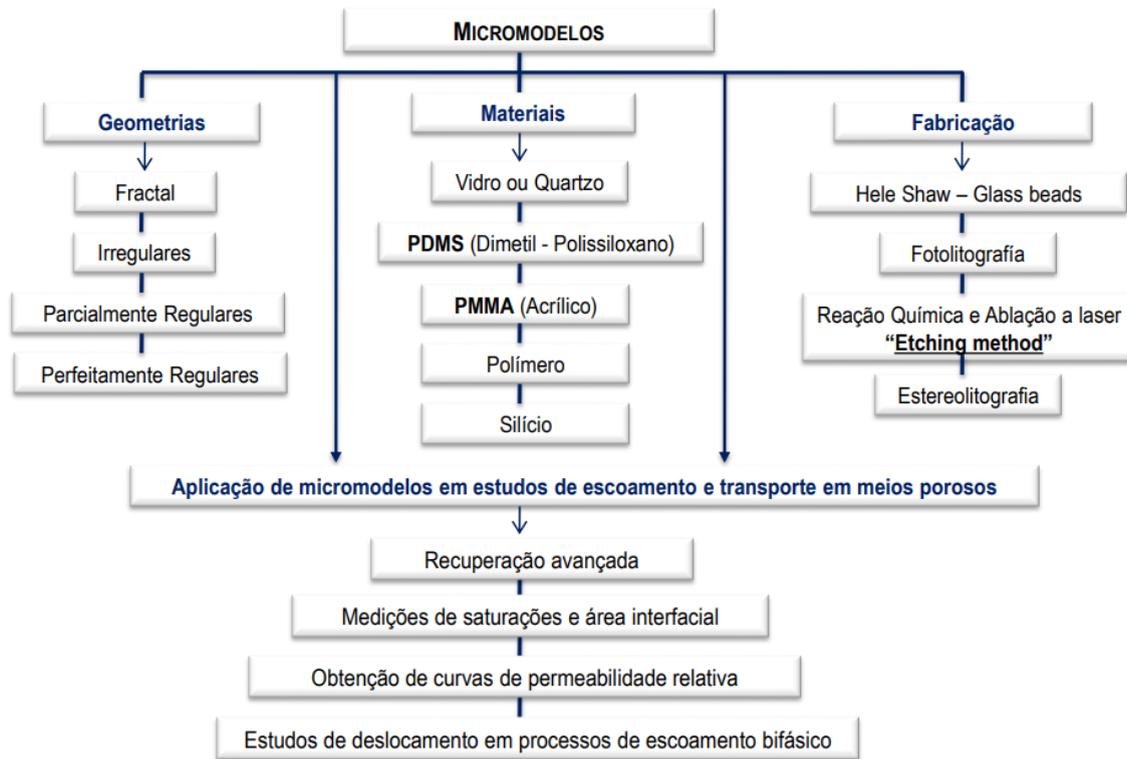


Figura 4.1: Resumo das geometrias, materiais, processo de fabricação e campos de aplicação de micromodelos em estudos de escoamento bifásico (Vargas, 2014).

Conforme visto anteriormente, os principais mecanismos de fluxo presentes são a embebição e a drenagem, relacionados à molhabilidade da rocha reservatório. Os micromodelos mais utilizados são normalmente hidrofílicos, porém inúmeros métodos de modificação de superfície têm sido desenvolvidos, como por exemplo: reação de silanização, revestimento de superfície e deposição de eletrólitos camada por camada, para superfície de vidro e silício; oxidação de plasma e revestimento multicamada de polieletrólito, para PDMS; e tratamento com plasma, exposição a UV/ozônio, oxidação de ácido nítrico ou revestimento de polímero, para PMMA (Anbari *et al.*, 2018).

Estudos microfluídicos sobre o escoamento multifásico em meios porosos vêm sendo amplamente revisados, sendo importante destacar os trabalhos de Karadimitriou e Hassanizadeh (2012), Lifton (2016) e Anbari *et al.* (2018) no qual detalhes específicos sobre *design* de micromodelos, materiais, métodos de fabricação, modificações de superfície, aplicações e futuras áreas potenciais de estudos são abordados.

4.3 Desenvolvimento de micromodelos

Uma variedade de métodos vêm sendo desenvolvidos para fabricar micromodelos com propriedades que o aproximem ao máximo de um reservatório real, em escala de poros. O processo de criação do micromodelo vai muito além da simples gravação do dispositivo microfluídico, envolvendo principalmente procedimentos de caracterização do meio poroso e transferência dessas propriedades para uma estrutura 2D. Com isso, o presente tópico busca apresentar uma visão geral de alguns exemplos de métodos de criação.

Idealizador do termo “Reservoir-on-a-chip” (ROC), Gunda *et al.* (2011) projetaram um chip microfluídico para representar a estrutura de poros de uma rocha reservatório. Em seu processo de fabricação, a rede de poros foi gravada em um substrato de silício e colada com uma camada de cobertura de vidro. O mapa conceitual para fabricação do ROC seguiu as seguintes etapas:

- (a) O primeiro passo é a obtenção da amostra a partir de *plugs* de testemunho da rocha reservatório de interesse;
- (b) Em seguida, parte-se para a sua caracterização a partir de métodos como a microtomografia computadorizada e a microscopia eletrônica;
- (c) Após a quantificação do espaço poroso em termos de porosidade, conectividade dos poros e a distribuição do volume dos poros, o modelo de espaço poroso 3D é reconstruído usando um software de análise de imagem;
- (d) Usando algoritmos de processamento de imagens como o algoritmo de bola máxima, o algoritmo de eixo medial ou a triangulação, o modelo 3D do espaço poroso é convertido em uma rede de poros e gargantas;
- (e) Após, a partir de métodos estatísticos, a informação microestrutural extraída é usada para representar a rede de poros em um modelo 2D;
- (f) Em seguida, o micromodelo 2D é gravado usando processos de fotolitografia;
- (g) Por fim, uma camada de vidro é unida à rede de poros, tornando-a um dispositivo microfluídico completo.

A figura 4.2 ilustra as etapas de fabricação do ROC descritas.

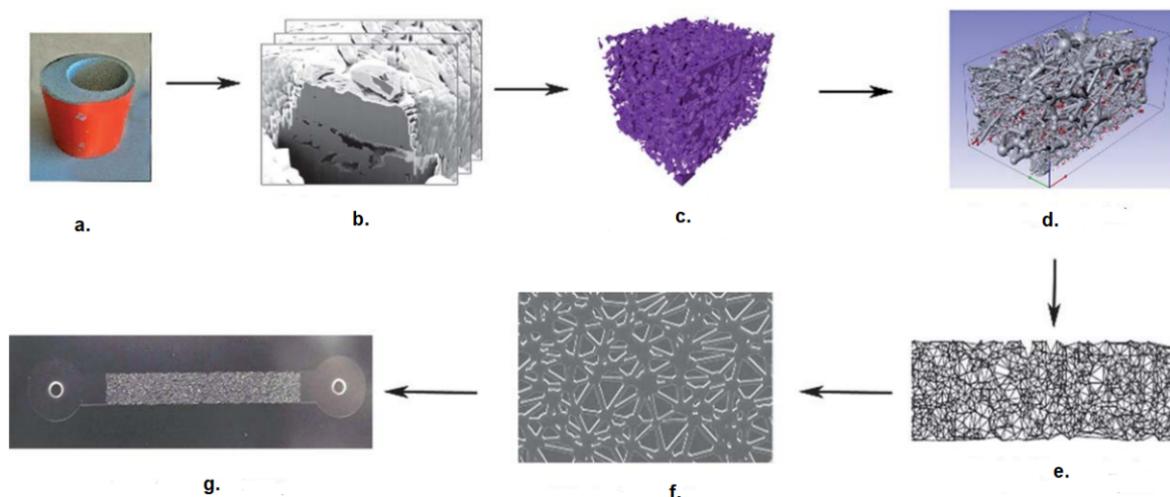


Figura 4.2: O mapa conceitual para fabricação do “Reservoir-on-a-Chip”, seguindo as etapas descritas anteriormente (adaptado de Gunda et al., 2011).

Yun *et al.* (2017) desenvolveu uma abordagem para gravação sequencial de um micromodelo com variações de profundidade e uma estrutura de dupla porosidade compreendendo microporos (1,5 a 21 μm) e macroporos ($> 21 \mu\text{m}$). Inicialmente para a construção de uma máscara para seu micromodelo, imagens de microtomografia foram segmentadas em pixels porosos e não-porosos e então modificadas para reconectar os poros no mosaico 2D usando tamanhos de garganta medidos por injeção de mercúrio. A imagem base e a máscara resultantes são chamadas de “poros completos”, porque contém estruturas de poros de tamanhos micro e macroscópico e foi usada para a profundidade de gravação mais rasa. Uma segunda máscara para a profundidade de gravação mais profunda foi então preparada submetendo a imagem de base de “poro completo” a sete ciclos de erosão-dilatação, removendo poros, gargantas e características de rugosidade da superfície menores ou iguais a 21 μm de diâmetro. A máscara resultante foi chamada “poro parcial”, e contém apenas macroporosidade. Uma vez preparadas, as máscaras “poro completo” e “poro parcial” foram então utilizadas para fotolitografia sequencial, começando com a gravação do "poro parcial" seguindo da gravação do "poro completo".

