



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ANDRE DO CARMO PEREIRA

ESTUDO DA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO COM VARIAÇÕES DE MOLHABILIDADE EM ROCHAS CARBONÁTICAS FRATURADAS

CAMPINAS

2019

ANDRE DO CARMO PEREIRA

ESTUDO DA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO COM VARIAÇÕES DE MOLHABILIDADE EM ROCHAS CARBONÁTICAS FRATURADAS

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientadora: Dra. Erika Tomie Koroishi Blini

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno Andre do Carmo Pereira e orientada pela Dra. Erika Tomie Koroishi Blini.

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2019

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

P414e Pereira, André do Carmo, 1994-
Estudo da recuperação de petróleo com variações de molhabilidade em rochas carbonáticas fraturadas / André do Carmo Pereira. – Campinas, SP : [s.n.], 2019.

Orientador: Erika Tomie Koroishi Blini.
Coorientador: Alessandra Winter Spagnol.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Reservatório (Carbonático). 2. Molhabilidade. 3. Tomografia computadorizada. I. Blini, Erika Tomie Koroishi. II. Spagnol, Alessandra Winter. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Study of oil recovery with wettability variations in carbonate fractured rocks

Palavras-chave em inglês:

Reservoir (Carbonatic)

Wettability

Computed tomography

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Erika Tomie Koroishi Blini

Marcelo Souza de Castro

Viktor Oswaldo Cardenas Concha

Data de defesa: 19-12-2019

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-6256-9556>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/8038312580124861>

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

ESTUDO DA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO COM VARIAÇÕES DE MOLHABILIDADE EM ROCHAS CARBONÁTICAS FRATURADAS

Autor: Andre do Carmo Pereira
Orientadora: Dra. Erika Tomie Koroishi Blini

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dra. Erika Tomie Koroishi Blini, Presidente
Departamento de Energia/ CEPETRO/ UNICAMP

Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro
Departamento de Energia/ FEM/ UNICAMP

Prof. Dr. Viktor Oswaldo Cardenas Concha
Departamento de Engenharia Química/ UNIFESP

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 19 de dezembro de 2019.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao meu pai, Gutemberg Antônio Pereira (*In memoriam*) e ao Prof. Dr. Osvald Vidal Trevisan (*In memoriam*), pessoas com quem eu aprendi sobre a beleza de viver uma vida plena e acreditar que é possível. Nos reencontraremos um dia.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente à Deus, pela certeza e confiança de que nunca estarei sozinho. Pela vida, saúde e coragem de enfrentar os desafios com bom ânimo. A fé me mantém vivo e permite com que eu acredite em um mundo melhor.

À toda minha família, especialmente à minha mãe que dedicou sua vida para criação e educação de 3 filhos sozinha. Sem seu apoio, exemplo e completo cuidado não teria sido capaz de alcançar meus objetivos. Todas minhas conquistas sempre serão nossas e sempre estaremos juntos. Meu amor por você é eterno.

Ao Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan pela oportunidade, conhecimento e preciosas lições que levarei durante toda minha vida. Você transformou a vida das pessoas ao seu redor e sempre será lembrado como um ser humano extraordinário. Foi uma honra.

À minha orientadora Dra. Erika Tomie Koroishi Blini e coorientadora Dra. Alessandra Winter por todo apoio, suporte e confiança durante toda a pesquisa. Aprendi muito ao lado de vocês e tenho profunda admiração pela imensa força presente em ambas.

Ao grupo de pesquisa LMMR pelo suporte durante toda a pesquisa: Luís Lamas, Janeth Vidal, Nilo Kim e Eddy Ruidiaz.

Aos técnicos do laboratório: Henrique, Washington e Caique pela paciência e conhecimento compartilhados durante todos os experimentos. A experiência e contribuição de vocês foram imprescindíveis para realização deste trabalho

Ao meu leal irmão Henrique Miralla, por estar presente ao meu lado desde o início da jornada, durante os momentos bons e ruins. Tenho compartilhado os melhores momentos da minha vida ao seu lado e sempre te admirei pelo caráter exemplar e bondade memorável, você possui um coração grandioso e merece todas as coisas boas do mundo. Sua amizade é uma dádiva da vida e sempre estarei ao seu lado. Obrigado por tudo.

Aos meus especiais amigos que compartilharam e me apoiaram durante o Mestrado. Catalina Camargo por ter sido minha melhor amiga, me contagiando com sua alegria, generosidade e inteligência. Sarah Bernardes pela paciência, amizade e companheirismo durante toda pesquisa. Sharon Soler pelos conselhos, apoio e experiência. Vocês foram fundamentais para a construção deste trabalho, e sem dúvidas foram as pessoas com que mais aprendi durante os dois últimos anos. Obrigado por tudo.

Aos amigos que a Unicamp me proporcionou e que de alguma forma foram especiais para mim: Beethoven Gomes, Walter Barberan, Gabriel Meneses, Victor Cattani, Rodrigo Vaz,

Geniffer Martins, José Arthur Escudeiro e Pedro Moraes. Obrigado por contribuir não só para minha evolução profissional como pessoal.

Aos amigos que mesmo de longe sempre acreditaram no meu potencial, me apoiando e incentivando a ir mais longe, contribuindo para minha melhor versão, especialmente á Abdel Hafi, que está comigo desde o início.

Ao time de Petrobowl da Unicamp pelas experiencias inesquecíveis e aprendizados únicos, especialmente ao nosso treinador Kildare Gurjão que nunca permitiu que deixássemos de acreditar que era possível. Fizemos história juntos.

À todos os membros do Capítulo Estudantil SPE Unicamp 2018 pela dedicação e trabalho duro que gerou resultados fantásticos.

Gostaria de agradecer ao DEP-FEM-CEPETRO por todo apoio e estrutura para o desenvolvimento deste trabalho. A Unicamp proporciona o desenvolvimento das melhores qualidades humanas.

À Repsol Sinopec e ANP pelo apoio financeiro durante o desenvolvimento deste trabalho.

Gostaria de agradecer também a todo time da Governança de Meios do Santander, especialmente a equipe de Protocolo de Eventos pela compreensão, apoio e incentivo da conclusão desta importante etapa.

*“Without commitment you’ll never start, but more importantly,
without consistency, you’ll never finish.”*

Denzel Washington

RESUMO

Reservatórios carbonáticos fraturados mostram como principal característica o alto valor econômico agregado devido às suas altas reservas de hidrocarbonetos. A complexidade deste tipo de reservatório está relacionada com a alta heterogeneidade das rochas carbonáticas, o comportamento do sistema matriz-fratura e a molhabilidade que é usualmente preferencial ao óleo. O presente trabalho tem como objetivo investigar experimentalmente o comportamento da recuperação de óleo em um modelo de meio poroso carbonático fraturado em diferentes condições de molhabilidade por meio do balanço de massa. Uma nova metodologia foi proposta para criação do modelo de fratura induzida permitindo a caracterização petrofísica do sistema matriz-fratura. A fratura induzida é composta por um espaçador de polióxido de metileno (POM) com 1 mm de espessura, preenchido por esferas de vidro para atribuição de porosidade e permeabilidade à fratura. Dois ensaios de deslocamento forçado foram conduzidos utilizando dois tipos de óleo (mineral e óleo morto) em amostras carbonáticas provenientes de um reservatório do pré-sal brasileiro com condições distintas de envelhecimento, a fim de avaliar diferentes cenários de molhabilidade. No primeiro ensaio, além do acompanhamento da recuperação de óleo por meio do balanço de massa, tomografias computadorizadas de raios-X (TC) foram utilizadas para estimativa do perfil de porosidade e saturação dos fluidos na amostra. Além disso, a variação de pressão ao longo dos ensaios experimentais foi registrada por um transdutor de pressão. O fluxo preferencial através da fratura pôde ser verificado por meio do baixo valor registrado do diferencial de pressão ao longo dos testes. A recuperação de óleo obtida por deslocamento forçado do primeiro ensaio utilizando óleo mineral foi de 41% OOIP, enquanto a recuperação utilizando óleo cru foi de 26% OOIP. Em ambos os ensaios o comportamento de rápida produção inicial de óleo seguido por uma recuperação lenta pôde ser observado, que baseado no volume total produzido e no volume de óleo da fratura indica primeiramente a produção do óleo da fratura e posteriormente a recuperação proveniente da transferência de massa entre a matriz e a fratura. A influência da molhabilidade foi observada ao longo da produção pelas diferentes taxas de recuperação entre os ensaios, resultando em comportamentos particulares do modelo matriz-fratura. A literatura experimental de meios porosos fraturados carbonáticos é relativamente escassa quando comparada aos avanços das simulações do reservatório. O presente trabalho fornece bons dados experimentais para melhor compreensão do comportamento matriz-fratura em rochas carbonáticas fraturadas e sua relação com diferentes molhabilidades, por meio da recuperação de óleo em sistemas distintos, bem como dados petrofísicos adequados do sistema matriz-fratura para simulação de reservatórios fraturados.

Palavras Chave: Reservatórios Carbonáticos Fraturados, Molhabilidade, Tomografia Computadorizada.

ABSTRACT

Fractured carbonate reservoirs have been shown as main feature the high economic value owing to high hydrocarbon reserves. The complexity of this type of reservoir is related to the high heterogeneity of carbonate rocks, the understanding of matrix-fracture system behavior and the wettability that is usually preferably to neutral/oil. The present work aims to experimentally investigate the oil recovery behavior from a carbonate fractured porous media model under different wettability conditions using mass balance and X-ray computed tomography (CT). A new methodology was proposed to create the model of induced fractures allowing the petrophysical characterization of the system matrix-fracture. The induced fracture is composed of a polymer spacer (POM) with one mm of thickness, filled with glass beads to attribute porosity and permeability to the fracture. Two forced displacement tests were conducted using two types of oil (mineral and dead oil) in carbonate samples from a Brazilian pre-salt reservoir with distinct aging conditions, in order to evaluate different wettability scenarios. The recovery assay was monitored by mass balance to determine the oil recovery. The CTs were used to estimate the porosity and saturation profiles of the fluids in the system. In addition, the pressure drop along the experimental work was registered by a pressure transducer. The preferential flow from the fracture is also confirmed by the low differential pressure of the sample monitored during the tests. The oil recovery obtained by forced displacement of the first test using mineral oil was 41% OOIP, while recovery using crude oil was 26% OOIP. In both tests the behavior of fast initial oil production followed by a slow recovery could be observed, which based on the total volume produced and the volume of oil of the fracture indicates first the production of the fracture oil and later the recovery spaced due to the exchange of mass enters the matrix and the fracture, being this behavior compared to other experimental tests of models fractured in the literature, showing similar results. The influence of wettability was observed throughout the production by the different recovery rates between the tests, resulting in particular behavior of the matrix-fracture model. The literature of experimental carbonate fractured porous media is relatively poor when compared to the simulations advances. This research work provides good useful experimental data for a better understanding of fracture-matrix behavior in fractured carbonate rocks and their relationship to different wettability by oil recovery in different systems, and also matrix-fracture petrophysical input data for fractured reservoir simulations models.

Key Word: Fractured carbonate reservoirs, wettability, Computed Tomography

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1. Tensões atuantes e Plano de fratura preferencial. Fonte: Adaptado de <i>Golf-Racht (1982)</i> .	25
Figura 2.2. Gráfico esquemático da Classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados. Fonte: Adaptado de Nelson (2001).	28
Figura 2.3. Principais mecanismos de Recuperação em RNF. Adaptado de Lemonnier e Bourbiaux (2010).	31
Figura 2.4. Comparação entre um reservatório real e o modelo cubo de Açúcar. Adaptado de Warren e Root (1963)	37
Figura 2.5. Esquema de fratura utilizado durante os testes de embebição. Fonte: Adaptado de Mattax e Kyte (1962).	38
Figura 2. 6. Esquema de corte utilizado no experimento de deslocamento forçado. Onde A: Bloco de entrada; B: Bloco isolado; C: Bloco de saída; F1 e F2: Fraturas sem espaçador e F3: fratura com espaçador. Fonte: Adaptado de Haugen <i>et al.</i> (2007)	40
Figura 2.7. Esquema de corte das amostras RC2 e EWD1. Fonte: Ferno <i>et al.</i> (2010).	41
Figura 2.8. Perfil de saturação utilizando MRI para o deslocamento forçado em amostra carbonáticas fraturadas. Fonte: Adaptado Ferno <i>et al.</i> (2010)	42
Figura 2. 9. Esquema de montagem do plug com fratura longitudinal com o espaçador POM. Ferno <i>et al.</i> (2015).	43
Figura 2.10. A) Sequência de amostras utilizadas cobertas por alumínio. B) Fratura axial central de 0,6 cm de diâmetro.	44
Figura 2.11. 1) Equipamento de fratura utilizado 2) Amostra antes e pós geração da fratura artificial. Adaptado de Lian e Cheng (2012).	45
Figura 2.12. Ângulo de contato em um sistema óleo/água/sólido. Fonte: Rosa <i>et al.</i> , 2006. ..	46
Figura 2.13. Distribuição dos fluidos no meio poroso para diferentes molhabilidades. Fonte: Adaptado Abdallah <i>et al.</i> , 2007.	48
Figura 2.14. Passo a passo do procedimento experimental MFT. Adaptado de Mwangi <i>et al.</i> , (2018).	50
Figura 3.1. Sequência de etapas da caracterização petrofísica	53
Figura 3.2. Amostras selecionadas.	54

Figura 3.3. Esquema de Filtração do Óleo. 1) Bomba de deslocamento positivo; 2) Garrafa de óleo; 3) Filtro de 10 μm ; 4) Garrafa âmbar para armazenamento.	56
Figura 3.4. Equipamentos usados na filtração do óleo morto.	56
Figura 3.5. Esquema de Filtração. 1) Bomba de vácuo 2) Vidraria com filtro 0,22 μm	58
Figura 3.6. Esquema de Desaeração. 1) Bomba de vácuo 2) Agitador Magnético e 3) Barra magnética	58
Figura 3.7. Processos de filtração e desaeração dos fluidos. 1) Bomba de vácuo 2) Agitador magnético 3) Filtro 22 μm 4) barra magnética.....	59
Figura 3.8. Configuração esquemática do aparato experimental.....	59
Figura 3.9. Componentes físicos do tomógrafo. 1) <i>Gantry</i> (tomógrafo) 2) Mesa de experimentos 3) Sistema computacional.	61
Figura 3.10. Aparato experimental para obtenção do CT dos fluidos. 1) Garrafa de fluidos aquecida; 2) Coreholder aquecido; 3) Controlador de Temperatura; 4) Bomba de Deslocamento Positivo (Quizix) e 5) Tomógrafo.....	62
Figura 3.11. Dispositivo Cilíndrico de Alumínio para obtenção do CT dos fluidos.	62
Figura 3.12. A) Tomografia típica visualizada no <i>software</i> OSIRIS 4 pré-tratamento; B) Tomografia típica pós-tratamento no <i>software</i> MATLAB, onde a área da fratura é retirada	64
Figura 3.13. Equipamento de limpeza: Soxhlet. Fonte: Nunez (2017).....	67
Figura 3.14. Ultraperm 500 utilizado para medição da permeabilidade	68
Figura 3.15. Ultrapore 300 utilizado para medição da porosidade.....	69
Figura 3.16. Corte das amostras convencionais. Serra utilizada (a) e amostras após o corte (b).	70
Figura 3.17. Limpeza das matrizes.	71
Figura 3.18. Processos de criação das metades de silicone. Moldes (a); Mistura do catalisador (b), preenchimento dos moldes (c); tempo de secagem (d) e tarugos secos (e).	72
Figura 3.19. Formação dos plugues matriz-borracha.....	72
Figura 3.20. Atributos físicos das matrizes e metades de borracha.....	73
Figura 3.21. Difusor adaptado para distribuição do fluxo.....	73
Figura 3.22. Leitos paralelos com fluxo linear para correção da permeabilidade. Adaptado de Rosa et al., 2006.....	75
Figura 3.23. Espaçador utilizado (POM). Sendo D_a o diâmetro da amostra; L_a o comprimento da amostra; h_a a largura padrão das hastes; e_c a espessura do espaçador e e_t a espessura padrão dos canais.	77
Figura 3.24. A) Esferas de vidros na peneira. B) Peneiras utilizadas para seleção.	77

Figura 3.25. a) Esferas de vidro; b) Espaçador; c) base adaptadora para o modelo; d) Modelo (matrizes + fratura); e) Fita adesiva; f) acessórios utilizados (pinças e espátulas) alocação das esferas; g) Modelo dividido para preenchimento das esferas.....	78
Figura 3.26. Modelo preenchido pelas esferas de vidro.....	79
Figura 3.27. Modelo com epóxi após lixamento.	80
Figura 3.28. Relação de volumes utilizada para o cálculo da porosidade da fratura. (1) Vista superior e (2) vista longitudinal do espaçador.....	81
Figura 3.29. Modelo de PVC para medição da permeabilidade	83
Figura 3.30. Sequência Experimental.	84
Figura 3.31. Película hidrofóbica na face do modelo.	85
Figura 3.32. <i>Coreholder</i> em corte.....	86
Figura 3.33. Montagem do <i>coreholder</i>	87
Figura 3.34. Aparato experimental. 1) bomba de deslocamento positivo 2) linha aquecida 3) controlador de temperatura 4) reservatório de água 5) aquisição de dados de pressão 6) transdutor de pressão 7) <i>coreholder</i> 8) backpressure e proveta invertida 9) tomógrafo	87
Figura 3.35. Água produzida durante o processo de Saturação de Água Inicial (Swi).	89
Figura 3.36. Amostra (a) e mortor (b) utilizados para obtenção do pó de rocha.....	90
Figura 3.37. Peneiras e Pó de rocha obtidos para os ensaios de molhabilidade.....	91
Figura 3.38. Pó de rocha com água após período estático de 48 horas.....	91
Figura 3.39. Mistura pó de rocha, óleo e salmoura após mistura e repouso de 24 horas. a) Água de formação e óleo morto; b) Água do mar e óleo morto. A área tracejada em amarela mostra a interface entre a água e o óleo.	92
Figura 4. 1. Perfil de Porosidade do modelo e matrizes por TC.....	99
Figura 4. 2. Presença de um <i>vug</i> na secção transversal 22-29 da tomografia Swi 7.	99
Figura 4. 3. Perfil de porosidade da fratura via tomografia	100
Figura 4. 4. Permeabilidade absoluta a água amostra AN1.....	102
Figura 4. 5. Produção de água durante o Swi.	103
Figura 4. 6. Saturações obtidas pela tomografia e balanço de massa.	105
Figura 4. 7. Perfil de saturação de água do Swi 1 e Swi 3 (Final) do modelo	106
Figura 4. 8. Comportamento das saturações médias na fratura e matrizes via tomografia....	107
Figura 4. 9. Perfil de saturações da tomografia Swi 3.	107
Figura 4. 10. Cortes diferentes entre as tomografias do N2 (seco) e Swi2.1.	108
Figura 4. 11. Perfil e Recuperação para amostra ANI	109
Figura 4. 12. Perfil de saturação de óleo inicial e final.....	110

Figura 4. 13. Presença de gás ao longo das tomografias.....	111
Figura 4. 14. Recuperação de óleo (OOIP) do Ensaio 2. 	115
Figura 4. 15. Zoom na Recuperação do Ensaio 2.	115
Figura A. 1. Tomografias das seções médias das amostras naturalmente fraturadas saturadas com ar. As setas indicam a possível presença de fraturas.....	128
Figura A. 2. Vista da face superior das amostras naturalmente fraturadas.	129
Figura A. 3.Comparação entre as tomografias das amostras AF1 saturada com nitrogênio e ar.	129
Figura A. 4.Comparação entre as tomografias das amostras AF2 saturada com nitrogênio e ar.	130

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Classificação de fraturas naturais e experimentais. Fonte: Adaptado de Nelson (2001).	26
Tabela 2.2. Exemplos de campos segundo a classificação proposta por Nelson (2001). Fonte: Adaptado de Nelson (2001).	29
Tabela 2.3. Valores comuns para a porosidade da fratura. Adaptado de Nelson (2001)	33
Tabela 2.4. Range do ângulo de contato para definição da molhabilidade. Adaptado: Craig, 1971.	47
Tabela 2. 5. Principais métodos utilizados na avaliação da molhabilidade (Anderson, 1986b).	49
Tabela 2.6. Distribuição da molhabilidade nos reservatórios analisados. Fonte: Adaptado de Treiber <i>et al.</i> , (1972)	51
Tabela 2.7. Distribuição da molhabilidade nos reservatórios carbonáticos. Adaptado: Chilingar e Yen (1983)	52
Tabela 3.1. Propriedades físico-químicas da Isoparafina.	55
Tabela 3.2. Propriedades do óleo morto.	56
Tabela 3.3. Composição química da água do mar.	57
Tabela 3.4. Composição química da salmoura de formação.	57
Tabela 3.5. <i>CT dos fluidos</i> .	63
Tabela 3.6. Comprimento, diâmetro e massa das amostras.	68
Tabela 3.7. Permeabilidade inicial média das amostras.	70
Tabela 3.8. Porosidade inicial das amostras.	70
Tabela 3.9. Porosidade e permeabilidade dos plugues matriz-borracha sem correção.	74
Tabela 3.10. Porosidade e Permeabilidade corrigidas para as matrizes rochosas.	76
Tabela 3.11. Valores padrões do espaçador.	77
Tabela 3.12. Massa das esferas de vidro.	78
Tabela 3.13. Número e volume de esferas em cada modelo.	80
Tabela 3.14. Porosidade e Permeabilidade do modelo.	81
Tabela 3.15. Porosidade e permeabilidade da fratura	82
Tabela 4.1. Dados experimentais de massa dos experimentos MFT com água de formação.	93
Tabela 4.2. Dados experimentais de massa dos experimentos MFT com água de mar	94

Tabela 4.3. Resultados obtidos para molhabilidade	95
Tabela 4.4. Condições experimentais dos ensaios.....	95
Tabela 4.5. Propriedades petrofísicas iniciais da amostra AN1.	96
Tabela 4.6. Dados petrofísicos da amostra AN1.	96
Tabela 4.7. Relação dos valores de porosidade e volume poroso iniciais e do modelo.	97
Tabela 4.8. Relação do volume poroso inicial com os volumes porosos das matrizes.....	97
Tabela 4.9. Relação da Porosidade modelo (porosímetro) e a Porosidade do Modelo (tomografia).....	98
Tabela 4.10. Relação da Porosidade modelo (porosímetro) e a Porosidade das matrizes (tomografia).....	98
Tabela 4.11. Relação dos valores de permeabilidade da amostra AN1.	101
Tabela 4.12. Recursos utilizados durante o Swi.	103
Tabela 4.13. Perfil de Saturação ao longo do Swi pela tomografia.....	104
Tabela 4.14. Saturações na Fratura e Matrizes durante as tomografias.	106
Tabela 4.15. Relação dos valores de saturação de óleo para tomografia e balanço de massa durante o ensaio.	110
Tabela 4.16. Dados petrofísicos da amostra AN3.	112

LISTA DE SÍMBOLOS

σ	Tensão
Φ	Porosidadade
$\emptyset_{matriz}$	Porosidade da Matriz
$\emptyset_{fratura}$	Porosidade da fratura
μ	Viscosidade
k	Permeabilidade
k_m	Permeabilidade da Matriz
k_f	Permeabilidade da fratura
ρ	Massa específica
λ	Mobilidade
M	Razão de mobilidade

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

RCNF	Reservatórios Carbonáticos Naturalmente Fraturados
FR	Fator de Recuperação
RNF	Reservatórios Naturalmente Fraturados
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
CT	Coeficiente de Atenuação
DFT	<i>Department of Physics and Technology</i>
Fw	Água de Formação (<i>Formation Water</i>)
MBBL	Million of Barrels
NTI	<i>Nuclear Tracer Imaging</i>
BP	<i>British Petroleum</i>
Swi	Saturação de água inicial (<i>Initial Water Saturation</i>)
PV	Volume poroso (<i>Pore Volume</i>)
PVC	Policloreto de Vinila
MRI	<i>Magnetic Resonance Imaging</i>
POM	Polióxido de Metileno
USBM	<i>United States Bureau of Mines</i>
MFT	<i>Modified Flotation Technique</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
Sw	Água do mar (<i>Sea Water</i>)
CEPETRO	Centro de Estudos de Petróleo
LMMR	Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação

