



Rodrigo Cid Loureiro Assaf

**Microtomografia de Raios-x Aplicada à
Visualização do Escoamento Bifásico em
Meios Porosos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia de Materiais e de
Processos Químicos e Metalúrgicos da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sidnei Paciornik

Co-Orientador: Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Rio de Janeiro
Março de 2018



Rodrigo Cid Loureiro Assaf

**Microtomografia de Raios-x Aplicada à
Visualização do Escoamento Bifásico em
Meios Porosos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia de Materiais e de Processos
Químicos e Metalúrgicos da PUC-Rio. Aprovada pela
Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Sidnei Paciornik

Orientador

Departamento de Engenharia Química e de Materiais - PUC-Rio

Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Co-Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado

Petróleo Brasileiro - Rio de Janeiro

Dra. Karen Soares Augusto

Departamento de Engenharia Química e de Materiais - PUC-Rio

Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 26 de março de 2018.

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

Rodrigo Cid Loureiro Assaf

Rodrigo Cid Loureiro Assaf graduou-se em Engenharia Química pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro [2015].

Ficha Catalográfica

Assaf, Rodrigo Cid Loureiro

Microtomografia de raios x aplicada à visualização do escoamento bifásico em meios porosos / Rodrigo Cid Loureiro Assaf ; orientador: Sidnei Paciornik ; co-orientador: Marcio da Silveira Carvalho. – 2018.
71 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Química e de Materiais, 2018.
Inclui bibliografia

1. Engenharia de Materiais – Teses. 2. Engenharia Química – Teses. 3. Recuperação avançada de óleo. 4. Escoamento em meio poroso. 5. Visualização 3D. 6. Microtomografia de raios-x. I. Paciornik, Sidnei. II. Carvalho, Marcio da Silveira. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Química e de Materiais. IV. Título.

CDD: 620.11

Agradecimentos

A minha família por toda a base e o apoio durante esses anos de trabalho. Minha mãe, Paula Cid Loureiro, meu pai, Álvaro Assaf, meu irmão, Guilherme Cid e minha avó, Mariana Cid Loureiro, pessoas que me acompanham e torcem por mim diariamente e são essenciais para o meu sucesso.

Ao meu avô já falecido, Raul Cid Loureiro, quem eu tenho a maior admiração e agradeço por toda educação e infância. Pessoa que me acompanha em todo e qualquer momento, me dando forças, me protegendo e torcendo pelo meu sucesso.

Ao professor Márcio Carvalho por me receber em sua equipe durante todo esse tempo de projeto, por me dar essa oportunidade de trabalhar nos laboratórios LMMP e poder ter convivido com profissionais exemplares, onde aprendi e me desenvolvi bastante. Profissional que sempre admirei muito.

Ao meu orientador professor Sidnei Paciornik por todo acompanhamento durante o projeto, pelas grades licenciadas por ele, pela disponibilidade enquanto eu estava longe, e principalmente por me receber de braços abertos, sempre com muita dedicação e carinho. Um profissional exemplar que guardarei para sempre comigo.

Ao departamento de Engenharia Química e de Materiais pelo curso e a vaga destinada a mim.

Aos profissionais que hoje sinto muita falta, Felicle e Ranena, do LMMP, que sempre tiveram um carinho imenso comigo, me ensinando, me estimulando, me desafiando e me desenvolvendo. Sempre com conselhos essenciais não só do projeto, mas também de vida. Profissionais que admiro muito e que levarei comigo para o resto da vida.

A todos meus amigos do LMMP e MicDig que sempre estiveram comigo desde o início das aulas e do projeto.

A PUC pela oportunidade de realizar esse trabalho, oferecendo a isenção da mensalidade do Mestrado.

Resumo

Assaf, Rodrigo Cid Loureiro; Paciornik, Sidnei. **Microtomografia de Raios-x Aplicada à Visualização do Escoamento Bifásico em Meios Porosos**. Rio de Janeiro, 2018. 71p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Química e de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Na indústria do petróleo estudam-se os chamados métodos de recuperação melhorada de óleo, que visam melhorar a varredura macroscópica do reservatório e reduzir a saturação de óleo residual nas regiões varridas pela injeção da fase aquosa. Este trabalho apresenta um estudo fundamental do processo de injeção de emulsões óleo-água como método de recuperação melhorada. O meio poroso utilizado nos estudos foi um empacotamento de esferas de vidro. O meio poroso foi inicialmente saturado com óleo. O deslocamento de óleo foi realizado através da injeção sequencial de água, emulsão e água. Microtomografia de raios-X foi utilizada para determinar a distribuição das fases aquosas e oleosas ao final de cada etapa do processo de injeção. Processamento das imagens 3D obtidas permitiram a quantificação do efeito da injeção de emulsão no desvio do caminho preferencial da fase aquosa e na distribuição e tamanho de gânglios de óleo residual, gerando recuperações incrementais com relação a injeção de água

Palavras-chave

Recuperação Avançada de Óleo; Injeção de Emulsão; Escoamento em Meio Poroso; Microtomografia; Visualização 3D.

Abstract

Assaf, Rodrigo Cid Loureiro; Paciornik, Sidney (Advisor). **Visualization of Two Phase Flow in Porous Media by X-Ray Microtomography**. Rio de Janeiro, 2018. 71p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Química e de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In the oil industry, the so-called enhanced oil recovery methods are studied, which aim to improve the macroscopic scanning of the reservoir and reduce the residual oil saturation in the regions swept by the injection of the aqueous phase. This work presents a fundamental study of the process of injection of oil-water emulsions as an improved recovery method. The porous medium used in the studies was a glass bead packaging. The porous medium was initially saturated with oil. The oil displacement was performed through the sequential injection of water, emulsion and water. X-ray microtomography was used to determine the distribution of the aqueous and oily phases at the end of each step of the injection process. Processing of the 3D images obtained allowed the quantification of the effect of emulsion injection on the deviation of the preferred path of the aqueous phase and the distribution and size of residual oil ganglia, generating incremental recoveries in relation to a water injection

Keywords

Enhanced Oil Recovery; Emulsion Injection; Porous Media flow; Microtomography; 3D Visualization.

Sumário

1. Introdução	12
1.1 Apresentação	12
1.2 Objetivos	13
1.3 Organização do documento	13
2. Revisão bibliográfica	15
2.1. Métodos de recuperação de óleo	15
2.1.1. Meios porosos	15
2.1.2. Injeção de água do mar	16
2.1.3. Injeção de emulsão	19
2.2. Microtomografia computadorizada de raios-X	21
2.3. Trabalhos relacionados	23
3. Materiais e Abordagem experimental	24
3.1. Bancada experimental e Equipamentos utilizados	24
3.1.1. Meio Poroso	25
3.1.1.1. Porosidade efetiva e Volume Poroso	28
3.1.1.2. Permeabilidade Absoluta	29
3.1.2. Sistema de injeção de fluidos	30
3.1.3. Sistema de coleta de frações do óleo recuperado	31
3.1.4. Sistema de coleta de dados	31
3.2. Fluídos	33
3.2.1. Óleo	33
3.2.2. Solução de água do mar	33
3.2.3. Emulsão óleo-água	37
3.3. Microtomografia de raios-X	39
3.4. Processamento e análise digital das imagens	41
3.5. Procedimento experimental	45
4. Resultados	50
4.1. Dados das amostras	50
4.1.1. Amostra 1	51
4.2. Amostra 2	56
4.3. Amostra 3	61
5. Conclusões	67
5.1. Trabalhos futuros	67
6. Referências bibliográficas	69

Lista de figuras

Figura 1: Desenho do Meio poroso com o sentido das injeções e identificação do cálculo da Porosidade	16
Figura 2: Fenômeno “Viscous Fingering”	18
Figura 3: Comportamento da curva da tensão superficial com relação a concentração de surfactante (Ivanise M ^a Rizzatti; Dilson R. Zanetti; Ligia C. Mello, Potenciometric determination of the critical micellar concentration of the surfactants: a new methodological application in the Chemical learning, 2009, Universidade Federal de Santa Catarina, ISSN 0100-4042Online version ISSN 1678-7064)	20
Figura 4: Bloqueio dos poros do Meio Poroso ocasionado pelas gotas de emulsão	21
Figura 5: Bancada experimental	24
Figura 6: Esquema da bancada experimental	25
Figura 7: Elementos que compõe o Meio Poroso	26
Figura 8: Esferas do Meio Poroso	27
Figura 9: Massa total e de sobra das Esferas	27
Figura 10: Meio Poroso	28
Figura 11: Bombas Waters 515 HPLC de Injeção	30
Figura 12: Coletor de frações GILSON FC 204	31
Figura 13: Sistema de coleta de Dados (Manômetro Dwyer e Sensores de Transmissão WIKA)	32
Figura 14: Software LabView 2013 de coleta de dados	32
Figura 15: Água do mar em mistura com todos os componentes	35
Figura 16: Medição do pH da água do mar	36
Figura 17: pHmetro OAKTON PC 700	36
Figura 18: Componentes internos do Microtomógrafo de Raios-x Zeiss XRadia Versa 510	39
Figura 19: Dragonfly 3.1 – ORS	42
Figura 20: Imagem de uma fatia do Stack	42
Figura 21: Aplicação do Enhanced Contrast em uma imagem de uma fatia do Stack	43
Figura 22: Segmentação da imagem de uma fatia do Stack e imagem após segmentação. Em branco a região de interesse, no caso a água do mar	44
Figura 23: Imagem após a inversão. Em branco a região de interesse, no caso o óleo	44
Figura 24: Imagem final do PDI. A água aparece em verde e o óleo em marrom	45
Figura 25: Meio Poroso seco, sem adição de fluidos	46
Figura 26: Amostra sendo saturada de água	47

Figura 27: Recuperação de óleo com relação ao volume injetado de água do mar	52
Figura 28: Imagens do resultado da primeira injeção de água do mar. Regiões rosas identificam a água do mar e as regiões verdes, o óleo	54
Figura 29: Imagens do resultado da segunda injeção de água do mar. Regiões em verde identificam a água do mar e as regiões em marrom, o óleo	55
Figura 30: Recuperação de óleo com relação ao volume injetado de água do mar	57
Figura 31: Imagens do resultado da primeira injeção de água do mar. Regiões em verde claro identificam a água do mar e as regiões em azul, o óleo	59
Figura 32: Imagens do resultado da segunda injeção de água do mar. Regiões em azul claro identificam a água do mar e as regiões em lilás, o óleo	60
Figura 33: Recuperação de óleo com relação ao volume injetado de água do mar	62
Figura 34: Imagens do resultado da primeira injeção de água do mar. Regiões em rosa identificam a água do mar e as regiões em verde, o óleo	64
Figura 35: Imagens do resultado da segunda injeção de água do mar. Regiões em verde claro identificam a água do mar e as regiões em marrom, o óleo	65

Lista de tabelas

Tabela 1: Propriedades gerais das amostras	30
Tabela 2: Propriedades do Óleo 500 PS	33
Tabela 3: Concentrações dos compostos	34
Tabela 4: Concentrações dos compostos	34
Tabela 5: Parâmetros utilizados na microCT	40
Tabela 6: Parâmetros de Reconstrução	41
Tabela 7: Parâmetros das Amostras	50
Tabela 8: Valores recuperados nas injeções de água antes e após a injeção da emulsão	51
Tabela 9: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 1, do procedimento experimental com o processamento de imagem	54
Tabela 10: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 2, do procedimento experimental com o processamento de imagem	55
Tabela 11: Valores recuperados nas injeções de água antes e após a injeção da emulsão	56
Tabela 12: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 1, do procedimento experimental com o processamento de imagem	59
Tabela 13: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 2, do procedimento experimental com o processamento de imagem	61
Tabela 14: Valores recuperados nas injeções de água antes e após a injeção da emulsão	62
Tabela 15: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 1, do procedimento experimental com o processamento de imagem	64
Tabela 16: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 2, do procedimento experimental com o processamento de	

imagem	65
Tabela 17: Comparação dos resultados de recuperação das amostras	66

1. Introdução

1.1. Apresentação

A indústria do petróleo envolve recuperação de recursos naturais compostos por mistura de hidrocarbonetos muito valiosos e importantes. Convive diariamente com grandes mudanças e competitividade. Nos últimos anos o mercado do petróleo vem sofrendo com a frequente variação de realidade, enfrentando períodos de crise constantes.

Empresas vem se deparando com fortes crises econômicas, realizando grandes investimentos com o objetivo de desenvolver o conhecimento e a tecnologia necessários para alcançar a maior produtividade possível. Apesar da grande baixa no preço do barril do petróleo no mundo, ser mais produtivo em cada ponto de exploração e produção é muito importante. Mais do que nunca está havendo a necessidade em alcançar o aumento no fator de recuperação de óleo nos locais investidos e explorados.

A etapa primária do processo de recuperação de óleo realiza-se a partir da própria energia do reservatório, a etapa secundária acontece devido a injeção de água do mar. Estas etapas apresentam limitações e fazem com que a busca de mecanismos complementares, chamados métodos avançados de recuperação, sejam intensificados. A injeção de água do mar em poços injetores leva ao deslocamento do óleo para os poços produtores. Em um certo momento a água injetada atinge o poço produtor e a produção de óleo começa a cair. O volume de óleo produzido depende da eficiência macroscópica do deslocamento do óleo pela fase aquosa e da saturação residual de óleo nas áreas varridas pela água. Diferentes métodos são utilizados visando uma varredura mais uniforme do reservatório e redução da saturação residual de óleo. Recentemente, a injeção de emulsões óleo em água foi utilizada como método de recuperação avançada, atuando principalmente no aumento do volume de óleo recuperado. As gotas de óleo dispersas na emulsão injetada permitem o bloqueio dos poros já varridos pela água, alterando o caminho preferencial da fase água, levando ao deslocamento dos gânglios de óleo inicialmente imobilizados.

Os mecanismos associados a redução da saturação residual de óleo após a injeção de emulsões óleo-água e as características das emulsões injetadas para otimizar o processo são melhores entendidos através da visualização da distribuição de fases no meio poroso nas diferentes etapas do processo.

1.2. Objetivo

O principal foco do trabalho é a utilização da microtomografia de raios-X (microCT) e a visualização 3D do Meio Poroso (MP), com o objetivo de estudar a distribuição das fases óleo e água durante as etapas de injeção, a partir da utilização de Processamento e Análise Digital das imagens (PADI). A visualização de modelos 2D de meios porosos é geralmente utilizada em diversos trabalhos pesquisados na literatura, mas os resultados não podem ser diretamente transferidos para reservatórios devido a geometria 2D dos modelos. O uso da microtomografia, em paralelo a utilização de softwares específicos, nos permite formar as estruturas em modelos 3D muito mais próximas da realidade, auxiliando avaliações quantitativas e qualitativa dos resultados. A tecnologia foi então utilizada com o objetivo de nos dar a possibilidade de observação e análise de toda a estrutura interna dos meios porosos utilizados. Assim foi possível a confirmação de todo o resultado quantitativo e melhoria no qualitativo, com comprovações por imagens.

1.3. Organização do documento

Assim, esta dissertação está organizada em seis capítulos. O capítulo 1 faz referência a esta introdução. No capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica de conceitos estudados e utilizados durante o trabalho. Também é apresentado brevemente o conteúdo técnico do funcionamento da geração de imagens por microCT e do PADI. No capítulo 3, são apresentados os materiais e fluidos utilizados, assim como a abordagem experimental. Desde a montagem das amostras (meios porosos), até a etapa final das técnicas experimentais do microCT e as rotinas de PADI utilizadas nas imagens finais. No capítulo 4 são apresentados os resultados, os cálculos realizados, os gráficos finais de recuperação, e as imagens já processadas para todos os MP. Também são apresentadas comparações entre os resultados de cada amostra, tanto em termos numéricos quanto em imagens para

cada região do gráfico. Por último, o capítulo 5 apresenta as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Métodos de Recuperação de Óleo

O escoamento bifásico em rochas e meios porosos não consolidados são estudados e analisados com intuito de alcançar um melhor entendimento do processo de deslocamento de óleo por água do mar e consequentemente um maior aproveitamento dos reservatórios de petróleo. As tecnologias de recuperação de óleo vêm sendo aprimoradas conforme os anos passam. O processo mais comum utilizado é a injeção da água do mar. Os métodos de recuperação avançada sofrem frequentes avanços, e as informações são atualizadas constantemente a partir de estudos ao redor do mundo. Como por exemplo, de Farias, Manoel Leopoldino, que em 2013 estudou os métodos de recuperação avançados de óleos pesados por injeção de emulsões de óleo em água e concluiu que as injeções de emulsão estabilizadas com surfactante foram capazes de aumentar significativamente o fator final de recuperação de óleo se comparadas à injeção sintética de água do mar

No presente trabalho, a análise do comportamento e influência da injeção de emulsões óleo em água no processo de deslocamento de óleo são realizadas por visualização 3D a partir de imagens obtidas por tomografia de raios X.

2.1.1. Meios Porosos

Meios Porosos são constituídos por poros e canais que os interligam. Os espaços vazios nos quais os fluidos são armazenados são denominados como poros, enquanto os canais que os conectam e são responsáveis pela transmissibilidade do meio, são nomeadas gargantas dos poros. A porosidade de um meio poroso é caracterizada pela fração do volume total que é formada pelos poros.

Um meio poroso, conforme apresentado na figura 1, apresenta diversos parâmetros importantes para o seu estudo. Os principais utilizados para o presente trabalho, além da porosidade são, sua geometria, forma e tamanho, sua

permeabilidade, ou seja, capacidade do meio de permitir o escoamento de um determinado fluido, e a pressão capilar (diferença de pressão das fases não molhante e molhante). Com relação à geometria irregular do meio poroso, é observada sua morfologia, relacionada à distribuição dos tamanhos dos poros, e topologia, relacionada à conectividade dos mesmos.