Com o objetivo de investigar métodos de EOR para reservatórios carbonáticos, Wang *et al.* (2017) desenvolveu um processo simples de nanofabricação de micromodelos de carbonato de cálcio (CaCO_3) por meio do crescimento de uma fina camada *in situ* de nanocristais de CaCO_3 com espessura controlada em microdispositivos de vidro convertendo totalmente a superfície interna dos canais. Com isso, a molhabilidade dos microcanais foi ajustada fazendo com que o micromodelo se assemelhe a um reservatório carbonático.

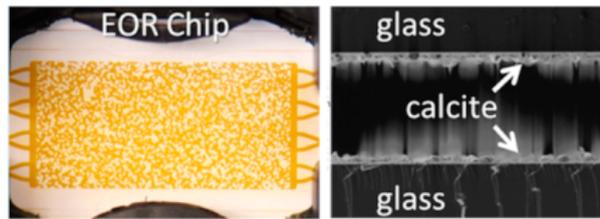


Figura 4.3: Imagem do *chip* microfluídico (esquerda) e do canal microfluídico de vidro coberto pela camada de CaCO_3 (direita) (Wang *et al.*, 2017).

Em seu estudo Yu *et al.* (2019) apresentaram um método de fabricação de um micromodelo 2.5D com diferentes espessuras entre corpos de poros e gargantas incorporando recursos 3D a visualização de chips microfluídicos 2D. A primeira etapa (figura 4.4) consistiu na preparação das máscaras de poros e gargantas, na qual imagens de microtomografia computadorizada de raios-X, coletadas de *plugs*, foram binarizadas e segmentadas em corpos de poros e gargantas, para então serem geradas duas máscaras, a máscara de garganta (máscara 1) e a máscara de corpo de poros (máscara 2). Na etapa seguinte, as duas máscaras foram alinhadas para posterior procedimento de fotolitografia e corrosão seguindo os mesmos padrões do processo de fabricação do micromodelo de vidro.

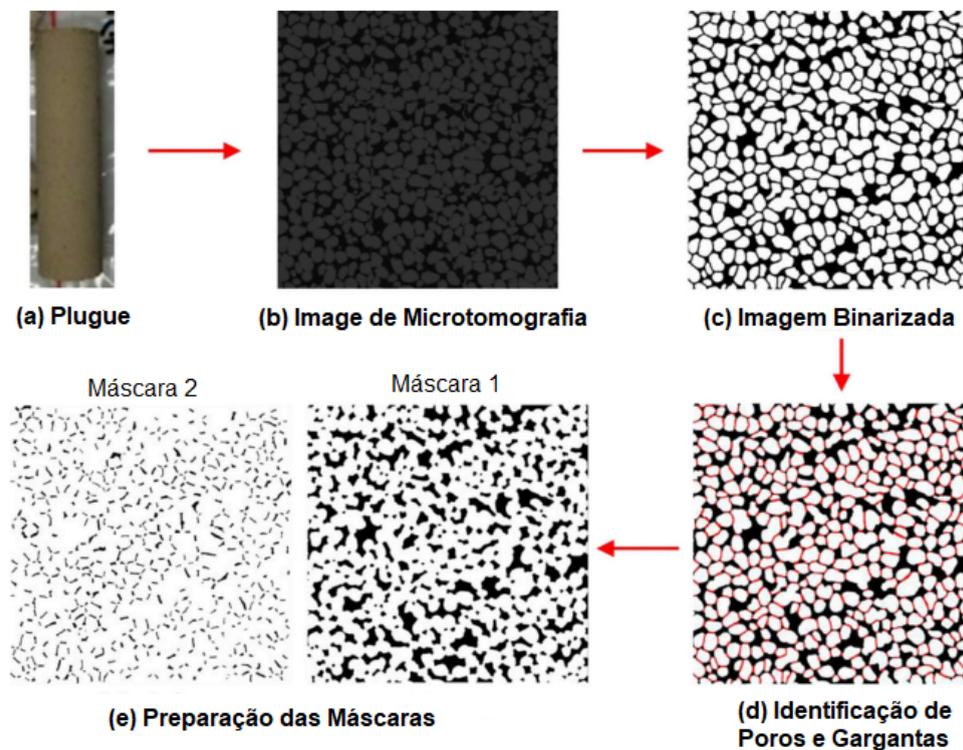


Figura 4.4: Mapa conceitual para preparação das máscaras. (a) Imagem de *plug*; (b) Imagem de microtomografia computadorizada; (c) Imagem binarizada da Fig. 4.4b; (d) Identificação de corpos

porosos (em escuro) e gargantas (em vermelho); (d) Imagem da máscara da garganta (máscara 1) e máscara do corpo dos poros (máscara 2) (adaptado de Yu *et al.*, 2019).

Gaol *et al.* (2020) apresentou uma nova abordagem para geração de micromodelos baseados em rochas reservatório reais. Um modelo 3D digital de rochas reservatório foi construído, com base em imagens de tomografia computadorizada de raios-X em microescala (μ CT), e suas propriedades e características morfológicas foram transferidas para uma estrutura de poros 2D. O fluxo de trabalho foi descrito em quatro etapas:

- (a) extração de propriedades de rocha de uma pilha de imagens μ CT de um plugue;
- (b) projeto de estrutura de poros de micromodelo;
- (c) projeto de máscara litográfica;
- (d) fabricação de micromodelo.

Inicialmente, imagens de alta resolução dos plugues foram obtidas e processadas para caracterização do meio poroso. Após, foram construídos mapas de distribuição do corpo de poros e gargantas e sobrepondo esses dois mapas foi construído o projeto de estrutura de poros, denominada “rock on a chip (ROC)”. Em seguida, foram implementados os pontos de entrada e saída, que foram conectados ao ROC por meio de canais artificiais com uma forma trapezoidal, para fornecer um fluxo de fluido homogêneo através do micromodelo. Por fim, seguiu-se para a gravação de um micromodelo de silício selado por duas camadas de vidro.

5. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Para o experimento foram utilizados dois micromodelos, M1 e M2. O micromodelo M1 contém uma rede de poros composta apenas por macrocanais conectados (na faixa de 200 a 500 μm) e grãos sólidos. Já o micromodelo M2 contém uma rede de dupla porosidade, com macrocanais e grãos com microporos (na faixa de 20 a 50 μm). O micromodelo M2 foi obtido a partir da transformação de grãos originalmente sólidos no modelo M1 em grãos microporosos. Esse procedimento visa incluir no sistema poroso um dos tipos de microporosidade encontrados em carbonatos (Cantrell e Hagerty, 1999). Desse modo, a influência da microporosidade sobre processos de transporte de interesse pode ser analisada. A figura 5.1 contém o projeto digital dos dois micromodelos.