Sumário

1. INTRODUÇÃO	21
1.1 Motivação	21
1.2 Objetivos.....	23
1.3 Organização da Dissertação.....	23
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1 Reservatórios Carbonáticos Naturalmente Fraturados.....	24
2.1.2 Avaliações de Reservatórios Naturalmente Fraturados	27
2.1.3 Classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados.....	28
2.1.4 Métodos de Recuperação em Reservatórios Naturalmente Fraturados	30
2.1.5 Propriedades e Características de Reservatórios Naturalmente Fraturados.....	32
2.1.6 Parâmetros que interferem no comportamento do fluxo em RNF	36
2.1.7 Representação laboratorial de sistemas fraturados.....	38
2.2 Molhabilidade	46
2.2.1 Métodos de avaliação da Molhabilidade	50
2.2.2 Método MFT (<i>Modified Flotation Technique</i>)	50
2.2.3 Avaliação da molhabilidade em rochas carbonáticas	52
3 MATERIAIS E METODOLOGIA.....	54
3.1 Materiais	55
3.1.1 Amostras de rochas reservatório	55
3.1.2 Fluidos de Saturação.....	55
3.1.3 Aparato Experimental.....	60
3.2 Modelo de fratura.....	67
3.3 Procedimentos experimentais	67
3.3.1 Limpeza das amostras.....	68
3.3.2 Caracterização petrofísica	69
3.3.3 Corte das amostras.....	71
3.3.4 Caracterização petrofísica das matrizes	72
3.3.5 Modelo de fratura induzida	77
3.3.6 Caracterização petrofísica do modelo.....	82
3.3.7 Caracterização petrofísica da fratura	82
3.4 Planejamento dos ensaios de recuperação	84
3.4.1 Montagem da amostra no <i>coreholder</i>	85

3.4.2 Saturação de Água Inicial (Swi).....	89
3.4.3 Envelhecimento da Amostra	90
3.5 Ensaios de Recuperação	91
3.6 Método qualitativo de flotação modificado para determinação da molhabilidade.....	91
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	94
4.1 Ensaio MFT Qualitativo da Molhabilidade	94
4.2 Ensaio 1 – Óleo Mineral sem Envelhecimento.....	96
4.2.1 Validação Petrofísica	97
4.2.2 Saturação de Água Inicial (Swi).....	103
4.2.3 Deslocamento Forçado	110
4.3 Ensaio 2 – Óleo Morto sem Envelhecimento	113
4.3.1 Validação Petrofísica	113
4.3.2 Deslocamento Forçado	115
4.4 Ensaio 3 – Óleo Morto com Envelhecimento	117
4.4.1 Validação Petrofísica	117
4.4.2 Deslocamento Forçado	120
5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	122
5.1 Recomendações.....	123
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	124
APÊNDICE A – ROCHAS NATURALMENTE FRATURADAS	129
APÊNDICE B – SATURAÇÃO DE ÁGUA INICIAL DO MODELO (ENSAIO 1) .	132

1. INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo em toda sua história passou por grandes desafios de adaptação tanto econômicos quanto tecnológicos, o cenário econômico mundial atual indica um momento único para a indústria, onde o preço do barril de petróleo frente ao crescimento das energias renováveis e a diminuição de descobertas de novas reservas resultam em posicionamento estratégico frente a esta conjuntura. As oportunidades e desafios na otimização e desenvolvimento eficaz dos reservatórios de petróleo se tornou uma frente de desenvolvimento fundamental para o aumento das margens de lucros (*BP Statical Review, 2018*). Por sua vez, um dos maiores desafios na engenharia de reservatórios é a compreensão de reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados, uma vez que este tipo de reservatório representa um complexo sistema de variáveis de difícil caracterização e avaliação. Além disso, os reservatórios carbonáticos representam cerca de 60% das reservas mundiais de petróleo (Burchette, 2012), onde boa parte tem grande possibilidade de se apresentar naturalmente fraturado. Associado a este tipo de sistema, uma das variáveis mais importantes na eficiência da recuperação de petróleo é a molhabilidade, que usualmente se apresenta neste tipo de reservatório como preferencial ao óleo (Chilingar e Yen, 1983), complementando a complexidade do mesmo, uma vez que a rocha terá uma maior afinidade com o óleo, dificultando sua recuperação.

A compreensão da molhabilidade e suas implicações tem sido um importante tópico de estudo na engenharia de petróleo desde as décadas de 1950 (Amott, 1959), sendo uma propriedade diretamente relacionada ao fator de recuperação de jazidas de petróleo e por vezes responsabilizada pelos altos volumes de petróleo deixados no reservatório (Craig, 1971). Por se tratar de uma propriedade fortemente associada às complexas interações rocha-fluidos, ao passo que novos e complexos sistemas petrolíferos são descobertos, mais desafiador se torna o entendimento teórico e o desenvolvimento de novas tecnologias que visam maximizar a recuperação de óleo. Em sistemas carbonáticos fraturados, a molhabilidade tem fundamental importância no comportamento de escoamento dos fluidos, principalmente na recuperação das matrizes diante de um caminho preferencial criado pela fratura (Haugen *et al.*, 2007; Ferno *et al.*, 2010).

Sendo assim, o estudo sobre reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados se apresenta como um grande desafio acadêmico, já que devido a suas características únicas é dificilmente representado por amostras de testemunho provenientes da metodologia

convencional de extração, condução e análise sem a perda de suas importantes características iniciais, além da difícil representação da fratura em termos de escala (Bergosh *et al.*, 1985) resultando em uma carência de dados e avaliações experimentais. Diante deste contexto, diversos autores (Mattax e Kyte, 1962; Graue *et al.*, 2000; Ferno *et al.*, 2015) propuseram modelos porosos fraturados que representassem o máximo possível um reservatório naturalmente fraturado e suas respectivas particularidades, permitindo assim, avanços teóricos e experimentais para o desenvolvimento de novas tecnologias aplicadas a reservatórios fraturados que de maneira efetiva aumentasse a produtividade e diminuísse os riscos e incertezas associados.

A presente Dissertação tem como objetivo propor uma nova metodologia para representar um meio poroso carbonático fraturado que permita a avaliação e caracterização petrofísica de todos os elementos constituintes (matrizes, fratura e modelo unificado), de tal maneira, que forneça dados relativamente fidedignos. Ainda, o trabalho de pesquisa buscou compreender a interação e influência de diferentes cenários de molhabilidade na recuperação de petróleo no modelo proposto, com o intuito de entender os impactos desta propriedade em sistemas fraturados (rocha reservatório com fratura induzida) em condições experimentais de 1000 psi e 63°C.

1.1 Motivação

O maior desafio na engenharia de reservatórios tem como ponto focal o aumento do fator de recuperação dos reservatórios de petróleo. O fator de recuperação médio mundial é de apenas 30% (Firoozabadi, 2000), isto é, mais da metade do volume inicial de óleo permanece no reservatório. Dada a complexidade dos processos e os grandes custos envolvidos, o aumento do fator de recuperação representa uma grande oportunidade para engenharia de petróleo. Uma das maneiras de fomentar este acontecimento é desenvolver, entender e experimentar novas ideias e conceitos sobre complexos temas relacionados, uma vez que a academia possui forte ligação com o desenvolvimento da indústria.

O presente trabalho almeja preencher diversas lacunas do conhecimento em questão que atualmente na literatura apresentam escassez em pontos como: a avaliação da molhabilidade em escala laboratorial de testemunho em meios porosos fraturados; o uso de rochas e óleo provenientes do reservatório, condições experimentais desafiadoras (análogas ao reservatório) e por fim, a criação de dados experimentais que possam ser usados em outras frentes de desenvolvimento como a simulação numérica de reservatórios.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é estudar o comportamento da recuperação de petróleo em rochas carbonáticas fraturadas com diferentes condições de molhabilidade. Os objetivos secundários englobam o desenvolvimento e aprimoramento da metodologia de criação de um modelo de fratura, juntamente com o desenvolvimento experimental que forneçam dados petrofísicos do sistema matriz-fratura condizentes com indicações da literatura.

1.3 Organização da Dissertação

O trabalho está dividido em cinco Capítulos. O primeiro capítulo traz a introdução ao tema, bem como a contextualização do assunto alvo do estudo e suas oportunidades de desenvolvimento por meio das motivações e objetivos. O segundo capítulo apresenta a revisão bibliográfica sobre os principais conceitos teóricos revisados na literatura. O terceiro capítulo por sua vez descreve os materiais e métodos utilizados para o desenvolvimento dos procedimentos experimentais empregados na construção desta pesquisa. O quarto capítulo apresenta os resultados e discussões provenientes dos ensaios experimentais. O quinto capítulo apresenta as principais conclusões e considerações sobre os resultados e desenvolvimento da pesquisa, assim como sugestões de melhorias para os próximos trabalhos. Por fim, o capítulo seis mostra as referências bibliográficas utilizadas durante o desenvolvimento do trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Reservatórios carbonáticos fraturados são conhecidos por apresentarem alta complexidade devido à interação entre rocha e fluidos em um escoamento composto por matriz e fratura (Golf-Racht, 1982). Quando este sistema é associado a rochas carbonáticas, fatores como um meio com alta heterogeneidade das propriedades petrofísicas e uma molhabilidade usualmente adversa (molhabilidade intermediária ou ao óleo) tornam o entendimento do comportamento ainda mais complexo (Craig, 1971; Aguilera, 1999; Ahr, 2008). A compreensão das interações matriz/fratura bem como do comportamento da molhabilidade neste tipo de reservatório é fundamental para a tomada de decisões correta durante o seu desenvolvimento. Nesta seção serão apresentados os conceitos fundamentais no estudo de reservatórios fraturados bem como uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados acerca dos temas envolvidos nesta dissertação. Inicialmente se encontra a descrição de reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados, seguido por conceitos básicos deste sistema tais como: avaliação, classificação, métodos de recuperação, e principais características neste tipo de reservatório. Posteriormente são abordados os conceitos em torno da molhabilidade e seus principais métodos de avaliação.

2.1 Reservatórios Carbonáticos Naturalmente Fraturados

Rocha carbonática é um tipo de rocha sedimentar, que se origina do cálcio e possui a presença do íon carbonato $(CO_3)^{-2}$, logo, pode ter sua origem por meio de diversas formas, mas estão predominantemente associado à origem biológica em ambiente marinho de águas rasas (Ahr, 2008; Teixeira *et al.*, 2009). Segundo Ahr (2008) os principais minerais constituintes deste tipo de rocha são: calcita ($CaCO_3$), dolomita ($CaMg(CO_3)_2$) e aragonita ($Ca(CO_3)$). Reservatórios carbonáticos configuram um grande campo de estudos para a engenharia de petróleo nas últimas décadas por possuírem um elevado valor econômico agregado, já que cerca de 60% das reservas mundiais de hidrocarbonetos se encontram neste tipo de reservatório (Burchette, 2012). Ao mesmo tempo, são caracterizados por sua notável complexidade associada em razão de sua alta heterogeneidade nas propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade), molhabilidade preferencial ao óleo e presença de sistemas fraturados (Lucia, 2007; Bourbiaux, 2010). Segundo a publicação realizada pela Schlumberger (2007), “a maior parte dos reservatórios carbonáticos são naturalmente fraturados desde escalas

microscópicas até escalas quilométricas” constituindo um complexo fluxo entre matriz-fraturas e consequentemente dificultando a previsão do comportamento dos fluidos em seu meio.

Outro importante parâmetro que ressalta a complexidade deste tipo de reservatório é o fator de recuperação (Fr), que representa a relação entre o volume de óleo recuperável e o volume total de óleo no reservatório em termos percentuais. O fator de recuperação médio mundial está em torno de 35% e em reservatório carbonáticos este valor tende a ser menor ainda (Schlumberger, 2007). Embora o número de reservas de petróleo em reservatórios fraturados carbonáticos não serem precisos, em razão de diversos parâmetros como a classificação e quantificação dos mesmos, existem estimativas de que mais 20% das reservas mundiais de petróleo se encontram em reservatórios naturalmente fraturados (Firoozabadi, 2000), representando grandes oportunidades de desenvolvimento e aperfeiçoamento de métodos e novas tecnologias de recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery*).

Os reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados (RCNF) representam um grande desafio para a engenharia de reservatórios devido a sua alta complexidade associada. Existem relatos da interferência de fraturas na produção e acúmulo de hidrocarbonetos desde meados de seu descobrimento (Nelson, 2001). No entanto, somente a partir da década de 1950, o assunto ganhou força, a partir de grandes descobertas no Oriente Médio e Estados Unidos, onde as fraturas naturais desempenhavam importantes contribuições na recuperação de hidrocarbonetos, havendo então importantes avanços conceituais a respeito do tema (Golf-Racht, 1982; Nelson, 2001).

Nelson (2001) indica uma tendência da indústria em não reconhecer a existência de fraturas em reservatórios de petróleo em consequência do aumento de complexidades, tempo e investimentos requeridos ao lidar com este tipo de sistema. No entanto, desenvolver um reservatório naturalmente fraturado como um reservatório convencional acarreta danos econômicos drásticos ao projeto, como por exemplo, tomadas de decisão incorretas, alocação de capitais financeiros inadequados em atividades inapropriadas ao tipo de reservatório, e consequentemente perdas irreparáveis ao fator de recuperação.

Um dos elementos universais em rochas sedimentares é a fratura. Este atributo é objeto de discussão em diversos estudos, e o principal consenso entre os autores (Nelson, 2001; Golf-Racht, 1982; Aguilera, 1999) é que a fratura seja resultado das características da rocha diante dos processos geológicos durante sua formação, que por sua vez estão associados a esforços tectônicos. Vale ressaltar que o reservatório é exposto há uma relação de tensões como: pressão de sobrecarga ou pressão de *overburden* (litostática), pressão dos fluidos contidos nos poros da rocha e eventos tectônicos (compressão), que estão em constante disputa de esforços durante a

diagênese das rochas e que por sua vez estão diretamente relacionadas à geração de fraturas (Golf-Racht, 1982; Ahr, 2008).

A definição conceitual de uma fratura pode variar de acordo com o foco do estudo e objetivo de cada autor. Nelson (2001) definiu a fratura de um reservatório como “uma descontinuidade planar macroscópica que ocorre naturalmente na rocha devido à deformação ou diagênese física”, podendo assim ter interferência positiva ou negativa no fluxo de fluidos do sistema. Golf-Racht (1982) define do ponto de vista geomecânico uma fratura como sendo uma superfície onde houve perda de coesão, uma vez que a perda de coesão se refere ao resultado do processo de ruptura, logo a fratura é resultado de uma ruptura. Define ainda a fratura de maneira mais abrangente como uma descontinuidade que separa a rocha por meio de fissuras, onde os blocos desta rocha não possuem deslocamento paralelo aos planos da fissura. A Figura 2.1 mostra uma relação de tensões atuantes na rocha, onde σ_1 representa a maior tensão atuante na rocha (pode simbolizar as tensões de *overburden*), enquanto σ_2 e σ_3 reproduzem tensões de compressão. Pode-se observar o plano preferencial de criação da fratura a partir das relações de tensões.

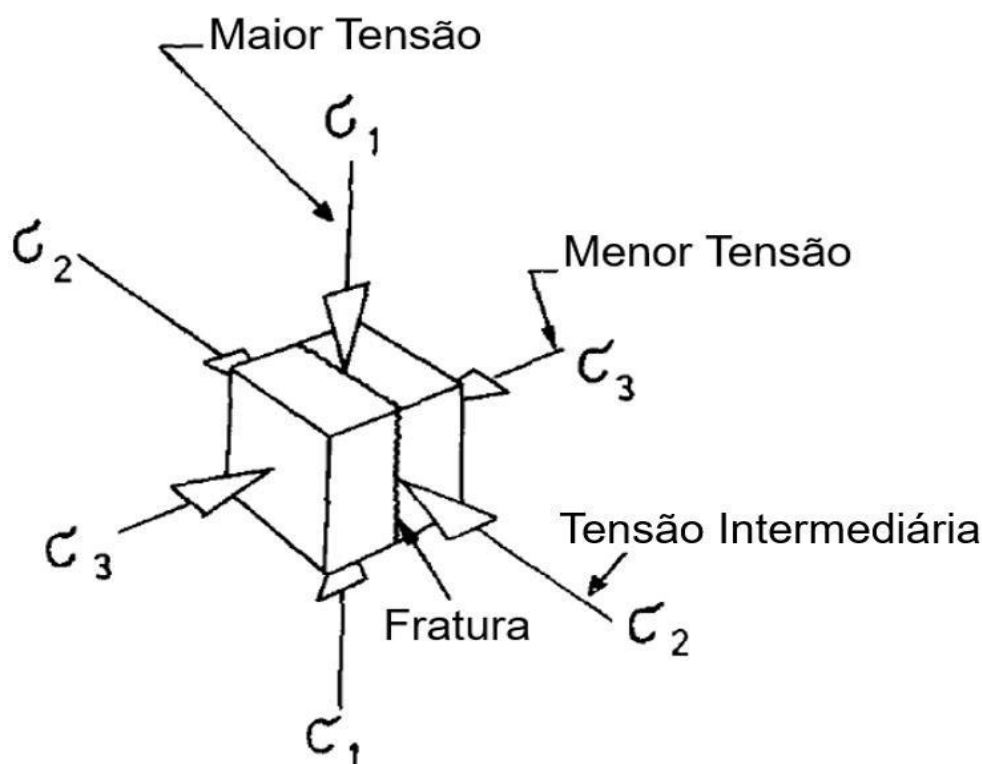


Figura 2.1. Tensões atuantes e Plano de fratura preferencial. Fonte: Adaptado de *Golf-Racht (1982)*.

Ahr (2008) define a fratura como uma falha por ruptura na presença de tensões diferenciais que ultrapassem o limite elástico da rocha, e elenca os dois principais parâmetros

para geração de fraturas como sendo as características das tensões atuantes e o comportamento do material.

A criação de fraturas está relacionada com o tipo de rocha (litologia), suas propriedades físicas (dúctil, frágil), tempo geológico (exposição a atividades tectônicas) e as tensões mecânicas a que ela está exposta (condições estruturais, profundidade), resultando em variações de características como: (1) abertura da fratura; (2) tamanho; (3) distribuição no espaço, (4) orientação e (5) densidade (Golf-Racht, 1982; Saalfeld, 2016).

Nelson (2001) complementou os avanços propostos por Stearns e Friedman (1972) de que as características de uma fratura demonstram quais eram as tensões atuantes no momento da ruptura, possibilitando assim a reprodução de tais fraturas por meio de experimentos laboratoriais com condições similares. A Tabela 2.1 mostra a classificação proposta para fraturas experimentais e fraturas naturais.

Tabela 2.1. Classificação de fraturas naturais e experimentais. Fonte: Adaptado de Nelson (2001).

Fraturas Naturais	Fraturas Experimentais
Fraturas Tectônicas	Fraturas por cisalhamento
Fraturas Regionais	Fraturas por Extensão
Fraturas por Contração	Fraturas por Tensão

Por sua vez, um reservatório naturalmente fraturado é aquele onde as fraturas possuem influência significativa no fluxo de fluidos no reservatório, tanto positivas quanto negativas (Nelson, 2001). Algumas das principais dificuldades presentes neste tipo de reservatório se devem à: identificação e avaliação adequada do reservatório; caracterização confiável de reservatórios altamente anisotrópicos (cujas propriedades físicas variam com a direção no espaço) e a previsão fidedigna do comportamento de fluidos no meio poroso matriz/fratura. É importante compreender a influência de fraturas naturais nos reservatórios de petróleo para que assim a avaliação e planejamento para as próximas etapas possam ser feitas da maneira mais conveniente possível, considerando os principais parâmetros técnicos e econômicos (Aguilera, 1999; Nelson, 2001).

2.1.2 Avaliações de Reservatórios Naturalmente Fraturados

Todo reservatório é único, e embora os estudos busquem indícios de semelhanças entre os diversos tipos de reservatório, o grau de heterogeneidade de cada reservatório exige uma

análise cuidadosa e precisa para a identificação de possíveis redes de fratura influenciando o fluxo de fluidos no meio poroso. Quanto antes a identificação e avaliação correta ocorrer, menores serão os problemas nas próximas etapas de desenvolvimento do reservatório (Saalfeld, 2016).

As avaliações propostas acima acontecem de maneira macro no projeto, no entanto, diversas avaliações e atividades devem ser realizadas em reservatórios naturalmente fraturados diferentemente de reservatórios convencionais. Alguns dos principais exemplos são:

1. **Caracterização de Reservatórios Naturalmente Fraturados:** Por ser um sistema anisotrópico, diversas complicações podem surgir durante a caracterização deste tipo de reservatório. Baker e Kuppe (2000) apresentaram as principais dificuldades na caracterização tanto na simulação quanto experimentalmente do sistema em questão. Algumas complicações se encontram na definição da origem do sistema de fraturas, particularidades (porosidade e permeabilidade) e diferenças do sistema matriz-fratura, bem como o nível de comunicação entre os mesmos. As principais fontes de informação são provenientes de dados de pressão da produção (*Build up Test*), índice de produção (relação da produção com a queda de pressão), análise de testemunhos (testes em laboratórios em escala micro), *logs* específicos (Baker e Kuppe, 2000).
2. **Análise de Testemunhos:** Bergosh *et al.* (1985) relata as limitações técnicas e de equipamentos convencionais quando aplicados na avaliação de reservatórios naturalmente fraturados. Alguns dos pontos principais levantados se referem à aquisição e confiabilidade de dados como permeabilidade, porosidade e saturação de fluidos, já que este tipo de reservatório apresenta altas heterogeneidades e descontinuidades (fraturas) em seus próprios atributos (permeabilidade e porosidade da fratura, etc.) e, portanto, não deve ser tratado como um reservatório homogêneo.

2.1.3 Classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados

Diante do alto número de características complexas deste tipo de reservatório, a classificação adequada se torna uma atividade dificultosa. Diversos autores (Nelson, 2001; Aguilera, 1999; Gilman *et al.*, 2011) já propuseram classificações baseadas em diferentes características, tais como: litologia, petrofísica, escala, comportamento da produção, entre outros, a fim de melhor representarem este tipo de sistemas.

Uma das classificações mais conhecidas foi proposta por Nelson (2001) com base no conhecimento da origem e propriedades do sistema de fraturas, bem como dos efeitos proporcionados no reservatório como um todo. A classificação proposta divide os reservatórios naturalmente fraturados em 4 tipos, onde os três primeiros possuem características positivas ao sistema de fraturas em relação a recuperação de hidrocarbonetos, enquanto o quarto tipo denota um comportamento prejudicial do fluxo no meio poroso (Nelson, 2001):

- **Tipo I:** Fraturas fornecem a permeabilidade e porosidade essenciais do reservatório;
- **Tipo II:** Fraturas fornecem a permeabilidade essencial do reservatório;
- **Tipo III:** Fraturas auxiliam na permeabilidade de um reservatório produtivo;
- **Tipo IV:** Fraturas não contribuem para porosidade ou permeabilidade, mas adicionam significativa anisotropia ao reservatório (barreiras).

A Figura 2.2 mostra a classificação proposta por Nelson (2001), onde a abscissa representa a porcentagem da porosidade total e a ordenada a porcentagem da permeabilidade total.