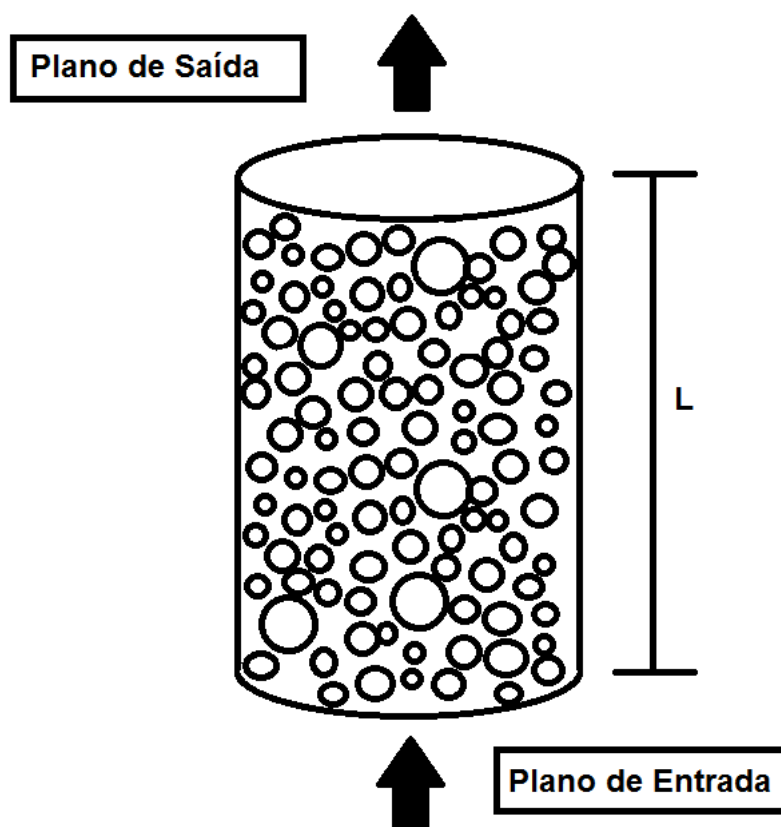


Figura 1: Desenho do Meio poroso com o sentido das injeções e identificação do cálculo da Porosidade.

2.1.2. Injeção de água do mar

A água do mar é um recurso natural, ou seja, sem custos de produção, com apenas os custos relacionados ao tratamento e preparo para a utilização direta na injeção do reservatório com objetivo de produzir óleo. A água do mar, quando produzida junto ao óleo, apresenta características particulares trazidas do reservatório de óleo, como uma salinidade total, teores de sólidos dissolvidos, óleos

e graxas, hidrocarbonetos de acumulação, compostos orgânicos, inorgânicos e aditivos químicos adicionados durante a perfuração e a operação. Essa água decorrente da produção offshore antigamente é descartada no mar sem tratamento, o que deve ser controlado devido à poluição e ao impacto ambiental causado. O mesmo ocorreu para a água produzida onshore, antes descartada em superfície, ocasionando a contaminação das fontes e águas superficiais, dos solos, aquíferos rasos e também pela disponibilidade em ambientes de clima semiárido.

Ao mesmo tempo que essa tecnologia é responsável por mais da metade do volume de óleo produzido no mundo, é uma técnica que, assim como todas as outras, não alcança a recuperação completa do óleo, apresenta limitações e em um certo momento, por mais que a água seja injetada, nada mais será produzido, e uma quantidade significativa de óleo permanece no reservatório. Esse óleo é chamado de óleo remanescente, o qual exige o desenvolvimento de métodos avançados de recuperação.

A água do mar apresenta essa limitação devido à instabilidade que ocorre no seu deslocamento em materiais porosos saturados de óleo. A instabilidade na frente de deslocamento é explicada pelo efeito de razão mobilidade, ou seja, quando um fluido mais móvel é deslocado por um fluido menos móvel durante um deslocamento imiscível. A água apresenta viscosidade e permeabilidade efetivas muito diferentes do óleo, então a alta razão entre esses parâmetros dos fluidos é desfavorável, na maioria dos casos, com relação a um deslocamento uniforme.

$$M = \left(\frac{k_{\text{água}} / \mu_{\text{água}}}{k_{\text{óleo}} / \mu_{\text{óleo}}} \right)$$

onde:

M é a razão de mobilidade

$k_{\text{água}}$ é a permeabilidade efetiva a água

$k_{\text{óleo}}$ é a permeabilidade efetiva ao óleo

$\mu_{\text{água}}$ é a viscosidade da água

$\mu_{\text{óleo}}$ é a viscosidade do óleo.

Na literatura, G. M. Homsy (1987) realizou diversos testes com misturas de fluidos miscíveis e imiscíveis, observando os diferentes padrões de escoamentos. Com uma mistura água e óleo, ou seja, uma mistura imiscível, Homsy concluiu que a alta razão de mobilidade provoca um deslocamento não uniforme da água do mar durante sua injeção, gerando o fenômeno chamado de “viscous fingering”, representado esquematicamente na figura 2. A frente de injeção do fluido não se comporta como um “pistão”, e sim de forma instável. A água escolhe os caminhos mais favoráveis para a sua varredura, caminhos preferenciais, os quais apresentam maior facilidade de escoamento, que se aproximam da forma de “dedos”.

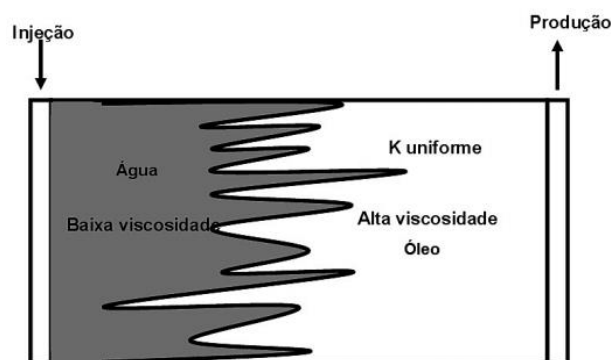


Figura 2 – Fenômeno “Viscous Fingering” (SANTOS et al., 2010)

2.1.3. Injeção de Emulsão

A injeção de emulsão é uma técnica que ainda está em desenvolvimento, mas que já apresenta diversos bons resultados, bastante econômica, de fácil produção, considerado um método de recuperação avançada de excelente relação custo/benefício. A injeção de emulsão foi desenvolvida como uma nova tecnologia para a frequente busca do aumento de recuperação de petróleo dos reservatórios. A heterogeneidades dos reservatórios contribuem para fatores relativamente baixos de recuperação, e consequente busca pela utilização de métodos avançados que melhorem esses resultados. Foi estudada a eficiência das emulsões óleo-água com um método de EOR, realizaram experiências para caracterizar as emulsões em termos de suas propriedades físico-químicas e distribuição de tamanho da gota de óleo disperso em fase aquosa. Utilizaram óleo de engrenagem comercialmente disponível para preparar emulsões óleo-em-água.

Emulsões são suspensões de gotas de um fluido imiscível disperso em outro fluido, no caso deste trabalho, são gotas de óleo em água do mar. São adicionados estabilizadores com intuito de diminuir a tensão interfacial dos fluidos e evitar a coalescência das gotas, no presente trabalho utilizou-se surfactante. As moléculas do surfactante se arranjam em torno da interface óleo-água, criando um filme interfacial mecanicamente forte para agir como barreira. Isso impede ou retarda a ocorrência de agregação ou coalescência das gotas presentes na emulsão, tornando a emulsão mais estável. Utiliza-se o surfactante a uma concentração acima da CMC (Concentração micelar crítica), concentração estipulada para alcançar a estabilidade máxima das gotas. Com a utilização do surfactante com uma concentração acima da CMC, não há grandes mudanças com relação à tensão interfacial, que permanece quase constante independente do quanto for utilizado. O comportamento da tensão superficial e o ponto de CMC seguem o apresentado na figura 3.

Nael N. Zaki (1996) estudou como estabilizar as emulsões de óleo-em-água brutas com surfactante para o transporte por derivação de óleos brutos viscosos. Seu trabalho trata dos vários fatores que afetam a estabilidade e a viscosidade de uma emulsão de óleo oleoso viscoso estabilizado com surfactante para o transporte de

gasodutos. O estudo revelou que a estabilidade da emulsão óleo-em-água estabilizada por um agente tensioactivo aniônico aumenta à medida que a concentração de surfactante cresce com a diminuição subsequente da tensão interfacial petróleo-óleo-bruto.

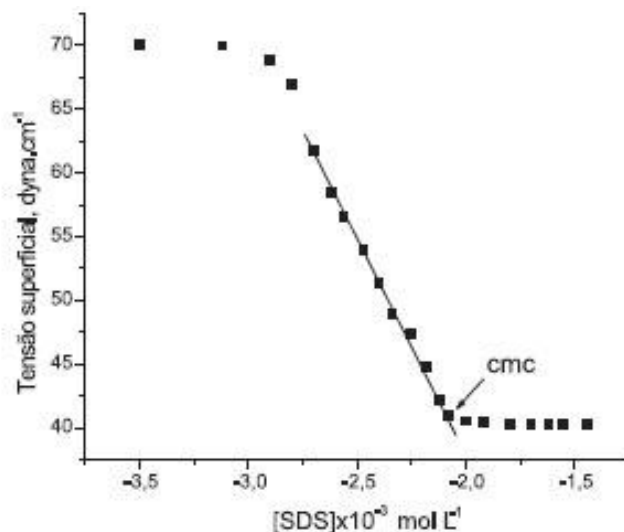


Figura 3 – Comportamento da curva da tensão superficial com relação a concentração de surfactante

O objetivo principal da injeção de emulsão, com gotas de óleo como fase dispersa, é bloquear os caminhos percorridos pela força aquosa e forçar o fluido de deslocamento a fluir por outras regiões, o que aumenta as áreas de varredura, e consequentemente provoca o aumento na recuperação do óleo, conforme esquematizado na figura 4. O comportamento mecânico do escoamento das emulsões através de um meio poroso não pode ser descrito somente pela viscosidade se o tamanho da gota for semelhante ao tamanho da garganta dos poros. Neste caso, as forças capilares impactam o escoamento.

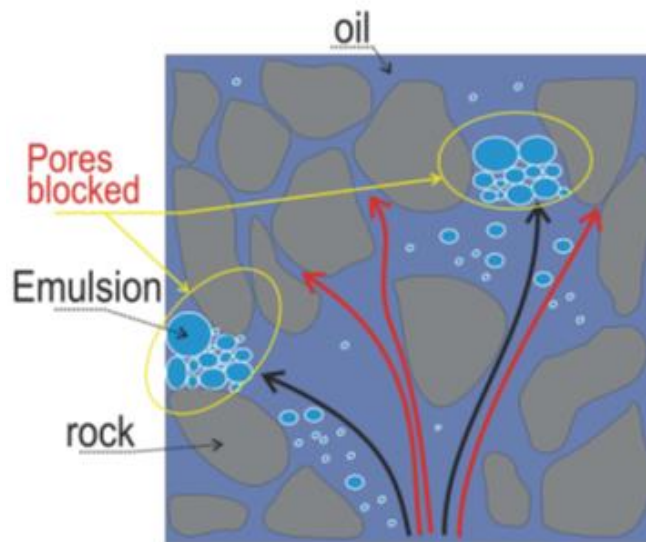


Figura 4 – Bloqueio dos poros do Meio Poroso ocasionado pelas gotas de emulsão

A emulsão ideal e mais eficaz para o processo de deslocamento de óleo inundação se caracteriza então por apresentar os diâmetros das gotículas ligeiramente maiores do que a constrição do poro-garganta em meios porosos, para que tenha um efeito significativo na mobilidade da fase aquosa.

2.2. Microtomografia de raios-X

A microtomografia computadorizada de raios X, vem sendo cada vez mais estudada e utilizada em projetos de diversas áreas do conhecimento. Essa tecnologia nos permite realizar a caracterização tridimensional de amostras de diferentes tamanhos. É uma técnica não invasiva, que possibilita a obtenção de informações da estrutura interna de um objeto, analisando em diferentes escalas, desde detalhes micrométricos, como rachaduras, trincas, até a porosidade de um meio poroso. A microCT é uma técnica não destrutiva que, em geral, requer pouca ou nenhuma

preparação de amostras, e consiste na aquisição de imagens em 2D, a partir da projeção de raios X em diferentes ângulos ao redor do objeto analisado. As imagens 2D permitem a visualização e a realização de medidas 3D das amostras, o que possibilita a ocorrência de estudos mais específicos e melhorias significantes em materiais para diversas áreas da engenharia. R.I. Al-Raoush e C.S. Willson (2004) mostraram que a microtomografia é uma ferramenta eficaz para extrair de forma não destrutiva a estrutura de muitos sistemas e que a qualidade dos conjuntos de dados depende da energia do fóton, do fluxo de fótons, do tamanho da amostra, do tipo da amostra e do tamanho das "características" da amostra.

De Gasperi, Patricia (1999) concluiu que estimativas confiáveis dependem da utilização de uma resolução apropriada de aquisição das imagens que permita a identificação de poros e gargantas que efetivamente controlem as propriedades de fluxo do sistema. A caracterização geométrica do meio simulado permite a estimativa da permeabilidade por exemplo.

Suas principais aplicações na indústria do petróleo, com relação ao estudo da recuperação de óleo, vêm se tornando mais significantes desde os primeiros anos da década de 80, e são voltadas para caracterização de rochas de reservatório e visualização de fluxo em meios porosos. Leopoldino, Manoel (2016) utilizou configurações de fluxo de 1D e 3D de deslocamento de óleo por injeção de água e emulsão para estudar este processo a partir de tomografia computadorizada de raios X.

No presente trabalho, foi utilizada então a técnica de microCT para realizar a visualização 3D dos Meios Porosos analisados e então estudados os escoamentos dos fluidos injetados no mesmo. Inicialmente, foi possível analisar as regiões saturadas dos diferentes fluidos em diferentes momentos das injeções. Como objetivo do trabalho foi apenas analisar de forma macro, ou seja, ver apenas as “manchas” de saturação dos fluidos, uma visão média das regiões, sem necessitar de muitos detalhes dos poros, dos gânglios de óleo de forma específica, fizemos a opção de trabalhar em baixa resolução. Este enfoque foi essencial, bastante útil e produtivo, porque revela as mudanças no escoamento e, ao mesmo tempo, reduz muito o tempo de aquisição. Ao final, foram realizadas análises quantitativas dos volumes a partir dessas visualizações internas das amostras.

2.3. Trabalhos relacionados

Existem trabalhos bem relacionados com o aqui apresentado. Carvalho, Carlos Roberto na universidade Estadual de Campinas, desenvolvido em 1993, “Determinação de porosidade e saturações de fluidos da tomografia computadorizada de raios-x”, um trabalho com os objetivos baseados na tomografia Computadorizada de raios-x para a visualização das estruturas internas dos objetos, caracterizando as rochas de reservatórios e visualizando o fluxo dos líquidos injetados nos meios porosos. Carlos se baseou em dois critérios, no deslocamento linear e no deslocamento bidimensional, comparando por fim seus resultados, alcançando o fenômeno de end-effect e utilizou de modelagem teórica de linhas de fluxo para compreensão desses resultados. O trabalho desenvolvido no laboratório de instrumentação linear da COPPE/UFRJ e no laboratório de tomografia computadorizada de raios-x da PETROBRAS/CENPES, “Aplicações da tomografia computadorizada de raios-x na recuperação de petróleo” se aproxima ainda mais do desenvolvido por mim”, desenvolvido pelos pesquisadores E. F. Campos e R. T. Lopes. A tomografia computadorizada de raios-x foi utilizada para encontrar heterogeneidades e fraturas em amostras de reservatórios, na determinação de porosidade, saturação de fluidos e permeabilidade, com o objetivo final de aprimorar a simulação do meio. A diferença é que foi utilizado o tomógrafo PICKER modelo PQS, um tomógrafo de raios-x humano, já no trabalho presente foi utilizado o microtomógrafo de raios-x, específico para pequenas amostras, o que nos permite ter uma melhor análise quantitativa e de detalhes devido as imagens geradas de maior qualidade, fazendo total a diferença.

3. Materiais e Abordagem experimental

3.1. Bancada experimental e Equipamentos Utilizados

A Bancada experimental utilizada neste trabalho é apresentada na figura 5.

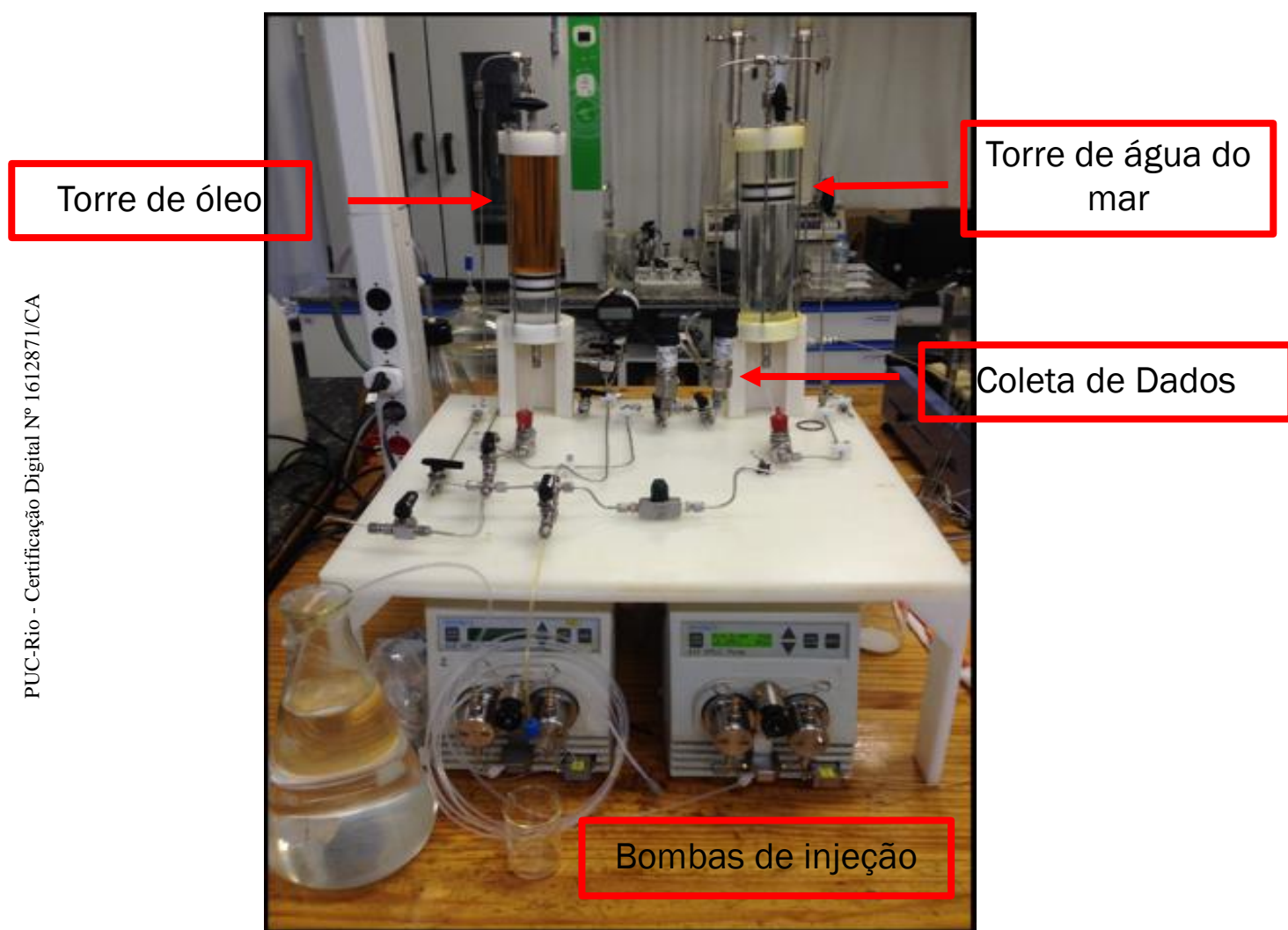


Figura 5: Bancada experimental.