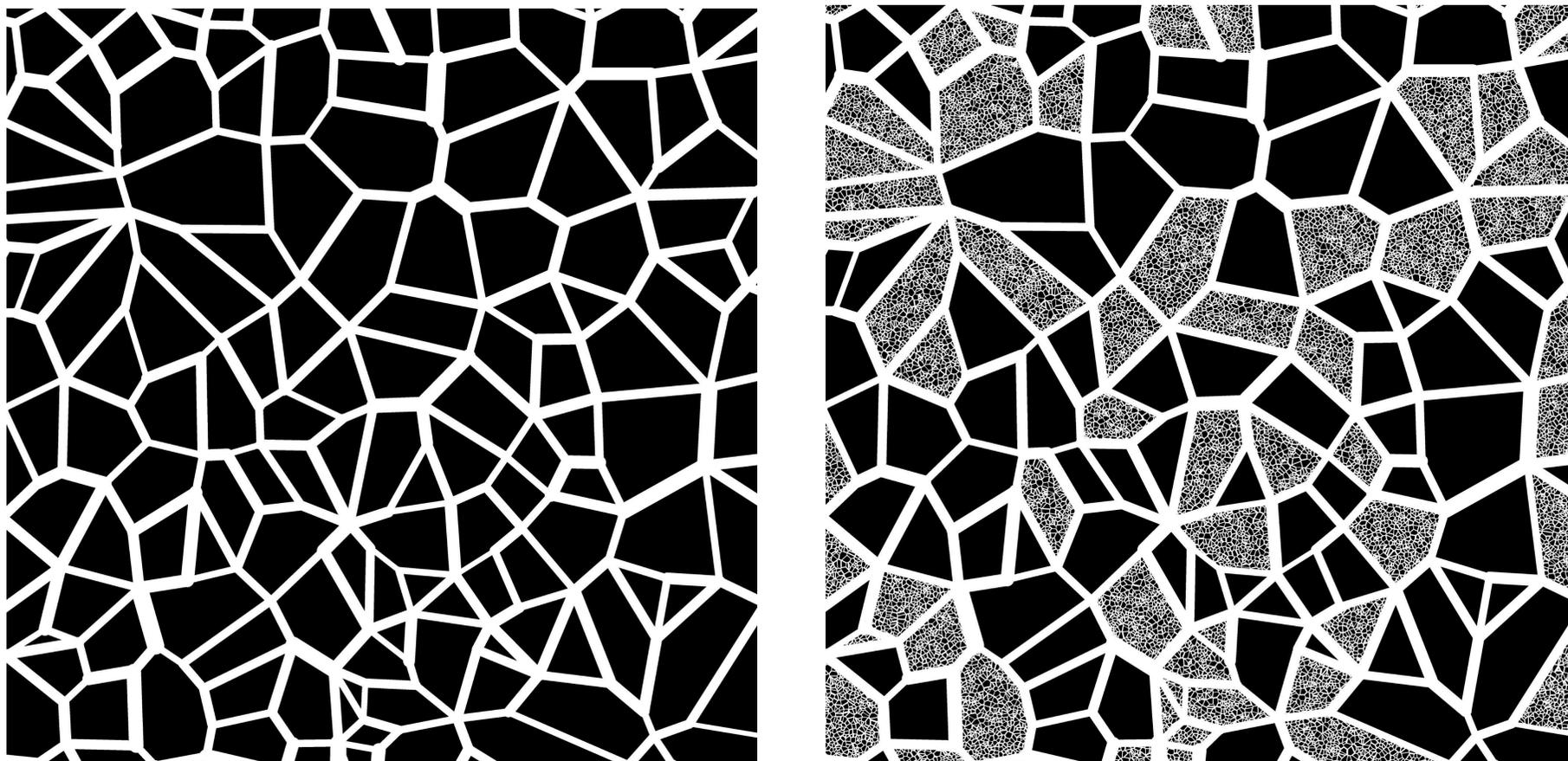


Figura 5.1: À esquerda, o micromodelo M1. À direita, o micromodelo M2, com macrocanais e alguns grãos sólidos de M1 convertidos em grãos microporosos. Poros e sólidos estão representados nas cores branca e preta, respectivamente.

Os micromodelos foram fabricados pelo laboratório de microeletrônica da Universidade de São Paulo em polidimetilsiloxano (PDMS) pela técnica de fotolitografia macia, tal técnica possibilitou a fabricação de micromodelos com poros menores e, conseqüentemente, de maior complexidade (Joseph *et al.*, 2013). Basicamente, o processo de fabricação consiste na moldagem de PDMS com um molde mestre SU-8 de cerca de 30 μm de espessura com as geometrias das regiões micro (largura de microcanal variando de 20 a 50 μm) e macroporos (largura de macrocanal variando de 200 a 500 μm). Após o desmolde, os orifícios de acesso de entrada/saída são perfurados e um substrato de vidro plano coberto por uma fina camada de PDMS parcialmente curada é utilizado para selar o dispositivo. A figura 5.2 ilustra, resumidamente, o processo de fabricação do micromodelo pela técnica de fotolitografia macia (Wolf et al., 2022).

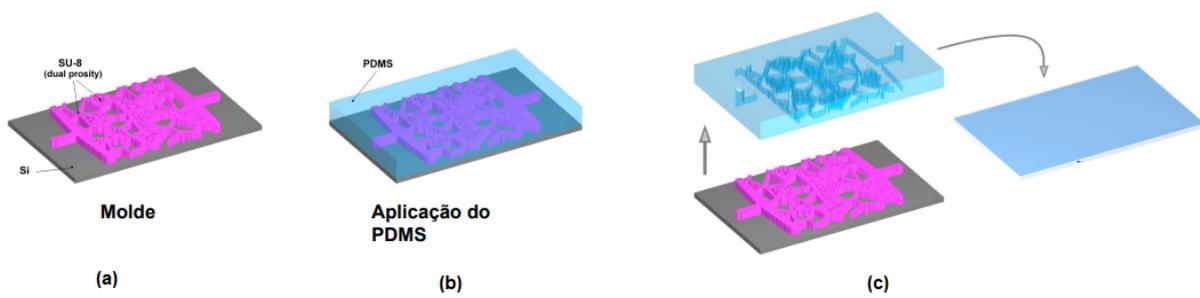


Figura 5.2: Fabricação do micromodelo: (a) molde mestre SU-8, (b) moldagem PDMS, (c) desmoldagem e vedação (adaptado de Wolf et al., 2022).

A fabricação é finalizada por uma cura de vedação final e a conexão do tubo para acesso externo. A figura 5.3 apresenta um exemplo do micromodelo M1 após finalização do processo de fabricação.

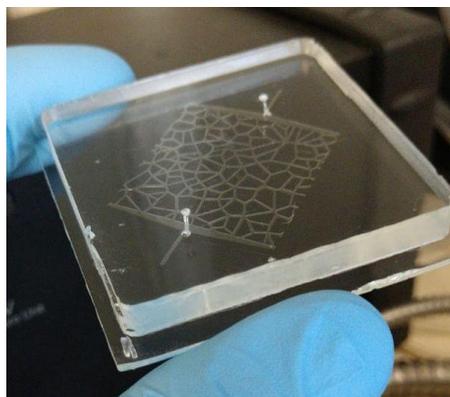


Figura 5.3: Exemplo do micromodelo M1 após finalização do processo de fabricação (adaptado de Wolf et al., 2022).

O dispositivo final tem dimensões $5 \times 5 \text{ cm}^2$ e profundidades dos canais $31(0,5) \mu\text{m}$ e $34,8(0,9) \mu\text{m}$, respectivamente para M1 e M2. Tais dimensões serão posteriormente utilizadas para o cálculo das permeabilidades absolutas de ambos os modelos

A bancada experimental, figura 5.4, foi composta por uma uma bomba de seringa Harvard Apparatus 11 Pico Plus Elite (precisão $\pm 0,35\%$), uma seringa de vidro Hamilton de $2500 \mu\text{l}$ ou $5000 \mu\text{l}$ conectada a um filtro de seringa Whatman com membrana de PTFE de tamanho de poro de $0,2 \mu\text{m}$, acoplado a um tubo Tygon com diâmetro interno de $500 \mu\text{m}$. Os valores de pressão foram monitorados por um sensor de pressão de passagem da Elveflow (modelo MPS 0, 70 mbar , precisão de até $\pm 0,5\%$ da faixa máxima). As imagens de alta resolução foram capturadas do Microscópio Estéreo Olympus Modelo SZX10 com uma câmera digital DP26 5.0 MP com lente objetiva de $0,5\text{x}$ e ampliação de foco de $2,0\text{x}$. Os experimentos foram realizados à temperatura de laboratório de 25°C .

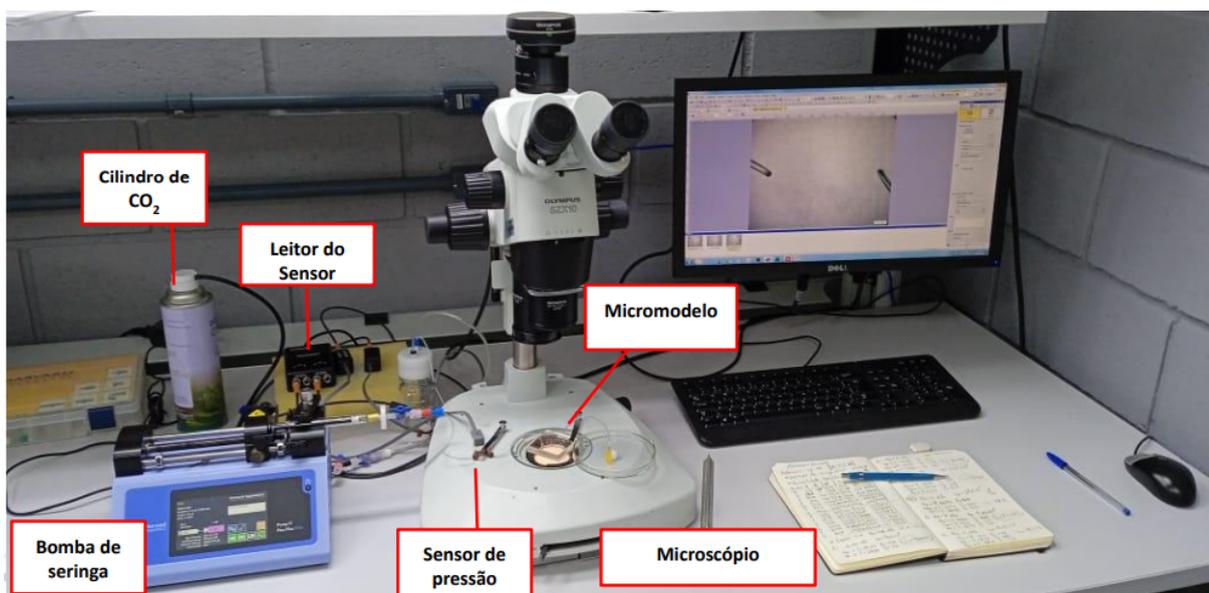


Figura 5.4: Configuração da bancada experimental.