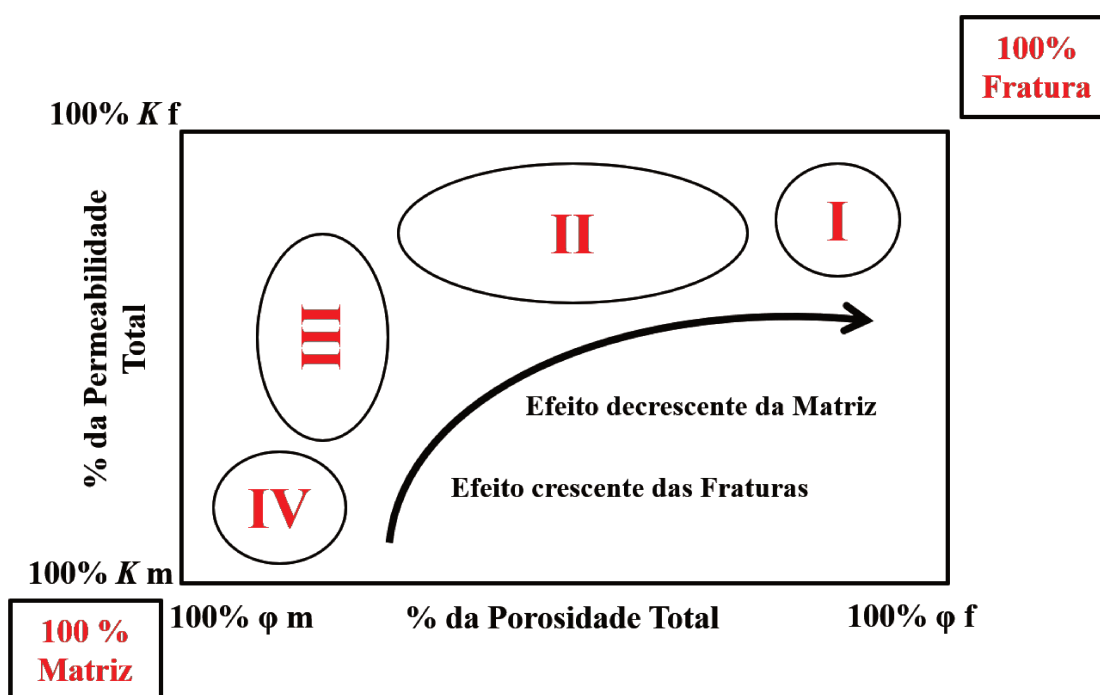


Figura 2.2. Gráfico esquemático da Classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados. Fonte: Adaptado de Nelson (2001).

A Tabela 2.2 mostra exemplos de reservatórios no mundo classificados de acordo com a proposta acima em milhões de barris (MBBL).

Tabela 2.2. Exemplos de campos segundo a classificação proposta por Nelson (2001). Fonte: Adaptado de Nelson (2001)

Tipo do Reservatório	Campo	Localização	Reserva (MBBL)
I	Amal	Líbia	1.700
	Ellenburger fields	EUA	107.8
II	Agha Jari	Irã	9.500
	Haft Kel	Irã	2.660
III	Kirkuk	Iraque	15.000
	Gachsaran	Irã	8.000

Aguilera (1999) indica uma classificação para reservatórios naturalmente fraturados (RNF) baseada em: (1) geologia, (2) sistema poroso, (3) tipo de armazenamento de hidrocarbonetos e (4) interações do sistema matriz-fratura. O autor divide reservatórios naturalmente fraturados em três tipos:

- **Tipo A:** O armazenamento majoritário do petróleo acontece na matriz, em contrapartida a matriz normalmente tem baixa permeabilidade, enquanto a fratura possui altos valores de permeabilidade e baixos valores de porosidade.
- **Tipo B:** Aproximadamente metade do armazenamento ocorre na matriz e a outra metade na fratura. As fraturas são mais permeáveis do que a matriz.
- **Tipo C:** Todo armazenamento acontece na fratura e não existem contribuições da matriz. A fratura possui porosidade e permeabilidade necessária para a comercialidade (viabilidade econômica para produção).

Gilman *et al.* (2011) propuseram uma nova adaptação para a classificação proposta por Nelson (2001) que em alguns casos não compreende toda a extensão do reservatório (zonas com diferentes características). A adaptação proposta considera não somente as características geológicas do sistema matriz-fratura e sua transferência entre os meios, como também os mecanismos de recuperação e os fluidos presentes no sistema para melhor compreender as diferenças no desempenho dinâmico entre os tipos de reservatório. As diversas classificações tendem a se complementar, ao passo que mais dados e informações a respeito de reservatórios naturalmente fraturados vão sendo obtidas.

2.1.4 Métodos de Recuperação em Reservatórios Naturalmente Fraturados

Em razão de suas características únicas, os reservatórios fraturados possuem mecanismos de recuperação naturais com diferentes comportamentos quando comparados a

reservatórios sem fraturas. Antes do início da produção do reservatório existe um equilíbrio termodinâmico e de pressões entre todo o sistema matriz-fratura. Assim que a produção de fluidos ocorre, existe um desequilíbrio de pressões neste sistema que resulta na expansão dos fluidos ou restauração desta condição inicial de pressão por outro fluido (aquífero ativo), a partir deste momento uma série de fenômenos naturais podem atuar até que o equilíbrio seja novamente atingido (Rosa *et al.*, 2006; Pires, 2018).

Segundo Paiva (2012), os principais mecanismos de recuperação para reservatórios naturalmente fraturados são: **1) Difusão molecular:** que é a transferência de massa entre os meios em razão da concentração química das fases; **2) Expansão dos fluidos:** está relacionada a diferença do volume dos fluidos entre a matriz e fratura devido a produção dos fluidos e consequentemente a queda da pressão; **3) Embebição:** é o processo de deslocamento que ocorre espontaneamente para que o equilíbrio capilar entre as fases seja alcançado e está diretamente relacionado a molhabilidade dos meios. O processo de embebição pode se dar de maneira concorrente (fluido deslocante e fluido deslocado na mesma direção) ou contracorrente (fluido deslocante e fluido deslocando em direções opostas). Em reservatórios naturalmente fraturados (RNF), a embebição contracorrente é considerada mais preponderante, no entanto deve-se atentar a outros parâmetros do sistema principalmente a molhabilidade (Pooladi-Darvish e Firoozabadi, 2000); **4) Drenagem gravitacional:** além da gravidade atuar na segregação dos fluidos no reservatório de acordo com a densidade e influenciar na eficiência dos outros mecanismos, ela atua no equilíbrio hidrostático das fases tanto na matriz quanto na fratura, resultando nas condições de saturação dos meios. Vale ressaltar que a ação destes mecanismos depende do tipo de sistema rocha/fluido e arranjo geométrico do sistema matriz-fratura (Saalfeld, 2016).

Segundo Firoozabadi (2000), o principal fator que gera a diferença no comportamento nos mecanismos de recuperação neste tipo de reservatório é a capilaridade, isto é, a diferença entre a pressão capilar da matriz e a fratura. A Figura 2.3 mostra uma representação esquemática dos principais mecanismos de recuperação atuantes em um reservatório fraturado, representando as zonas de contato do óleo/gás (GOC) e água/óleo (WOC).

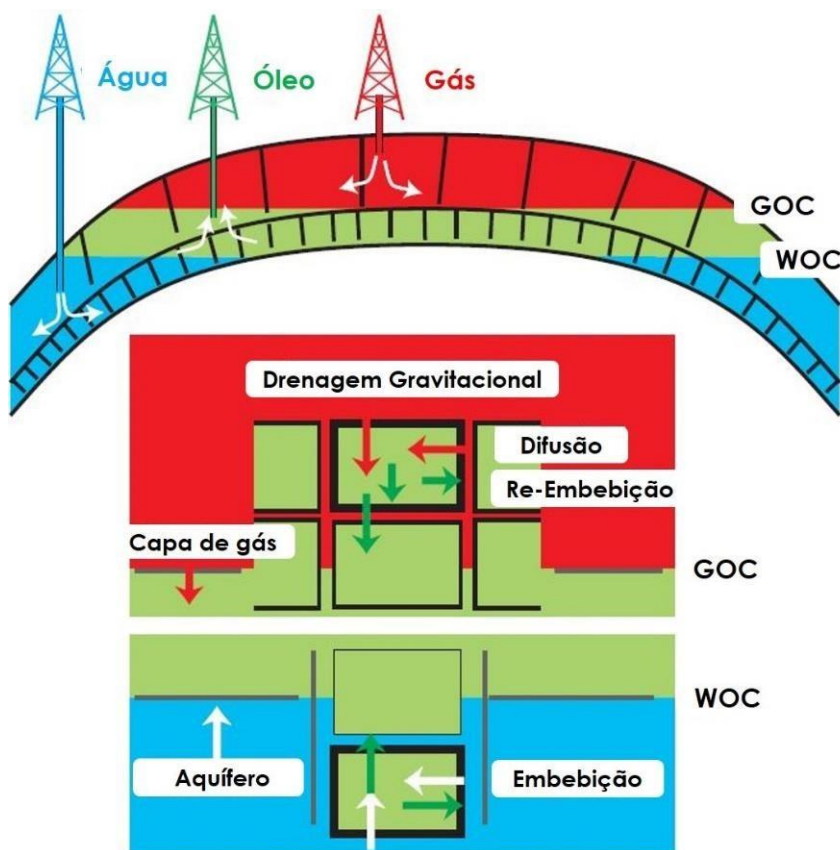


Figura 2.3. Principais mecanismos de Recuperação em RNF. Adaptado de Lemonnier e Bourbiaux (2010).

2.1.5 Propriedades e Características de Reservatórios Naturalmente Fraturados

Reservatórios naturalmente fraturados possuem características únicas que influenciam diretamente nas propriedades do reservatório e também no comportamento do fluxo no meio poroso. Neste tipo de reservatório, além da porosidade e permeabilidade da matriz, tem-se a permeabilidade e porosidade da fratura, bem como uma série de particularidades associadas a este sistema. Nelson (2001) indica que as 4 principais características, em ordem de complexidade, são: 1º) Permeabilidade da fratura; 2º) Porosidade da fratura; 3º) Saturações dos fluidos na fratura e 4º) Fator de recuperação esperado do sistema de fraturas.

Porosidade: A porosidade é uma das principais características em qualquer tipo de reservatório, uma vez que reflete a capacidade de armazenamento de fluidos no meio poroso. Esta propriedade está diretamente associada a fatores como: tamanho dos grãos, processos de diagênese, cimentação, compressibilidade, desenvolvimentos de fraturas e a compactação da rocha (Rosa *et al.*, 2006). A porosidade absoluta é dada em porcentagem (%) e é representada por meio da Equação 2.1:

$$\phi = \frac{\text{Volume Poroso}}{\text{Volume Total}} * 100 = \frac{\text{Volume Total} - \text{Volume de Sólidos}}{\text{Volume de sólidos} + \text{Volume de vazios}} * 100 \quad (2.1)$$

No entanto, reservatórios com a presença de fraturas possuem um sistema mais complexo, por apresentarem além da porosidade da matriz rochosa uma porosidade adicional referente ao sistema de fraturas. A porosidade da fratura representa o espaço vazio entre os limites da fratura (comprimento, abertura e espaçamento) e usualmente é menor que a porosidade da matriz. Esta condição é conhecida como sistema de dupla-porosidade (Golf-Racht, 1982; Nelson, 2001). A porosidade total do sistema matriz fratura e seus componentes podem ser representadas pelas Equações 2.2, 2.3 e 2.4:

$$\phi_{total} = \phi_{matriz} + \phi_{fratura} \quad (2.2)$$

$$\phi_{matriz} = \frac{\text{Volume Poroso}_{matriz}}{\text{Volume total}} * 100 \quad (2.3)$$

$$\phi_{fratura} = \frac{\text{Volume Poroso}_{fratura}}{\text{Volume total}} * 100 \quad (2.4)$$

A porosidade da fratura pode também ser representada em relação ao volume total da rocha em que está inserida ou ainda ser expressa em relação as suas próprias dimensões. Nelson (2001) formulou a segunda opção como:

$$\phi_{fratura} = \left(\frac{e}{D + e} \right) * 100 \quad (2.5)$$

Onde: e = Largura efetiva média da fratura e D = Espaçamento médio entre as fraturas paralelas.

Segundo Nelson (2001), na presença de uma matriz homogênea e fraturas com espaçamento regular, a Equação 2.5 proposta acima mostra uma alta dependência da escala em razão do tamanho dos grãos e espaçamento.

A porosidade da fratura é fundamental para a caracterização e entendimento do sistema, no entanto é uma propriedade de difícil estimativa. Nelson (2001) apresenta valores típicos da porosidade da fratura para reservatórios naturalmente fraturados (Tabela 2.3).

Tabela 2.3. Valores comuns para a porosidade da fratura. Adaptado de Nelson (2001)

Valores Comuns Para Porosidade de Fratura (%)	
Sempre menor que	2%
Geralmente valores em torno de	0,5%
Bom valor para um RNF	<1%

Outros autores descrevem o valor da porosidade da fratura, na maioria das vezes, menor do que 2%, com um valor ótimo de aproximadamente 1% (Hensel, 1989; Jones, 1975).

Hensel (1989) realizou um levantamento das principais técnicas e dados para o cálculo da porosidade da fratura e concluiu que embora a porosidade da fratura seja desproporcional a porosidade total, é um elemento de elevada importância na transferência de massa no reservatório, reforçando ainda a importância de processos e métodos rigorosos na medição deste parâmetro, agregando desta forma confiabilidade ao valor, uma vez que está associado a capacidade de reserva de óleo.

Permeabilidade: A permeabilidade é outro parâmetro fundamental em um reservatório de petróleo, já que representa a capacidade do meio em permitir a passagem de fluidos. Pode ser relacionada ao tamanho do poro, tipo de fluxo (vertical/horizontal), compactação da rocha, confinamento da rocha e interação rocha-fluido (*Rosa et al.*, 2006). Assim como a porosidade da fratura, em reservatórios fraturados haverá também permeabilidade da fratura, que caracteriza o sistema como de dupla-permeabilidade.

Diversos autores propuseram formulações para o cálculo da permeabilidade da fratura, todos com embasamento na equação proposta por Darcy em 1856 para o cálculo da permeabilidade, considerando fluxo laminar, newtoniano, monofásico, incompressível e homogêneo, sendo:

$$Q = \frac{k * A * (P_1 - P_2)}{\mu * L} \quad (2.6)$$

Onde: Q = Vazão do fluido (cm^3/s); k = Permeabilidade (Darcy); A = Área da seção transversal (cm^2); P_1 = Pressão a montante (atmosfera); P_2 = Pressão a jusante (atmosfera); μ = Viscosidade (Centipoise); L = Comprimento da amostra (cm).

Golf-Racht (1982) define a permeabilidade total de um sistema matriz-fratura como sendo:

$$k_t = k_m + k_f \quad (2.7)$$

Onde: k_t = Permeabilidade total; k_m = Permeabilidade da matriz; k_f = Permeabilidade da fratura.

O autor ressalta que a formulação é feita para um sistema contendo uma fratura simples, e que qualquer mudança na direção do fluxo pode alterar a permeabilidade da fratura, e consequentemente a permeabilidade total.

Uma das modelagens matemáticas para o fluxo em fraturas levantadas por Nelson (2001) foi a teoria de fluxo em placas paralelas, que é fundamentada em um fluxo entre placas paralelas separadas por uma determinada distância de espaçamento (e) e largura (D), assumindo fluxo monofásico, newtoniano e laminar, dada por:

$$\frac{Q}{A} = \frac{e^3}{12 * D} \frac{dh}{dl} * \frac{\rho g}{\mu} \quad (2.8)$$

Onde: e = Largura das placas; D = Espaçamento médio entre as das placas (fraturas); $\frac{dh}{dl}$ = Gradiente hidráulico; ρ = Massa específica; g = Gravidade.

Parsons (1966) combinou as equações (1.1) e (1.3), que descrevem o fluxo em uma porção de rocha sem fratura (Darcy), e o fluxo na fratura (Teoria de fluxo em placas paralelas), assumindo que o fluxo é laminar entre as placas imóveis e as fraturas são homogêneas em relação à largura, orientação e espaçamento, resultando em:

$$k_{fr} = \frac{k_r + \exp^e * \cos^2 * \alpha}{12 * D} \quad (2.9)$$

$$k_f = \frac{e^2}{12} * \frac{\rho g}{\mu} \quad (2.10)$$

Onde: k_{fr} = Permeabilidade da rocha sem fratura mais a permeabilidade da fratura; k_r = Permeabilidade da rocha sem fratura; k_f = Permeabilidade da fratura; α = Ângulo entre o plano da fratura e o gradiente de pressão.

Persons (1966) conclui que o modelo estudado de fluxo para fraturas se equivale ao comportamento de um meio anisotrópico, sendo possível o cálculo das propriedades da matriz

e fratura, mas ressalta que existem limitações do modelo matemático criado para sistemas naturais complexos.

Nelson (2001) constata uma lógica semelhante quando ressalta que sistemas fraturados podem ser desenvolvidos com diversos graus de complexidade e, portanto, interpretados como sistemas contínuos, de dupla porosidade e/ou dupla permeabilidade. Grande parte das formulações desenvolvida para estes parâmetros de fluxo em meios porosos fraturados é voltada para simulação numérica.

É importante destacar que a permeabilidade está diretamente relacionada com a mobilidade de um fluido em um determinado meio (Dake., 1978) que é representada por:

$$\lambda = \frac{k_{ef}}{\mu} \quad (2.11)$$

Onde, λ é a mobilidade do fluido, K_{ef} é a permeabilidade efetiva do fluido (permeabilidade de determinado fluido na presença de outro) e μ é a viscosidade do fluido nas condições de reservatório. Já a razão de mobilidade é representada pela mobilidade do fluido deslocante (água) e a mobilidade do fluido deslocado (óleo), sendo:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (2.12)$$

Sendo M a razão de mobilidade. Logo em sistemas fraturados, devido a comum discrepância nos meios, a razão de mobilidade pode ser um fator preponderante no comportamento dos fluidos perante a outros parâmetros.

2.1.6 Parâmetros que interferem no comportamento do fluxo em RNF

Em sistemas compostos por matriz-fratura diferentes parâmetros podem afetar diretamente o desempenho do reservatório e o comportamento de fluidos no meio poroso, como a morfologia, a largura e o espaçamento da fratura, a conectividade e a transferência de massa entre a matriz e a fratura.

Largura e Espaçamento da Fratura. Estes parâmetros são os principais fatores para o cálculo da permeabilidade e porosidade da fratura (Ahr, 2008). A definição mais usual para o espaçamento da fratura foi descrita por Persons (1966), sendo “a distância média entre fraturas regularmente espaçadas medida perpendicularmente a um conjunto de fraturas paralelas em

uma determinada orientação''. Por sua vez, a largura de uma fratura é um dos parâmetros mais difíceis de ser quantificado e definido, principalmente em relação a um conjunto de fraturas de diferentes escalas. Ahr (2008) salienta que a permeabilidade e a largura da fratura diminuem exponencialmente com o aumento da profundidade e a pressão de confinamento. Baker e Kuppe (2000) indicam que características como espaçamento da fratura, largura e conectividades são funções diretas de porosidade, permeabilidade, litologia, posição estrutural e dureza da rocha.

Conectividade e Transferência de Massa entre a Matriz e Fratura. A conectividade entre a matriz e a fratura é de essencial importância para o desempenho do reservatório, uma vez que a fratura pode vir a atuar no reservatório de maneira negativa, como por exemplo, em forma de barreira. A transferência de massa é função então da conectividade destes sistemas. Diversos autores vêm ao longo dos anos propondo formulações e suposições matemáticas para representar esta troca de massa no reservatório, a maioria delas aplicada a simulação numérica (Barenblatt, 1960; Warren e Root, 1963; Kazemi, 1969; Rangel-German e Kovscek, 2006).

A simulação numérica para reservatórios naturalmente fraturados é objeto de estudo desde o início década de 60. Muitos estudos (Barenblatt, 1960; Warren e Root, 1963) foram desenvolvidos com o intuito de compreender os principais parâmetros, comportamentos físicos de fluidos e de pressão presentes dentro do complexo sistema matriz-fratura, e posteriormente transferir estes conhecimentos e processos para modelos matemáticos apropriados de análise de reservatórios.

Barenblatt (1960) e Warren e Root (1963) introduziram os conceitos físicos que modelam a função de transferência para dupla porosidade. Na formulação desenvolvida pelos autores foi assumido a condição pseudo-estável no reservatório, e que a porosidade primária é homogênea e isotrópica e está contida em uma matriz sistemática de paralelepípedos idênticos. A porosidade secundária, por sua vez, é apresentada em um sistema ortogonal de fraturas contínuas, uniformes e orientadas de forma que cada fratura esteja paralela a um dos principais eixos de permeabilidade. A Figura 2.4 mostra a comparação entre a representação de um reservatório real e o modelo cubo de açúcar proposto por Warren e Root (1963).

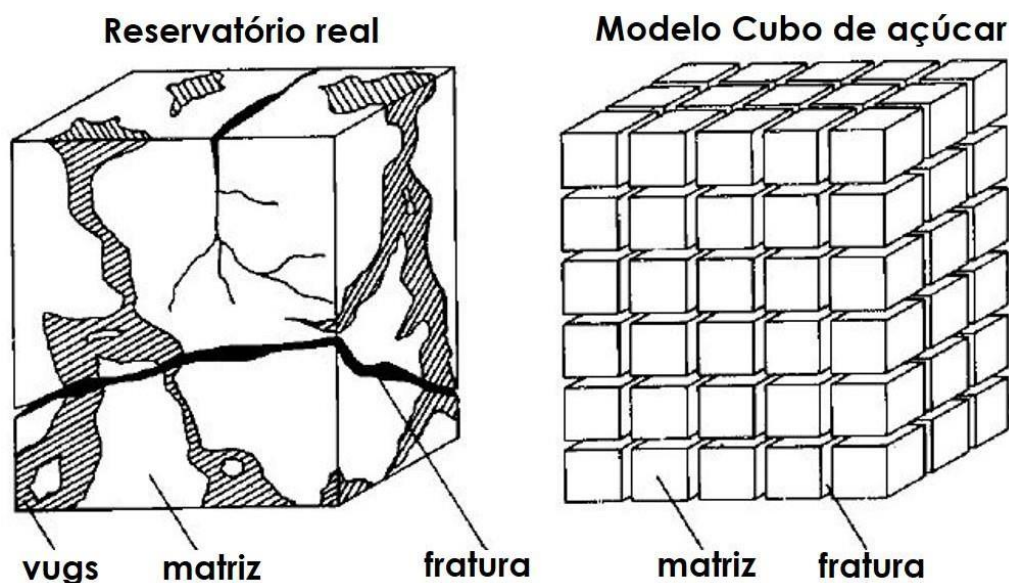


Figura 2.4. Comparação entre um reservatório real e o modelo cubo de Açúcar. Adaptado de Warren e Root (1963).

Os principais conceitos teóricos sobre reservatórios carbonáticos fraturados mostrados neste capítulo evidenciam a complexidade deste tipo de sistema e ressaltam a importância do desenvolvimento de novas tecnologias desde a avaliação, caracterização e desenvolvimento deste tipo de reservatório.

2.1.7 Representação laboratorial de sistemas fraturados

Existem diversos tipos de fraturas naturais com suas próprias características específicas, no entanto, devido às complexidades associadas tanto à preservação do testemunho (retirada e transporte do reservatório ao laboratório) quanto a interferência de seus próprios atributos na análise de rochas fraturadas (sistemas complexos de rede de fraturas, escala de representatividade do reservatório, etc), modelos de fraturas induzidas foram propostos com os mais diferentes objetivos, a fim de isolar parâmetros, avaliar pontos específicos, ou ainda estudar geometrias mais simples do sistema matriz-fratura (Bergosh *et al.*, 1985).

Mattax e Kyte (1962) realizaram experimentos em células de embebição em amostras de testemunho a fim de avaliar o comportamento da produção por embebição e a predição do comportamento em blocos maiores e fraturados com equações de mudança de escala. Os autores assumem que o bloco fraturado é resultado da composição de diversos blocos de matriz únicos e, portanto, que a fratura não possui volume ou resistência relevante. Além disso, as forças gravitacionais foram desprezadas nos blocos de matriz. A Figura 2.5 mostra o esquema de fratura utilizado pelos autores com um espaçador de 1 mm em um testemunho em corte. Os

autores ressaltam que após a chegada de água no topo da amostra pelas fraturas a produção de óleo diminuiu, em razão da diminuição de embebição pelos blocos da matriz. O uso de altas vazões não resultou em resultados adicionais e a comparação entre os blocos mostrou bons resultados com as devidas limitações de escala.