O sistema completo da bancada experimental é composto por:

1. Meio Poroso: Produzido pelo empacotamento de esferas de vidro, que forma uma rede de poros e canais que os interligam.
2. Sistema de injeção de fluidos: Bombas de injeção, cilindros de separação, linhas e válvulas.
3. Equipamento de coleta das frações de óleo produzidas.
4. Equipamentos de coleta de dados da pressão, constituído pela coleta manual com manômetro e coleta digital com os sensores.

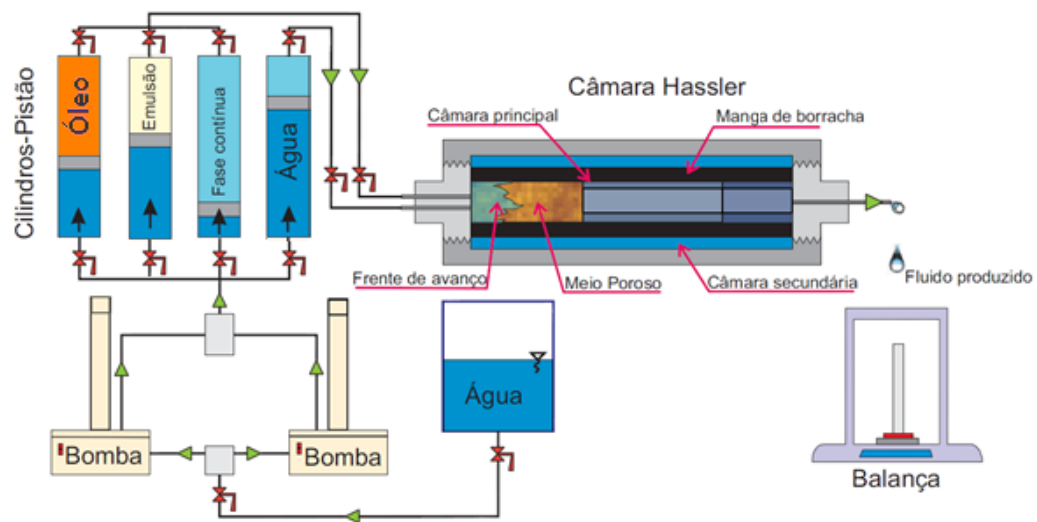


Figura 6: Esquema da bancada experimental.

3.1.1. Meio Poroso

O meio poroso utilizado neste trabalho foi uma amostra não-consolidada feita a partir do empacotamento de corpos de vidro dentro de um cilindro, conforme mostrado na figura 7.

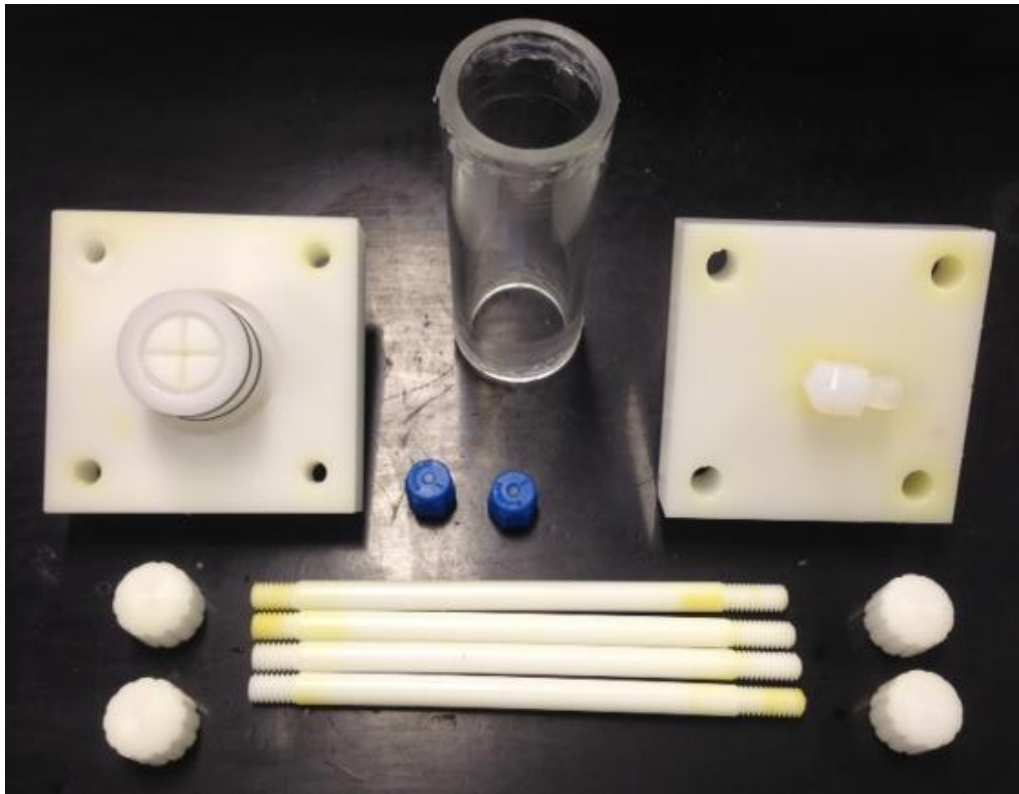


Figura 7: Elementos que compõe o Meio Poroso.

Junto das esferas de vidro que foram utilizadas, existem também objetos de vidro que possuem formas bastante irregulares, conforme mostrado na figura 8, que variam na faixa de 210 μm e 595 μm de diâmetro, e possuem massa específica de 2.5g/cm³. Com o empacotamento dessas esferas, é possível formar um meio poroso constituído por poros e canais irregulares, canais de diferentes tamanhos de gargantas, porosidade não uniforme, regiões mais porosas e regiões menos porosas, com heterogeneidade de permeabilidade.



Figura 8: Esferas do Meio Poroso.

Para o preparo do meio poroso, pesam-se as esferas em um Becker de massa já conhecida, conforme mostrado na figura 9, para ser encontrada a massa total das esferas separadas para o empacotamento. Ao empacotar as esferas da mesma forma sempre, pesam-se novamente as esferas que sobraram. Com a diferença, é possível obter a massa das esferas que estão formando o meio poroso. O resultado do empacotamento é mostrado na figura 10.

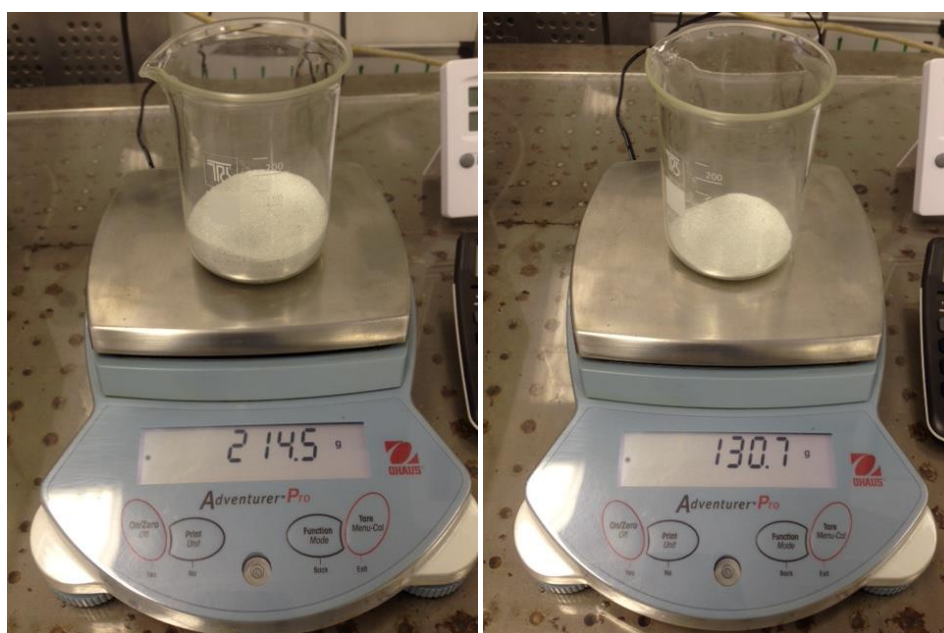


Figura 9: Massa total e de sobra das Esferas.

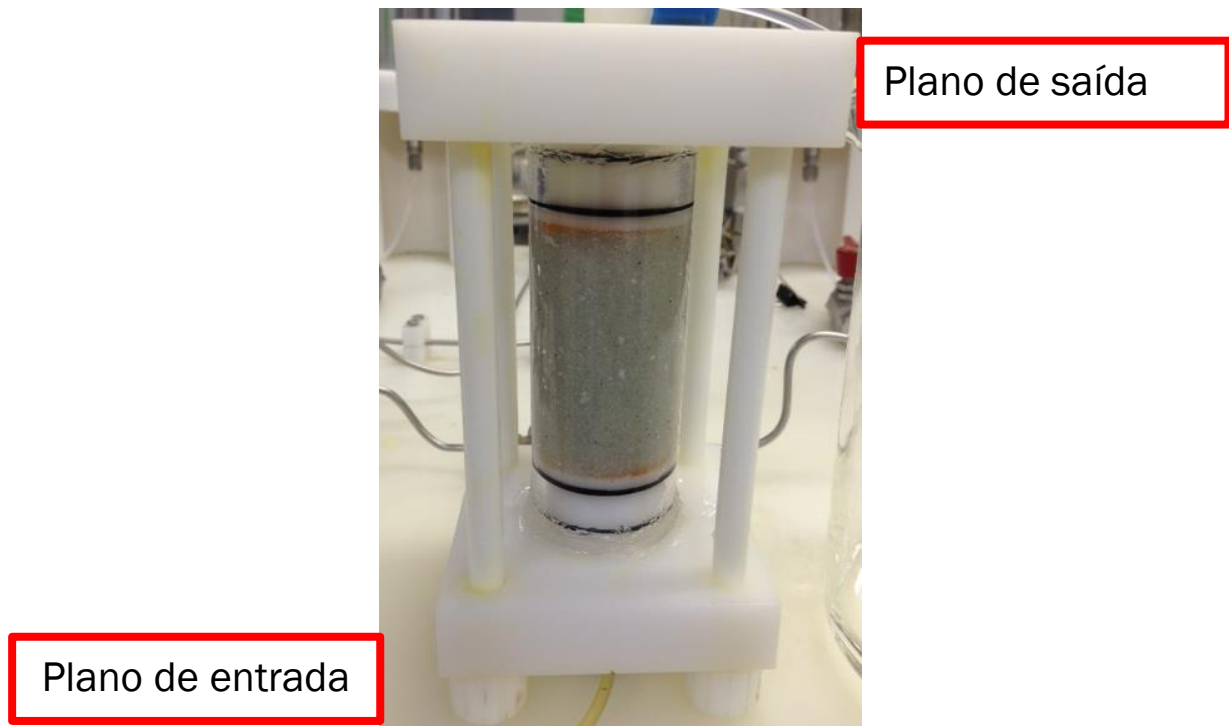


Figura 10: Meio Poroso.

A amostra formada possui geometria cilíndrica com as seguintes dimensões, 3,4 cm de diâmetro e 6,6 cm de altura.

3.1.1.1. Porosidade efetiva e Volume Poroso

A partir do empacotamento do meio poroso, torna-se possível realizar cálculos essenciais para todo o restante do trabalho. Com a massa de esferas empacotadas no cilindro e sua massa específica, calcula-se o volume ocupado por elas. Sabendo o volume total do cilindro e subtraindo o volume ocupado pelas esferas, encontra-se o volume poroso da amostra. Os volumes porosos das amostras utilizadas estão entre 27-28 cm³. Ao ser calculada a razão entre o volume poroso e o volume total da amostra, encontra-se a porosidade, que varia entre 44-45 % nas amostras estudadas.

3.1.1.2.

Permeabilidade Absoluta

Em 1856, Henry P. Darcy, após o estudo de filtragem de água em areias saturadas, determinou que a vazão de água através de um filtro de areia podia ser descrita pela equação 1, para escoamento horizontal:

$$Q = \frac{K}{\mu} \frac{A}{L} \Delta P$$

Onde: Q – Vazão volumétrica de injeção da água (m³/s)

A – Área da seção transversal do filtro (m²)

L – Comprimento do filtro (m)

P – Pressão coletada (Pa)

u – Viscosidade do fluido (Pa.s)

K – Constante de permeabilidade absoluta

Redistribuindo,

$$K = \frac{Q}{A} \frac{\mu}{\Delta P} L$$

Então, o coeficiente de permeabilidade absoluta da amostra pode ser calculado a partir da curva do gráfico de vazão em função do diferencial de pressão. Considerando os parâmetros de acordo com a tabela 1, e os parâmetros coletados, pressão e vazão, nas unidades mostradas acima, encontra-se a constante de permeabilidade relativa da amostra, a qual se variou entre 7000-9500 mD nas amostras do presente trabalho.

Tabela 1: Propriedades gerais das amostras.

Parâmetro	Condições
Comprimento	6,6 cm
Diâmetro	3,4 cm
Massa esferas empacotadas	83-85 g
Volume Poroso	27-27 cm ³
Porosidade	44-46 %
Coeficiente Permeabilidade relativa	7000-9500 mD
Locais de Injeção	1
Locais de produção	1

3.1.2. Sistema de injeção de fluidos

Os fluidos permanecem em cilindros separadores durante todo o processo de injeção. A partir da utilização das bombas Waters 515 HPLC do sistema, mostrada na figura 11, controlou-se a vazão de injeção dos fluidos por meio das linhas e controle das válvulas. Válvulas e linhas específicas eram abertas ou fechadas, dependendo do fluido de interesse que seria injetado no momento.



Figura 11: Bombas Waters 515 HPLC de Injeção

3.1.3.

Sistema de coleta de frações do óleo recuperado

Utilizou-se o coletor de frações GILSON FC 204, um sistema de coleta dos fluidos em determinados intervalos de tempo, mostrado na figura 12.



Figura 12: Coletor de frações GILSON FC 204.

3.1.4.

Sistema de coleta de dados

Utilizou-se o software LabView 2013 para a realização de coleta de dados de pressão de injeção digitalmente, mostrado na figura 13. Instalaram-se dois sensores de transmissão da WIKA, de baixa e alta pressão (High Pressure e Low Pressure), no sistema, mostrado na figura 14, os quais possibilitam gravar as pressões de entrada no meio poroso durante as injeções dos fluidos, as quais foram controladas manualmente, a partir do acompanhamento de um manômetro da Dwyer, também instalado no sistema. Calibração dos sensores digitais realizada também a partir do controle da pressão manual no manômetro.

Manômetro



Sensores

Figura 13: Sistema de coleta de Dados (Manômetro Dwyer e Sensores de Transmissão WIKA).

O sensor de baixa pressão trabalha na faixa entre 0-1 bar (0-14.5 psi), enquanto o sensor de alta pressão trabalha na faixa entre 0-10 bar (0-145 psi). O manômetro trabalha na faixa de 0-5 psi, o suficiente para realizar o presente trabalho, já que devido à alta porosidade do meio poroso, as pressões não se elevam muito durante as injeções dos fluidos.

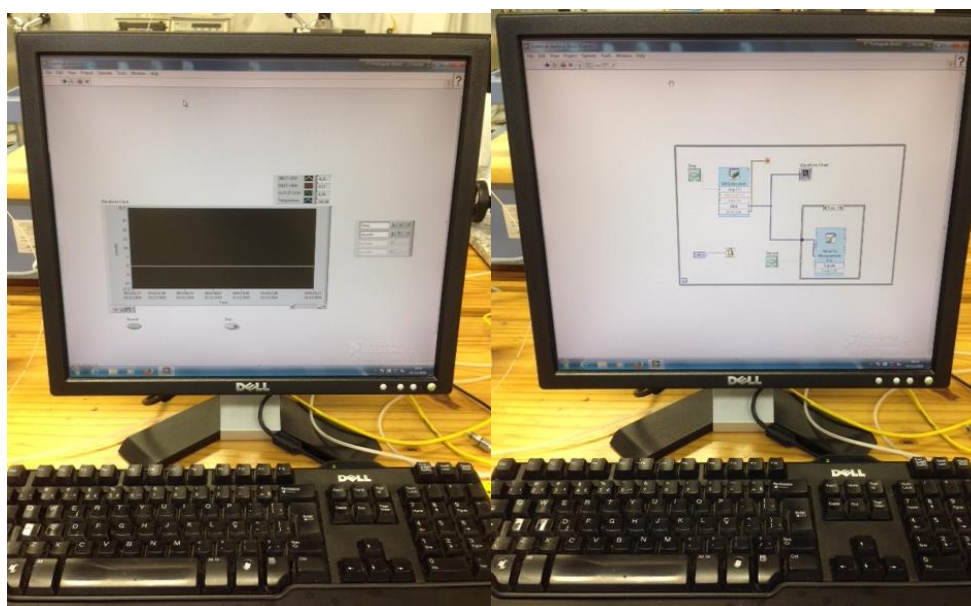


Figura 14: Software LabView 2013 de coleta de dados.

3.2. Fluidos

No presente trabalho, foram utilizados os seguintes fluidos: óleo mineral (500PS), água do mar artificial produzida em laboratório, e emulsão, uma mistura de óleo e água do mar. Para diferenciar os fluidos nas imagens de microtomografia em raios-X, a água do mar foi dopada com iodeto de potássio a uma concentração pré-determinada, que fizesse com que o fluido absorvesse mais raios-x e a região apresentasse maior intensidade. O Óleo utilizado na emulsão foi dopado com corante preto, com intuito de diferenciar do óleo recuperado, caso também fosse produzido.

3.2.1. Óleo

Óleo 500 PS é um óleo de base parafínica de origem mineral, de cor clara, sem odor e não tóxico. Filtrado antes de utilizado. Suas propriedades são apresentadas na tabela abaixo:

Tabela 2: Propriedades do Óleo 500 PS.

Propriedade	Temperatura (°C)				
	20	25	30	40	50
Viscosidade (cP)	263,80	190,26	137,70	76,58	48,85
Densidade (g/mL)	0,8854	0,8804	0,8765	0,8685	0,8577

3.2.2. Solução de água do mar

A água do mar artificial produzida no laboratório, com intuito de simular a água do mar real, utilizada em campo e injetada nos reservatórios de petróleo por ser um recurso natural, sem custos.