Como fluidos, foram utilizados Óleo fluorado (FC-3283 da empresa 3M) com viscosidade, $\mu_o = 1,3 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, e água deionizada com viscosidade $\mu_w = 0,89 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, corada com azul de metileno ($0,01 \text{ g/ml}$). Representando os fluidos deslocado e deslocante respectivamente.

5.1 Saturação inicial dos micromodelos

O primeiro procedimento foi a retirada do ar do espaço poroso, sendo realizado o preenchimento do micromodelo com dióxido de carbono (CO_2). Este processo facilita a eliminação de bolhas de ar.

Em seguida, o óleo fluorado (FC) foi injetado para completa saturação do micromodelo. Para acelerar o processo de saturação inicial, a pressão do sistema foi mantida em torno de 100 mbar, ajustando a vazão no tubo de saída por uma válvula de agulha, isso otimiza a eliminação das bolhas e a completa saturação dos micromodelos com o óleo. A saturação é confirmada com a inspeção visual de todo micromodelo com o microscópio.

Por ser incolor, o FC impossibilitou o cálculo da porosidade de forma experimental, sendo utilizado os valores de porosidade obtidos a partir dos modelos digitais: 27,3 e 40,2% para M1 e M2, respectivamente.

5.2 Medição de permeabilidade absoluta

Com o micromodelo completamente saturado, as medições de permeabilidade absoluta foram realizadas a partir do monitoramento da relação vazão e pressão. Respeitando a Lei de Darcy, apresentada no capítulo 2, a relação $\Delta P \times Q$ apresenta um comportamento linear, e o coeficiente da curva que ajusta os pontos é utilizado para o cálculo da permeabilidade. Devido à forma dos micromodelos, o único parâmetro geométrico necessário para medir a permeabilidade é a profundidade do canal, apresentada anteriormente.

Para ambos micromodelos, um conjunto de valores de $\Delta P \times Q$ foi obtido seguindo um processo cíclico. A vazão foi aumentada em etapas, até um valor máximo e, em seguida, foi diminuída em etapas até atingir o valor inicial. Dois ciclos foram realizados para cada experimento, totalizando quatro medições de pressão para cada vazão imposta.

5.3 Drenagem óleo-água

Em seguida, foram realizados experimentos de deslocamento óleo-água, para visualização e análise dos processos de drenagem. A água com corante de azul-metileno foi injetada à vazão de 0,500 ml/h e 0,557 ml/h, respectivamente para os micromodelos M1 e

M2, garantindo um regime com número capilar igual a 4×10^{-6} . Os valores de vazões foram calculados de acordo com as diferentes profundidades dos canais. Após o *breakthrough*, a injeção continuou até que pelo menos 10 volumes porosos fossem injetados e não se observassem alterações nas distribuições dos fluidos.

Finalizado o processo de drenagem, foram calculadas as saturações de fluido residual. Os cálculos de saturação foram realizados por análise de imagem com o software de código aberto *ImageJ/Fiji*. Para cada micromodelo, uma imagem de alta definição foi montada a partir de quatro imagens de 2448×1920 pixels, utilizando a ferramenta *TrakEM2*, um plug-in que fornece recursos de costura de imagens. Após a montagem foram aplicados os filtros *FFT bandpass* e *Unsharp Mask*, proporcionando uma melhora nos contrastes. Em seguida, as imagens foram binarizadas pelo algoritmo de Otsu. Por fim, as imagens binarizadas foram processadas para extração da saturação de água. A quantificação da saturação é feita pela contagem dos pixels pretos, que representam as áreas ocupadas pela água corada.

5.4 Medição de permeabilidade relativa

Seguindo os procedimentos experimentais de Buchgraber *et al.* (2012), as curvas de permeabilidade relativa para a água foram obtidas a partir do monitoramento do processo de drenagem a diferentes vazões de injeção de água.

Foram aplicados passos de vazões variando de 0,5 à 5 ml/h para M1 e 0,557 ml/h à 5,57 ml/h para M2, proporcionando uma variação do Ca de 4×10^{-6} à 4×10^{-5} . Em cada etapa, passo de vazão, foram injetados 10 volumes porosos de água e após a estabilização da pressão a relação $\Delta P \times Q$ foi utilizada para cálculo da permeabilidade efetiva da água, de acordo com a Lei de Darcy.

Em cada etapa, foram capturadas imagens de alta definição, para determinar a saturação média dos micromodelos, seguindo o processo apresentado acima.

Através do constante monitoramento de vazão, pressão e a captura de imagens de alta resolução foram obtidas a relação entre a saturação e a permeabilidade relativa da água ($S_w \times K_{rw}$) para cada regime de Ca em ambos os modelos porosos.

6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

6.1 Medições de permeabilidade absoluta

Para o presente trabalho foram considerados os valores de porosidade obtidos a partir dos modelos digitais dos micromodelos M1 e M2. Isso se deu ao fato de os micromodelos terem sido saturados inicialmente com o óleo FC-3283, impossibilitando o uso e análise de imagem pela falta de contraste entre o óleo e o micromodelo. Até o momento, não foi encontrado na literatura um corante adequado para dissolução no óleo em questão, impossibilitando o contraste necessário à análise das imagens. Além disso, Wolf et al. (2022) realizaram estudos de análise com os micromodelos M1 e M2 comparando os valores das porosidades digitais e experimentais, utilizando a mesma metodologia empregada neste trabalho e obteve resultados satisfatórios considerando os erros inerentes ao processo manual de captura e análise das imagens.

Utilizada para quantificar a capacidade de escoamento em meios porosos, a permeabilidade absoluta foi extraída a partir da relação linear entre os valores monitorados de vazão e pressão. Como observado na figura 6.1, a relação $Q \times \Delta P$ para os modelos M1 e M2 tiveram um ótimo ajuste linear, respeitando o comportamento esperado pela Lei de Darcy.

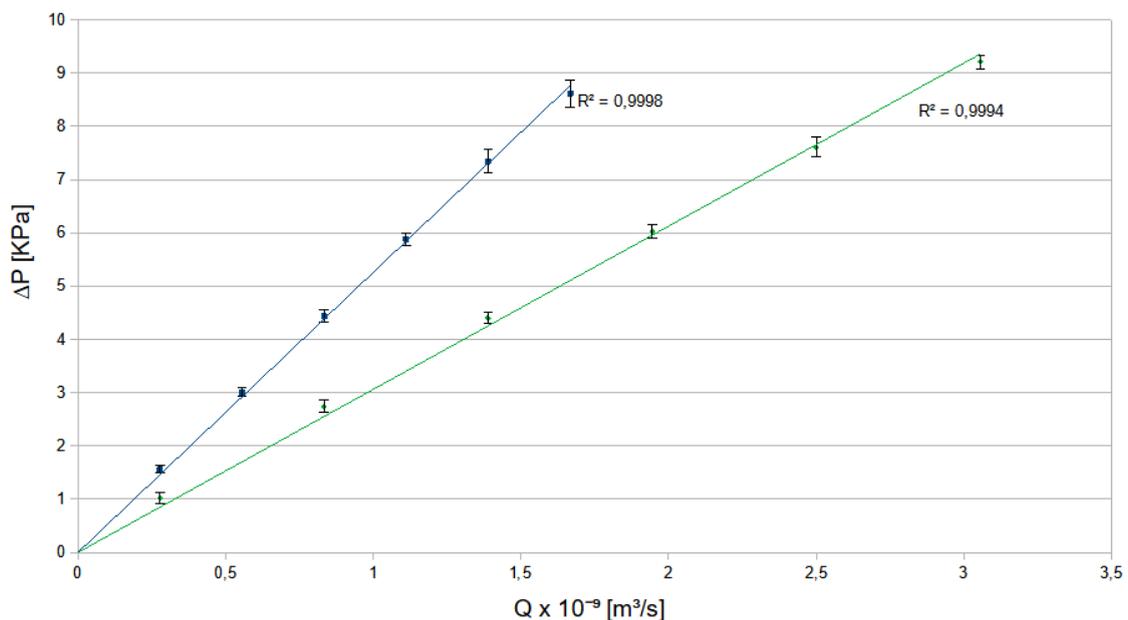


Figura 6.1: Relação $\Delta P \times Q$ para o micromodelo M1 (azul) e M2 (verde) com respectivas curvas de ajuste linear. Barras de erro plotadas considerando desvio padrão de três medidas experimentais.

A partir da Lei de Darcy, com o coeficiente angular das curvas de ajuste linear, obteve-se os valores de permeabilidade dos modelos M1 (curva azul) e M2 (curva verde), apresentados na tabela 1, onde é possível uma direta comparação com seus valores de porosidade.

Tabela 1 - permeabilidade dos micromodelos M1 e M2 com desvio padrão das medições.

Modelo	Porosidade [%]	Permeabilidade Absoluta [D]
M1	27,3	8,08 (0,22)
M2	40,2	12,34 (0,35)

Com um aumento de cerca de 47% de porosidade, devido à conversão dos grãos em estruturas microporosas, conforme destaque da figura 6.2, o micromodelo M2 teve um aumento considerável de permeabilidade em comparação ao modelo macroporoso puro M1. Isso se dá ao fato de com essa conversão, novos canais foram criados, adicionando vias para o escoamento do fluido. Além disso, importante destacar que a permeabilidade teve um aumento de 53%, valor acima do aumento da porosidade, evidenciando a relação direta, porém não proporcional de ϕ e K .