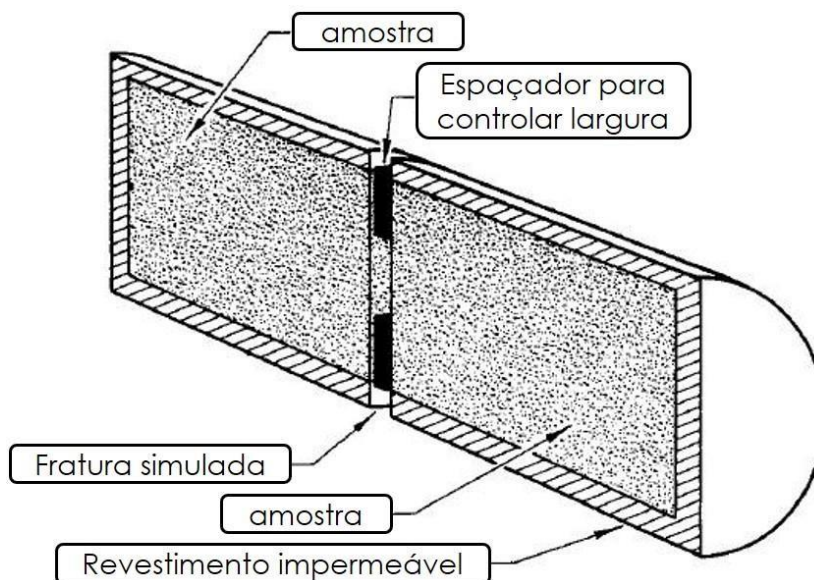


Figura 2.5. Esquema de fratura utilizado durante os testes de embebição. Fonte: Adaptado de Mattax e Kyte (1962).

Jones (1975), em um dos primeiros estudos experimentais com meios porosos fraturados, avaliou os efeitos da pressão de confinamento na capacidade de armazenamento e fluxo em rochas carbonáticas. Foram avaliadas amostras criadas a partir de cimento e gesso com uma fratura planar e amostras de reservatórios com fraturas naturais. As amostras utilizadas possuíam diâmetro de 2 a 6 polegadas. O experimento consistia em encapsular a amostra em um *coreholder Hassler* com pressão de injeção atmosférica, e aferir as permeabilidades por meio do diferencial de pressão e vazão para diferentes pressões de *overburden*. Os resultados mostraram uma queda na permeabilidade considerável a partir do aumento significativo na pressão de *overburden*, além de ambos os sistemas de fraturas possuírem comportamento similar.

Bergosh *et al.* (1985) relata que as técnicas utilizadas para avaliação de testemunhos, indicadas pela *American Petroleum Institute* (API) não traziam confiabilidade para sistemas fraturados, havendo assim a necessidade da adaptação e criação de novas técnicas para análise destes sistemas. Alguns dos principais problemas relacionados à avaliação tradicional de testemunhos eram o tamanho, a preservação da amostra, e a consideração de uma rocha homogênea sem presença de fraturas e, conseqüentemente, sem os parâmetros $\phi_{fratura}$ e $k_{fratura}$. As modificações indicadas variam desde o tamanho da amostra, procedimento de

extração, preservação e transporte da amostra, até a orientação do uso de novas técnicas de identificação da fratura, como o uso da tomografia computadorizada como método não destrutivo na visualização tridimensional da amostra.

Bergosh e Lord (1987) descreveram uma nova técnica para determinação da porosidade da fratura em amostras naturalmente fraturadas, já que as técnicas convencionais não contemplam este parâmetro ($\emptyset_{fratura}$). Os autores utilizaram tomografia computadorizada e a injeção de epóxi fluorescente para obter a porosidade da fratura. Os valores obtidos pelas tomografias computadorizadas para as 3 amostras utilizadas variam de 1,53% a 2,54%.

Grande parte do desenvolvimento e pesquisa na representação laboratorial e numérica de reservatórios carbonáticos fraturados se deve ao grupo de pesquisa do *Department of Physics and Technology (IFT)* da Universidade de Bergen na Noruega. A seguir serão descritos brevemente algumas das principais contribuições realizadas pelo grupo do professor Arne Graue.

Graue *et al.* (2000) realizou experimentos laboratoriais para avaliar os efeitos das diferentes molhabilidades nos mecanismos de recuperação de hidrocarbonetos em rochas fraturadas. As condições de ensaio foram: pressão de injeção de 130 psi, temperatura ambiente e vazão constante de 1ml/h. As amostras (*chalk*) eram provenientes de afloramentos de Alborg (Dinamarca) e possuíam dimensões retangulares próximas a 20 x 10 x 5 cm, que caracterizam experimentos de média escala. O controle da molhabilidade nas amostras se deu pelo tempo de envelhecimento e caracterização pelo Índice de Amott. Para a condição de fortemente molhável à água, o óleo usado foi o decano, para a condição de molhabilidade intermediária e molhável ao óleo foi utilizado óleo morto proveniente de um reservatório do mar do norte. Os experimentos foram primeiramente realizados com os blocos completos (sem fratura) e posteriormente fraturados e reagrupados por adesivo epóxi. Os ensaios utilizaram diferentes configurações de fraturas, tanto com fraturas abertas por espaçadores de 2 mm quanto fraturas fechadas (sem espaçador) e o monitoramento da saturação se deu por meio da técnica de rastreadores nucleares (tratamento de imagem 2-D) dissolvidos nos fluidos para captação da emissão de raios gama. Os ensaios realizados nas condições de fortemente molhável a água, tiveram a recuperação de 57% e 55% OOIP (*original oil in place*) para o bloco completo e fraturado respectivamente, não houve mudança abrupta no comportamento do ensaio tanto na recuperação final quanto na saturação de fluidos ao longo dos blocos. O principal mecanismo de produção associado para estes ensaios foi a embebição espontânea. Os autores ressaltam que este resultado, além da influência da molhabilidade, está relacionado à configuração de fratura utilizada no bloco que propicia a continuidade capilar. Os ensaios na condição de molhabilidade

intermediária tiveram a recuperação para o bloco completo e fraturado de 63% e 58% OOIP, respectivamente. Embora os autores ressaltem que o envelhecimento não foi totalmente efetivo, uma vez que o comportamento do ensaio foi muito semelhante ao bloco com molhabilidade à água, o *breakthrough* foi antecipado, diminuindo rapidamente a produção de óleo e consequentemente a recuperação final.

Haugen *et al.* (2007) utilizaram amostras de afloramento retangulares (Formação *Edwards*, EUA) de medidas não convencionais (15 x 8 x 5 cm), em relação a testemunhos, para investigar a interferência no comportamento da injeção de água em reservatório carbonáticos fraturados. Os testes utilizaram óleo mineral e foram acompanhados pela técnica de processamento de imagem *Nuclear Tracer Imaging* (NTI) para visualizar as saturações de água durante a injeção ao longo da amostra. O procedimento consistiu em realizar dois experimentos de deslocamento forçado com água do mar: o primeiro experimento utilizando o bloco completo (não fraturado) e o segundo experimento após o faturamento do bloco. Os experimentos não passam por envelhecimento e os autores atribuíram a molhabilidade à água por serem rochas de afloramento. A fratura da rocha foi feita na condição de Swi com uma serra, criando diversos tipos de fratura: com e sem espaçador (1mm), vertical e horizontal. Posteriormente a rocha foi agrupada por uma nova camada de revestimento com recobrimento epóxi. A porosidade da fratura foi assumida próxima a 100% e a permeabilidade da fratura de 10.000 mD. A Figura 2.6 mostra o esquema de corte utilizado.

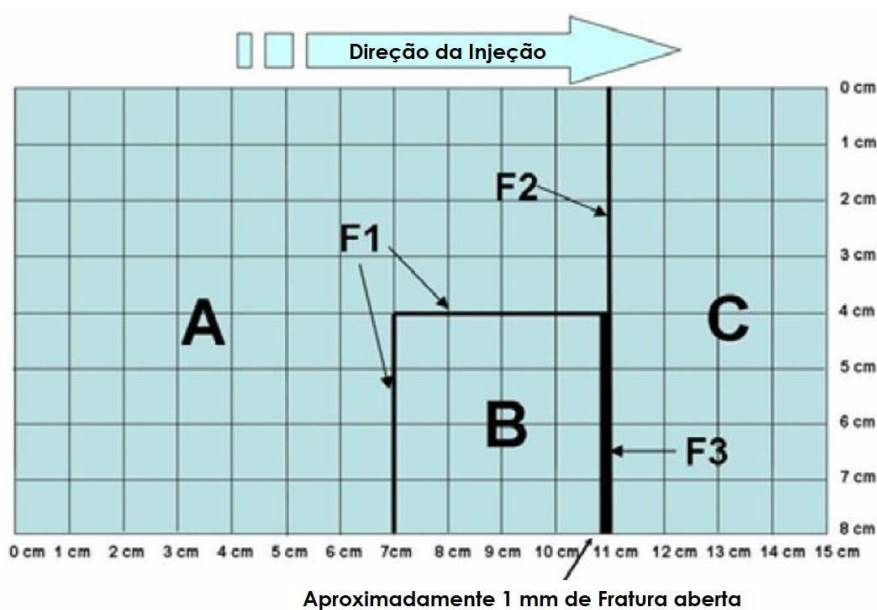


Figura 2.6. Esquema de corte utilizado no experimento de deslocamento forçado. Onde A: Bloco de entrada; B: Bloco isolado; C: Bloco de saída; F1 e F2: Fraturas sem espaçador e F3: fratura com espaçador. Fonte: Adaptado de Haugen *et al.* (2007)

O primeiro teste realizado pelos autores utilizando o bloco inteiro teve o *breakthrough* (primeiro registro de água na produção) com 0,41 PV (*Pore Volume*, relação entre o volume de água injetado e o volume poroso total da amostra). A recuperação no teste em bloco foi de 46% OOIP enquanto o experimento com fraturas foi de 44% OOIP. As principais conclusões dos autores foram referentes a notável interferência das fraturas no comportamento da injeção de água em blocos com fratura, associadas às forças capilares que variam de acordo com o contato entre a matriz e fratura.

Ferno *et al.* (2010) investigaram a recuperação em rochas carbonáticas fraturadas com diferentes condições de molhabilidade por meio do deslocamento forçado em amostras fraturadas e não fraturadas. O procedimento experimental utilizou duas técnicas de processamento de imagem (*NTI* e *MRI - Magnetic Resonance Imaging*) em 2 rochas carbonáticas de superfície (*chalk*) com dimensões retangulares entre 20 x 10 x 5 cm e volume poroso entre 127 cm³ e 468 cm³.

O envelhecimento das amostras foi feito por óleo morto do mar do norte. A molhabilidade foi controlada por meio do tempo de envelhecimento, com a seguinte configuração: RC2 sem envelhecimento com forte molhabilidade a água e EWD1 com fraca molhabilidade a água. A vazão utilizada para o deslocamento do óleo (decano) pela água do mar (*Sw*) foi de 0,0333 cm³/min (2 cm³/h) sem a interferência de fraturas. As rochas foram então cortadas com a mesma configuração por uma serra e preenchidas por um espaçador de teflon de 1mm nas bordas de saída. As amostras RC2 e EWD1 foram utilizadas para avaliar a influência da molhabilidade em experimentos de injeção de água, com pressão hidrostática atmosférica durante todo o teste. A Figura 2.7 mostra o esquema de corte para a RC2 e EWD1.

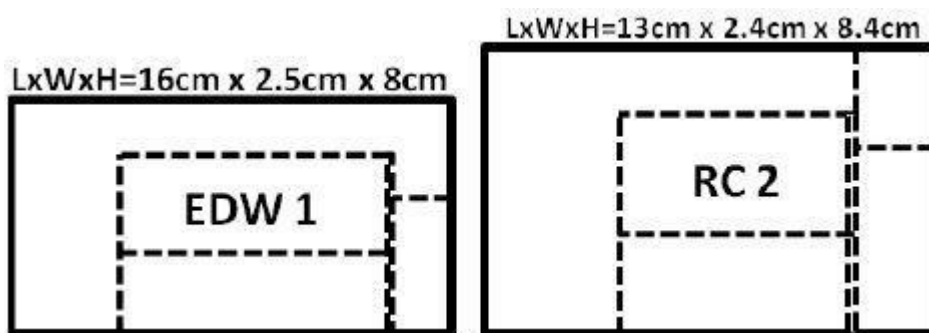


Figura 2.7. Esquema de corte das amostras RC2 e EWD1. Fonte: Ferno *et al.* (2010).

A recuperação de óleo para o ensaio com o bloco fraturado pelo deslocamento forçado utilizando água do mar para a amostra fortemente molhável a água (RC2) foi de 42% OOIP enquanto que para o mesmo sistema sem fraturas com a mesma taxa de vazão e pressão

hidrostática, a recuperação foi de 46% OOIP. O autor concluiu que o mecanismo dominante foram as forças capilares, não havendo grandes influencias das fraturas com alta permeabilidade já que a diferença na recuperação foi de apenas 4%.

Após o *breakthrough* não houve mais produção de óleo. Já a recuperação utilizando a amostra com fraca molhabilidade a água (EDW1) para o sistema fraturado foi de 15% OOIP enquanto que o sistema sem fraturas recuperou 65% OOIP. Uma das diferenças notadas entre os dois sistemas foi o tempo de o *breakthrough* que no sistema com fraturas aconteceu com 0,1 PV, ao passo que no sistema sem fraturas se sucedeu apenas com 0,47 PV. Observando o comportamento da saturação, pode se observar que só houve recuperação da matriz no bloco inicial não conectado com as fraturas, após a conexão da água a rede de fraturas, somente o fluxo nas fraturas foi dominante até a saída da amostra, isso se deve a presença das forças viscosas somente no início dos blocos, até o contato com a rede de fraturas. As principais conclusões dos autores para o teste são: o mecanismo principal de recuperação foi ditado pela capacidade de gerar um diferencial de pressão ao longo do sistema; devido a molhabilidade preferencial ao óleo da matriz, a recuperação de óleo por embebição espontânea da fratura foi anulada. A Figura 2.8 mostra o comportamento da saturação na amostra durante a injeção utilizando a técnica MRI em diferentes tempos de injeção para o experimento utilizando a amostra com forte molhabilidade a água (A) e a amostra com fraca molhabilidade a água (B). A abscissa representa o comprimento da amostra (cm) enquanto a ordenada mostra a altura da amostra (cm).

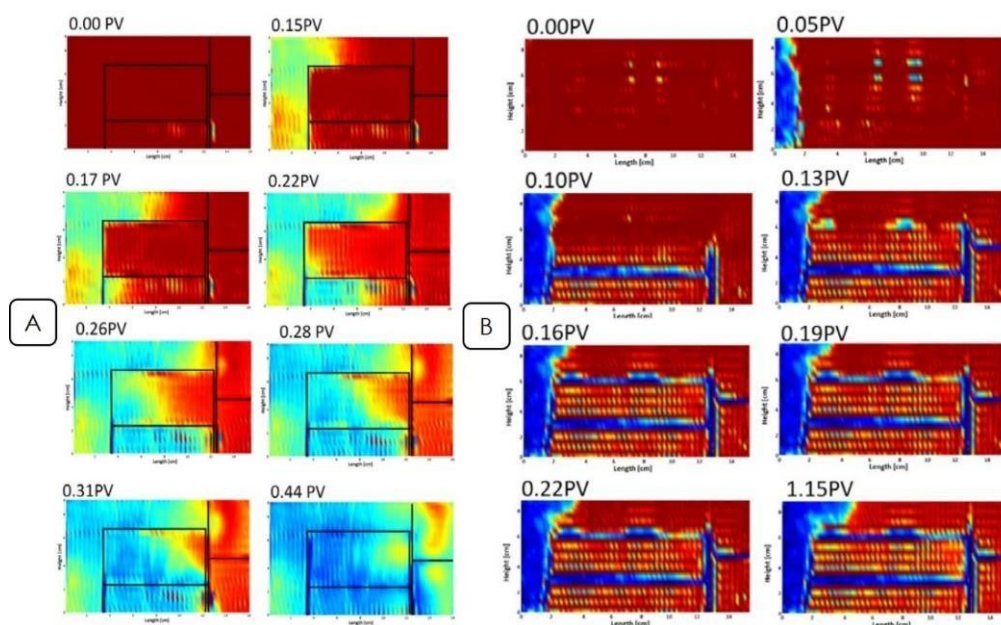


Figura 2.8. Perfil de saturação utilizando MRI para o deslocamento forçado em amostra carbonáticas fraturadas. Fonte:

Adaptado Ferno *et al.* (2010)

Ferno *et al.* (2015) realizou um estudo experimental para avaliar a recuperação em rochas fraturadas fortemente molháveis à água diante da injeção de CO_2 avaliando a permeabilidade da fratura e a saturação de água inicial. Os fluidos utilizados foram salmoura sintética, óleo mineral, n-decano e CO_2 líquido. Foram utilizadas amostras de afloramento da formação de Alborg (Dinamarca). Dentre as 16 amostras utilizadas, 13 eram cilíndricas e 3 eram retangulares. Os experimentos foram conduzidos com as amostras com e sem fratura, e com e sem Swi. Oito amostras foram cortadas longitudinalmente por uma serra e posteriormente remontada, algumas utilizando o espaçador de Polióxido de Metileno (POM) de 1 mm de espessura, com o objetivo de manter a fratura aberta e altamente permeável, e outras sem o espaçador, representando uma fratura fechada e consequentemente menos permeável.

A Figura 2.9 descreve o esquema de montagem do *plug* fraturado utilizando o espaçador POM. Após o fraturamento do *plug*, os espaçadores são adicionados seguido de uma camada de papel alumínio, dispositivos de injeção e produção nas bordas do bloco e por fim uma última camada de papel alumínio.

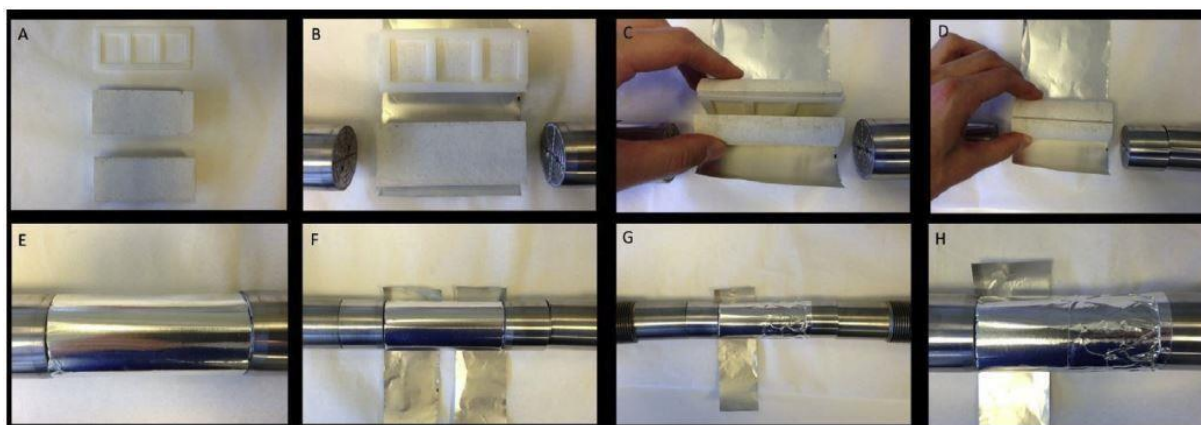


Figura 2.9. Esquema de montagem do plug com fratura longitudinal com o espaçador POM. Ferno *et al.* (2015).

Diversos testes foram conduzidos com diferentes configurações e condições experimentais com resultados expressivos de recuperação (em média 84% OOIP), evidenciando a qualidade do modelo em representar sistema fraturados. Os autores ressaltam que a recuperação final foi fortemente influenciada pelas diferentes configurações experimentais em relação ao comprimento da amostra, saturação de água inicial e presença de fraturas, atuando inclusive no desempenho da recuperação pela injeção miscível de CO_2 .

Ghasemi *et al.* (2017) estudaram a recuperação em rochas fraturadas pela injeção terciária de CO_2 . Neste trabalho, os autores utilizaram uma configuração experimental de 6 amostras de afloramento em série conectadas por filtros, com intuito de manter a capilaridade. O comprimento total foi de 45 cm e a fratura investigada foi axial circular ao longo da amostra.

Os autores concluíram que o esquema de representação utilizado é válido para meios porosos fraturados. Os principais resultados foram que o tipo de fratura utilizado influenciou diretamente a eficiência da injeção terciária de CO_2 principalmente quando a saturação de água era elevada, alterando o processo de difusão, além disso; foi notado a influência da composição da água de formação na recuperação de óleo no sistema. A Figura 2.10 mostra o arranjo de cilindros utilizado (A) bem como a fratura de 0,6 cm de diâmetro (B).

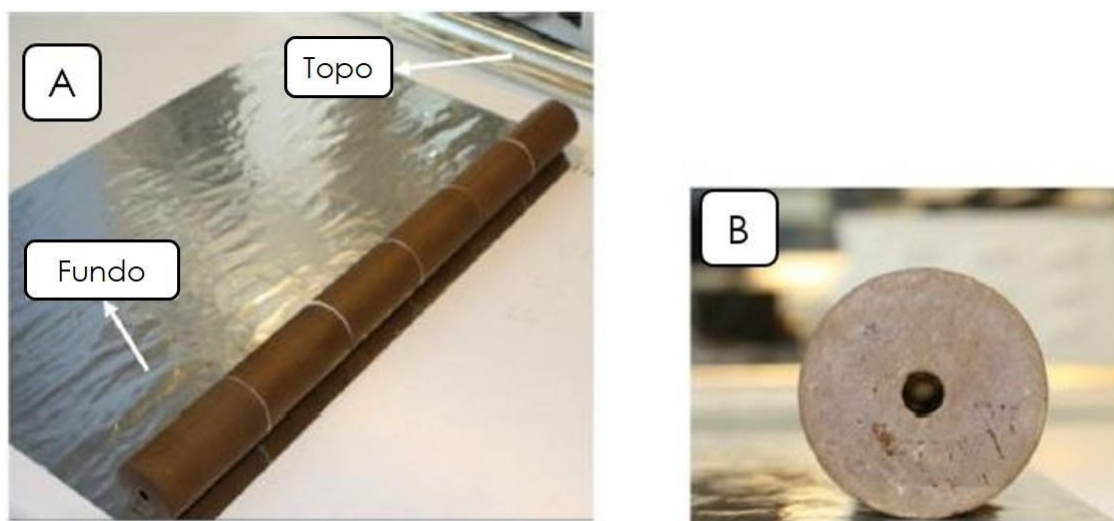


Figura 2.10. A) Sequência de amostras utilizadas cobertas por alumínio. B) Fratura axial central de 0,6 cm de diâmetro.

Lian e Cheng (2012) avaliaram as curvas de permeabilidade relativa em amostras carbonáticas do reservatório de Kenkiyak (China). Os experimentos foram conduzidos a temperatura ambiente e utilizaram salmoura sintética e óleo do mesmo campo como fluidos de saturação. A amostra inicialmente sem fratura passou pelo processo de deslocamento da água para atingir o S_{wi} e posteriormente pelo envelhecimento durante 7 dias. A permeabilidade relativa e saturação de água foram calculadas utilizando o método de regime transiente com pressão de injeção constante e a amostra sem fratura. Em seguida, a fratura foi gerada pela aplicação de forças externas na amostra na direção axial, e por fim as permeabilidades relativas foram medidas novamente. A Figura 2.11 mostra o equipamento utilizado para criação da fratura e uma das amostras utilizada.

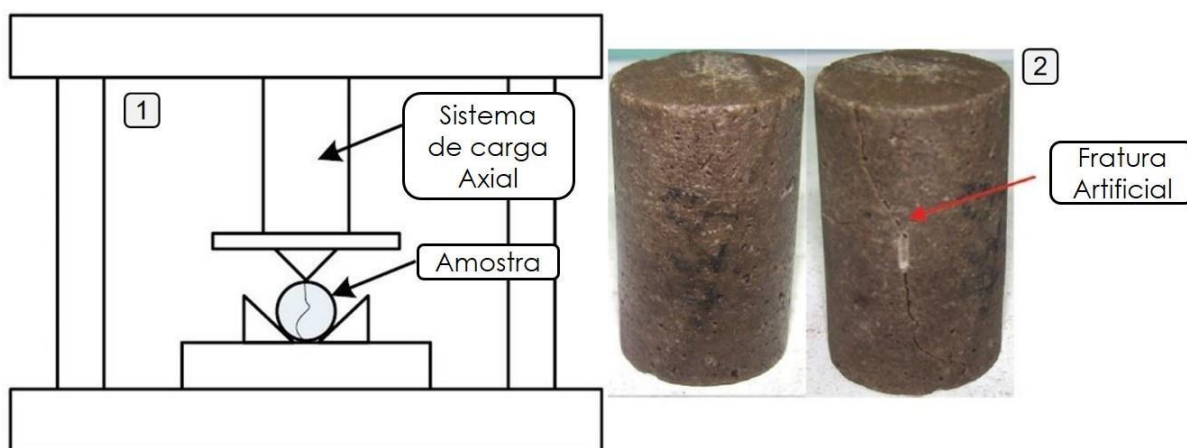


Figura 2.11. 1) Equipamento de fratura utilizado 2) Amostra antes e pós geração da fratura artificial. Adaptado de Lian e Cheng (2012).