Para preparo da solução:

Foram necessárias duas soluções mencionadas abaixo para serem adicionadas na composição da água do mar:

Solução 1 – Concentrações utilizadas:

Tabela 3: Concentrações dos compostos.

Composto	Concentração (g/L)
MgCl ² .6H ₂ O	555.5
CaCl ² anidro	57.9
SrCl ² .6H ₂ O	2.1

Solução 2 – Concentrações utilizadas:

Tabela 4 – Concentrações dos compostos

Composto	Concentração (g/L)
KCl	69.5
NaHCO ³	20.1
KBr	10
H ³ BO ³	2.7
NaF	0.3

Água do mar – Concentrações utilizadas:

NaCl (Cloreto de Sódio) – 24.534 g/L

Na₄HSO³ (Sulfato de Sódio Anidro) – 44.094 g/L

20mL/L da Solução 1

10mL/L da Solução 2

Adicionou-se então o surfactante Sigma-Aldrich CS-370 2.0 na concentração micelar crítica (CMC) para garantir a estabilidade da emulsão, já que esta água além de ser injetada como etapa do processo para recuperação do óleo, também é utilizada mais tarde para a emulsão. Verificou-se então, a partir do estudo da tensão superficial entre a água e o óleo, e utilizando tensiometria, a faixa de concentração (2 CMC) ideal para o comportamento esperado do surfactante.

Após a adição das soluções, sais necessários e o surfactante, a água do mar permanece em mistura com rotação de 300 rpm por 3 horas, para garantir que tudo se dissolva completamente., como mostrado na figura 15.

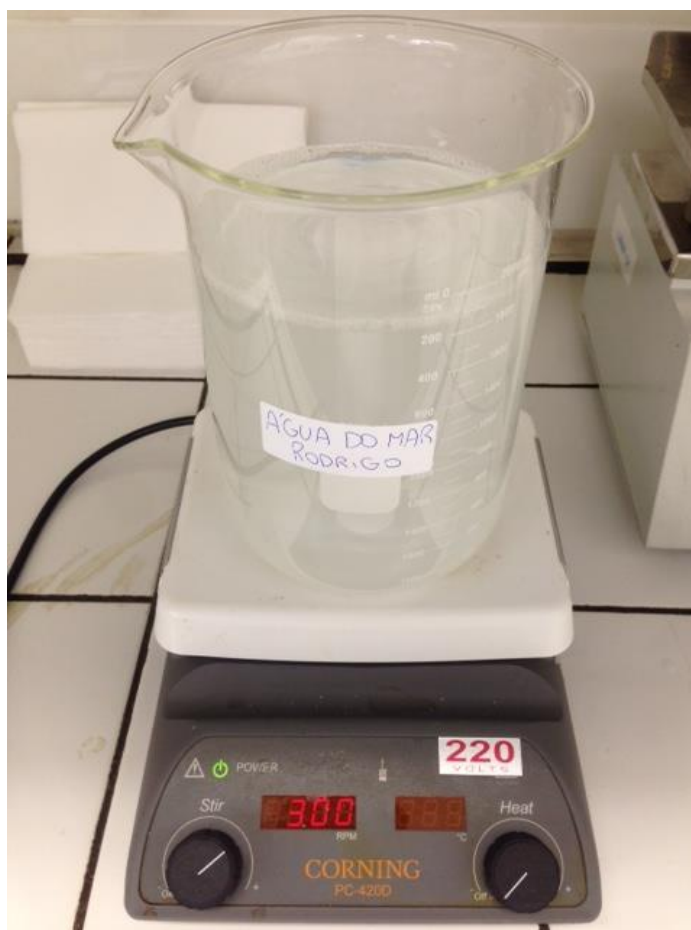


Figura 15: Água do mar em mistura com todos os componentes.

Seu pH então é ajustado para 8.2 com uma solução de Hidróxido de Sódio (NaOH), de concentração 0.1mol/L, com a utilização de um medidor de pH (pHmetro) OAKTON PC 700, como mostrado na figura 16 e 17.

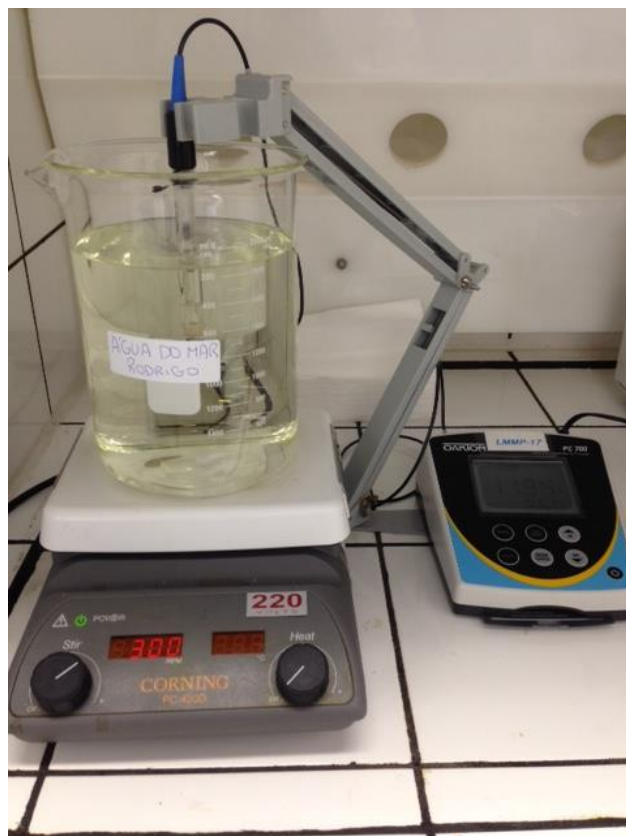


Figura 16: Medição do pH da água do mar.

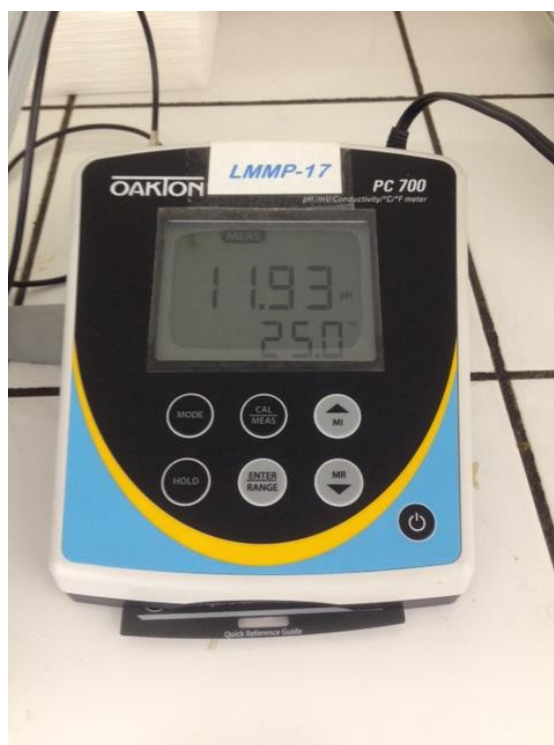


Figura 17: pHmetro OAKTON PC 700.

Como ponto fundamental para destaque da água do mar nas imagens de microCT, adicionou-se um composto considerado pesado, de alta densidade, o Iodeto de Potássio na água do mar. Foi utilizado na concentração abaixo:

KI (Indústria Aldrich-sigma) (Iodeto de Potássio) (166.0028 g/mol) –
Concentração: 100 g/L.

Foram utilizados 200 g de Iodeto de Potássio, para a produção de 2 L da água do mar. A água do mar então, permanece novamente em mistura por 3 horas para garantir que o Iodeto de Potássio se dissolva completamente.

3.2.3. Emulsão Óleo-Água

Foi utilizada a injeção da emulsão diluída de óleo em água, de concentração 3%, com a fase contínua sendo a água do mar com Iodeto de Potássio e surfactante, e a fase dispersa o óleo 500 PS, nas quantidades apresentadas em seguida:

Fase Contínua: 194,0 ml de água do mar + Surfactante

Fase Dispersa: 6,0 ml de Óleo + Corante

Misturou-se então por tempo pré-determinado (1 minuto) no misturador Agitador de Hélice AM20, alcançando os tamanhos de gotas mais próximas aos ideais para a realização do bloqueio dos poros da amostra, as quais foram acompanhadas no Mastersizer.

Os tamanhos das gotas ideais da emulsão se dão baseados no cálculo do tamanho médio dos poros da amostra, o qual é estipulado a partir do diâmetro médio das esferas utilizadas. Utiliza-se então, a equação do diâmetro médio de Sauter (equação 2), considerando uma mistura binária, ou seja, cada metade das esferas composta por um tamanho específico, e encontra-se o tamanho médio de diâmetro das esferas. Foram utilizadas esferas variando entre 0,21 mm e 0,595 mm, e estipuladas metades da composição para cada tamanho. Desenvolvendo a equação de Kozeny-Carman (equação 3), a partir dos parâmetros envolvidos, tamanho médio de diâmetro das esferas e porosidade teórica da amostra, encontra-se por fim o tamanho médio dos poros.

Equação do diâmetro médio de Sauter (equação 2):

$$1/d_p = xD/D + (1-xD)/d$$

Onde:

d_p – Tamanho médio do diâmetro das partículas

xD – Composição do maior tamanho de diâmetro das partículas

D – Maior tamanho de diâmetro das partículas

d – Menor tamanho de diâmetro das partículas

Aplicando então os valores e critérios mencionados anteriormente, encontra-se um diâmetro de partícula médio 310,4 μm .

Equação Kozeny-Carman (equação 3):

$$k = \frac{D_p^2 \epsilon^3}{36\beta(1-\epsilon)^2}$$

Rearranjando:

$$D_{eq} = \frac{4}{6} \left(\frac{\epsilon}{(1-\epsilon)} \right) D_p$$

Onde:

D_{eq} – Tamanho de poros teóricos

D_p – Tamanho médio do diâmetro das partículas

E – Porosidade teórica

Então, se faz o controle do tamanho de diâmetro médio das gotas da emulsão no Mastersizer, o qual apresente a distribuição desses tamanhos.

O controle do tamanho de diâmetro médio das gotas, com relação à distribuição, se dá de forma que 50% das gotas presentes da emulsão devem apresentar tamanho até o ideal estipulado, com o intuito de que o fluido ainda apresente boa parte das gotas com tamanho acima do tamanho médio dos poros e bloqueie os maiores canais, por onde, teoricamente explicado, a água permeará mais facilmente. E como mencionado anteriormente, a partir da análise, conclui-se

que a emulsão tem até 50% do tamanho de diâmetro médio das gotas girando em torno de 170/180 μm .

3.3. Microtomografia de raios-X

No presente trabalho foi utilizado um microtomógrafo de raios-x Zeiss XRadia Versa 510, mostrado na figura 18, para a obtenção das imagens a serem processadas. O equipamento é constituído por uma fonte de raios-x, porta amostra, detector acoplado, uma câmera CCD e um conjunto de lentes ópticas de, 0.4X, 4X, 20X e 40X.

Pode-se estudar ampla variação de tamanhos de amostras com a utilização desta tecnologia, até 300 mm e 15 kg como apresentado na tabela acima. A magnificação geométrica, ou seja, magnificação dada pela distância entre fonte, amostra e detector, é responsável pela resolução da imagem, que pode ser melhorada (melhorada opticamente) através das lentes.

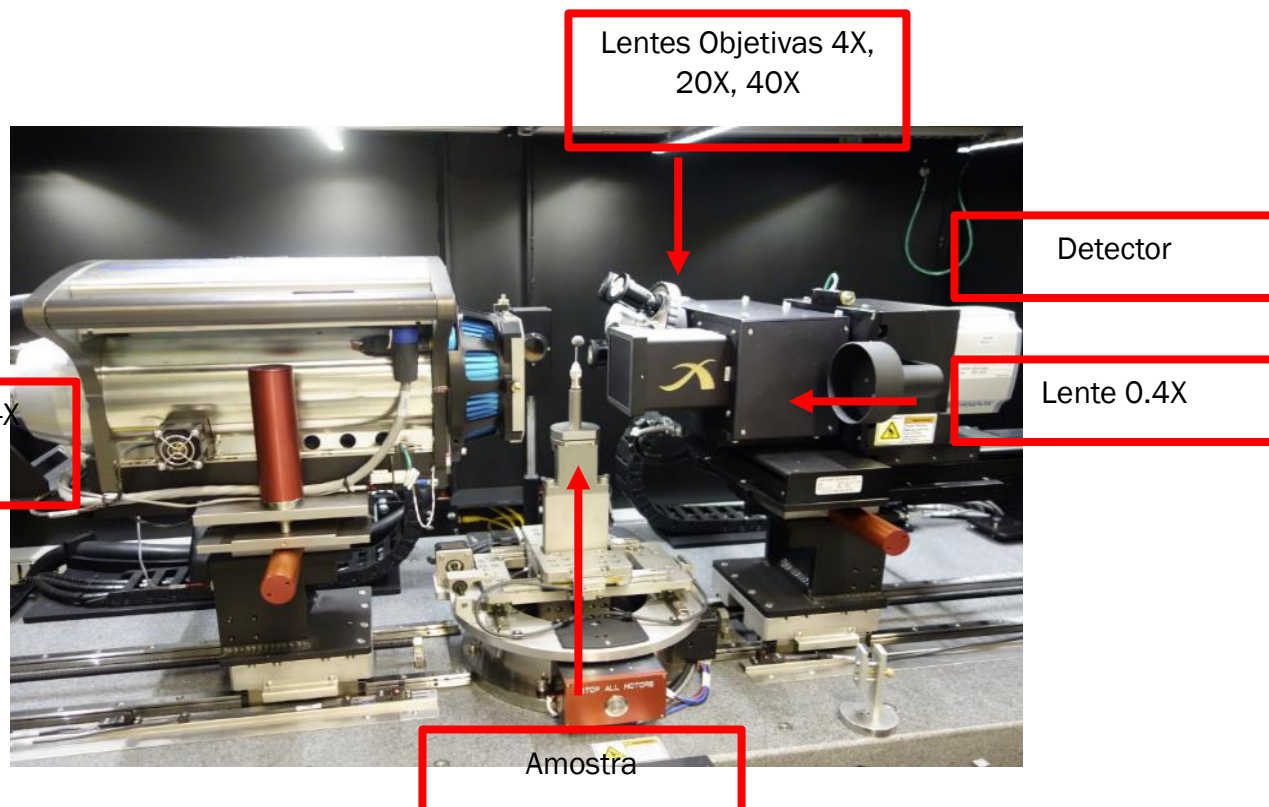


Figura 18: Componentes internos do Microtomógrafo de Raios-x Zeiss XRadia Versa 510 (Fonte: Tese de Karem Augusto).

Para a captura e aquisição das imagens foi utilizado um software específico da Zeiss, Scout-and-Scan TM Control System.

O processo inicia-se com uma nova tomografia, alinhando a amostra de maneira manual nos eixos x, y e z, entre a fonte emissora de raios X e o detector. Os parâmetros são modificados e verificados pelo software estabilizando o sistema, e por fim inicia-se a execução, momento em que a imagens de projeção são capturadas enquanto a amostra gira. Foram utilizados os mesmos parâmetros e a mesma metodologia em todas as amostras com o objetivo de possibilitar a comparação entre elas sob os mesmos critérios. As condições de aquisição das imagens foram:

Tabela 5: Parâmetros utilizados na microCT

Parâmetros	Condições
Magnificação óptica	0.4X
Número de Projeções	1601
Voltagem (kV)	80
Potência (W)	
Tempo de exposição (s)	1.5
Tempo total Varredura (h)	5
Tamanho do Pixel (μm)	88
Binning	4
Filtro	LE6
Mosaico	3
Ângulo de rotação	360

A radiação atravessa o material da amostra e a intensidade da radiação é medida pelo detector e armazenada digitalmente como uma projeção 2D. Após a rotação completa do objeto, um volume representativo da amostra é reconstruído a partir do conjunto das projeções. O software de reconstrução XMReconstructor - Cone Beam – 11.04779.16251, do sistema Zeiss, foi o utilizado nas imagens produzidas. A tabela 5 descreve os parâmetros de reconstrução mais relevantes, mantidos iguais para todas as amostras.

Tabela 6: Parâmetros de Reconstrução.

Parâmetros	Condições
Beam Hardening	0.26
Center Shift	1.6
Byte Scaling (Min – Máx)	0.001-0.125

Na primeira fase da reconstrução das imagens, encontra-se o parâmetro “Center Shift”, mostrado na tabela 6. Este parâmetro indica a quantidade de pixels que o eixo de rotação está desviado do centro da coluna do detector. O valor de Center Shift é responsável pela nitidez da imagem.

Na segunda fase da reconstrução, encontra-se o parâmetro “Beam Hardening” em uma seção 2D da amostra responsável pelo excesso de brilho nas extremidades da imagem, provocado pelos raios-x de baixa energia que são atenuados nas bordas da amostra. Para definir este valor é necessário desenhar uma linha passando por toda a imagem, e analisar os tons de cinza em cada ponto desta linha. O melhor valor empregado na reconstrução será aquele no qual a imagem reflete um gráfico mais plano possível (figura 3.9).

E por último, o parâmetro “Byte Scaling” é determinado. Parâmetro responsável pela escala em relação aos tons de cinza. Definido dentro da escala de reconstrução, o software impõe os valores que serão convertidos para 8 a 16 bits.

3.4. Processamento e análise digital das imagens

As imagens em fatias 2D foram abertas como stack no software utilizado, Dragonfly 3.1 – ORS, mostrado na figura 19. Analisando as imagens em 3D, foram realizados crops, cortes para alinhar a imagem que será processada, como a região de interesse.

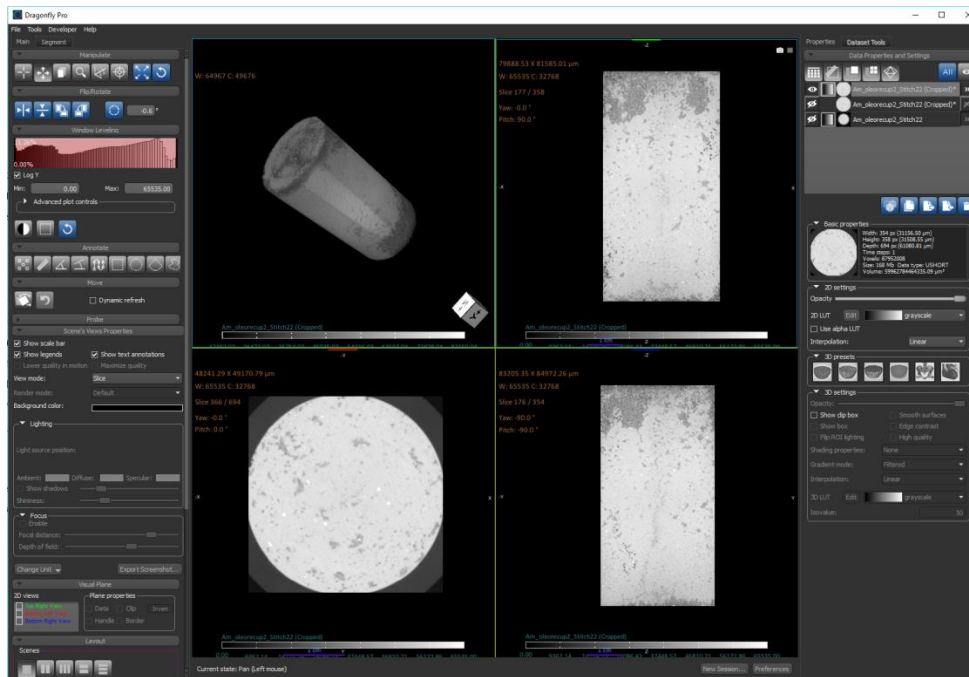


Figura 19: Dragonfly 3.1 – ORS.