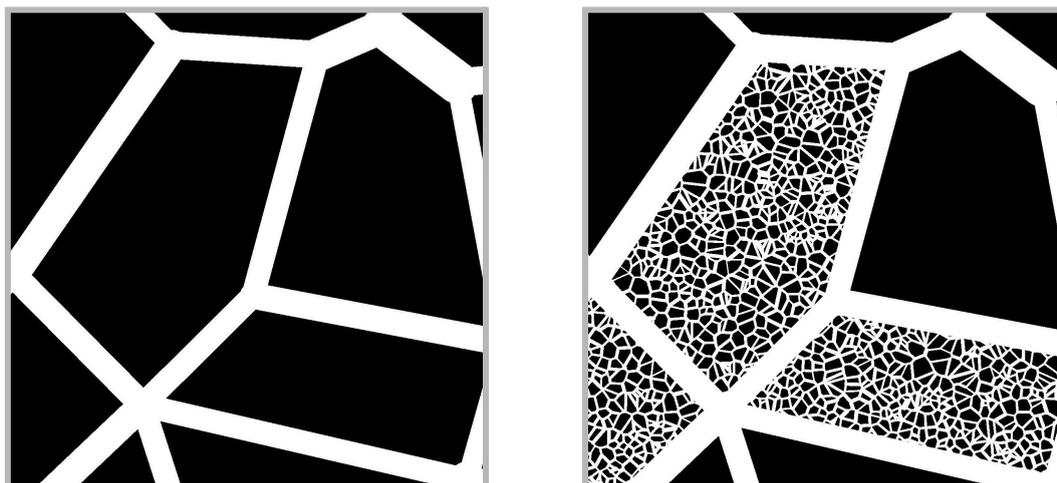


Figura 6.2: Destaque da conversão de grãos sólidos de M1, à esquerda, convertidos em grãos microporosos de M2, à direita. Poros e sólidos estão representados nas cores branca e preta, respectivamente.

6.2 Drenagem óleo-água

Com o objetivo de visualizar a dinâmica do deslocamento água-óleo e comparar a influência da espessura dos canais e das regiões de microporosidades, foi realizado o experimento de drenagem do óleo pela água.

A partir da figura 6.3 é possível observar o comportamento do fluxo de água, em alguns instantes de tempo, 6.3(a), 6.3(b) e 6.3(c), durante o processo da drenagem para o micromodelo M1. Foi injetado água a uma taxa constante de 0,500 ml/h, garantindo um regime com número capilar (Ca) igual a 4×10^{-6} .

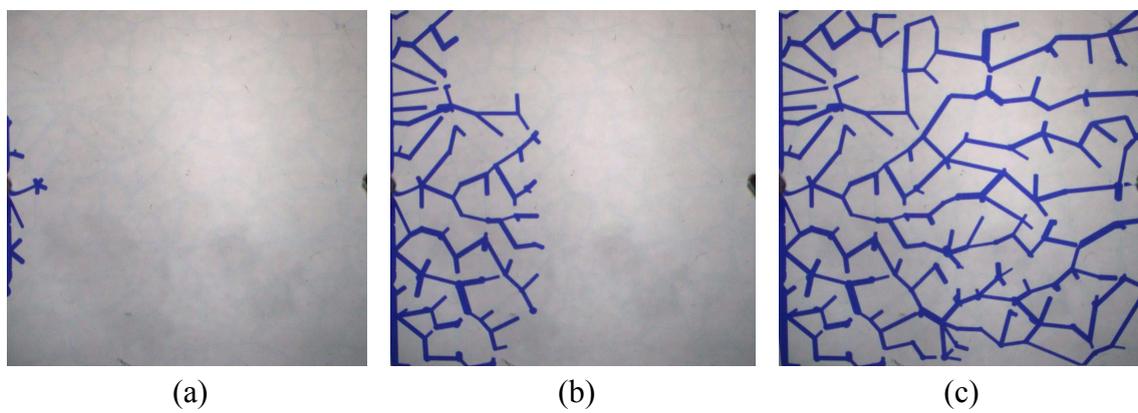


Figura 6.3: Capturas do deslocamento da fase óleo pela água (azul) durante processo de drenagem para M1 em diferentes instantes de tempo.

Para o micromodelo M1, observa-se uma interface óleo-água que viaja com velocidade e forma praticamente constante. Após atingir o *breakthrough*, continuou-se a injeção de água até que fosse injetado um volume de pelo menos 10 vezes o volume poroso, chegando a uma saturação de 0,7.

A partir da figura 6.4 é possível observar o comportamento do fluxo de água, em alguns instantes de tempo, 6.4(a), 6.4(b) e 6.4(c), durante o processo da drenagem para o micromodelo M2. Foi injetado água a uma taxa constante de 0,557 ml/h, garantindo um regime com número capilar (Ca) igual a 4×10^{-6} .

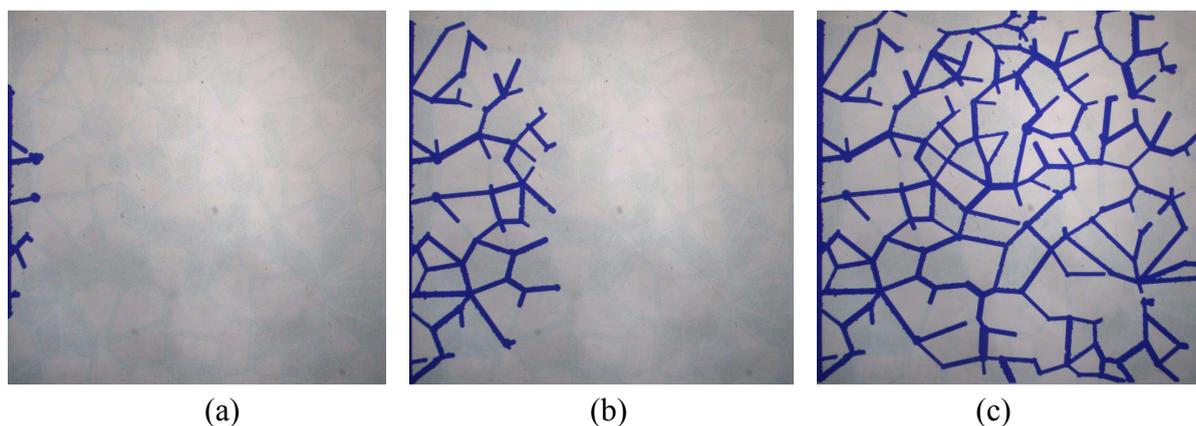


Figura 6.4: Capturas do deslocamento da fase óleo pela água (azul) durante processo de drenagem para M2 em diferentes instantes de tempo.

Observa-se que a dinâmica da interface possui grande semelhança àquela observada para o modelo M1 em que a frente de invasão tem um comportamento estável. Após atingir o *breakthrough*, continuou-se a injeção de água até que fosse injetado um volume de pelo menos 10 vezes o volume poroso, chegando a uma saturação de 0,52.

Importante destacar que as figuras 6.3 e 6.4 apresentam injeção de água pelo lado inverso dos micromodelos, porém tal situação não alterou a dinâmica de escoamento nem tão pouco os resultados obtidos.

A figura 6.5 possibilita uma comparação direta entre as saturações resultantes do processo de drenagem para M1, à esquerda, e M2, à direita.

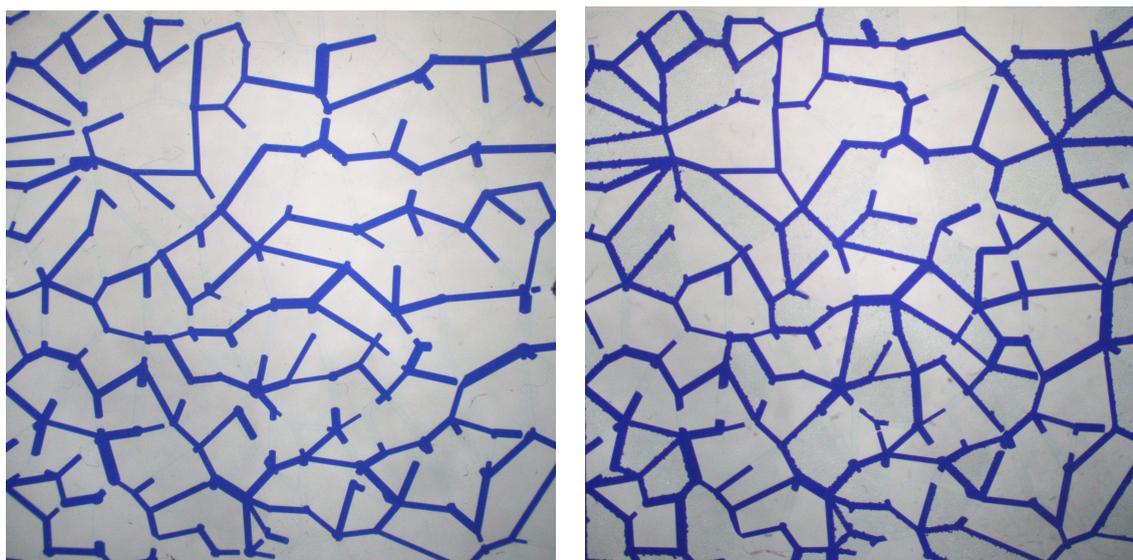


Figura 6.5: Saturação de água para drenagem à $Ca = 4 \times 10^{-6}$ os micromodelos M1 (esquerda) e M2 (direita).