As principais conclusões dos autores na comparação das curvas de permeabilidades relativas foram: mudança substancial no comportamento das curvas que resultou na redução do fator de recuperação e no aumento da saturação de água irreduzível em cerca de 30%; o aumento da saturação de água irreduzível aconteceu em razão do canal preferencial fornecido pela fratura, que resultou em um *breakthrough* antecipado; o ponto de intersecção entre as curvas ($k_{rw} \times k_{ro}$) aumentou após o fraturamento. Ainda, as fraturas tiveram contribuição negativa neste modelo durante a injeção de água, uma vez que não houve produção de óleo após o *breakthrough*, aumentando a quantidade de óleo residual na amostra.

2.2 Molhabilidade

A molhabilidade é um dos principais parâmetros que influenciam a recuperação de hidrocarbonetos, bem como as tomadas de decisões durante o desenvolvimento do reservatório. O estudo da molhabilidade ganhou notoriedade a partir da década de 90 (Amott, 1959; Treiber e Owens, 1972; Anderson, 1986; Morrow, 1990) embora existam importantes contribuições para o seu desenvolvimento conceitual publicados anteriormente (Young, 1805).

A definição de molhabilidade segundo Craig (1971) pode ser apresentada como “a tendência de um fluido a se espalhar em uma superfície sólida na presença de outros fluidos imiscíveis”, isto é, a relação entre o balanço de forças interfaciais (líquido-líquido) e superficiais (líquido-gás) a partir dos princípios de adesão e coesão.

Craig (1971) indicou os principais fatores que definem a molhabilidade sendo: a mineralogia da rocha; distribuição do tamanho de poros; histórico de saturação; características físicas/químicas do fluido e as condições de pressão e temperatura. Por outro lado, a

molhabilidade tem influência direta nos seguintes parâmetros (Hirasaki, 1991; Anderson, 1986): saturação de óleo residual no reservatório; saturação de água residual no reservatório; permeabilidades relativas; pressões capilares e o comportamento da injeção de água.

Young (1805) estudou as forças de coesão presentes entre as partículas dos fluidos e da superfície em contato e atribuiu a geometria do ângulo de contato entre eles como resultado do balanço destas forças presentes no sistema líquido/sólido.

Essa relação de forças pode ser observada na Figura 2.12 que ilustra um sistema óleo/água/sólido. Pode-se observar o ângulo de contato entre o óleo e a água (θ_{ow}), a tensão interfacial entre o óleo e o sólido (σ_{so}), a tensão interfacial entre o sólido e a água (σ_{sw}) e a tensão interfacial entre o óleo e a água (σ_{wo}). Sendo a tensão interfacial um fenômeno físico entre fluidos imiscíveis que se assemelha a uma membrana elástica entre os fluidos.

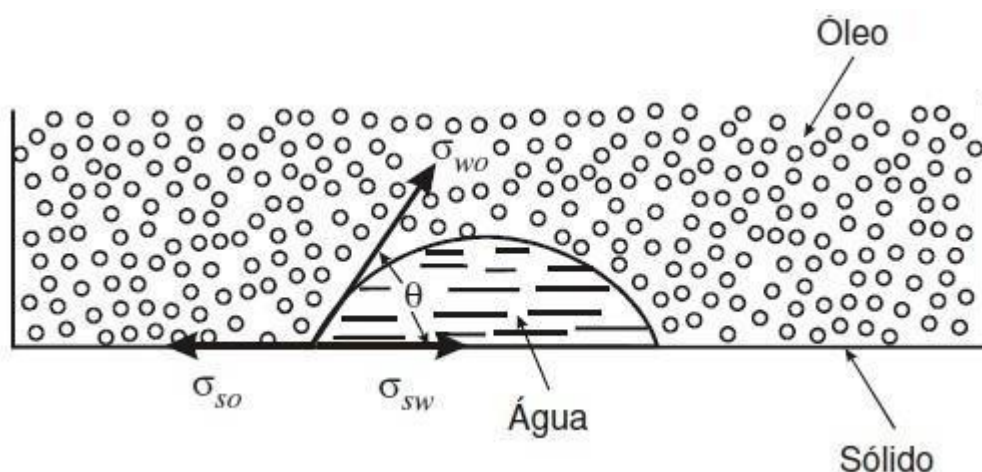


Figura 2.12. Ângulo de contato em um sistema óleo/água/sólido. Fonte: Rosa *et al.*, 2006.

A compreensão de Young (1805) desta relação de forças resultou na equação de Young (Equação 2.13), descrita como:

$$\sigma_{so} - \sigma_{sa} = \sigma_{so} * \cos\theta_{wo} \quad (2.13)$$

Rearranjando a equação, temos:

$$\cos\theta_{wo} = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sa}}{\sigma_{so}} \quad (2.14)$$

O desenvolvimento desta equação considera um sistema ideal, que por sua vez não acontece perfeitamente na realidade, parâmetros como a contaminação por outros elementos (gases não hidrocarbonetos), rugosidade e heterogeneidade da formação (que variam de acordo

as características da rocha) tem influência na definição do ângulo de contato, trazendo um grau de imprecisão a formulação (Ruidiaz, 2015).

O ângulo de contato (θ) por sua vez pode variar de 0 à 180° e define para o sistema em análise qual a afinidade do fluido, isto é, se está preferencialmente molhando o sólido (normalmente com um perfil espalhado na superfície) ou em uma condição não molhante (normalmente com um perfil mais contraído de gota) (Craig, 1971). A Tabela 2.4 mostra os valores para o ângulo de contato que definem a molhabilidade do sistema.

Tabela 2.4. Range do ângulo de contato para definição da molhabilidade. Adaptado: Craig, 1971.

Ângulo de contato (θ)	Molhabilidade preferencial
$\theta < 90^\circ$	Água
$\theta = 90^\circ$	Intermediária
$\theta > 90^\circ$	Óleo

Alguns autores (Craig, 1971; Anderson, 1986; Abdallah *et al.*, 2007) descrevem ainda termos como: fortemente molhável ao óleo, fortemente molhável à água e molhabilidade mista para ângulos de contatos próximos a 0, 180° e 90° respectivamente. A molhabilidade mista é presente em sistemas onde não existe uma forte preferência ao óleo ou à água da superfície em questão. Tem-se ainda a molhabilidade “*fracionada*”, que acontece quando a preferência da rocha varia ao longo do reservatório.

Portanto, em um sistema onde a rocha é preferencialmente molhável a um determinado tipo de óleo, existe uma tendência que este óleo esteja em contato com uma maior parte da superfície rochosa, inclusive ocupando os poros de menor diâmetro. Vale ressaltar ainda que embora uma superfície tenha afinidade com um certo tipo de fluido, ela pode estar em contato com um outro determinado fluido, isto é, a molhabilidade não necessariamente define a saturação de fluidos na rocha e sim a preferência da superfície em ser molhada por um dado fluido diante de sua presença no sistema (Anderson, 1986; Nolen-Hoeksema, 2016).

A disposição dos fluidos no meio poroso frente a diferentes molhabilidades pode ser observada na Figura 2.13, para molhabilidades ao óleo, intermediária e a água.

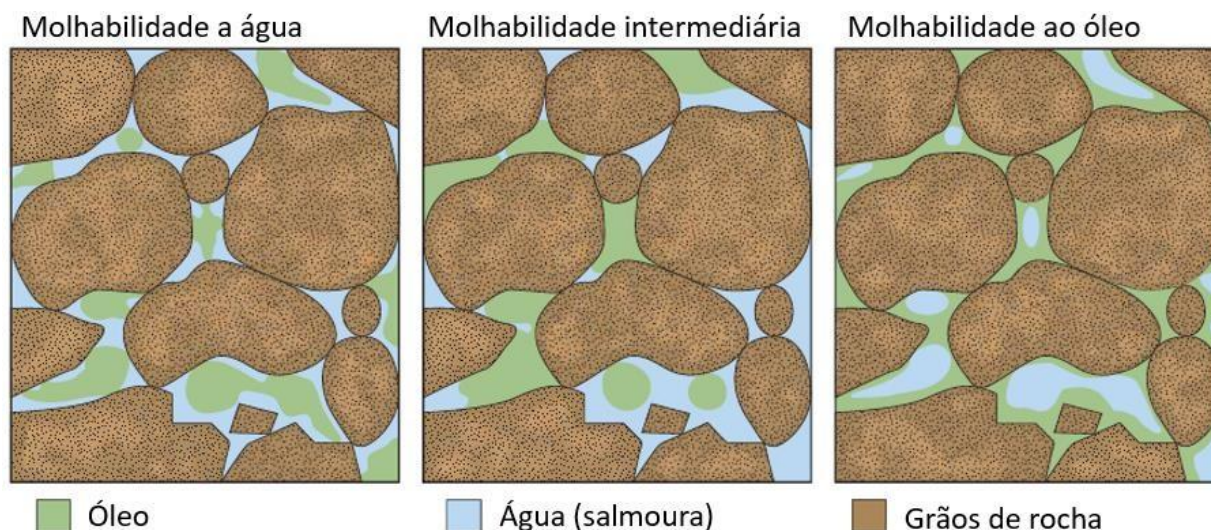


Figura 2.13. Distribuição dos fluidos no meio poroso para diferentes molhabilidades. Fonte: Adaptado Abdallah *et al.*, 2007.

Pode-se notar que em um sistema molhável à água (esquerda) o fluido molhante ocupa as paredes (superfície) dos poros, enquanto que o fluido não molhante se mantém no centro dos poros. O mesmo acontece inversamente (direita) na condição de molhabilidade ao óleo. No caso em que a molhabilidade é intermediária, o sistema experimenta zonas onde o óleo está nas superfícies dos poros e outras onde a água ocupa esta posição (Abdallah *et al.*, 2007).

A literatura mostra que o tratamento primário para a molhabilidade nos reservatórios assumia a molhabilidade preferencial a água, suposição está em decorrência de dois fatores principais: 1º) os minerais e rochas sedimentares em seus estados naturais eram predominantemente molháveis à água; 2º) o processo de diagênese dos reservatórios areníticos ocorria em ambientes marítimos e somente depois havia a migração do petróleo. A mesma ideia se aplicava para reservatórios carbonáticos, onde a água tinha importante participação em sua criação e somente posteriormente havia a migração de óleo (Chilingar e Yen, 1983; Craig, 1971; Anderson, 1986).

Ao longo dos anos, com o avanço tecnológico, percebeu-se que a natureza da molhabilidade de um sistema óleo/água/rocha se atribui em parte à presença ou ausência de componentes polares existentes no petróleo bruto, que adsorvem na superfície da rocha, tornando-a molhável ao óleo. Sendo assim, a molhabilidade de um reservatório de petróleo não poderia ser tratada de maneira simplista, já que este parâmetro poderia diminuir drasticamente a recuperação de hidrocarbonetos (Craig, 1971; Crocker e Marchin, 1988).

2.2.1 Métodos de avaliação da Molhabilidade

Definida a importância deste parâmetro tanto no entendimento dos fenômenos na escala de reservatórios quanto na escolha adequada da técnica de recuperação, existem diversas técnicas para aferição tanto qualitativa quanto quantitativa da molhabilidade em escala laboratorial.

A Tabela 2.5 mostra os principais métodos utilizados na medição da molhabilidade segundo Anderson (1986b):

Tabela 2. 5. Principais métodos utilizados na avaliação da molhabilidade (Anderson, 1986b).

Métodos Quantitativos	Métodos Qualitativos
Ângulo de contato	Flotação
Amott Harvey	Curvas de Pressão Capilar
USBM	Ressonância Nuclear Magnética

Anderson (1986b) avaliou como as 3 principais técnicas usualmente utilizadas sendo: Ângulo de Contato (afere a molhabilidade em uma área de superfície bem definida), Amott Harvey e USBM (mensuram a molhabilidade média da amostra). No entanto, estes métodos demandam normalmente um longo tempo de preparação e avaliação, técnicas como flotação fornecem dados de ordem qualitativas muito mais rápidos e de fácil reprodução, porém menos precisos. Um método qualitativo de flotação foi utilizado nesta Dissertação e, portanto, será detalhado a seguir.

2.2.2 Método MFT (*Modified Flotation Technique*)

A técnica de flotação na avaliação qualitativa da molhabilidade teve seu início na indústria de mineração e é utilizada no petróleo desde a década de 1950 (Rust, 1957) como um processo de separação, por ser um experimento relativamente simples, sem a necessidade de equipamentos robustos, e é capaz de fornecer bons resultados a respeito da molhabilidade da amostra.

Segundo Mwangi (2017) o procedimento pode ser definido como um “processo físico-químico usado na separação de sólidos finos baseado na sua molhabilidade”. A técnica é destrutiva e consiste em utilizar sólidos finos de granulometria tal que as forças de superfície sejam dominantes perante a força gravitacional, diante do contato com os fluidos e o material

de interesse. Ao longo dos anos, a técnica foi utilizada com diversos objetivos tais como a relação da molhabilidade com a adsorção e potencial zeta (Celik e Somasundaran, 1980), o efeito de componentes ácidos orgânicos na molhabilidade, a salinidade da composição (Mwangi et al., 2018), entre outros. Existem diversos procedimentos apresentados na literatura para condução de experimentos de flotação, com pequenas diferenças na metodologia, e uma delas é a metodologia MFT que foi empregada neste trabalho.

Mwangi *et al.*, (2013) desenvolveram o MFT como sendo uma adaptação da técnica de flotação, que permite a avaliação de diversos parâmetros por meio do teste. Foram desenvolvidos 567 experimentos com diferentes condições e a metodologia se provou rápida, e com resultados de alta precisão e alta repetitividade para rochas carbonáticas e para arenitos. Por se tratar de um método de avaliação destrutivo, o primeiro passo consiste em moer a rocha em um range adequado. Mwangi *et al.*, (2018) avaliaram grãos nas seguintes faixas: $<53 \mu\text{m}$, $53\text{-}105 \mu\text{m}$, $149\text{-}206 \mu\text{m}$ e $> 206 \mu\text{m}$ e indicaram que o range adequado para os experimentos está entre 105 a $206 \mu\text{m}$. O pó da rocha é então misturado com salmoura/óleo, e a molhabilidade será resultante do balanço das forças de superfície entre a interação da salmoura/óleo com a superfície da rocha. A Figura 2.14 mostra o procedimento experimental do MFT.

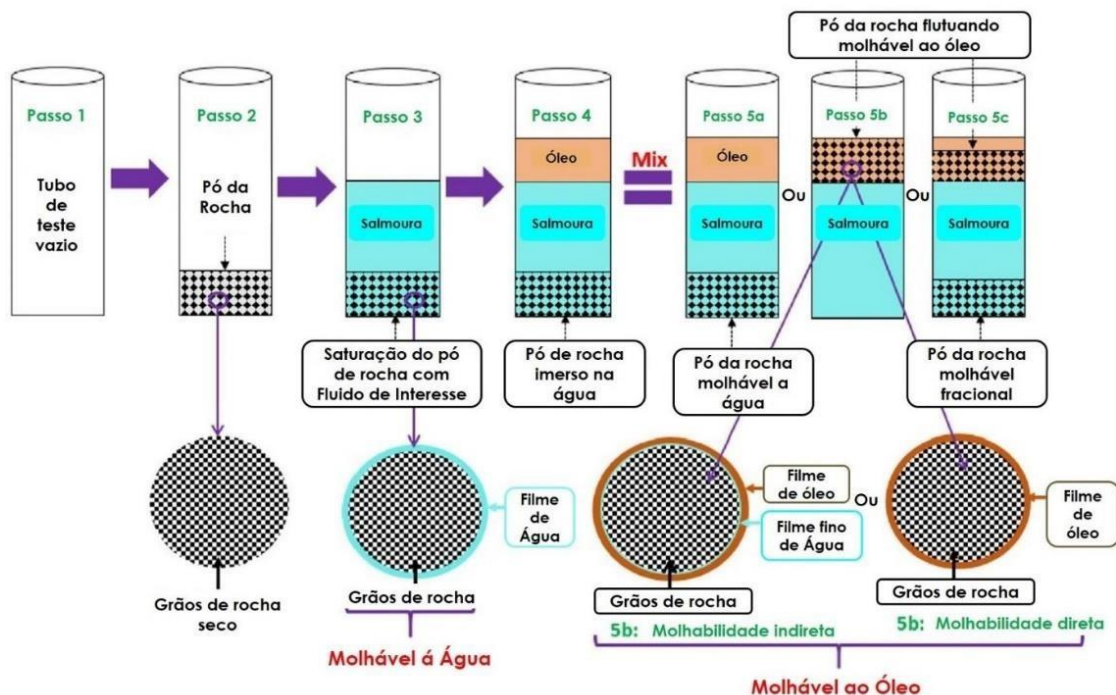


Figura 2.14. Passo a passo do procedimento experimental MFT. Adaptado de Mwangi *et al.*, (2018).

Os resultados do ensaio podem se apresentar de três formas: o pó de rocha poderá flutuar na interface entre o óleo e água demonstrando uma maior afinidade ao óleo e, portanto, molhabilidade ao óleo; o pó de rocha poderá estar parte flutuando e parte no fundo do tubo,

indicando uma molhabilidade intermediária e, por fim, o pó de rocha poderá estar no fundo do tubo apontando molhabilidade a água. A metodologia utilizada na técnica mostrou ser eficaz para avaliações qualitativas da molhabilidade, permitindo uma rápida verificação da molhabilidade da amostra.

2.2.3 Avaliação da molhabilidade em rochas carbonáticas

Os reservatórios carbonáticos usualmente apresentam uma tendência a molhabilidade preferencial ao óleo ou mista, o que significa que volumes significativos de óleo podem ser deixados para trás no meio poroso durante as etapas de recuperação de petróleo (Chilingar e Yen, 1983). Devido a esta condição, diversos estudos foram realizados em rochas carbonáticas com a finalidade de compreender melhor o comportamento destes reservatórios.

Treiber *et al.* (1972) avaliaram, em escala de laboratório, a molhabilidade de 55 reservatórios de hidrocarbonetos com temperatura de 26,7° à 115,56°C e óleo do reservatório de 14° à 50°API. O ângulo de contato foi utilizado para avaliação da molhabilidade das rochas. Os resultados indicaram que 92% das rochas carbonáticas possuem molhabilidade intermediária ou preferencial ao óleo, sendo 37 reservatórios molháveis ao óleo, 3 reservatórios com molhabilidade intermediária e 15 reservatórios molháveis a água. O critério de avaliação da molhabilidade em função do ângulo de contato está descrito na Tabela 2.6. Com base nos métodos e testes apresentados, os autores concluíram que não houve uma correlação da molhabilidade com a temperatura do reservatório e o grau API do óleo.

Tabela 2.6. Distribuição da molhabilidade nos reservatórios analisados. Fonte: Adaptado de Treiber *et al.*, (1972)

Molhabilidade preferencial	Ângulo de contato	Tipos de reservatório		
		Arenito	Dolomita	Outros
Água	0 a 75°	12	2	1
Intermediária	75° a 105°	2	1	0
Óleo	105° a 180°	13	18	6

Chilingar e Yen (1983) analisaram a molhabilidade de 161 testemunhos com diferente composição mineralógica de rochas carbonáticas (*limestone*, dolomitas e calcitas) de diferentes lugares do mundo (Oriente Médio, Texas, Wyoming, México, China, Canadá, Mar do Norte, Índia União Soviética). A análise dos resultados mostrou que as rochas carbonáticas são, em

sua grande maioria, preferencialmente molháveis ao óleo (mais de 80%). A Tabela 2.7 mostra a distribuição da molhabilidade nas rochas carbonáticas estudadas.

Tabela 2.7. Distribuição da molhabilidade nos reservatórios carbonáticos. Adaptado: Chilingar e Yen (1983)

Molhabilidade	Ângulo de contato (θ)	Reservatórios Carbonáticos (%)
Água	0 a 80°	8
Intermediária	80° a 100°	12
Óleo	100° a 160°	65
Fortemente ao óleo	160° a 180°	15

Cada reservatório possui suas particularidades e as rochas carbonáticas possuem características que podem variar a relação físico-química entre a rocha e os fluidos contidos no reservatório (Ahr, 2008), portanto, cada caso deve ser avaliado pontualmente. Porém, vale ressaltar a tendência da molhabilidade preferencial ao óleo neste tipo de formação, e consequentemente as devidas dificuldades associadas à recuperação de hidrocarbonetos.

3 MATERIAIS E METODOLOGIA

Nesta seção serão apresentados os materiais e métodos utilizados durante o desenvolvimento deste trabalho. O planejamento proposto utilizou 3 rochas convencionais com fratura induzida em experimentos de deslocamento forçado. Duas condições de molhabilidade foram avaliadas nos ensaios: rocha saturada com petróleo morto (óleo nas condições pressão e temperatura ambientes, sem a presença de hidrocarbonetos gasosos) e envelhecidas para restauração da molhabilidade inicial, rocha saturada com petróleo morto sem envelhecer e rochas saturadas com Isoparafina sem envelhecer.

Primeiramente, serão apresentados os equipamentos e os fluidos utilizados ao longo do trabalho. Em seguida, serão descritos os procedimentos utilizados para obtenção da petrofísica inicial das amostras, bem como a metodologia utilizada para criação do modelo de fratura e a medida das propriedades petrofísicas das matrizes, da fratura e do modelo completo. A Figura 3.1 mostra a sequência utilizada para aquisição dos dados petrofísicos das amostras, onde inicialmente se obteve os dados petrofísicos da amostra sem a fratura, posteriormente houve o corte da amostra seguido da caracterização das matrizes rochosas, na sequência, encontra-se o modelo utilizando um espaçador (POM) para representar a fratura. Após a montagem do modelo realizou-se a caracterização.

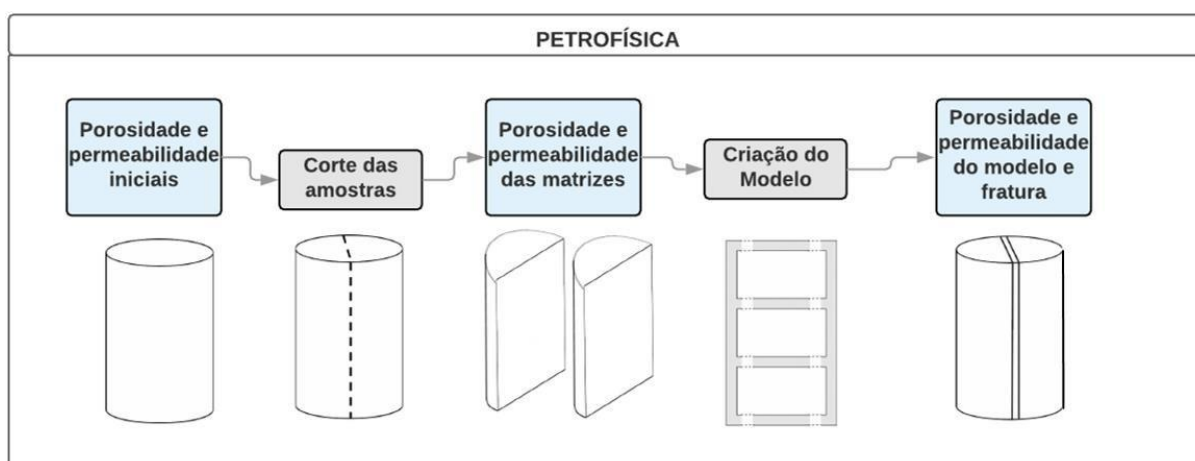


Figura 3.1. Sequência de etapas da caracterização petrofísica.

Por fim, serão descritos os procedimentos experimentais utilizados para os experimentos de deslocamento forçado.