Já com crop, para iniciar o processamento digital, as imagens foram abertas no FIJI. A imagem então foi convertida para 8-bit. Delimitou-se novamente a melhor região de interesse com relação a todas as fatias do stack, baseando-se na variação do posicionamento de cada uma delas. O entorno então foi apagado com a função Clear Outside, conforme mostrado na figura 20.

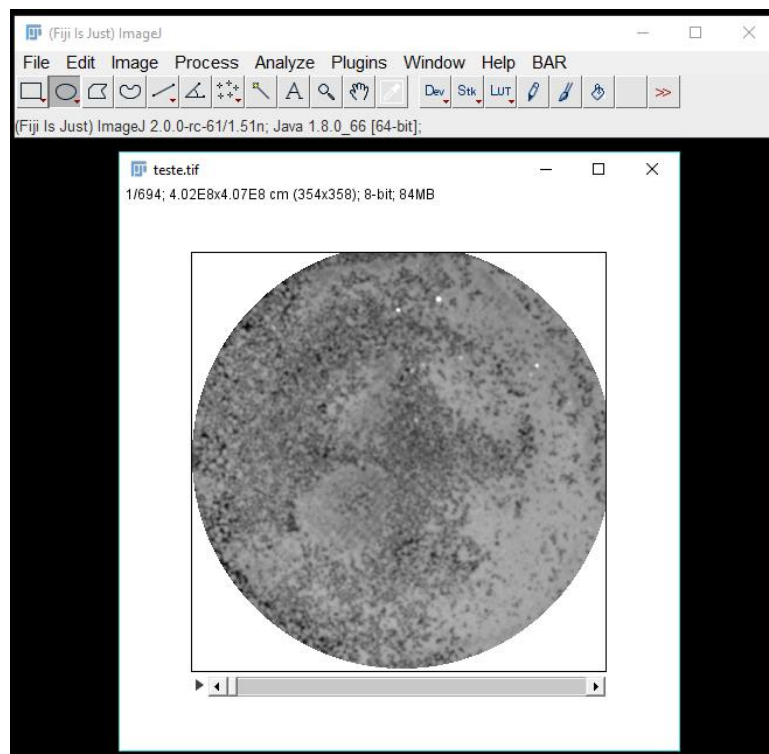


Figura 20: Imagem de uma fatia do Stack.

Como pré-processamento, utilizou-se o comando Enhance Contrast, com o objetivo de tentar igualar os histogramas das várias camadas do stack, que variam bastante. Após o Enhance Contrast se torna possível encontrar um threshold adequado para segmentar todas as camadas.

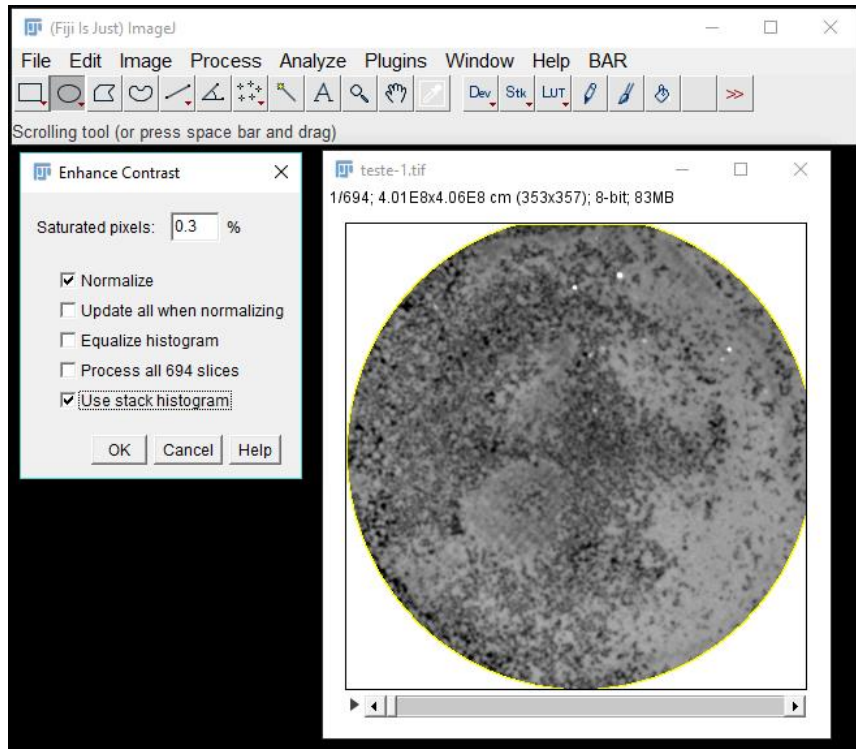


Figura 21: Aplicação do Enhance Contrast em uma imagem de uma fatia do Stack.

Como segmentação, utilizou-se o Adjust – Threshold manualmente. Analisando todas as fatias, foi definida uma faixa de segmentação satisfatória como destaque da região de interesse. Ativando a função Dark Background, foi então gerada a imagem binária, onde a região em branco é a região objetivo, no caso a região de água do mar.

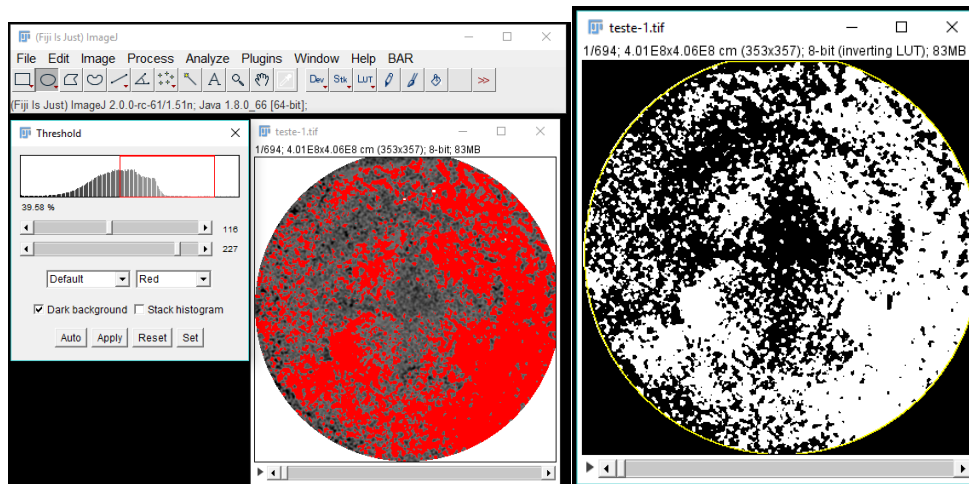


Figura 22: Segmentação da imagem de uma fatia do Stack e imagem após segmentação. Em branco a região de interesse, no caso a água do mar.

No pós-processamento, com o objetivo agora de avaliar o óleo, foi utilizada a função INVERT, para justamente inverter a imagem binária e mudar a região de interesse, como mostrado na figura 23.

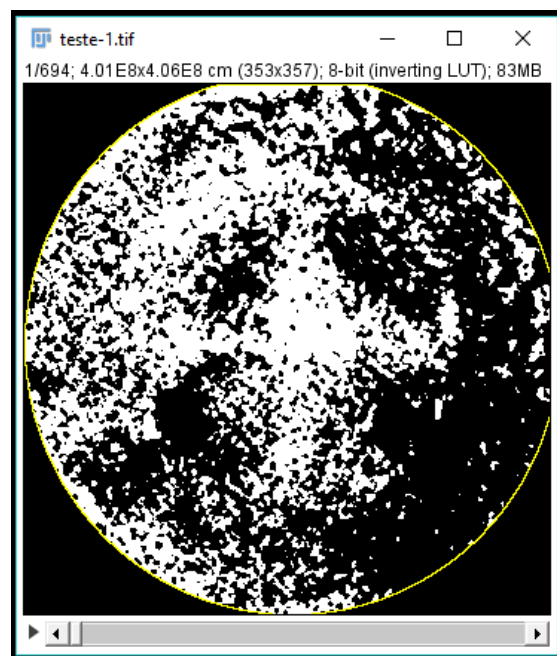


Figura 23: Imagem após a inversão. Em branco a região de interesse, no caso o óleo.

As imagens foram abertas novamente no Dragonfly com o objetivo de analisar as regiões de interesse, as quais foram destacadas e os atributos extraídos. Ao final, foram destacadas em diferentes cores as regiões de interesse, como mostrado na figura 24. O software apresenta os valores numéricos para serem analisados nos resultados finais.

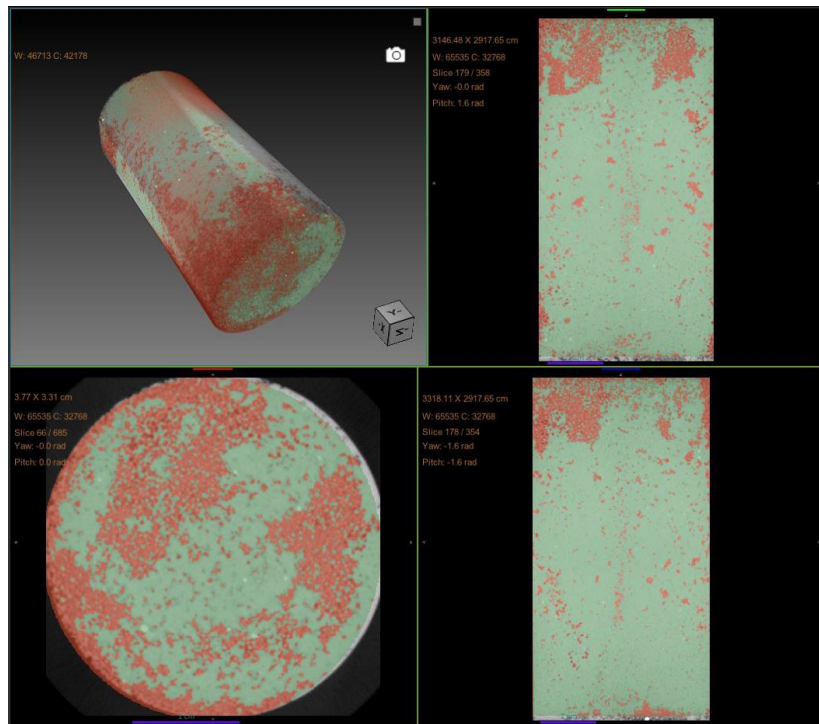


Figura 24: Imagem final do PDI. A água aparece em verde e o óleo em marrom.

3.5. Procedimento experimental

Os procedimentos consistiram no preparo do meio poroso, dos fluidos e sua injeção visando a visualização 3D das amostras para observar os deslocamentos dos fluidos injetados, principalmente a distribuição das fases água e óleo. Assim, os passos seguidos durante o projeto estão listados a seguir:

1. Preparo da água do mar: Preparou-se 2 L da solução de água do mar sem surfactante antes de cada amostra, primeiramente para o cálculo do coeficiente de permeabilidade da amostra. Adicionou-se as soluções e os compostos químicos em um Becker de 2 L com água deionizada, mantendo em permanente agitação sobre uma placa de agitação. Foi

adicionado o Iodeto de Potássio e o volume completado para 2 L utilizando um balão volumétrico. Ajustou-se então o pH da solução de água do mar. Posteriormente, para a injeção com intuito de varredura e recuperação do óleo, baseado no estudo apenas da influência das gotas da emulsão, adicionou-se surfactante à água do mar antes de injetá-la.

2. Filtragem: Para evitar qualquer tipo de interferência, como impurezas, que afetasse o resultado final, antes de cada amostra os fluidos colocados nas torres e injetados foram filtrados por pressurização de uma bomba de vácuo.
3. Empacotamento e determinação das propriedades do meio poroso: Foi realizado o empacotamento das esferas e os cálculos essenciais para determinação da porosidade e do volume poroso.
4. Injeção de CO₂: Ao início de todo trabalho com uma nova amostra, já pronta e cálculos realizados, injetou-se CO₂ com o intuito de retirar todo o ar de dentro da amostra, ou seja, ar que permanece ocupando espaço do volume poroso, o que poderia acarretar erro de cálculo e nos procedimentos experimentais. A injeção foi mantida por duas horas para garantir toda esta retirada de ar.

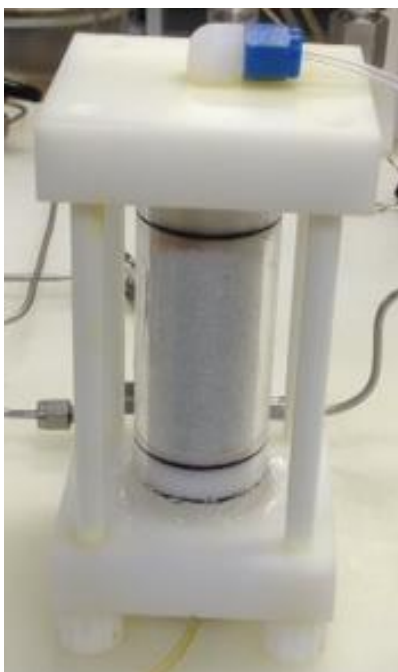


Figura 25: Meio Poroso seco, sem adição de fluidos.

5. Primeira Microtomografia de raios-x: Aquisição das primeiras imagens da amostra utilizada. Imagens para caracterização inicial, sem a injeção de qualquer fluido.
6. Injeção de água do mar sem surfactante para cálculo do coeficiente de Permeabilidade absoluta: Primeiramente injetou-se água do mar por tempo pré-determinado, considerando um volume e meio da amostra utilizada a uma vazão de 0.25 mL/min, velocidade de Darcy de aproximadamente 1 ft/dia, alcançando algo em torno de quase 3 horas de injeção, com o objetivo de saturar a amostra. No momento em que a pressão permanece constante, iniciou-se a variação da vazão a fim de realizar o cálculo do coeficiente de permeabilidade absoluta a partir do gráfico da vazão em função da diferença de pressão em regime permanente.

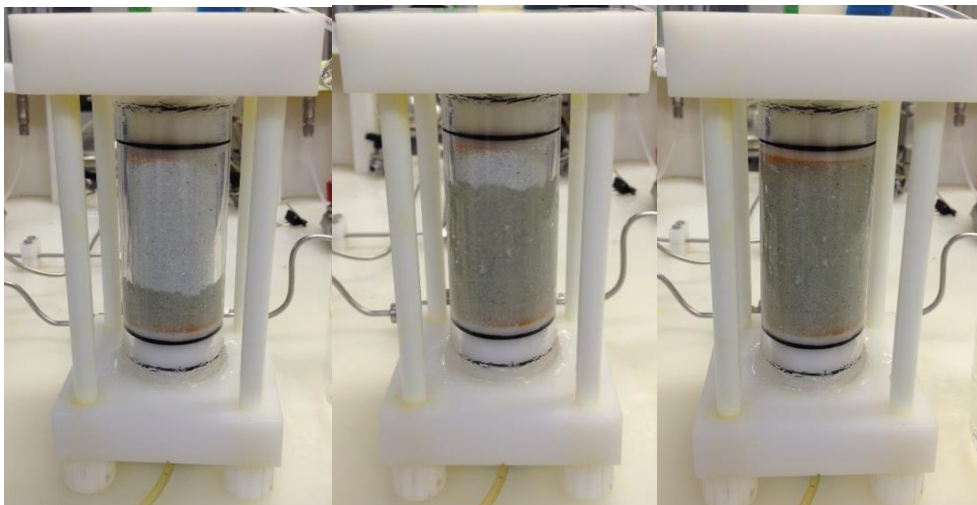


Figura 26: Amostra sendo saturada de água.

7. Segunda Microtomografia de raios-x: Segunda aquisição das imagens da amostra utilizada. Imagens com a amostra completamente saturada com água do mar.
8. Saturação do meio com óleo e cálculo da saturação da água conata: Injetou-se óleo na vazão de aproximadamente 1 ft/dia 0.25 mL/min (1pé/dia) com intuito de saturação da amostra para na próxima etapa,

iniciar o processo de Recuperação. Coletou-se o volume de água retirada da amostra para obter o volume de óleo presente no meio poroso e o volume de água irreduzível (volume de água restante na amostra).

9. Injeção de água do mar como primeira etapa de Recuperação do óleo: Inicia-se então a etapa principal de recuperação de óleo presente na amostra. Com a injeção de água do mar por um tempo pré-determinado, estipulado a partir de cálculos do volume poroso com relação à vazão de injeção, por aproximadamente 16 horas. A água e óleo produzidos são coletadas pelo coletor de frações, configurado para coletar em cada tubo $1/3$ do volume poroso da amostra, o que resulta na coleta de aproximadamente 31 tubos. Como dito anteriormente, quando o intuito foi estudar o efeito de bloqueio dos poros por gotas da emulsão, foi adicionado surfactante a essa água do mar antes da injeção. Quando o objetivo foi avaliar a influência das gotas da emulsão e do surfactante, não foi adicionado surfactante e a água do mar foi injetada.
10. Terceira Microtomografia de Raios-x: Terceira aquisição das imagens da amostra utilizada. Imagens da primeira injeção de água do mar com objetivo de recuperação do óleo. Imagens que já mostram a varredura inicial da água do mar.
11. Preparo e injeção da emulsão: Foi preparada a emulsão diluída de água em óleo de concentração 3%, seguindo a metodologia apresentada anteriormente. O tempo de injeção da emulsão foi estipulado a partir do cálculo de 0,1VP. Volume estipulado com o intuito de não correr o risco de a emulsão atravessar a amostra e ser produzida. Para o objetivo de apenas bloquear os poros, e depois de alguns testes, foi concluído que a injeção de apenas 0.1 volume poroso seria o suficiente.
12. Segunda injeção de água do mar como segunda etapa de Recuperação do óleo: Injetou-se novamente a água do mar após a injeção de emulsão. Também injetada por um tempo pré-determinado, estipulado a partir de cálculos de volume poroso com relação à vazão de injeção, por aproximadamente 16 horas. A água e óleo produzidos foram coletadas

pelo coletor de frações, configurado para coletar em cada tudo $1/3$ do VP da amostra, o que resultou na coleta de aproximadamente 31 tubos. Como dito anteriormente, quando o intuito foi estudar apenas o bloqueio das gotas da emulsão, foi adicionado surfactante a essa água do mar antes da injeção, mas se o objetivo era avaliar a influência das gotas da emulsão e do surfactante, não foi adicionado surfactante e a água do mar foi injetada.