Observa-se um padrão semelhante no preenchimento e deslocamento de óleo nos macrocanais em ambos os modelos, destacando o eficiente deslocamento do óleo nos canais horizontais, paralelos ao deslocamento óleo-água. Ainda, de acordo com a análise visual, é possível observar que o micromodelo M2 apresenta um maior preenchimento de água nos macrocanais, maior preenchimento em azul. Porém, de acordo com os valores de apresentados à cima, $S_w[M2] < S_w[M1]$, tal resultado deve-se ao fato de M2 possuir um volume poroso 47% maior, o que destaca a importância dos microcanais no aprisionamento de óleo imobilizável.

Um ponto importante, é que a conversão de grãos porosos em microcanais, no modelo M2, criou novas vias de fluxo, auxiliando na mobilização e deslocamento do óleo nos macrocanais, o que favoreceu o processo de drenagem nesses macrocanais. Esse aumento na conectividade favoreceu o escoamento do óleo, o que fez com que a água de injeção deslocasse com maior facilidade o FC-3283 presente nos macrocanais, gerando um aumento da permeabilidade efetiva da água.

Porém, importante destacar que o fluxo nos microcanais ocorreu de forma preferencial, pois praticamente não houve preenchimento dos microcanais porosos com a água, mostrando a forte adesão e a preferência do óleo nessas regiões. Consequentemente, evidencia-se a grande dificuldade de mobilização do óleo a baixas vazões.

6.3 Influência do Ca na relação $K_{rw} \times S_w$

A permeabilidade relativa é uma das principais propriedades que determinam as características do escoamento, ajudando a entender os processos de fluxo multifásico em meios porosos (Buchgraber et al., 2012).

A etapa seguinte consistiu em analisar a relação entre a permeabilidade relativa e a saturação da água para diferentes valores de Ca . Através do constante monitoramento de vazão, pressão e a captura de imagens de alta resolução foi possível observar a relação $S_w \times K_{rw}$ para cada etapa.

A tabela 2 apresenta as medidas de saturação, permeabilidade efetiva e permeabilidade relativa da água para etapas de injeção de 0,5 ml/h à 5 ml/h no micromodelo

M1. Como pode-se observar o consequente aumento de pressão decorrente do aumento da vazão de injeção gerou uma mudança na dinâmica de alocação dos fluidos. A cada passo de aumento no fluxo de injeção houve aumentos nos valores de saturação e permeabilidade da água.

Tabela 2 - Valores de saturação de água (S_w), permeabilidade efetiva (k_{ew}) e permeabilidade relativa (k_{rw}) em função do número capilar (Ca). Os valores entre parênteses representam o desvio padrão para S_w e k_{ew} e a propagação dos erros combinados para K_{rw} .

Ca	S_w	K_{ew} [D]	K_{rw}
$4,03 \times 10^{-6}$	0,70 (0,01)	2,09 (0,15)	0,26 (0,02)
$8,06 \times 10^{-6}$	0,72 (0,03)	2,83 (0,23)	0,35 (0,03)
$1,61 \times 10^{-5}$	0,74 (0,01)	3,63 (0,04)	0,45 (0,01)
$2,42 \times 10^{-5}$	0,75 (0,01)	4,29 (0,02)	0,53 (0,01)
$3,23 \times 10^{-5}$	0,76 (0,01)	4,64 (0,26)	0,57 (0,04)
$4,03 \times 10^{-5}$	0,76 (0,01)	4,74 (0,43)	0,59 (0,05)

A figura 6.6 possibilita a comparação direta entre as saturação de água nos canais porosos para $Ca=4 \times 10^{-6}$ e $Ca=4 \times 10^{-5}$, sendo possível visualizar um aumento no preenchimento dos canais perpendiculares ao deslocamento, o que ocasionou o aumento de 0,06 (0,01) na saturação. Como consequência, o aumento da saturação gerou um aumento considerável na permeabilidade relativa da água, o que mostra que em um fluxo bifásico, o escoamento de cada fluido é dificultado pela presença do outro.

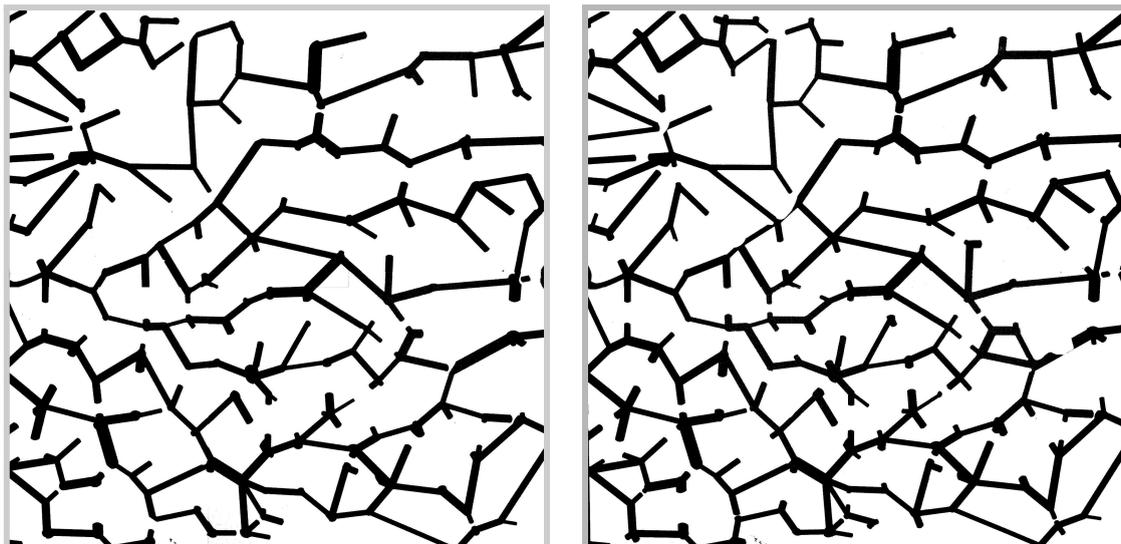


Figura 6.6: Saturação de água para diferentes valores de número capilar para o caso M1. As imagens foram binarizadas, de modo que as cores em preto representam os canais preenchidos com água. À esquerda S_w para $Ca = 4 \times 10^{-6}$, à direita S_w para $Ca = 4 \times 10^{-5}$.

A tabela 3 apresenta as medidas de saturação e permeabilidade da água para o micromodelo M2.

Tabela 3 - Valores de saturação de água (S_w), permeabilidade efetiva (k_{ew}) e permeabilidade relativa (k_{rw}) em função do número capilar (Ca). Os valores entre parênteses representam o desvio padrão para S_w e k_{ew} e a propagação dos erros combinados para K_{rw} .

Ca	S_w	K_{ew} [D]	K_{rw}
$4,00 \times 10^{-6}$	0,52 (0,01)	3,03 (0,07)	0,25 (0,01)
$7,18 \times 10^{-6}$	0,54 (0,01)	4,25 (0,07)	0,34 (0,02)
$1,44 \times 10^{-5}$	0,56 (0,01)	5,29 (0,18)	0,43 (0,03)
$2,15 \times 10^{-5}$	0,57 (0,01)	5,33(0,06)	0,44 (0,02)
$2,87 \times 10^{-5}$	0,58 (0,01)	6,21 (0,04)	0,50 (0,02)
$4,00 \times 10^{-5}$	0,59 (0,01)	6,41 (0,04)	0,52 (0,02)

No micromodelo M2, o processo de drenagem do óleo nos canais macroporosos ocorreu de forma similar ao M1, com destaque para o preenchimento dos canais perpendiculares ao fluxo. Assim como no modelo M1, houve um aumento de 0,07 (0,01) na saturação de água, o que conseqüentemente gerou um aumento considerável em sua

permeabilidade relativa, reafirmando a direta relação entre saturação e permeabilidade relativa dos fluidos. Além disso, foi possível observar o início do preenchimento dos microcanais porosos conforme figura 6.7.