3.1 Materiais

3.1.1 Amostras de rochas reservatório

As amostras utilizadas ao longo do trabalho são provenientes de um reservatório carbonático do pré-sal brasileiro. Para a escolha das amostras, foram utilizados três critérios principais afim de estarem dentro das condições laboratoriais utilizadas:

- **Tamanho das amostras:** As amostras foram primeiramente selecionadas pelo comprimento de 4,5 a 7 centímetros.
- **Integridade:** Em seguida, foram selecionadas as amostras que visualmente não apresentassem fraturas evidentes ou partes fragmentadas.
- **Origem das amostras:** Em última análise, preferencialmente as amostras deveriam ter a mesma origem: (1) campo e (2) poços produtores/injetores, com o objetivo de maximizar as possíveis semelhanças entre as amostras.

As amostras serão referenciadas ao longo do trabalho como AN1, AN2 e AN3. A Figura 3.2 apresenta as amostras selecionadas.

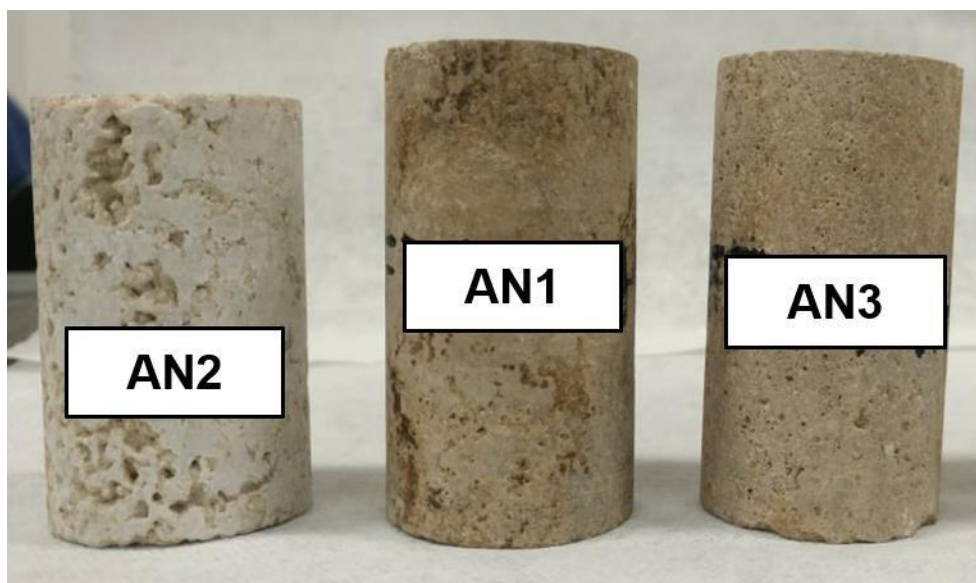


Figura 3.2. Amostras selecionadas.

3.1.2 Fluidos de Saturação

Para a realização dos experimentos de deslocamento forçado foram utilizados quatro fluidos para saturação e deslocamento nas amostras, sendo estes: óleo mineral (Isoparafina),

óleo morto, água de formação sintética de um reservatório do pré-sal brasileiro e água do mar sintética. A seguir encontra-se a descrição detalhada de cada um deles.

3.1.2.1 Óleos

O óleo mineral Isoparafina composto por alcanos/cicloalcanos (C9-C11) foi utilizado como fluido não reagente às rochas carbonáticas, isto é, um fluido cuja interação com a rocha não propicie reações favoráveis à mudança da molhabilidade. A Tabela 3.1 mostra algumas das principais propriedades da Isoparafina segundo o fabricante Anidrol.

Tabela 3.1. Propriedades físico-químicas da Isoparafina segundo o fabricante.

Aspecto (estado físico, forma e cor)	Líquido incolor
Ponto de Fusão/congelamento	> 0°C
Ponto de ebulição inicial	155 a 217 °C
Densidade relativa	0,76 a 0,79 (água a 4°C = 1)
Solubilidade	Imiscível em água

O fluido reagente, por sua vez, é aquele que possui características físico-químicas que diante das condições de temperatura e tempo podem levar a reações que resultem na alteração da molhabilidade (Anderson, 1986b). O fluido reagente utilizado foi um óleo proveniente de um reservatório carbonático do pré-sal brasileiro. O óleo passou por um processo de preparação, antes de ser utilizado no ensaio. Este processo foi iniciado com a amostragem do óleo, e o procedimento consistiu em aquecer o tambor que continha o óleo em uma estufa por 8 horas à temperatura de 100°C. O tambor foi agitado vigorosamente a cada período de uma 1 hora, e, em seguida, foi aberto para liberação dos hidrocarbonetos leves gerados. Após o período de aquecimento e liberação dos gases, a quantidade a ser utilizada nos ensaios foi amostrada em béqueres, permanecendo à temperatura ambiente por cerca de 12 horas. Em seguida, o óleo foi alocado em uma garrafa de aço com pistão flutuante para o processo de filtração do óleo. O óleo foi movido pelo pistão sendo pressurizado por uma bomba de deslocamento positivo até passar por um filtro conectado a linha com membrana de 10 µm, para que houvesse a remoção de possíveis partículas sólidas do óleo. As Figuras 3.3 e 3.4 mostram o esquema de processos utilizados para a filtração do óleo (Nunez, 2017).

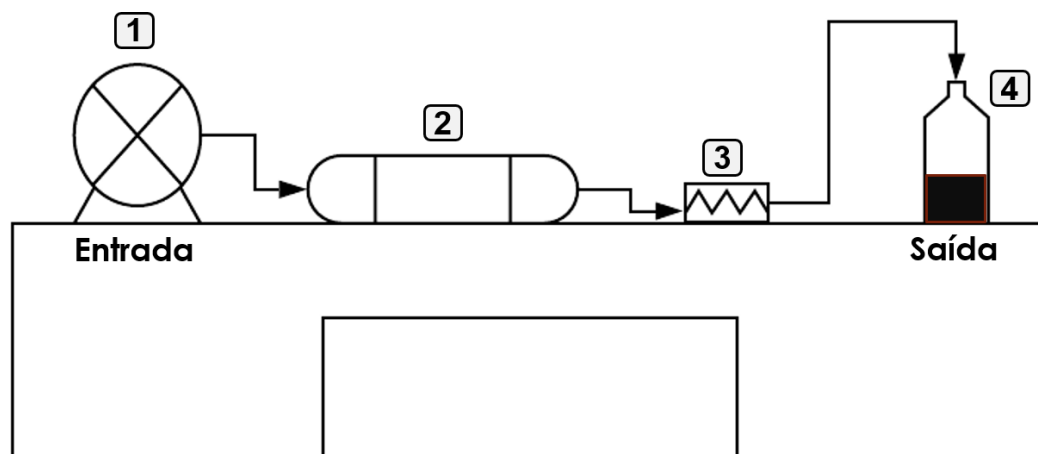


Figura 3.3. Esquema de Filtração do Óleo. 1) Bomba de deslocamento positivo; 2) Garrafa de óleo; 3) Filtro de 10 µm; 4) Garrafa âmbar para armazenamento.

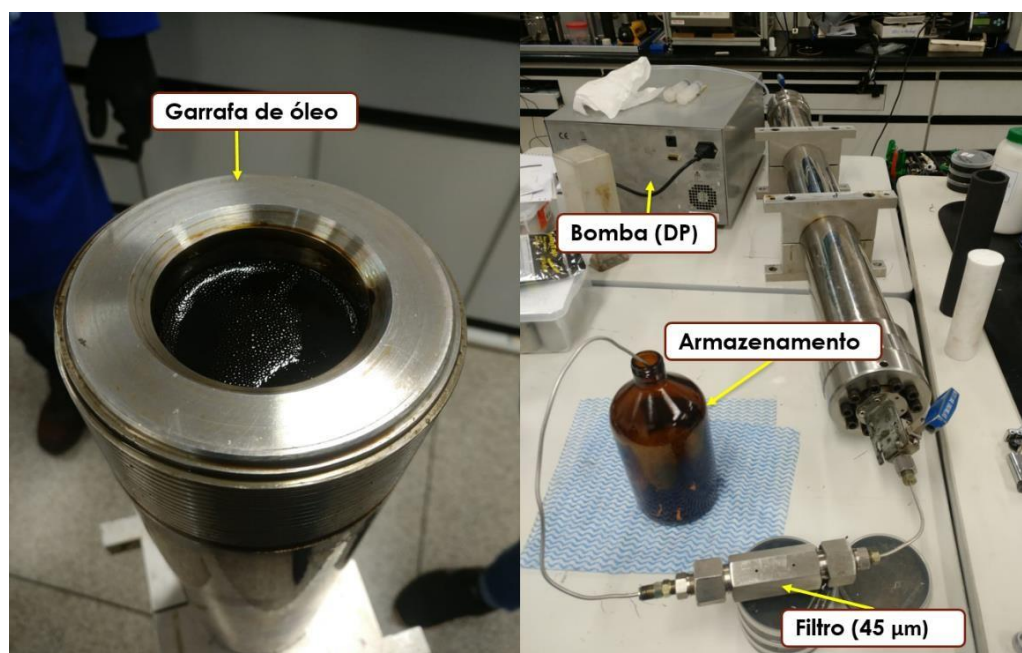


Figura 3.4. Equipamentos usados na filtração do óleo morto.

O óleo utilizado neste trabalho possui as características demonstradas na Tabela 3.2. A densidade foi medida a temperatura de 63°C por meio do densímetro Anton Paar DMA 4500 e a viscosidade foi estimada por meio da correlação de McCain (1990).

Tabela 3.2. Propriedades do óleo morto.

Densidade (63°C)	0,86 g/cm ³
Grau API°	33,0
Viscosidade (63°C e 1000 psi)	0,79 cp

3.1.2.2 Salmouras

O processo de preparação das salmouras ocorreu por meio da adição dos sais em um balão volumétrico contendo água deionizada em constante processo de agitação para completa dissolução dos sais. As composições da água do mar (SW) e da água de formação (FW) são apresentadas nas Tabelas 3.3 e 3.4, respectivamente.

Tabela 3.3. Composição química da água do mar.

Substância	g/L
Cloreto de Sódio (NaCl)	23,4721
Cloreto de Cálcio (CaCl₂·2H₂O)	1,4669
Bicarbonato de Sódio (NaHCO₃)	0,1927
Cloreto de Magnésio (MgCl₂·6H₂O)	10,5508
Sulfato de Sódio (Na₂SO₄)	3,9165
Cloreto de Potássio (KCl)	0,7245
Cloreto de Estrôncio (SrCl₂·6H₂O)	0,0396
Total de sólidos dissolvidos	40,36

Tabela 3.4. Composição química da salmoura de formação.

Substância	g/L
Tetraborato de Sódio (Na₂B₄O₇·10H₂O)	3,351
Ácido clorídrico (HCL, 38%)	1,3859
Cloreto de Sódio (NaCl)	206,819
Cloreto de Cálcio (CaCl₂·2H₂O)	30,967
Cloreto de Magnésio (MgCl₂·6H₂O)	15,1985
Cloreto de Potássio (KCl)	7,515
Cloreto de Estrôncio (SrCl₂·6H₂O)	7,8719
Cloreto de lítio (LiCl)	0,965
Cloreto de Bário (BaCl₂·2H₂O)	0,0498
Brometo de potássio (KBr)	1,1027
Sulfato de Sódio (Na₂SO₄)	0,099
Total de sólidos dissolvidos	275,32

Previamente a utilização, ambas as salmouras passaram pelo procedimento de filtração e desaeração. O processo de filtração da salmoura foi constituído por uma bomba de vácuo, sistema de filtração de borosilicato e um filtro de membrana do tipo GSWP (MF-Millipore) de $0,22\ \mu\text{m}$. O objetivo do processo de filtração foi a remoção de eventuais partículas sólidas presentes nas salmouras preparadas afim de não influenciarem no experimento, é demonstrado na Figura 3.5. O processo de desaeração aconteceu em seguida com o objetivo de retirar o ar da solução. Este segundo processo foi composto por um kitassato com a solução, um agitador magnético e a bomba de vácuo (Figura 3.6). A Figura 3.7 ilustra ambos os processos.

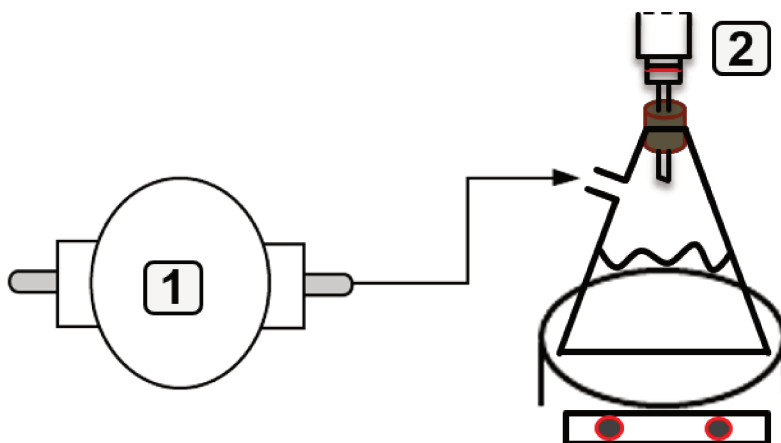


Figura 3.5. Esquema de Filtração. 1) Bomba de vácuo 2) Vidraria com filtro $0,22\ \mu\text{m}$

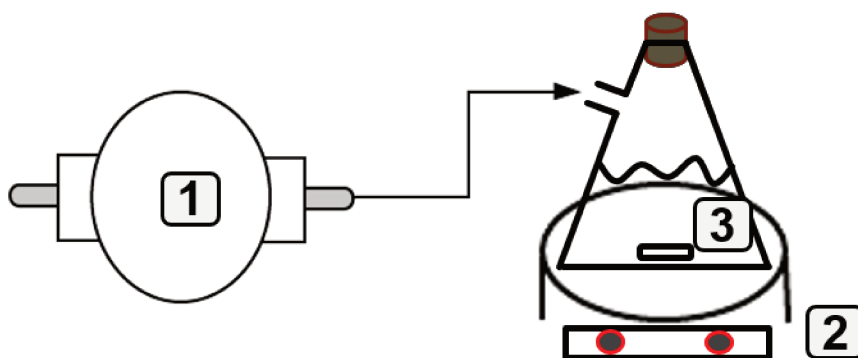


Figura 3.6. Esquema de Desaeração. 1) Bomba de vácuo 2) Agitador Magnético e 3) Barra magnética.



Figura 3.7. Processos de filtração e desaeração dos fluidos. 1) Bomba de vácuo 2) Agitador magnético 3) Filtro 22µm 4) barra magnética.

3.1.3 Aparato Experimental

A Figura 3.8 mostra uma imagem esquemática dos principais equipamentos utilizados durante os ensaios. Os ensaios foram conduzidos a pressão de confinamento de 2.000 psi, pressão de injeção de 1.000 psi e temperatura de 63°C.

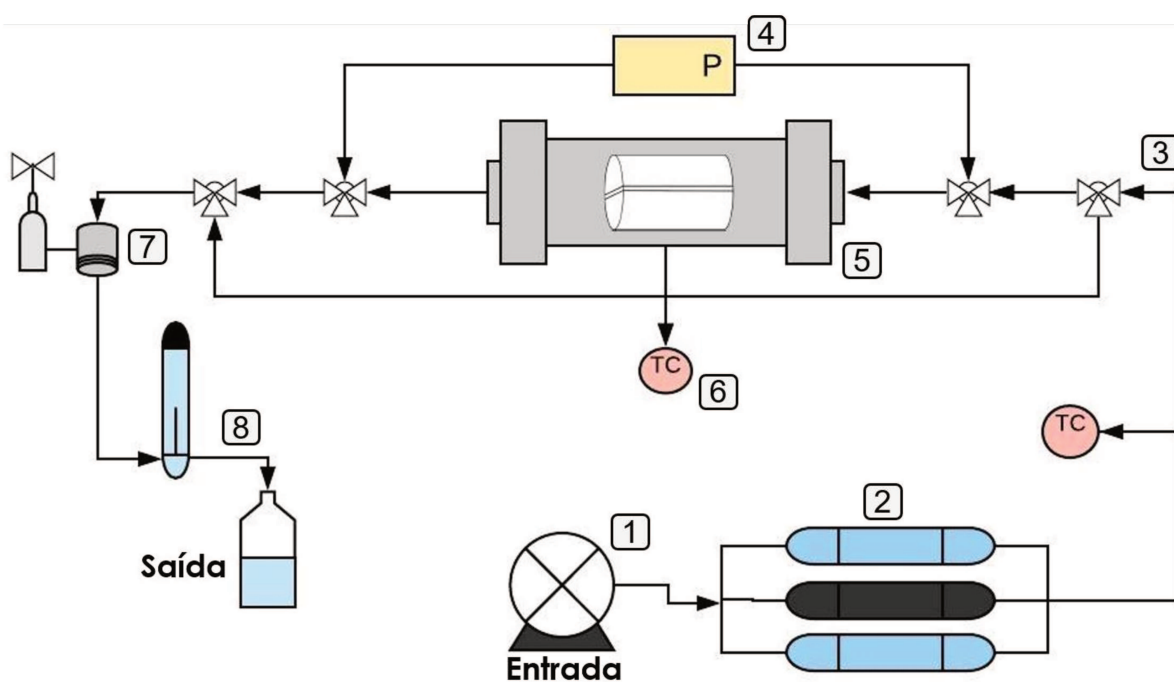


Figura 3.8. Configuração esquemática do aparato experimental.

O aparato experimental apresentado na Figura 3.8 é composto basicamente dos seguintes equipamentos, dispositivos e acessórios:

1. **Bomba de deslocamento positivo** (*Jasco*/modelo PU-2086) – Utilizada na injeção de fluidos na amostra durante os ensaios.
2. **Garrafas de fluidos** - Reservatórios dos fluidos a serem injetados na amostra, eventualmente em condições de pressão e temperatura do teste.
3. **Linhas e válvulas** - Utilizadas para o transporte dos fluidos. Diâmetro interno das linhas de 0,3175 cm em alumínio e válvulas 3 x 2 vias em aço.
4. **Transdutor de pressão** (ABB) – Utilizado para aquisição dos diferenciais de pressão durante o teste.
5. **Porta-testemunho** (*Coreholder*) - Dispositivo em alumínio inoxidável responsável pelo armazenamento e confinamento da amostra.
6. **Controlador de temperatura** - Aparato interligado a uma resistência elétrica para manutenção e ajuste da temperatura durante o teste. Utilizado também para o aquecimento das linhas durante os ensaios.
7. **Válvula de contrapressão** (*Backpressure*) - Responsável pelo controle e manutenção da pressão de injeção do sistema por meio do princípio de equilíbrio de pressões.
8. **Proveta invertida** – Utilizada na coleta e contabilização dos fluidos produzidos do sistema.

3.1.3.1 Tomógrafo de Raios-X

O tomógrafo da Siemens, modelo SOMATOM *Spirit* de quarta geração foi utilizado durante os testes de deslocamento forçado. A operação do mesmo se dá por meio do software *Syngo*. A tomografia computadorizada é uma técnica utilizada por diversos autores (Bergosh e Lord, 1987; Nunez, 2017; Pires, 2018) com diferentes objetivos na indústria do petróleo, desde a avaliação da mineralogia e porosidade de amostras quanto a compreensão do comportamento dos fluidos no meio poroso. A Figura 3.9 mostra os três principais componentes físicos do tomógrafo, sendo eles: *gantry*, onde se encontra o tubo de raios-X, a mesa que recebe o *set up* experimental e o sistema computacional para operação e reconstrução das imagens por meio das tomografias realizadas ao longo do experimento.

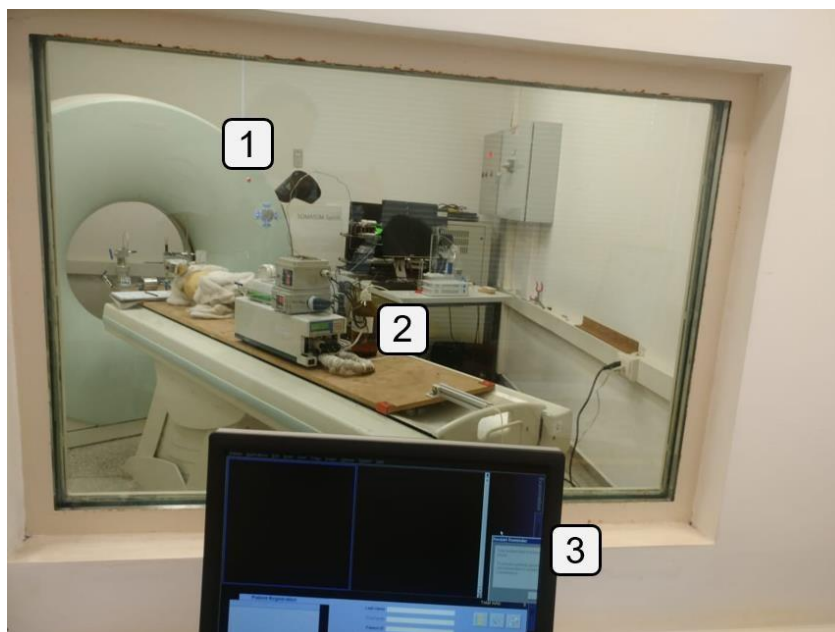


Figura 3.9. Componentes físicos do tomógrafo. 1) *Gantry* (tomógrafo) 2) Mesa de experimentos 3) Sistema computacional.

3.1.3.2 CT dos fluidos

O coeficiente de atenuação (CT) dos fluidos é uma medida arbitrária que quantifica a atenuação do feixe de raios-X de um determinado material (Nunez, 2017). O CT é representado pela unidade Hounsfield (HU), onde o CT da água representa a escala 0 e o CT do ar representa -1000 (Vidal Vargas, 2015). Nos experimentos laboratoriais este número caracteriza e auxilia a diferenciação dos fluidos utilizados nas imagens.

A metodologia para obtenção dos CT dos fluidos utilizados foi proposta por Nunez (2017). O aparato experimental utilizado para obtenção dos CT dos fluidos pode ser visto na Figura 3.10, sendo composto pela garrafa de fluidos e *coreholder*, controlador de temperatura, bomba de deslocamento positivo e o tomógrafo.

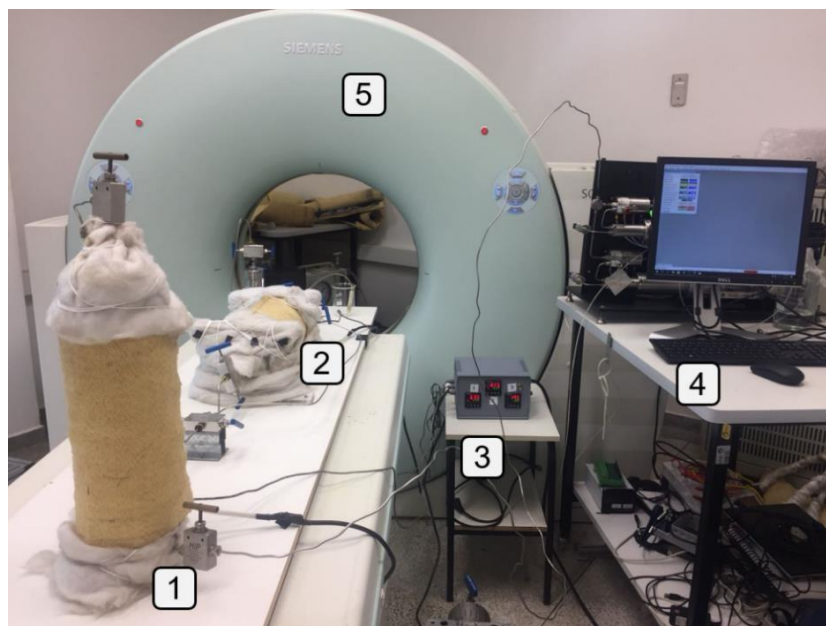


Figura 3.10. Aparato experimental para obtenção do CT dos fluidos. 1) Garrafa de fluidos aquecida; 2) Coreholder aquecido; 3) Controlador de Temperatura; 4) Bomba de Deslocamento Positivo (Quizix) e 5) Tomógrafo.