13. Análise dos tubos de coleta das frações de recuperação do óleo: Após o final do processo, os tubos foram colocados na centrífuga para separar de uma forma mais clara os dois fluidos presentes e ajudar na análise dos volumes. Os volumes foram então utilizados para o desenvolvimento do gráfico de recuperação de óleo final.

4. Resultados

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos e analisados durante o projeto. Três amostras não consolidadas foram empacotadas da mesma forma e apresentaram características muito similares, algo indispensável para análise.

Nas amostras 1 e 2, foi injetada a emulsão com objetivo de analisar a influência do bloqueio dos poros no aumento do volume de óleo recuperado. Então, as etapas de injeção da água do mar já contavam com a presença de surfactante. Já na amostra 3, a água do mar não continha surfactante, então a partir da injeção de emulsão, além do bloqueio de poros, a influência em paralelo do surfactante também foi analisada. Essas influências causaram diferente mudanças na saturação das regiões da amostra. Dependendo do bloqueio e do que foi injetado, a água tomou diferentes caminhos para alcançar o lado produtor. Isso só foi possível ser analisado e quantificado a partir das imagens de microCT.

Ocorreram então duas injeções de água do mar, antes e após a injeção da emulsão. Quando mencionado injeção 1, estará relacionada a primeira injeção, ou seja, antes da emulsão, e injeção 2 sempre a injeção após a injeção da emulsão, mostrando os resultados provocados por ela.

4.1. Dados das amostras

Tabela 7: Parâmetros das Amostras.

Parâmetros	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3
Volume Poroso	27,22 cm ³	27,64 cm ³	27,90 cm ³
Porosidade	45,50%	46,10%	46,60%
Coef. Permeabilidade	8434,80 mD	9585,0 mD	9886,30 mD
Porosidade/1-Porosidade	0,8336	0,8564	0,8712
Diâmetro dos poros	172,54 µm	177,24 µm	180,30 µm

Conforme mencionado na subseção 3.2.3, a partir do diâmetro dos poros da amostra, foi possível ser produzida a emulsão com o tamanho médio das gotas ideal para realizar o bloqueio desses poros. Como os volumes porosos e consequentemente o diâmetro dos poros das amostras são muito próximos, exatamente por ser utilizada a mesma faixa de tamanho das esferas de vidro, foi possível produzir um único tipo de emulsão. A emulsão deveria ter até 50% do tamanho de diâmetro médio das gotas girando em torno de 170/180 μm .

4.1.1. Amostra 1

Nesta subseção analisa-se os parâmetros e resultados da amostra 1, apresentados em tabelas e gráficos. É apresentada uma tabela com os valores acumulados de recuperação em cada etapa do processo de injeção, um gráfico da recuperação de óleo com relação a quantidade de volume poroso injetado e por fim, as imagens extraídas e estudadas de microCT seguido dos resultados retirados de cada uma delas.

Recuperação óleo:

Tabela 8: Valores recuperados nas injeções de água antes e após a injeção da emulsão

Injeções	Valores
Injeção 1	82,40 % - 14,65 cm^3
Injeção 2	88,86 % - 15,80 cm^3

Recuperação de óleo amostra 1:

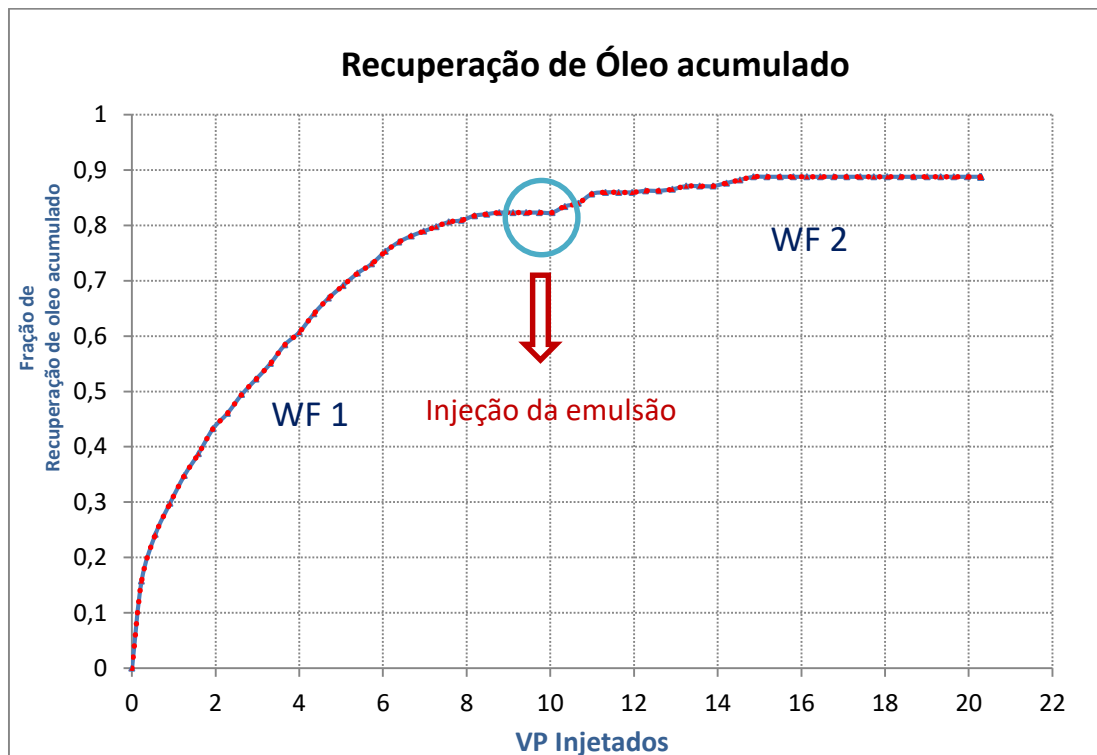


Figura 27: Recuperação de óleo com relação ao volume injetado de água do mar.

A região WF 1 apresenta um fator de recuperação bem alto já na primeira injeção de água do mar. A presença de surfactante na composição da água do mar contribuiu para este valor de recuperação do volume de óleo ao longo do tempo, uma varredura superior a 80% do óleo presente inicialmente no MP. Dados da recuperação estão apresentados na figura 28, logo abaixo, onde a água do mar são as regiões claras e o óleo identificado pelas regiões mais escuras. Na tabela 9 então, estão sendo apresentadas as porcentagens das concentrações de óleo/água. A partir das imagens observou-se o comportamento do aumento da saturação de água no meio poroso, observando a figura 28 podemos verificar que a varredura da água segue desde o início praticamente em pistão, varrendo de forma homogênea o óleo presente, deixando algumas pequenas regiões para trás. Ao final da varredura, próximo ao plano de saída, algo em torno dos 20% do volume poroso total, a água perde esse comportamento finalizando de forma bastante heterogênea, deixando diversas regiões e regiões grandes para trás, destacadas pelos círculos, onde podemos identificar maior concentração do óleo que permanece na amostra.

Acredito que seja por motivos físicos essa variação, distribuição das esferas, distância do plano de entrada, entre outros

Até 2 volumes porosos de água do mar injetados, o crescimento do fator de recuperação é muito acentuado. A partir do segundo volume poroso até mais ou menos 5 volumes porosos, o fator de recuperação permanece linear. Após os 7 volumes porosos injetados não há mais recuperação de óleo. O que nos mostra a necessidade de iniciar a próxima etapa de injeção, relacionada aos métodos avançados de recuperação de óleo, no presente trabalho, a emulsão.

Após a injeção de emulsão, foi iniciada a segunda etapa de injeção da água do mar, identificada pela região WF 2 no gráfico. A segunda etapa de injeção provocou um aumento no fator de recuperação do óleo, mais óleo voltou a ser varrido e produzido, o que nos confirma o efeito do bloqueio dos poros por conta das gotas presentes na emulsão. Dados apresentados na figura 29, onde a água do mar são as regiões claras e o óleo identificado pelas regiões mais escuras, e na tabela 10, onde estão sendo apresentadas as porcentagens exatas das concentrações de óleo/água. Observando essa figura, conseguimos confirmar de onde esse óleo que voltou a ser produzido, saiu. As regiões que a água acabou deixando para trás diminuíram. A grande concentração de óleo permanente ao final da amostra reduziu a ponto de conseguirmos enxergar, o que nos faz comprovar que dessas regiões saiu a maior parte do óleo que voltou a ser produzido.

Após 10 volumes porosos injetados o fator de recuperação de óleo voltou a aumentar, permanecendo em pequeno crescimento até por volta dos 15 volumes porosos injetados, alcançando quase 90% de óleo recuperado, e depois desse ponto não houve mais volume produzido.

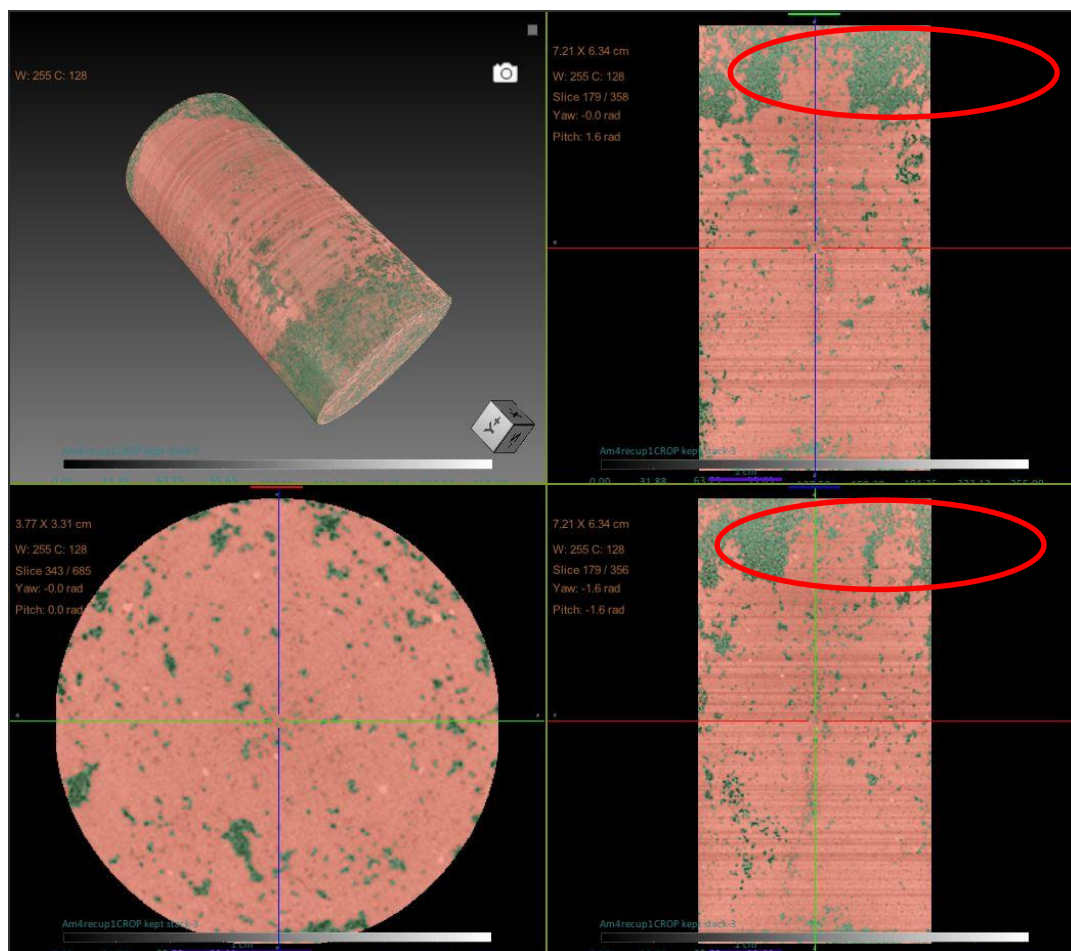


Figura 28: Imagens do resultado da primeira injeção de água do mar. Regiões mais claras identificam a água do mar e as regiões mais escuras, o óleo.

Tabela 9: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 1, do procedimento experimental com o processamento de imagem.

Injeção 1	Experimental		Processamento de Imagem
Líquidos	Volume %	Volume cm ³	Volume %
Água	82,40	14,65	83,25
Óleo	17,60	3,13	16,75

A tabela 9 serve de comparativo para as porcentagens dos volumes óleo/água coletadas a partir do procedimento experimental e a partir do PDI. Essa análise nos permite então confirmar os resultados alcançados durante o experimento com os resultados alcançados em PDI, confirmando então a credibilidade das imagens, o que foi bem satisfatório neste trabalho, variação menor que 1% de um número com relação ao outro. Enquanto em PDI a água saturou 83,25% do volume total do meio poroso, o valor calculado pela coleta da fase oleosa foi 82,40%.

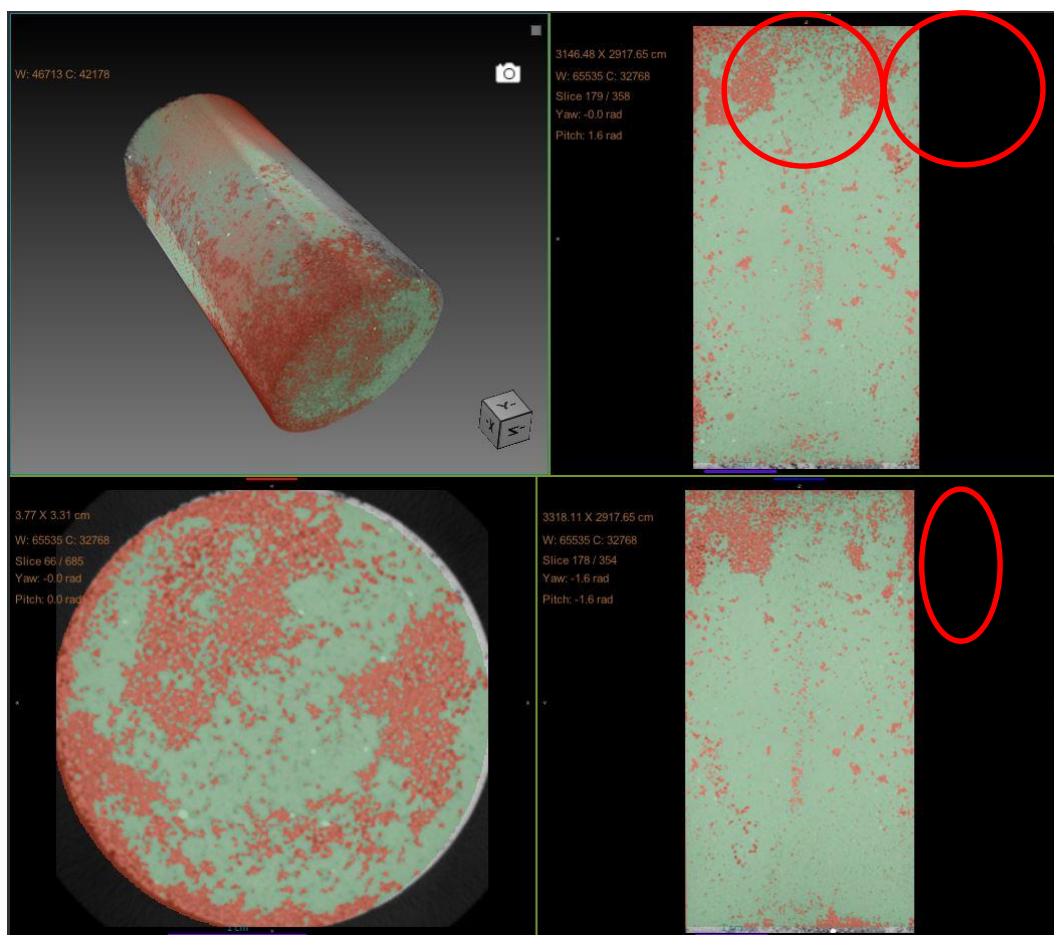


Figura 29: Imagens do resultado da segunda injeção de água do mar. Regiões mais claras identificam a água do mar e as regiões mais escuras, o óleo.

Tabela 10: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 2, do procedimento experimental com o processamento de imagem.

Injeção 2	Experimental		Processamento de Imagem
Líquidos	Volume %	Volume cm ³	Volume %
Água	88,86	15,80	84,00
Óleo	11,14	1,98	16,00

A análise da tabela 10 nos permite confirmar os resultados alcançados durante o experimento com os resultados alcançados em PDI, o que também foi satisfatório, bem próximos, mas apresentando um fator de erro um pouco maior, variação de

quase 5% de um número com relação ao outro. Enquanto em PDI a água saturou 84,00% do volume total do meio poroso, no procedimento experimental foi alcançado 88,86%.

As figuras 28 e 29, tabelas 9 e 10, servem de comparativo com relação aos resultados das primeira e segunda injeções de água do mar, nos comprovando esse aumento no volume recuperado. Aumento que foi observado principalmente nas regiões destacadas pelos círculos, onde pode-se ver uma maior saturação de água com relação as imagens da primeira injeção. Regiões que então concentraram o maior volume desse óleo que voltou a ser produzido, próximas ao lado da produção, caminhos percorridos pela água após as influências em seu escoamento.

4.2.

Amostra 2

Agora vamos analisar os parâmetros e resultados da amostra 2, apresentados em tabelas e gráficos. A ideia foi comparar o resultado com a amostra 1, e confirmar o resultado utilizando uma repetição do experimento com o mesmo padrão. Verificamos uma tabela com os valores acumulados de recuperação em cada injeção, um gráfico da recuperação de óleo com relação a quantidade de volume poroso injetado e por fim, as imagens extraídas e estudadas de microCT seguido dos resultados retirados de cada uma delas.

Tabela 11: Valores recuperados nas injeções de água antes e após a injeção da emulsão.