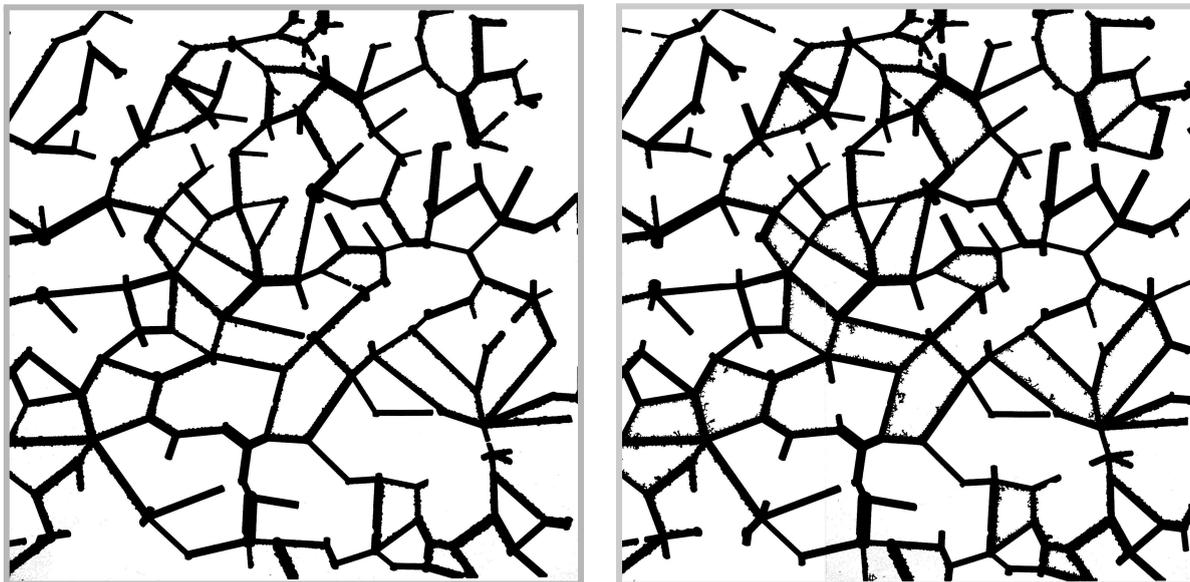


Figura 6.7: Saturação de água para diferentes valores de número capilar para o caso M2. As imagens foram binarizadas, de modo que as cores em preto representam os canais preenchidos com água. À esquerda S_w para $Ca = 4 \times 10^{-6}$, à direita S_w para $Ca = 4 \times 10^{-5}$.

A figura 6.8 destaca uma determinada região do micromodelo M2, sendo possível visualizar com maior detalhes o início da invasão da água nos canais microporosos. Com o aumento da vazão, conseqüentemente houve aumento na pressão capilar, o que possibilitou a invasão da água e início do deslocamento do óleo anteriormente não mobilizável à vazões de drenagem mais baixas.

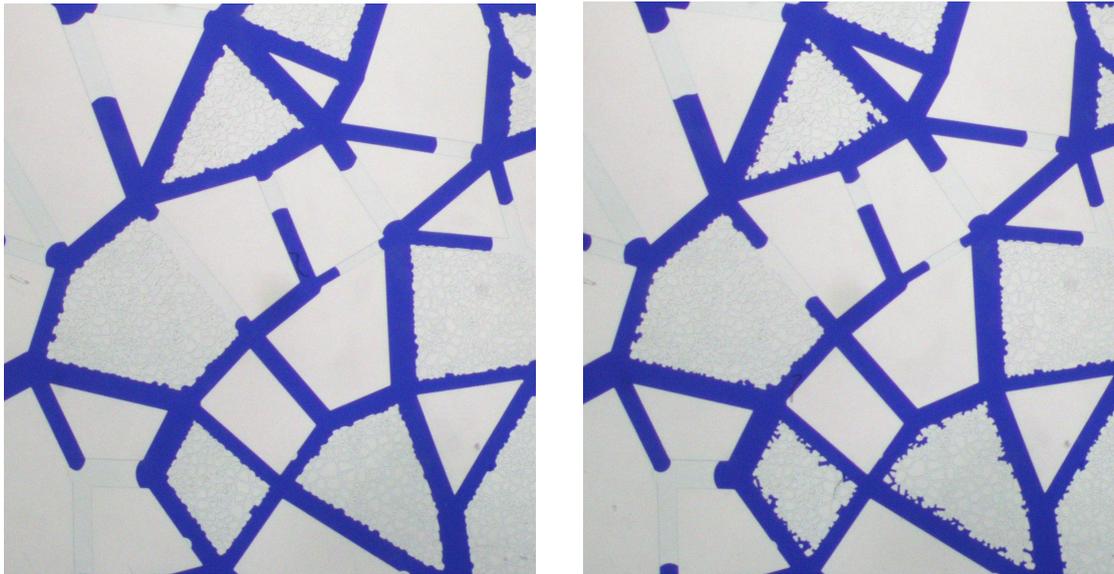


Figura 6.8: Destaque do micromodelo M2, S_w pós drenagem à $Ca = 4,03 \times 10^{-6}$ (esquerda) e $Ca = 4,03 \times 10^{-5}$ (direta).

Em experimentos de deslocamento bifásicos em micromodelos, Lenormand (1990) mostrou que ambos os fluidos podem escoar simultaneamente no mesmo canal, buscando o fluido molhante escoar nos cantos, colado às paredes do microcanal, conforme ilustrado na figura 6.9. Com isso, devido à transparência do FC-3283 não foi possível visualizar sua mobilização e deslocamento conforme a gradativa invasão da água de injeção nos canais microporosos do M2, decorrente do aumento na pressão capilar.

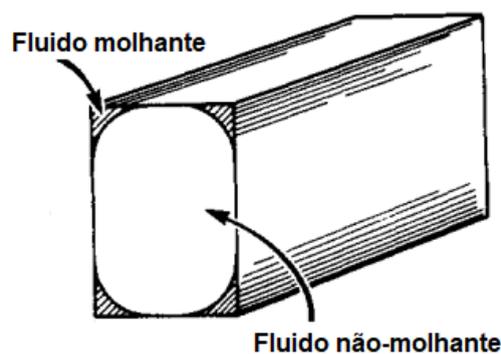


Figura 6.9: Distribuição dos fluidos molhantes e não-molhantes no interior de um microcanal (Adaptado de Lenormand, 1990)

Por fim, analisando os resultados de S_w e K_{rw} , observou-se um bom ajuste linear entre os pontos experimentais, para os dois micromodelos, como proposto nos trabalhos de Buchgraber et al. (2012) e Chang et al. (2009). Tais resultados evidenciam a relação direta

entre a permeabilidade relativa e saturação de água para os micromodelos analisados. Tal ajuste pode ser observado na figura 6.10.

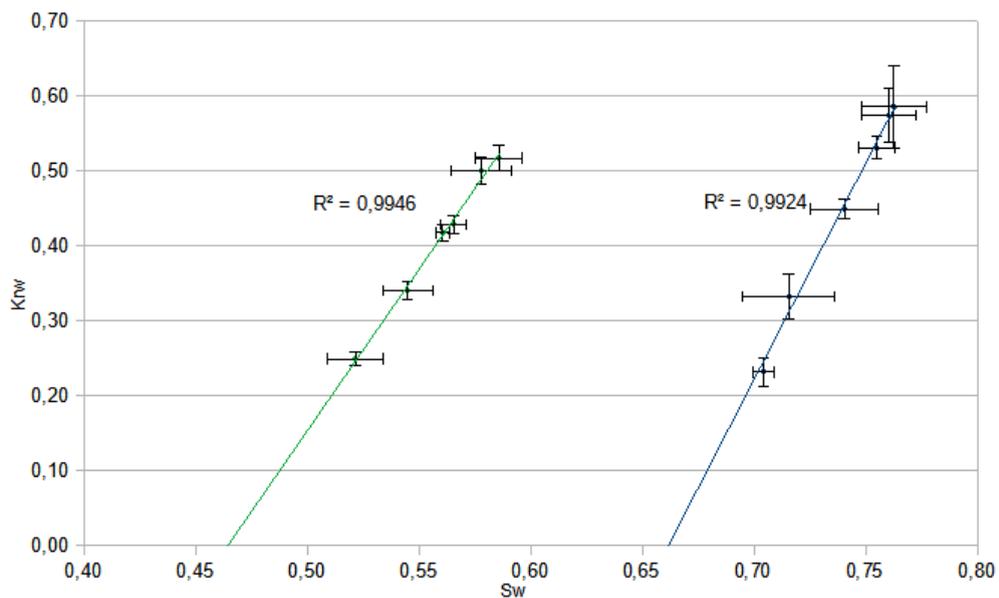


Figura 6.10: Relação $K_{rw} \times S_w$ para o micromodelo M1 (azul) e M2 (verde) com respectivas curvas de ajuste linear. Barras de erro plotadas considerando desvio padrão de três medidas experimentais.

7. CONCLUSÃO

A utilização dos micromodelos M1 e M2 possibilitou a análise e a discussão da influência das estruturas microporosas nos valores de permeabilidade absoluta e no processo de drenagem óleo-água, além de proporcionar a comparação dos dados experimentais de permeabilidade e saturação para diferentes regimes de injeção de fluido, variando o Ca de 4×10^{-6} à 4×10^{-5} . A partir dos dados experimentais e das observações, foi possível concluir que embora a transformação de grãos de M1 em microcanais tenha gerado um aumento significativo de 47% no espaço poroso do micromodelo M2, os valores de saturação de água reduziram de M1 para M2, pois tais espaços criados foram preenchidos por óleo praticamente imobilizável à pressões de trabalho utilizados nesses experimentos.