O comportamento dos fluidos muda de acordo com as condições de pressão e temperatura, portanto, o coeficiente de atenuação dos fluidos foi obtido nas condições de pressão e temperatura dos ensaios, sendo 1000 psi de injeção e 63°C, respectivamente. Para obtenção dos CT dos fluidos, foi utilizado um dispositivo de alumínio cilíndrico com orifício no centro para alocar o fluido, conforme apresentado na Figura 3.11.

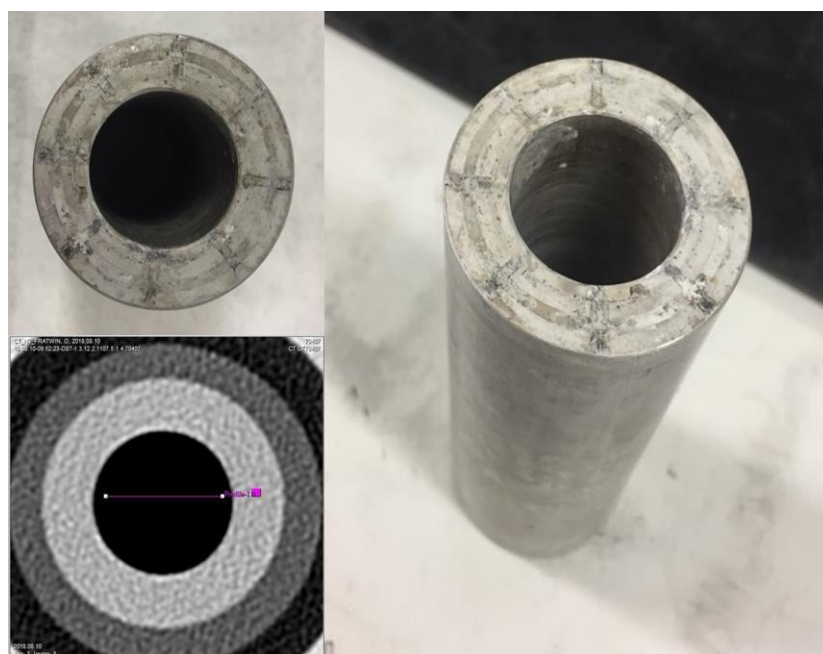


Figura 3.11. Dispositivo Cilíndrico de Alumínio para obtenção do CT dos fluidos.

A Tabela 3.5 mostra os resultados obtidos. Os fluidos verificados foram: nitrogênio, água do mar sintética, água de formação sintética, óleo morto, óleo morto com 1%, 2,5%, 5%, 10% de iododecano (volume/volume). Foram adicionadas diferentes concentrações de iododecano como dopante no óleo morto, caso houvesse a necessidade de mudar o CT do óleo em relação às águas utilizadas, o que refletiria na diferenciação dos fluidos na posterior análise das imagens das tomografias. No entanto, verificou-se que não haveria esta necessidade já que a diferença entre o CT dos fluidos foi considerada suficiente para visualização.

Tabela 3.5 - CT dos fluidos.

CT dos fluidos [HU]	
N_2	-695
Sw	183
Fw	357
Óleo	36
Óleo 1% v/v	99
Óleo 2,5% v/v	141
Óleo 5% v/v	386
Óleo 10% v/v	706
Isoparafina	-63,56

3.1.3.3 Tratamento das Imagens

As imagens de tomografia computadorizada obtidas foram primeiramente selecionadas e ajustadas no *software OSIRIS 4* e posteriormente tratadas com intuito de remover eventuais áreas que não faziam parte da amostra (*coreholder* e resina epóxi) a partir do código desenvolvido por Vidal Vargas (2019). O tratamento das imagens desenvolvido no *software MATLAB* teve como objetivo delimitar os limites da fratura em cada imagem (*slice*), possibilitando a avaliação individual de cada componente (matrizes e fratura) e fornecer os CT de cada imagem (*slice*), permitindo cálculos como o perfil de porosidade e a saturações dos fluidos ao longo da amostra. A Figura 3.12 mostra uma tomografia típica do modelo, pelo *software OSIRIS 4* e *MATLAB*.

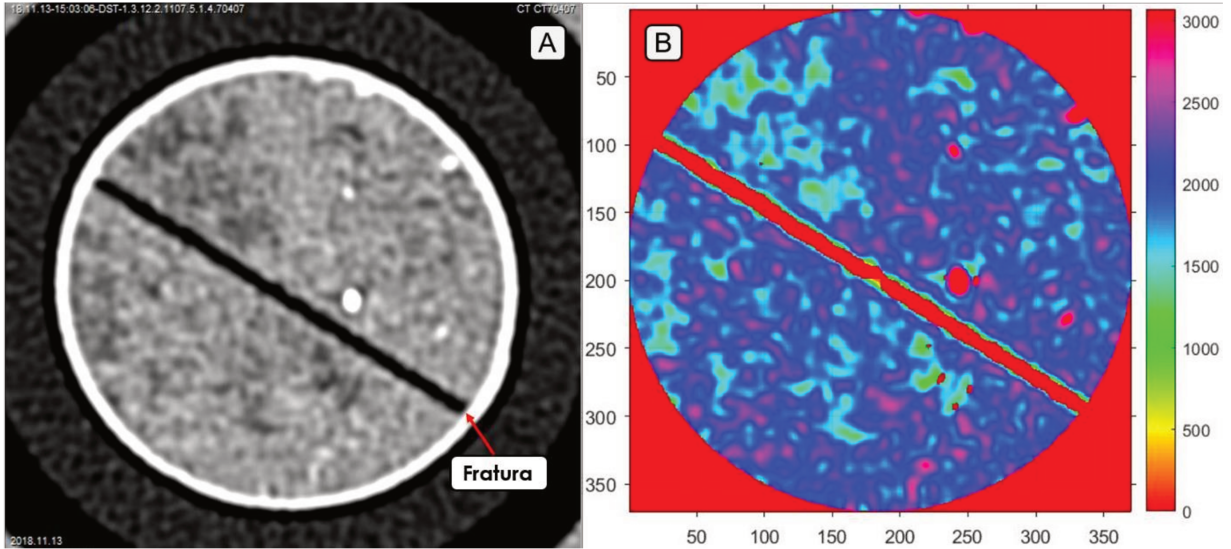


Figura 3.12. A) Tomografia típica visualizada no *software* OSIRIS 4 pré-tratamento; B) Tomografia típica pós-tratamento no *software* MATLAB, onde a área da fratura é retirada.

3.1.3.4 Cálculo da Porosidade e Saturação dos Fluidos pelo CT

A amostra rochosa apresenta uma variação na distribuição do meio poroso caracterizado pela heterogeneidade, que tende a ser maior em rochas carbonáticas (Ahr, 2008). A partir do perfil de porosidade pode-se evidenciar esta característica das amostras carbonáticas sendo possível o seu cálculo pela tomografia computadorizada (Vidal Vargas, 2015). O cálculo é realizado pela relação das informações provenientes das imagens da amostra saturada com nitrogênio (seca) e das imagens da amostra saturada com água de formação (saturada). Inicialmente, procedeu-se com o cálculo do CT médio da amostra para as duas condições (seco e saturado) para cada posição da amostra, demonstrado pelas Equações 3.1 e 3.2:

$$CTR_{Fw} = (1 - \emptyset) * CTR + \emptyset * CT_{Fw} \quad (3.1)$$

$$CTR_{N_2} = (1 - \emptyset) * CTR + \emptyset * CT_{N_2} \quad (3.2)$$

O cálculo da porosidade pode ser realizado pela relação das Equações 3.1 e 3.2:

$$\emptyset = \frac{CT_{médio\ N_2} - CT_{médio\ Fw}}{CT_{N_2} - CT_{Fw}} \quad (3.3)$$

Onde, CTR representa o CT médio de imagem (seção transversal) saturada com determinado fluido de acordo com o subscrito e $\emptyset$ é a porosidade.

A saturação de cada fluido por imagem em um sistema contendo apenas dois fluidos pode ser obtida pela relação de Equações (3.1) e (3.4):

$$CTR_{FW,0} = (1 - \emptyset) * CTR + \emptyset * (S_{FW} * CT_{fw} + S_o * CT_o) \quad (3.4)$$

$$S_o = \frac{(CT_{FW} - CT_{FW-0})}{\emptyset * (CT_{FW} - CT_o)} \quad (3.5)$$

$$S_{FW} + S_o = 1 \quad (3.6)$$

Onde $CTR_{FW,0}$ representa o CT médio da amostra satura pelos dois fluidos (Fw e óleo); CT_o representa o CT do óleo; S_{FW} representa a saturação da água de formação e S_o representa a saturação de óleo.

Durante o ensaio de deslocamento forçado, quando se tem no sistema a presença de 3 fluidos (Fw, Sw e Óleo) as equações do CT são dadas por (Vidal Vargas, 2015):

$$CTR_{FW-0} = (1 - \emptyset) * CTR + \emptyset * CT_{FW} \quad (3.7)$$

$$CT_{FW-o-SW} = (1 - \emptyset) * CTR + \emptyset * (S_{FW} * CT_{FW} + S_{oi} * CT_o) \quad (3.8)$$

$$CT_{FW-o-SW} = (1 - \emptyset) * CTR + \emptyset * (S_{FW} * CT_{FW} + S_{ot} * CT_o + (S_{SW} * CT_{SW})) \quad (3.9)$$

$$S_{FW} + S_o + S_{SW} = 1 \quad (3.10)$$

Em que $CT_{FW-o-SW}$ é o CT da rocha com a presença dos três fluidos; S_{oi} é a saturação de óleo inicial no S_{wi} e S_{oi} é a saturação de óleo variando no tempo t. Resolvendo este sistema de equações, tem-se que a saturação de óleo ao longo do tempo pode ser representada por:

$$S_{ot} = \frac{CTR_{FW-0} - CT_{FW-o-SW} - \emptyset * S_{oi} * CT_o - \emptyset * S_{SW} * CT_{SW} + \emptyset * CT_{SW}}{\emptyset * (CT_{SW} - CT_o)} \quad (3.11)$$

3.2 Modelo de fratura

Amostras naturalmente fraturadas são dificilmente encontradas por meio da aquisição convencional de testemunhos, isso se deve em parte por sua natureza complexa de rede de fraturas e diferença de escala (testemunho x fratura), sendo assim, a caracterização e avaliação de sistemas porosos com fraturas se torna altamente dificultoso e impreciso (Bergosh *et al.*, 1985; Nelson, 2001; Aguilera, 1999). Como apresentado no capítulo da revisão da literatura, diversos autores propuseram modelos de fraturas induzidas para tentar representar este complexo sistema (Mattax e Kyte, 1962; Jones, 1975; Graue *et al.*, 2000; Ferno *et al.*, 2010), isolando parâmetros específicos, utilizando técnicas específicas e configurações mais simples do que a realidade. O presente trabalho apresenta uma metodologia para construção de um modelo que represente o fluxo no meio poroso fraturado de maneira que o modelo possa oferecer tanto a obtenção dos parâmetros petrofísicos da matriz e fratura quanto ser objeto de experimentos laboratoriais de deslocamento forçado.

Inicialmente a proposta era trabalhar com amostras naturalmente fraturadas, no entanto, foi constatado através das imagens de tomografia computadorizada de raios-X a possibilidade da não-existência de uma fratura contínua e bem definida nas amostras. O Apêndice A detalha o processo de escolha das amostras naturalmente fraturadas bem como a observação das tomografias e a decisão por sua não utilização.

Com o intuito de estudar um modelo que possuísse parâmetros bem definidos, constantes e dentro dos limites operacionais dos equipamentos utilizados, o presente trabalho apresenta uma metodologia para criação e caracterização de um modelo de fluxo em meio poroso fraturado. A metodologia foi desenvolvida em conjunto com o grupo de pesquisa do Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação (LMMR) pertencente ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP).

3.3 Procedimentos experimentais

Nesta seção serão descritos os procedimentos experimentais para preparação das amostras, criação do modelo de fratura e a realização dos testes.

3.3.1 Limpeza das amostras

Os testemunhos obtidos do reservatório passam pela perda de pressão e temperatura ao longo de sua obtenção alterando assim o seu estado inicial, processo este que ocasiona o contato com materiais não naturais do reservatório bem como a perda de fluidos do seu interior. Para padronização dos procedimentos e testes laboratoriais é de comum prática a limpeza das amostras antes da sua utilização, para remoção dos fluidos inicialmente presentes e partículas sólidas livres para assim, então, averiguar com maior precisão suas propriedades petrofísicas de interesse para o estudo (Lima, 2016).

O processo de limpeza das amostras foi realizado em um extrator Soxhket. O primeiro solvente utilizado foi o tolueno para remoção do óleo, que a depender da condição da amostra, levou em torno de 14 dias. Após o tolueno, foi utilizado como solvente a acetona para retirada de sais presentes na rocha, com duração em torno de 7 dias. Por fim, a amostra foi seca em estufa por aproximadamente 12 horas, ou até a estabilização da medida de massa da amostra. Esta limpeza foi realizada inicialmente no recebimento das amostras e logo após cada experimento realizado. A Figura 3.13 mostra o equipamento utilizado na limpeza da amostra.



Figura 3.13. Equipamento de limpeza: Soxhlet. Fonte: Nunez (2017).

3.3.2 Caracterização petrofísica

Após a limpeza das amostras, as medições das propriedades das amostras foram realizadas por meio de uma balança analítica de alta precisão (*AdventurePro/Ohaus*) e um paquímetro digital (*Digimess*). A Tabela 3.6 mostra os dados obtidos para as amostras.

Tabela 3. 6. Comprimento, diâmetro e massa das amostras.

Amostra	L (cm)	d (cm)	m(g)
AN1	6,666	3,821	180,98
AN2	6,653	3,823	186,82
AN3	6,021	3,790	162,32

Após o processo de limpeza e aquisição das grandezas dimensionais das amostras, deu-se início às medidas das propriedades petrofísicas das amostras. Posteriormente, foi realizado o início da montagem do modelo e suas caracterizações individuais (matrizes e fratura), e por fim, foram obtidas as propriedades do modelo completo. Os dois principais equipamentos usados na caracterização das amostras (*Ultraperm 500* e *Ultra-pore 300*) em todas as fases serão detalhados abaixo.

O permeabilímetro Ultraperm 500 (*CoreLab*) foi utilizado para a medição da permeabilidade a gás (N_2), mostrado na Figura 3.14.



Figura 3.14. Ultraperm 500 utilizado para medição da permeabilidade.

O equipamento possui um range de medição de 0,001 milidarcy até 30.000 milidarcy, e trabalha no regime permanente utilizando os dados de diferencial de pressão (entrada e saída), vazão aplicada, temperatura e características da amostra (diâmetro e comprimento). Os valores fornecidos pelo equipamento já possuem a correção para o efeito *Klinkenberg* (escorregamento do gás nas paredes dos poros). O equipamento utiliza a equação de Darcy proposta por Darcy (1856) para o cálculo da permeabilidade (Ruidiaz, 2015).

O Ultra-pore 300 (*CoreLab*) foi utilizado na aquisição da porosidade das amostras. O equipamento usa a expansão do nitrogênio em duas câmaras interconectadas para o cálculo do volume poroso ou de grãos através da Lei de *Boyle-Mariotte*, que descreve a relação de proporção entre pressão e volume de um gás a temperatura constante. O equipamento utiliza discos com valores de volume padrão na comparação, logo é necessária a calibração a cada medida (Lima, 2016). O equipamento pode ser visto na Figura 3.15.



Figura 3.15. Ultrapore 300 utilizado para medição da porosidade.

A Tabela 3.7 mostra os valores médios da permeabilidade inicial das amostras convencionais.

Tabela 3.7. Permeabilidade inicial média das amostras.

Amostra	Permeabilidade média (md)
AN1	114,50
AN2	35,87
AN3	196,25

A Tabela 3.8 mostra os valores de porosidade e volume poroso médio inicial das amostras.

Tabela 3.8. Porosidade inicial das amostras.

Amostra	Volume Poroso (cm³)	Porosidade Média (%)
AN1	9,88	12,93
AN2	7,60	8,89
AN3	8,58	11,68

3.3.3 Corte das amostras

Após a aquisição das informações petrofísicas iniciais das amostras, a primeira ação para criação do modelo com fratura induzida foi realizar um corte longitudinal no sentido do raio da amostra. O corte foi realizado no Instituto de Geociências da UNICAMP por uma serra de mesa fixa que remove cerca de 1 mm de material da amostra. Após o corte, as matrizes foram nomeadas em partes A e B. A Figura 3.16 mostra processo de corte.

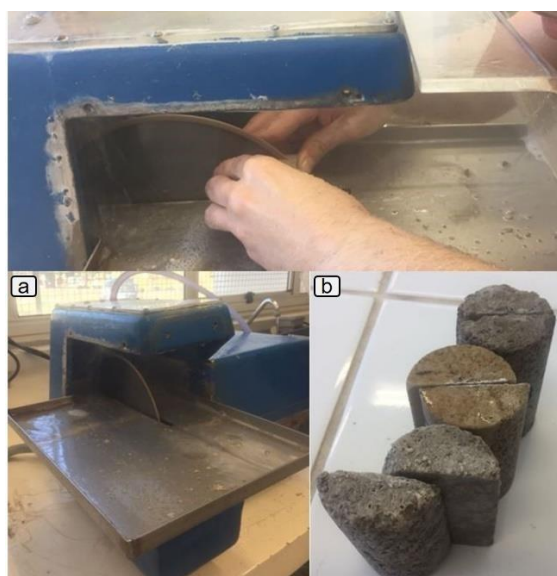


Figura 3.16. Corte das amostras convencionais. Serra utilizada (a) e amostras após o corte (b).

Em seguida, as metades, que a partir daqui serão referenciadas como matrizes passaram por um processo de limpeza com água deionizada para retirada do material fino gerado durante o corte, e então foram secas em uma estufa à 140° C durante 12 horas. Em seguida, foram colocadas em um dessecador com sílica onde permaneceram por aproximadamente 12 horas. As matrizes cortadas e limpas podem ser vistas na Figura 3.17.

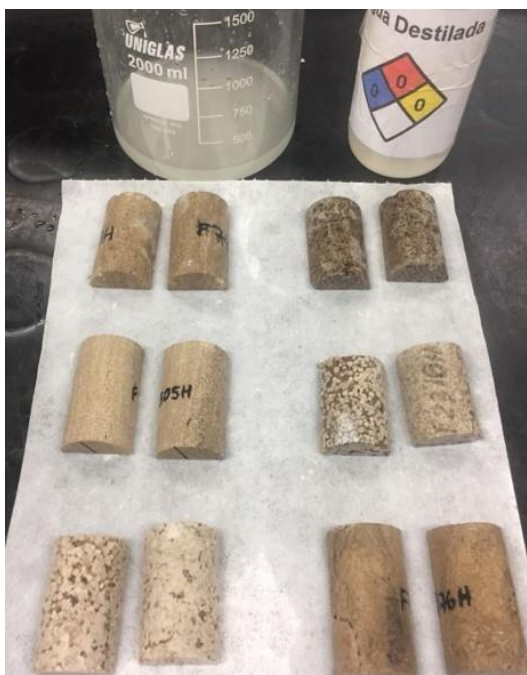


Figura 3.17. Limpeza das matrizes.

3.3.4 Caracterização petrofísica das matrizes

Para averiguação das propriedades petrofísicas de cada uma das matrizes foi necessário a criação de modelos de rochas de silicone, capazes de complementar as matrizes da rocha, para que assim pudessem ser medidas as propriedades petrofísicas de cada matriz separadamente. Os materiais utilizados para criação dessa metade complementar de silicone foram:

- Recipientes de plástico com medidas dimensionais de diâmetro e comprimento das amostras;
- Borracha líquida de silicone vermelha (sem permeabilidade e porosidade);
- Catalisador *wacker AK 50*.

O processo de criação se deu após a combinação do catalisador com a borracha líquida seguido por uma intensa agitação. Imediatamente após a homogeneização, a borracha foi

despejada nos moldes e após um período de 12 horas o endurecimento total do silicone foi alcançado. A Figura 3.18 ilustra os processos descritos acima.

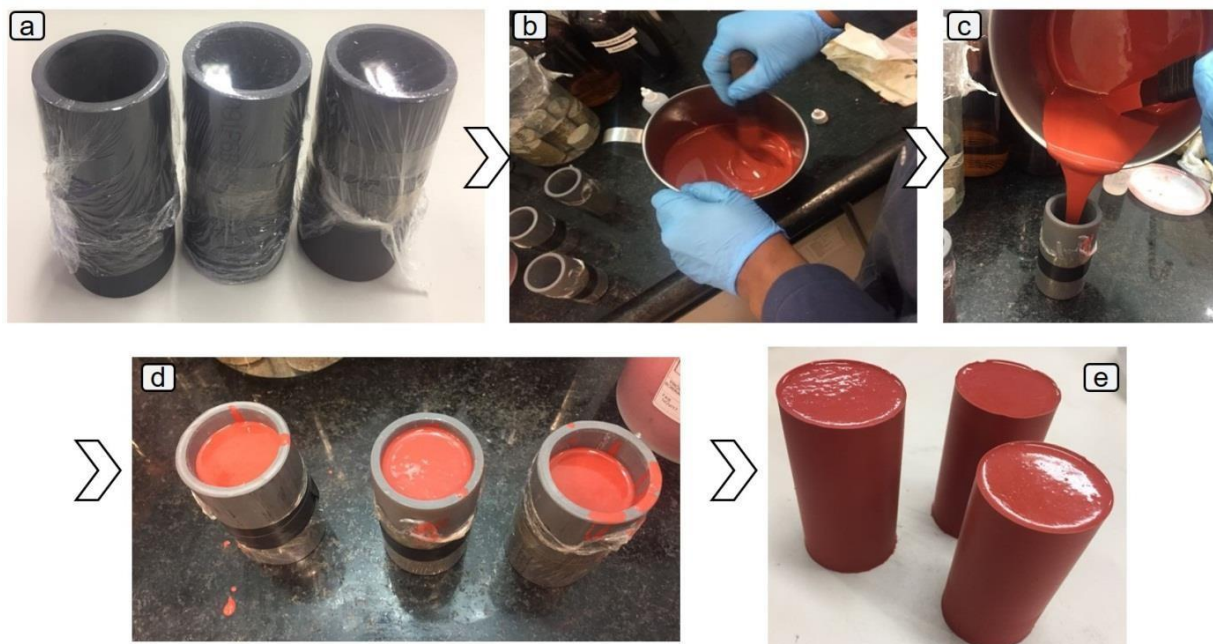


Figura 3.18. Processos de criação das metades de silicone. Moldes (a); Mistura do catalisador (b), preenchimento dos moldes (c); tempo de secagem (d) e tarugos secos (e).

Ajuste das Matrizes com as Metades de Borracha: Para o ajuste das matrizes com as metades de silicone, foram utilizados os dados dimensionais iniciais das amostras de maneira que a junção das duas metades (matriz e borracha) se aproximasse o máximo possível da amostra inicial. Para tanto, as borrachas foram cortadas nas dimensões específicas de cada uma das amostras, e uma lixa foi utilizada para o ajuste minucioso das dimensões. A Figura 3.19 mostra os plugues de matriz-borracha criados.

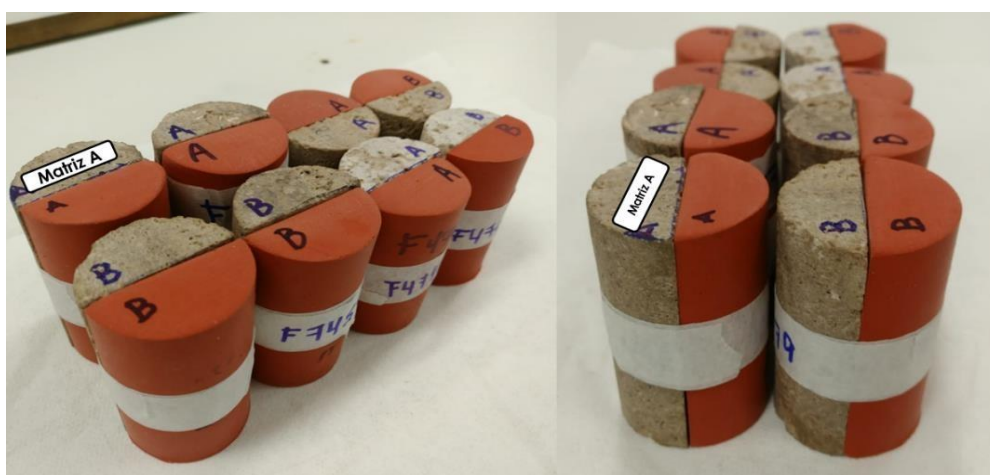


Figura 3.19. Formação dos plugues matriz-borracha

Para a aquisição das propriedades petrofísicas das matrizes foi necessário determinar o comprimento, massa, diâmetro e o raio, tanto das matrizes quanto das metades de silicone (Figura 3.20). Estes dados também serão usados na correção das propriedades adiante.