Injeções	Valores
Injeção 1	84,66 % - 14,61 cm ³
Injeção 2	90,73 % - 15,70 cm ³

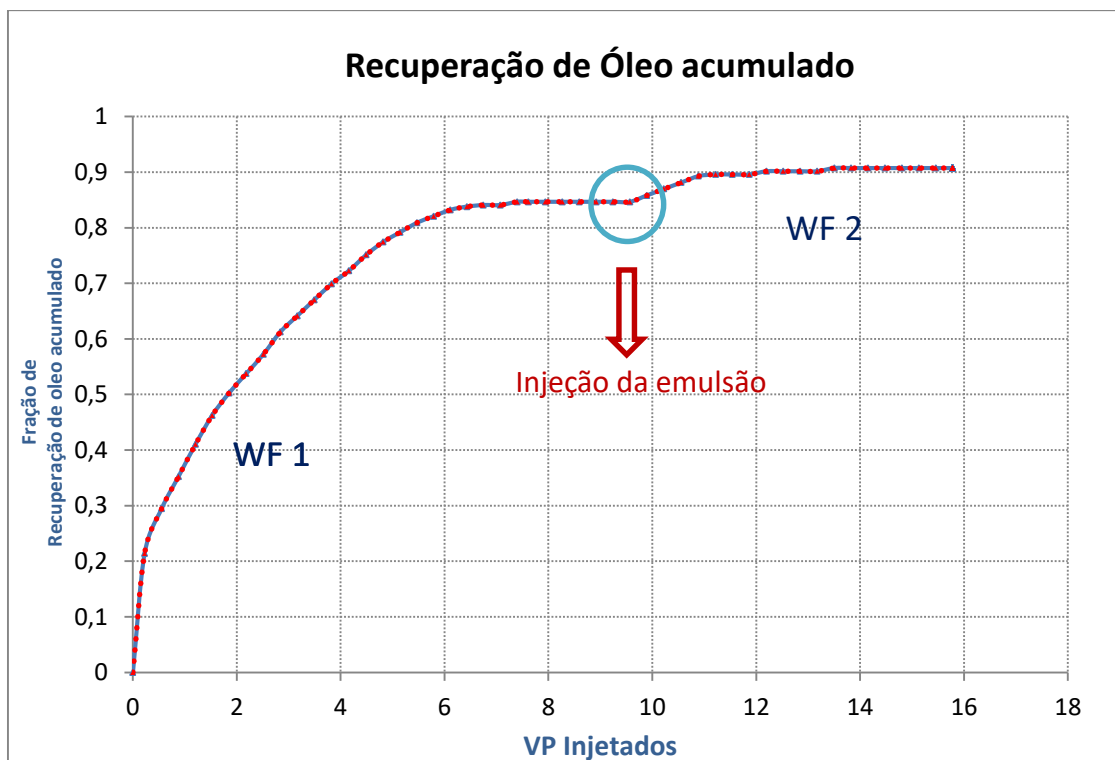


Figura 30: Recuperação de óleo com relação ao volume injetado de água do mar.

O comportamento do fator de recuperação do óleo com relação aos volumes porosos injetados de água na amostra 1 se mostrou muito próximo a amostra 2, confirmando a influência do surfactante. A região WF 1 mostra um fator de recuperação bem alto para uma primeira injeção de água do mar. A presença de surfactante contribuiu também para o alto valor de recuperação do volume de óleo ao longo do tempo, uma varredura superior a 80% do óleo presente inicialmente no meio poroso. Dados apresentados na figura 30, onde a água do mar são as regiões mais claras e o óleo identificado pelas regiões mais escuras, e na tabela 12, onde estão sendo apresentadas as porcentagens exatas das concentrações de óleo/água. Podemos verificar o comportamento do aumento da saturação da água no meio poroso. No início da injeção a água deixou um certo volume de óleo para trás, destacado na imagem, bem no centro, o que não havia ocorrido na amostra 1. E muito parecido com o que aconteceu na amostra 1, o volume de óleo restante se concentrou nas laterais do topo da amostra, ou seja, perto do plano de saída, mas no caso dessa amostra, houve uma concentração do óleo mais nas laterais e menos na zona central quando comparado a amostra 1.

Assim como na amostra 1, até quase 2 volumes porosos de água do mar injetados, o crescimento do fator de recuperação é exponencial. A partir do segundo volume poroso até mais ou menos 5 volumes porosos, o fator de recuperação permanece quase que linear.

A segunda etapa de injeção da água do mar, identificada pela região WF 2 no gráfico, também se aproximou bastante da segunda etapa de injeção na amostra 1, provocando também um aumento no fator de recuperação do óleo, confirmando o efeito do bloqueio dos poros por conta das gotas presentes na emulsão. Dados apresentados na figura 31, onde a água do mar são as regiões mais claras e o óleo identificado pelas regiões mais escuras, quando enxergamos que as regiões destacadas, antes com o óleo permanente, agora saturadas de óleo, principalmente a região central perto do plano de entrada, e na tabela 13, onde estão sendo apresentadas as porcentagens exatas das concentrações de óleo/água.

Próximo aos 10 volumes porosos injetados o fator de recuperação de óleo voltou a aumentar, permanecendo em pequeno crescimento até por volta dos 13 volumes porosos injetados, alcançando algo superior aos 90% de óleo recuperado, e depois desse ponto não houve mais volume produzido.

Amostra 2 – Análise das imagens adquiridas e processadas

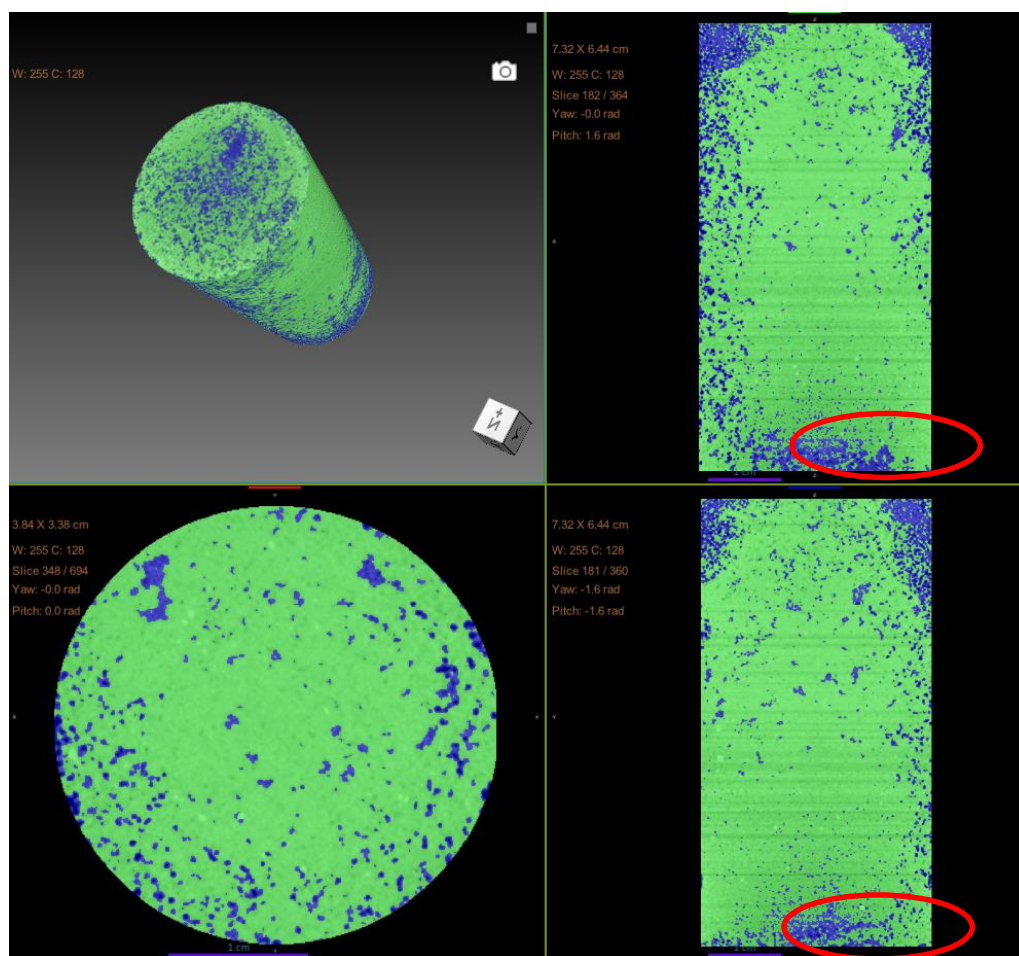


Figura 31: Imagens do resultado da primeira injeção de água do mar. Regiões mais claras identificam a água do mar e as regiões mais escuras, o óleo.

Tabela 12: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 1, do procedimento experimental com o processamento de imagem

Injeção 1	Experimental		Processamento de Imagem
	Líquidos	Volume %	Volume cm ³
Água	84,66	14,61	83,98
Óleo	15,34	2,69	16,02

A tabela 12 de comparativo para as porcentagens dos volumes óleo/água coletadas a partir do procedimento experimental e a partir do PDI. Essa análise nos permite então confirmar os resultados alcançados durante o experimento com os resultados alcançados em PDI, o que foi bem satisfatório neste trabalho, variação menor que 1% de um número com relação ao outro. Enquanto em PDI a água saturou 83,98% do volume total do meio poroso, o valor calculado pela coleta da fase oleosa foi 82,66%.

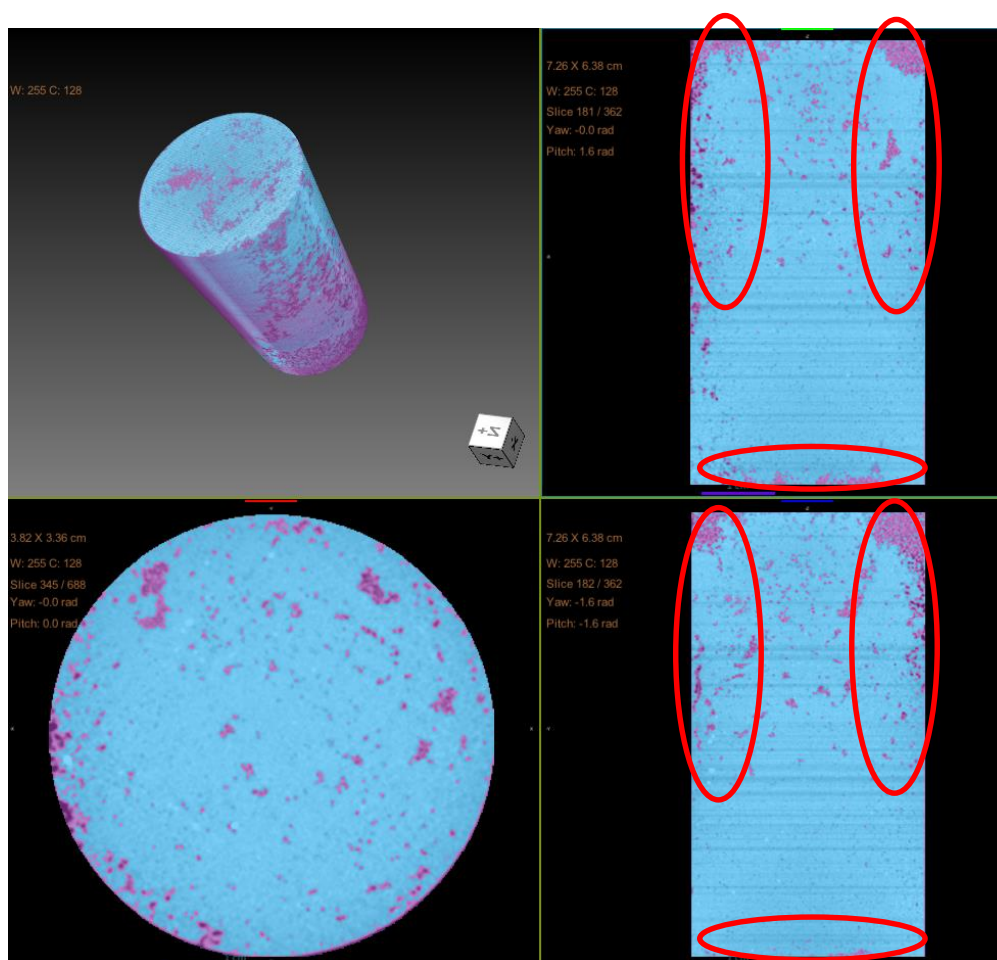


Figura 32: Imagens do resultado da segunda injeção de água do mar. Regiões mais claras identificam a água do mar e as regiões mais escuras, o óleo.

Tabela 13: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 2, do procedimento experimental com o processamento de imagem.

Injeção 2	Experimental		Processamento de Imagem
Líquidos	Volume %	Volume cm ³	Volume %
Água	90,73	15,70	90,15
Óleo	9,27	1,60	9,85

Como na tabela 12, a análise da tabela 13 nos permite confirmar os resultados alcançados durante o experimento com os resultados alcançados em PDI, o que também foi bem satisfatório, variação também menor que 1% de um número com relação ao outro. Enquanto em PDI a água saturou 90,15% do volume total do MP, no procedimento experimental foi alcançado 90,73%. No caso do procedimento experimental ainda foi possível apresentar o resultado em cm³, 15,70 cm³

As figuras 31 e 32, tabelas 12 e 13, servem de comparativo com relação aos resultados das primeira e segunda injeções de água do mar, nos comprovando esse aumento no volume recuperado. Assim como nas imagens da primeira amostra, o aumento que foi observado principalmente nas regiões destacadas pelos círculos, onde pode-se ver uma maior saturação de água com relação as imagens da primeira injeção. Regiões que então concentraram o maior volume desse óleo que voltou a ser produzido, central perto do plano de entrada e nas laterais próximas ao plano de saída, caminhos percorridos pela água após as influências em seu escoamento.

Então, em termos de comparação das amostras 1 e 2, os resultados foram muito próximos após as mesmas influências, o que nos permite tirar conclusões assertivas.

4.3. Amostra 3

Por fim, vamos analisar os parâmetros e resultados da amostra 3, apresentados em tabelas e gráficos. Verificamos uma tabela com os valores acumulados de recuperação em cada injeção, um gráfico da recuperação de óleo com relação a quantidade de volume poroso injetado e por fim, as imagens extraídas e estudadas de microCT seguido dos resultados retirados de cada uma delas.

Tabela 14: Valores recuperados nas injeções de água antes e após a injeção da emulsão.

Injeções	Valores
Injeção 1	48,70 % - 8,81 cm ³
Injeção 2	63,54 % - 11,50 cm ³

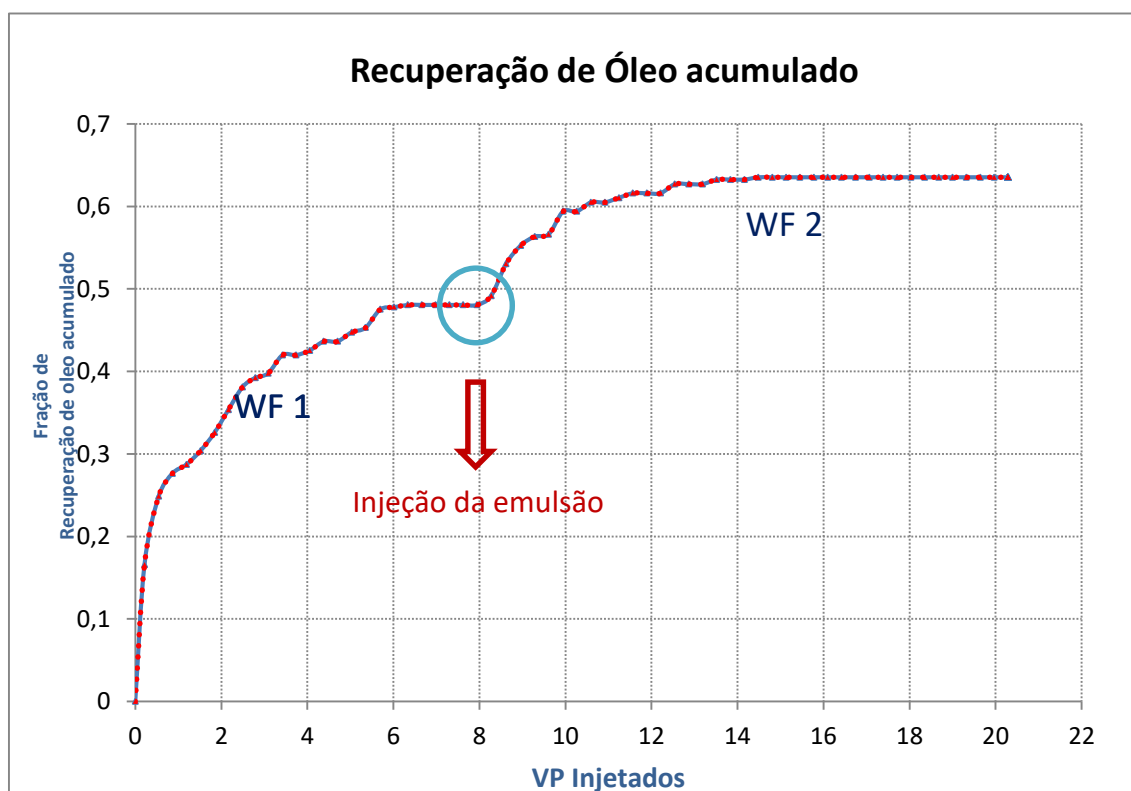


Figura 33: Recuperação de óleo com relação ao volume injetado de água do mar.

Na amostra 3 o comportamento do fator de recuperação do óleo com relação aos volumes porosos injetados de água se mostrou muito diferente com relação as amostras 1 e 2, por não conter surfactante na sua composição. A região WF 1 mostra um valor de recuperação do volume de óleo ao longo do tempo mais baixo, alcançando uma recuperação inferior a 50% do óleo presente no meio poroso. Dados apresentados na figura 33, onde a água do mar são as regiões mais claras e o óleo identificado pelas regiões mais escuras, e nas tabelas 15 e 16, onde estão sendo apresentadas as porcentagens exatas das concentrações de óleo/água.

Diferentemente dos comportamentos dos outros gráficos, apenas até 1 volume poroso o crescimento do fator de recuperação é acentuado. A partir deste momento volume poroso até mais ou menos 6 volumes porosos, o fator de recuperação permanece em crescimento de forma irregular. Após os quase 6 volumes porosos injetados não há mais recuperação de óleo, a água do mar alcançou o plano de saída e começou a ser produzida, não alcançando mais as regiões de óleo a partir desse momento, o que nos mostra a necessidade de iniciar a próxima etapa de injeção, relacionada aos métodos avançados de recuperação de óleo, no presente trabalho, a emulsão.

A segunda etapa de injeção da água do mar, identificada pela região WF 2 no gráfico, contribuiu para um aumento do valor de recuperação do volume de óleo muito maior do que a segunda injeção nas outras amostras, confirmando os efeitos paralelos do bloqueio dos poros por conta das gotas presentes na emulsão e do surfactante também presente na composição da emulsão injetada. Dados apresentados na figura 34, onde a água do mar são as regiões mais claras e o óleo identificado pelas regiões mais escuras, e na tabela 16, onde estão sendo apresentadas as porcentagens exatas das concentrações de óleo/água.