Foi possível observar que um padrão semelhante no preenchimento e deslocamento de óleo nos macrocanais ocorreu em ambos os modelos, destacando o eficiente deslocamento do óleo nos canais horizontais. A conversão de grãos porosos em microcanais, no modelo M2, criou novas vias de fluxo, auxiliando na mobilização e deslocamento do óleo nos macrocanais, o que favoreceu o processo de drenagem nessas regiões. Porém, praticamente não houve invasão de água nos microcanais porosos, evidenciando a forte adesão do óleo a essas regiões.

Com o aumento das vazões de injeção de água foi possível observar uma gradativa invasão do fluido não-molhante nas regiões microporosas, o que aumentaram as taxas de saturação e permeabilidade relativa da água, evidenciando a relação direta entre K_{rw} , S_w e Ca . Saturação e permeabilidade relativa do fluido possuem uma relação direta.

Com isso, conclui-se que as taxas de deslocamento e aprisionamento dos fluidos em um meio poroso são sensivelmente dependentes da geometria do espaço poroso e do regime de injeção escolhido.

É importante destacar que para um aprimoramento estatístico observou-se a necessidade da realização de um maior número de experimentos.

7.1 Trabalhos Futuros

Buscando a continuidade e o aprimoramento do presente trabalho pode-se destacar como trabalhos futuros:

- i. Aprimorar análise estatística e o cálculo das incertezas;
- ii. Realizar o processo de embebição e comparar os resultados de deslocamento e aprisionamento de fluidos com a drenagem;
- iii. Buscar um corante que possa ser aplicado ao FC-3283, proporcionando o contraste entre o óleo e o micromodelo;
- iv. Realizar os experimentos com diferentes combinações de fluidos deslocantes e deslocados, analisando a influência das relações de molhabilidade nos resultados de deslocamento e aprisionamento;
- v. Realizar experimentos com geometria de poros com maior complexidade;
- vi. Comparar os métodos transiente e permanente na determinação da permeabilidade relativas dos fluidos;

REFERÊNCIAS

- ADAMSON, A. W.; GAST, A. P. **Physical Chemistry of Surface**. 6th Edition, Wiley, August, 1997.
- ANBARI, A.; CHIEN, H.; DATTA, S. S.; DENG, W.; WEITZ, D. A.; FAN, J. **Microfluidic Model Porous Media: Fabrication and Applications**. *Small*, 14 (18), 2018.
- BUCHGRABER, M; AL-DOSSARY, M; ROSS, C. M.; KOVSCEK, A. R. **Creation of a dual-porosity micromodel for pore-level visualization of multiphase flow**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 86-87:27-38, 2012.
- CANTRELL, D. L.; HAGERTY, R. M. **Microporosity in Arab Formation Carbonates, Saudi Arabia**. *GeoArabia*, 4(2): 129-154, 1999.
- CHANG, L.C.; CHEN, Z. H. H; SHAN, H. Y. Effect of connectivity and wettability on the relative permeability of NAPLs. *Environ. Geol.* 56:1437–1447, 2009.
- CHATENEVER, A.; CALHOUN, J.C. J. **Visual examinations of fluid behavior in porous media: Part 1**. *Petroleum Transactions, AIME* 195, pp. 149–156, 1952.
- CUNHA, A. R. **Caracterização de sistemas porosos de rochas reservatório de petróleo a partir da extração de redes poro-ligações**. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.
- FILHO, O. M.; NETO, H. V. **Processamento Digital de Imagens**. Rio de Janeiro, Brasport, 1999.
- FU, T. **Microfluidics in CO₂ Capture, Sequestration, and Applications**. *Advances in Microfluidics - New Applications in Biology, Energy, and Materials Sciences*, Xiao-Ying Yu, IntechOpen, 2016.
- GAOL, C. L.; WEGNER, J.; GANZER, L. **Real structure micromodels based on reservoir rocks for enhanced oil recovery (EOR) applications**. *Lab Chip*, 20, 2197, 2020.
- GASPARI, H. C. **Caracterização de microestruturas porosas a partir da análise de imagens digitais: permeabilidade intrínseca e fator de formação**. Dissertação (Mestrado

em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

GOGOI, S.; GOGOI, S. B. **Review on microfluidic studies for EOR application.** Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9, 2263-2277, 2019.

GUNDA, N. S. K.; BERA, B.; KARADIMITRIOU, N. K.; MITRA, S. K.; HASSANIZADEH, S. M. **Reservoir-on-a-Chip (ROC): A new paradigm in reservoir engineering.** Lab Chip, 11, 3785–3792, 2011.

HOUSTON, A. N.; OTTEN, W.; FALCONER, R.; MONGA, O.; BAVEYE, P. C.; HAPCA, S. M. **Quantification of the pore size distribution of soils: Assessment of existing software using tomographic and synthetic 3D images.** Geoderma, 299, 73–82, 2017.

JERAULD, G.R., SALTER, S.J. **The effect of pore-structure on hysteresis in relative permeability and capillary pressure: Pore-level modeling.** Transp Porous Med, 5, 103–151 1990.

JOSEPH, J.; GUNDA, N. S. K.; MITRA, S. K. **On-chip porous media: Porosity and permeability measurements.** Chemical Engineering Science, 99:274-28, 2013.

KARADIMITRIOU, N. K.; HASSANIZADEH, S.M. **A review of micromodels and their use in two-phase flow studies.** Vadose Zone J., 11 (3), 215–228, 2012.

LENORMAND, R. **Liquids in porous media.** Journal of Physics: Condensed Matter, v. 2, p. SA79–SA88, 1990.

LIFTON, V. A. **Microfluidics: an enabling screening technology for enhanced oil recovery (EOR).** Lab Chip, 16, 1777–1796, 2016.

NERMOEN, A. **Piercement structures in granular media.** Thesis submitted for the degree Master of Science. University of Oslo, Norway, 2006.

OTSU, N. **A threshold selection method from gray-level histograms.** Automatica, vol. 11, no. 285–296, pp. 23–27, 1975.

RABBANI, A.; AYATOLLAHI, S. **Comparing Three Image Processing Algorithms to Estimate the Grain-Size Distribution of Porous Rocks From Binary 2D Images and**

Sensitivity Analysis of the Grain Overlapping Degree. Special Topics & Reviews in Porous Media - An International Journal, 6 (1), 71–89, 2015.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2006.

SANTOS, V. A. **Avaliação da Interação Óleo-Solução Aquosa de Baixa Salinidade em Escala de Poro Via Microtomografia de Raios X: Uma Análise Voltada à Recuperação Melhorada de Óleo.** Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Materiais) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021.

SAADAT, M.; YANG, J.; DUDEK, M.; OYE, G. TSAI, P. A.; **Microfluidic investigation of enhanced oil recovery: The effect of aqueous floods and network wettability.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 203, 108647, 2021.

SCHÖN, J. H. **Propriedade Física das Rochas Aplicadas à Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro, Elsevier, 2015.

VARGAS, K. M. C. **Processo de Deslocamento de Óleo em Micro Modelos de Meios Porosos por Injeção de Emulsão de Óleo em Água.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

VEGINI, G. L. R. **Análise de Escoamentos em Microporos pela Técnica de Velocimetria por Imagem de Partículas.** Monografia (Graduação em Engenharia Aeroespacial) Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2019.

WANG, W.; CHANG, S.; GIZZATOV, A. **Toward Reservoir-on-a-Chip: Fabricating Reservoir Micromodels by in Situ Growing Calcium Carbonate Nanocrystals in Microfluidic Channels.** ACS Appl. Mater. Interfaces, 9, 29380–29386, 2017.

WHITESIDES, G. M. **The origins and the future of microfluidics.** Nature, 442 (7101), 368, 2006.

WILLHITE, P. G. **Waterflooding.** SPE Textbook Series, Vol. 3, 1986.

WOLF, F. G. **Modelagem da Interação Fluido-sólido para Simulação de Molhabilidade e Capilaridade usando o Modelo Lattice-Boltzmann.** Tese (Doutorado em Engenharia

Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

WOLF, F. G.; SIEBERT, D. N.; CARREÑO, M. N. P.; LOPES, A. T.; ZABOT, A. M.; SURMAS, R. **Dual-porosity micromodels for the study of multiphase fluid flow in carbonate rock.** A ser publicado em 2022.

YOUNG, T. **An Essay on the Cohesion of Fluids.** Philosophical Transactions of the Royal Society of London. 95: 65-87, 1805.

YU, F.; JIANG, H; XU, F.; FAN, Z.; SU, H.; LI, J. **New insights into flow physics in the EOR process based on 2.5D reservoir micromodels.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v 181, 106214, 2019

YUN, W.; ROSS, C. M.; ROMAN, S.; KOVSCEK. **Creation of a dual-porosity and dual-depth micromodel for the study of multiphase flow in complex porous media.** Lab Chip, 17, 1462–1474, 2017.