Próximo aos 8 volumes porosos injetados o fator de recuperação de óleo voltou a aumentar de forma intensa, permanecendo em grande crescimento até por volta dos 12 volumes porosos injetados, alcançando algo superior aos 60% de óleo recuperado, e depois dos 14 volumes porosos injetados não houve mais volume produzido.

Amostra 3 – Análise das imagens adquiridas e processadas –

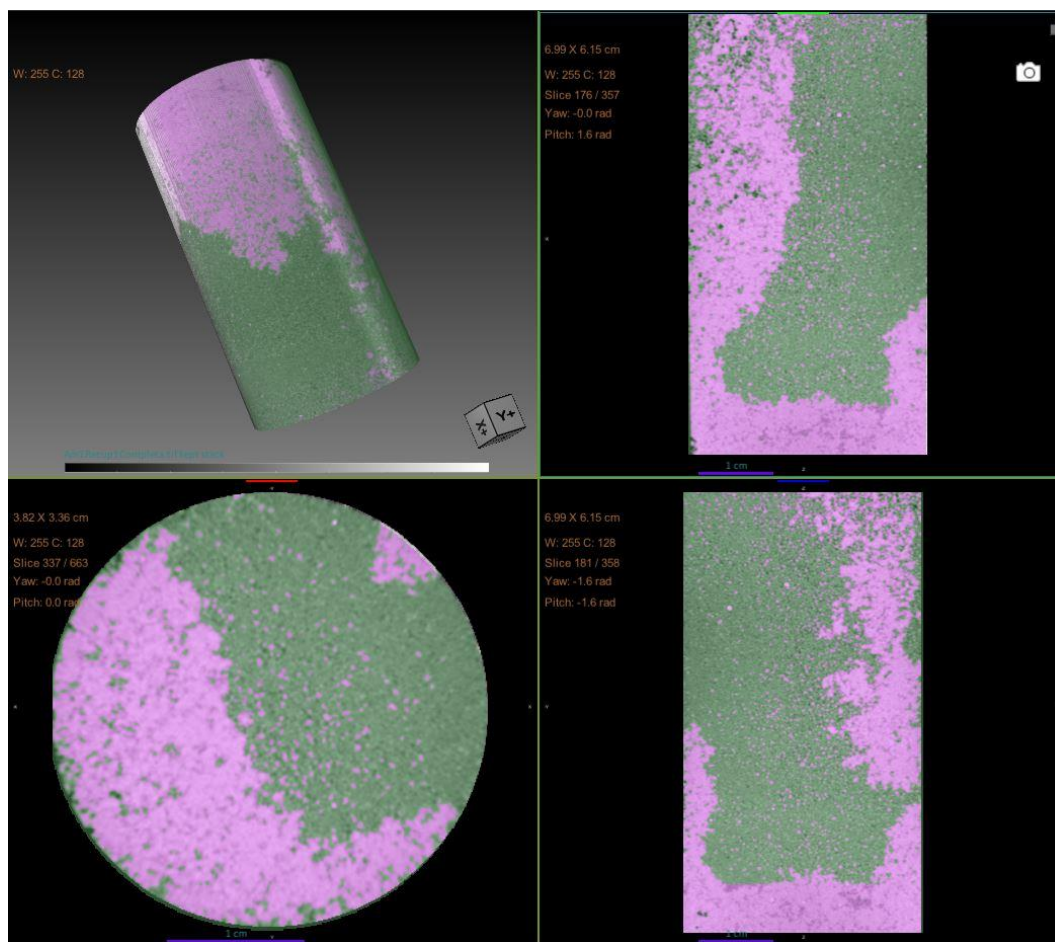


Figura 34: Imagens do resultado da primeira injeção de água do mar. Regiões mais claras identificam a água do mar e as regiões mais escuras, o óleo.

Tabela 15: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 1, do procedimento experimental com o processamento de imagem.

Injeção 1	Experimental		Processamento de Imagem
Líquidos	Volume %	Volume cm ³	Volume %
Água	48,70	8,81	46,72
Óleo	51,30	9,29	53,28

A tabela 15 serve de comparativo para as porcentagens dos volumes óleo/água coletadas a partir do procedimento experimental e a partir do PDI. Essa análise nos permite então confirmar os resultados alcançados durante o experimento com os resultados alcançados em PDI, o que foi bem satisfatório neste trabalho, variação menor que 2% de um número com relação ao outro. Enquanto em PDI a

água saturou 46,72% do volume total do meio poroso, o valor calculado pela coleta da fase aquosa foi 48,70%.

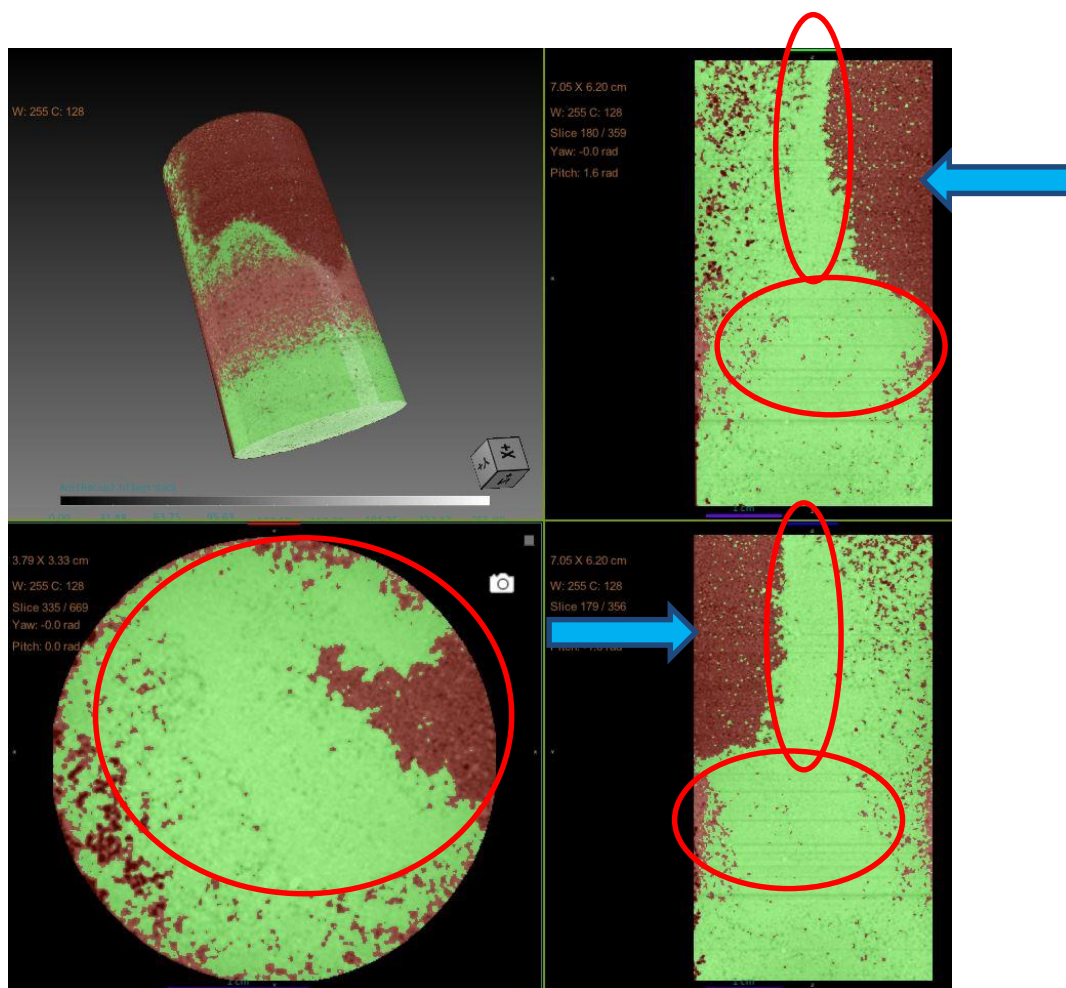


Figura 35: Imagens do resultado da segunda injeção de água do mar. Regiões mais claras identificam a água do mar e as regiões mais escuras, o óleo.

Tabela 16: Comparação das porcentagens do volume de óleo/água após a injeção 2, do procedimento experimental com o processamento de imagem.

Injeção 2	Experimental		Processamento de Imagem
Líquidos	Volume %	Volume cm ³	Volume %
Água	63,54	11,50	67,90
Óleo	36,46	6,60	32,10

Como na tabela 15, a análise da tabela 16 nos permite confirmar os resultados alcançados durante o experimento com os resultados alcançados em PDI, o que também foi satisfatório, mas apresentou uma margem de erro maior, uma variação superior a 4% de um número com relação ao outro. Enquanto em PDI a água saturou 67,90% do volume total do MP, no procedimento experimental foi alcançado

63,54%. No caso do procedimento experimental ainda foi possível apresentar o resultado em cm^3 , $11,50\text{cm}^3$

As imagens 34 e 35, e tabelas 15 e 16 servem de comparativo com relação aos resultados das primeira e segunda injeções de água do mar, nos comprovando esse aumento no volume recuperado. Podemos identificar como houve um aumento relativamente grande com relação as injeções 1 e 2, e maior com relação a variação das duas injeções nas demais amostras, volume recuperado em torno de 14,84% após a injeção de emulsão com relação a primeira injeção de água do mar. No caso dessa terceira amostra, muito diferente das duas primeiras, como podemos observar, foi possível destacar as regiões saturadas pela água com muita facilidade, a influência no desvio do escoamento da água foi muito significativa. Podemos ver que a o bloqueio dos poros e presença do surfactante fizeram com que a água deixasse de escoar mais pelas laterais e passasse a escoar pela região central da amostra, a mais “fácil” e “curta” para alcançar o lado produtor conforme está destacado pelos círculos. Região bem grande, antes saturada de óleo, agora com a presença da água. As regiões apontadas pelas setas nos mostram por onde a água não escoou e se encontra a maior parte do óleo presente no meio poroso.

Foi possível avaliar então a proximidade dos resultados entre as amostras 1 e 2, sendo alcançado com sucesso o objetivo de réplica e confirmação dos resultados. E a diferença entre essas duas amostras e a amostra 3, a qual teve o processo diferente de injeção conforme falado durante o trabalho. Resultados apresentados na tabela 17 abaixo.

Tabela 17: Comparação dos resultados de recuperação das amostras.

Injeção 1	% Recuperado	Volume Recuperado (cm^3)
Amostra 1	82,40	14,64
Amostra 2	84,66	14,61
Amostra 3	48,70	8,81
Injeção 2	% Recuperado	Volume Recuperado (cm^3)
Amostra 1	6,46	1,15
Amostra 2	6,07	1,09
Amostra 3	14,84	2,70

5. Conclusões

Todas as análises e conclusões foram muito facilitadas com a utilização da microtomografia de raios-x. Foi possível ver e confirmar o comportamento dos fluidos injetados e suas distribuições nas amostras após as injeções. por onde a água escoou de onde saiu o óleo produzido e quais as regiões varridas após a injeção de emulsão. A visualização interna dos meios porosos, foi essencial para a qualidade da análise quantitativa durante todo o projeto. Essa tecnologia então, se mostra muito importante e válida para o setor de óleo e gás.

O trabalho nos permitiu confirmar os resultados experimentais de recuperação de óleo a partir da observação das imagens. Foi possível enxergar a varredura da água e regiões de saturação a partir da influência dos métodos avançados de recuperação.

Com a influência do surfactante a água se comporta durante a varredura de forma homogênea e parecida sempre, deixando maior concentração do óleo próxima ao plano de saída, ou seja, perto de ser produzida. Após uma injeção de emulsão e a segunda injeção de água foi possível alcançar essas regiões antes deixadas para trás. Sem o surfactante desde o início a água escolheu um caminho mais definido pela lateral da amostra até alcançar o plano de saída, deixando grande parte central e da outra lateral saturada de óleo. Segue bastante a ideia de “viscous fingering”. Após a injeção de emulsão com surfactante, essas regiões foram alcançadas de forma relevante, mas deixando grande parte da outra lateral para trás.

5.1. Trabalhos futuros

Agora, com a utilização da microtomografia de raios-x, toda e qualquer influência sobre o aumento do volume de óleo produzido, pode ser analisada e estudada com mais detalhe. Então, podemos mais tarde, variar outros parâmetros, como por exemplo, a vazão injetada de água do mar, ou utilização de outros métodos de recuperação avançada, e a partir da visualização do meio poroso em imagens 2D e 3D, analisar a varredura do óleo. E a tentativa de diferenciar as regiões de poros vazios das demais, ainda poderá com mais sucesso.

Uma segunda etapa desse projeto também poderia ser a utilização da mesma metodologia, mas agora em meios porosos consolidados, se aproximando ainda mais da situação real encontrada em campo, coletando dados de pressão e temperatura.

6.

Referências bibliográficas

AL-RAOUSH, R. I.; WILLSON, C. S. Extraction of physically realistic pore network properties from three-dimensional synchrotron X-ray microtomography images of unconsolidated porous media systems. **Journal of hydrology**, v. 300, n. 1-4, p. 44-64, 2005.

BROWN, Kendra et al. On the challenges of measuring interfacial characteristics of three-phase fluid flow with x-ray microtomography. **Journal of microscopy**, v. 253, n. 3, p. 171-182, 2014.

CHERAGHIAN, Goshtasp et al. An experimental investigation of the enhanced oil recovery and improved performance of drilling fluids using titanium dioxide and fumed silica nanoparticles. **Journal of Nanostructure in Chemistry**, v. 3, n. 1, p. 78, 2013.

DE FARIAS, Manoel LR et al. Injection of Dilute Oil-in-Water Emulsion as an Enhanced Oil Recovery Method for Heavy Oil: 1D and 3D Flow Configurations. **Transport in Porous Media**, v. 113, n. 2, p. 267-281, 2016.

DE GASPERI, Patricia Martins Silva et al. **Estimativa de propriedades petrofísicas através da reconstrução 3D do meio poroso a partir da análise de imagens**. 1999.

De La Hoz Alford, Lorenleyn. **Caracterização tridimensional de compósitos de matriz epóxi reforçados por fibras de vidro**. Dissertação Mestrado, Pós-graduação em Engenharia de Materiais e de Processos Químicos e Metalúrgicos do Departamento de Engenharia Química e de Materiais do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

DE LIMA, Nicolle Miranda. **Análise do Deslocamento de Óleo por Soluções Poliméricas em Microescala**. 2015. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

DE ÓLEOS, RECUPERAÇÃO AVANÇADA. **Manoel Leopoldino Rocha de Farias**. 2013. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

DONG, B. et al. Simulation of the influence of surface wettability on viscous fingering phenomenon in porous media. **Journal of Bionic Engineering**, v. 7, n. 3, p. 267-275, 2010.

FEALI, Mostafa et al. Qualitative and quantitative analyses of the three-phase distribution of oil, water, and gas in bentheimer sandstone by use of micro-CT imaging. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 15, n. 06, p. 706-711, 2012.

HOMSY, George M. Viscous fingering in porous media. **Annual review of fluid mechanics**, v. 19, n. 1, p. 271-311, 1987.

IGLAUER, Stefan et al. Influence of Wettability on Residual Gas Trapping and Enhanced Oil Recovery in Three-Phase Flow: a Pore-Scale Analysis using Micro-Computed Tomography. **11th Middle East Geosciences Conference and Exhibition**, 10-12 March 2014, GEO-2014.

IGLAUER, Stefan; PALUSZNY, A.; BLUNT, M. J. Simultaneous oil recovery and residual gas storage: A pore-level analysis using in situ X-ray micro-tomography. **Fuel**, v. 103, p. 905-914, 2013.

KHEZRNEJAD, A.; JAMES, L.; JOHANSEN, T. Nanofluid enhanced oil recovery—mobility ratio, surface chemistry, or both. In: **Int. Symp. of the Society of Core Analysts**. 2015. p. 16-21.

KHEZRNEJAD, Ayub et al. Water enhancement using nanoparticles in water alternating gas (WAG) micromodel experiments. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. Society of Petroleum Engineers, 2014.

LI, Shidong; HENDRANINGRAT, Luky; TORSÆTER, Ole. Improved oil recovery by hydrophilic silica nanoparticles suspension: 2 phase flow experimental studies. In: **IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference**. 2013.

LI, Shidong; TORSÆTER, Ole. An experimental investigation of EOR mechanisms for nanoparticles fluid in glass micromodel. In: **Paper SCA2014-022 was prepared for presentation at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Avignon, France**. 2014. p. 8-11.

MALONEY, D. R.; DOGETT, Kevin; TOMUTSA, Liviu. Three-Phase Relative Permeability Characteristics of a dolomite rock plug. **Report NIPER**, v. 329, 1997.

MANDAL, Ajay et al. Characterization of oil– water emulsion and its use in enhanced oil recovery. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 49, n. 24, p. 12756-12761, 2010.

MAREK, B. F. et al. Three-phase relative permeability of limestones having bimodal pore-size distribution”, paper SPE 21374 presented at the **SPE Middle East Oil Show**, Bahrain, doi:10.2118/21374-MS, 16–19 Nov (1991).

PAK, Tannaz et al. **Droplet fragmentation: 3D imaging of a previously unidentified pore-scale process during multiphase flow in porous media**, aSchool of Geosciences, The University of Edinburgh, Edinburgh EH9 3FE, United Kingdom; bInternational Centre for Carbonate Reservoirs, Edinburgh EH9 3FE, United Kingdom; and cInstitute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburgh EH14 4AS, United Kingdom. Edited by David A. Weitz, Harvard University, Cambridge, MA, and approved January 13, 2015 (received for review October 22, 2014).

PHENRAT, Tanapon et al. Polymer-modified FeO nanoparticles target entrapped NAPL in two dimensional porous media: effect of particle concentration, NAPL

saturation, and injection strategy. **Environmental science & technology**, v. 45, n. 14, p. 6102-6109, 2011.

ROUSTAEI, Abbas; BAGHERZADEH, Hadi. Experimental investigation of SiO₂ nanoparticles on enhanced oil recovery of carbonate reservoirs. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 5, n. 1, p. 27-33, 2015.

YU, Haiyang et al. Flow enhancement of water-based nanoparticle dispersion through microscale sedimentary rocks. **Scientific reports**, v. 5, p. 8702, 2015.

YU, Haiyang et al. Transport and retention of aqueous dispersions of paramagnetic nanoparticles in reservoir rocks. In: **SPE Improved Oil Recovery Symposium**. Society of Petroleum Engineers, 2010.

ZAKI, Nael N. Surfactant stabilized crude oil-in-water emulsions for pipeline transportation of viscous crude oils. **Colloids and surfaces A: Physicochemical and engineering aspects**, v. 125, n. 1, p. 19-25, 1997.