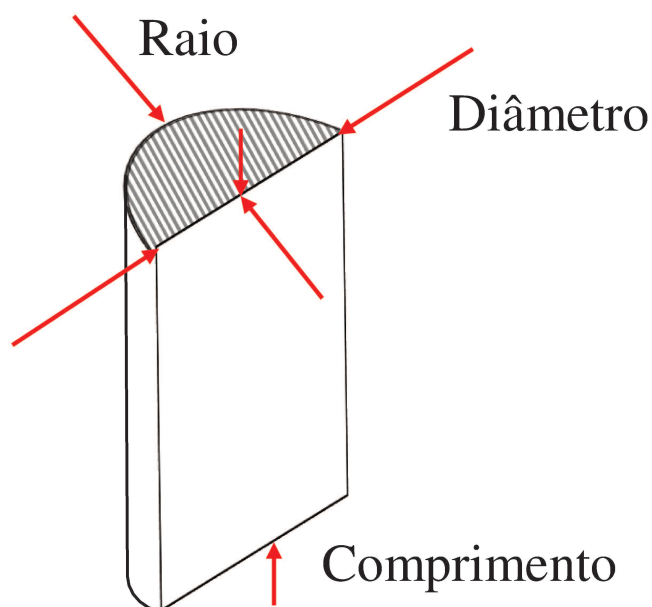


Figura 3.20. Atributos físicos das matrizes e metades de borracha.

Para medição da permeabilidade das matrizes, foi criado um difusor específico capaz de distribuir o fluxo de gás em toda a face da amostra (*plugue* matriz-borracha), conforme pode ser visto na Figura 3.21. Ainda, o difusor desenvolvido, juntamente com a pressão de confinamento aplicada (600 psi) na amostra durante a medida, garantiu que não houvesse um caminho único e preferencial ao fluxo na interface entre a matriz e a metade de borracha.



Figura 3.21. Difusor adaptado para distribuição do fluxo.

A Tabela 3.9 mostra os dados médios para três medidas de porosidade e permeabilidade dos plugues matriz-borracha. A pressão de confinamento utilizada nas medidas de porosidade foi de 600 psi.

Tabela 3.9. Porosidade e permeabilidade dos plugues matriz-borracha sem correção.

Amostra		Volume Poroso (cm ³)		Porosidade média	Permeabilidade
		Matrizes	Total	(%)	média (md)
AN1	A	4,287	9,7	5,9	88,3
	B	5,418		7,1	12,2
AN2	A	3,660	7,8	4,9	14,1
	B	4,142		5,4	4,59
AN3	A	2,925	8,4	4,9	76,3
	B	5,479		7,0	82,1

Correção da Caracterização Petrofísica das Matrizes: Os dados de permeabilidade e porosidade apresentados na Tabela 3.9 são respectivos à soma das duas metades (matriz mais borracha) e, portanto, uma correção foi feita a partir dos princípios utilizados nos equipamentos para corrigir estes resultados e assim obter apenas as propriedades da matriz.

A correção da porosidade foi feita a partir da Equação 3.12 que descreve a porosidade como:

$$\phi = \frac{\text{Volume Poroso}}{\text{Volume Total}} = \frac{\text{Volume Total} - \text{Volume de Sólidos}}{\text{Volume de sólidos} + \text{Volume de vazios}} \quad (3.12)$$

A porosidade do sistema em questão pode ser representada então da seguinte forma:

$$\phi = \frac{\text{Volume Poroso}_{\text{Matriz}} + \text{Volume Poroso}_{\text{Borracha}}}{\text{Volume Total}_{\text{Matriz}} + \text{Volume Total}_{\text{Borracha}}} \quad (3.13)$$

A metade de borracha não possui volume de vazios, portanto, a porosidade do sistema é a porosidade da matriz, que deve ser corrigida apenas para a área da matriz. Para o cálculo do volume da matriz foi considerado a área de uma elipse, uma vez que a metade não é totalmente simétrica. A área da elipse e o volume da matriz foram dados por:

$$\text{Área}_{\text{ellipse}} = \pi * r^2 \quad (3.14)$$

$$\text{Volume}_{\text{matriz}} = \frac{\text{Área}_{\text{ellipse}}}{2} * \text{Comprimento}_{\text{matriz}} \quad (3.15)$$

A área calculada foi dividida por dois, para resultar na área da matriz rochosa. Por fim, reajustando à equação 3.12, a correção da porosidade da matriz pôde ser representada por:

$$\phi_{\text{matriz}} = \frac{\text{Volume Poroso}_{\text{Matriz}}}{\text{Volume Total}_{\text{Matriz}}} \quad (3.13)$$

A permeabilidade foi calculada pela equação de Darcy (1856). Para a correção da permeabilidade, foi utilizada a variação da equação de Darcy para leitos paralelos, considerando fluxo linear unidimensional e sem troca entre as camadas. A Figura 3.22 exemplifica o ajuste.

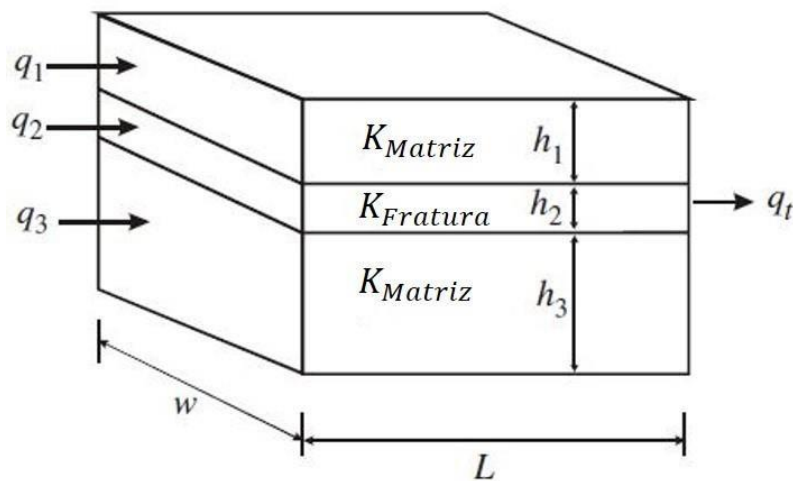


Figura 3.22. Leitos paralelos com fluxo linear para correção da permeabilidade. Adaptado de Rosa et al., 2006.

A equação de leitos paralelos (Rosa *et al.*, 2006) é dada por:

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i A_i}{A_T} = \frac{k_1 A_1 + k_2 A_2}{A_1 + A_2} \quad (3.14)$$

Onde: $\bar{k}$ é permeabilidade média do sistema; k_i é a permeabilidade do leito i ; A_i é a área do leito i ; A_T é a área total do sistema.

Reajustando a equação 3.14 para o sistema em questão, tem-se:

$$\frac{-}{k} = \frac{k_{Matriz}A_{Matriz} + k_{borracha}A_{borracha}}{A_{Total}} \quad (3.15)$$

Uma vez que a metade de borracha não possui permeabilidade e o valor obtido no permeabilímetro representa a permeabilidade média do sistema em relação à área total, o ajuste da equação 3.15 para permeabilidade da matriz em relação a sua área pôde ser dado por:

$$k_{Matriz} = \frac{k * A_{Total}}{A_{Matriz}} \quad (3.16)$$

As propriedades corrigidas podem ser vistas na Tabela 3.10.

Tabela 3.10. Porosidade e Permeabilidade corrigidas para as matrizes rochosas.

Matriz	Volume Poroso (cm ³)		Porosidade média (%)	Permeabilidade média (md)
	Matrizes	Total		
AN1A	4,287	9,7	11,27	170,82
AN1B	5,418		15,63	26,18
AN2A	3,660	7,8	10,33	30,13
AN2B	4,142		11,11	9,55
AN3A	2,925	8,4	8,69	157,19
AN3B	5,479		12,83	150,72

3.3.5 Modelo de fratura induzida

Após a obtenção dos dados petrofísicos das matrizes deu-se início a montagem do modelo de rocha fraturada. Neste trabalho a fratura foi representada por um espaçador de polímero (Polióxido de Metileno, POM) proposto por Lie (2013) com dimensões representadas na Figura 3.23. O POM é dividido por 4 hastes com dois caminhos preferenciais inversos em cada haste que dão acesso a 3 espaços maiores, que foram preenchidos por esferas de vidros para atribuir permeabilidade e porosidade a fratura. Um espaçador específico foi criado para cada par de matrizes, de acordo com as dimensões iniciais da amostra. O uso de espaçadores é comum em trabalhos científicos para representação de fraturas.

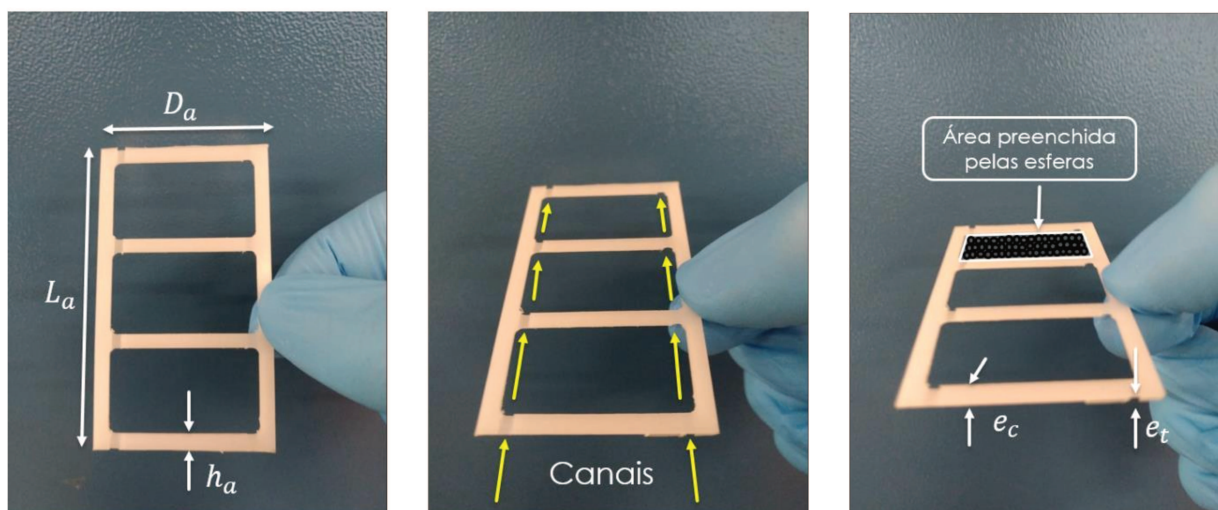


Figura 3.23. Espaçador utilizado (POM). Sendo D_a o diâmetro da amostra; L_a o comprimento da amostra; h_a a largura padrão das hastes; e_c a espessura do espaçador e e_t a espessura padrão dos canais.

Os valores padrões do espaçador são indicados na Tabela 3.11.

Tabela 3.11. Valores padrões do espaçador.

Largura das hastes (h_a)	1 mm
Espessura do espaçador (e_c)	1 mm
Espessura dos canais (e_t)	0,5 mm

As esferas de vidro que preencheram o espaço vazio do espaçador possuíam diâmetro menor que 0,84 mm (limitações de espessura do espaçador) e foram selecionadas por um agitador mecânico em três peneiras de 1,12 mm, 1,00 mm e 0,84 mm, conforme Figura 3.24.



Figura 3.24. A) Esferas de vidros na peneira. B) Peneiras utilizadas para seleção.

A Tabela 3.12 mostra os valores de massa das esferas de vidros obtidos pela balança de alta precisão.

Tabela 3.12. Massa das esferas de vidro.

Número de Esferas	Massa (g)	Massa média de 1 esfera (g)
10	0,0133	$1,4168.10^{-3}$
20	0,0287	
40	0,0597	

Para junção e montagem de todos os elementos do modelo, a primeira ação foi determinar as massas das duas matrizes e do espaçador, sem o preenchimento das esferas de vidro, unidos por uma fita adesiva. Em seguida, a junção de fita do espaçador com a matriz foi cortada de um dos lados, e o modelo foi aberto como ilustrado na Figura 3.26. No lado oposto, a fita adesiva mantinha o espaçador conectado as duas partes de matriz. O modelo aberto foi colocado em uma base de adaptação e assim foi possível preencher o espaçador com as esferas de vidro. Para o preenchimento do espaçador foram utilizados os itens (espátulas e pinças) mostrados na Figura 3.25.

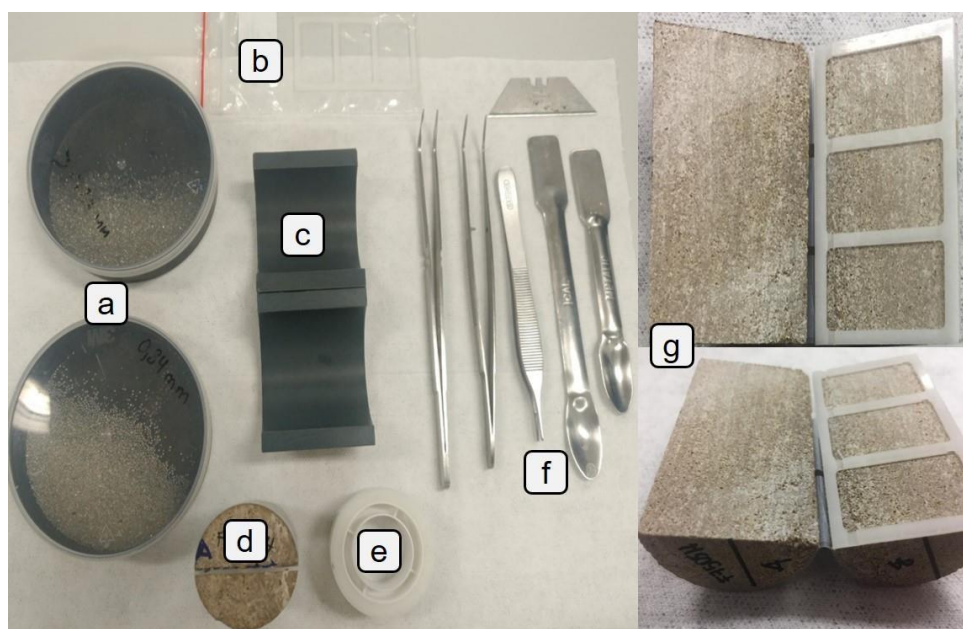


Figura 3.25. a) Esferas de vidro; b) Espaçador; c) base adaptadora para o modelo; d) Modelo (matrizes + fratura); e) Fita adesiva; f) acessórios utilizados (pinças e espátulas) alocação das esferas; g) Modelo dividido para preenchimento das esferas.

O preenchimento do espaçador foi realizado de modo que nenhuma esfera se sobrepusesse a outra, e que todo o espaço vazio fosse preenchido. Após o preenchimento completo do espaçador, o modelo foi fechado novamente por fitas adesivas e sua massa foi averiguada. A Figura 3.26 mostra o preenchimento do modelo.

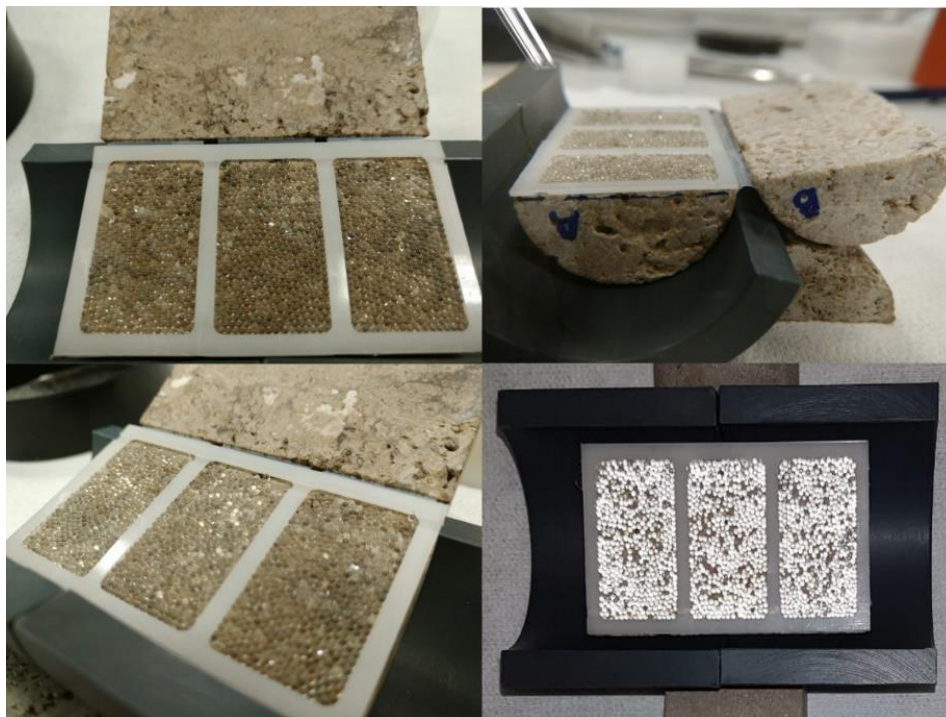


Figura 3.26. Modelo preenchido pelas esferas de vidro.

Com os valores de massa do modelo sem as esferas e depois de preenchidos com as esferas, e com a massa média de uma esfera, foi possível aferir aproximadamente o número de esferas em cada modelo pela equação 3.17:

$$N^{\circ}_{esferas} = \frac{Massa_{modelo\ com\ esferas} - Massa_{modelo\ sem\ esferas}}{Massa_{média\ de\ 1\ esfera}} \quad (3.17)$$

Sabendo o diâmetro (0,84 mm) de cada esfera foi possível calcular o volume ocupado pelas esferas. A equação para cálculo do volume de uma esfera é dada por:

$$Vol_{esfera} = \frac{4 * \pi * r^3}{3} \quad (3.18)$$

A Tabela 3.13 mostra os valores obtidos para o número de esferas de cada modelo e seu volume ocupado.

Tabela 3.13. Número e volume de esferas em cada modelo.

Amostra	Nº esferas	Vol. de esferas (cm³)
AN1	1609	0,49934
AN2	1782	0,55271
AN3	1423	0,44348

Recobrimento do Modelo: Com o objetivo de manter o modelo coeso e evitar possíveis reações da amostra com a borracha do *coreholder*, toda superfície lateral do modelo foi recoberta por resina epóxi. A resina levou cerca de 12 horas a temperatura ambiente para secar, e em seguida foi lixada de forma a garantir a uniformidade do *plugue* sem prejudicar severamente o diâmetro e massa da amostra. A Figura 3.27 mostra o modelo após a aplicação da resina epóxi. Após este procedimento, a porosidade e a permeabilidade do modelo foram medidas novamente.



Figura 3.27. Modelo com epóxi após lixamento.

3.3.6 Caracterização petrofísica do modelo

Após a montagem completa dos modelos, foram verificadas novamente as medidas de comprimento, diâmetro e massa de cada uma das amostras. Devido ao aumento do diâmetro do modelo em razão da aplicação da resina epóxi, as amostras foram montadas no *coreholder* para medição da porosidade e permeabilidade. O resultado obtido foi corrigido em razão do volume morto das linhas do *coreholder*. A Tabela 3.14 mostra os valores obtidos para o modelo.

Tabela 3.14. Porosidade e Permeabilidade do modelo.

Amostra	Vol. Poroso (cm ³)	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
AN1	9,605	11,74	4177,25
AN2	6,778	8,17	4984,10
AN3	7,603	10,29	5094,26

3.3.7 Caracterização petrofísica da fratura

A porosidade da fratura foi obtida por meio da relação entre suas dimensões e o volume de esferas em cada modelo. A Figura 3.28 mostra as relações utilizadas para obtenção da porosidade.

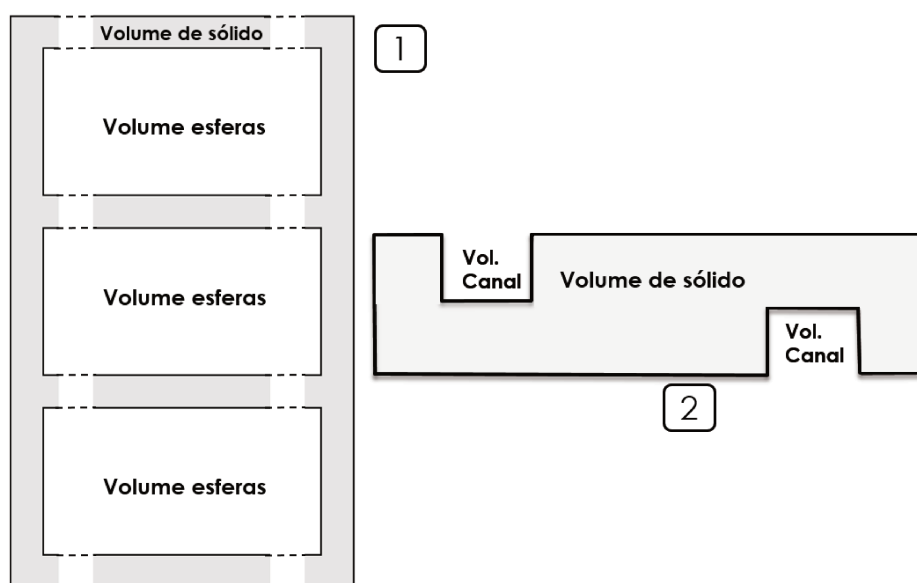


Figura 3.28. Relação de volumes utilizada para o cálculo da porosidade da fratura. (1) Vista superior e (2) vista longitudinal do espaçador.

A porosidade da fratura pôde ser calculada então por:

$$\phi_{fratura} = \frac{Volume\ Poroso_{fratura}}{Volume\ Total_{modelo}} = \frac{Volume\ de\ vazios_{fratura}}{Volume\ Total_{modelo}} \quad (3.19)$$

$$\phi_{fratura} = \frac{V_1 + V_2 + V_3 + V_{canais} - V_{esferas}}{Volume\ Total_{modelo}} \quad (3.20)$$

Já a permeabilidade da fratura foi obtida utilizando novamente a equação de leitos paralelos (Eq. 3.14), assumindo que a permeabilidade do modelo considera as permeabilidades das matrizes e a permeabilidade da fratura, a equação de leitos paralelos é dada por:

$$\bar{k} = \frac{k_{Matriz1}A_{Matriz1} + k_{Matriz2}A_{Matriz2} + k_{Fratura}A_{Fratura}}{A_T} \quad (3.21)$$

Isolando a $k_{Fratura}$ temos:

$$k_{Fratura} = \frac{\bar{k} * A_T - k_{Matriz1}A_{Matriz1} - k_{Matriz2}A_{Matriz2}}{A_{Fratura}} \quad (3.22)$$

Á área do espaçador é dada pela área de um retângulo:

$$Área_{espaçador} = Comprimento * Base \quad (3.23)$$

A Tabela 3.15 mostra os valores obtidos para porosidade e permeabilidade da fratura.

Tabela 3.15. Porosidade e permeabilidade da fratura.

Amostra	Vol. Poroso (cm ³)	Porosidade (%)	Permeabilidade (md)
AN1	1,08	1,41	131.398,98
AN2	1,225	1,60	162.068,08
AN3	1,135	1,48	159.798,03

Para efeito de validação dos valores de permeabilidade da fratura, foram criadas duas metades de Policloreto de Vinila (PVC) com as mesmas dimensões do modelo. O processo de

adição do espaçador e montagem do modelo se repetiu para a medição da permeabilidade. É importante esclarecer que neste modelo as matrizes não possuem permeabilidade, uma vez que foram criadas em material rígido sem porosidade. A Figura 3.29 mostra o modelo criado.

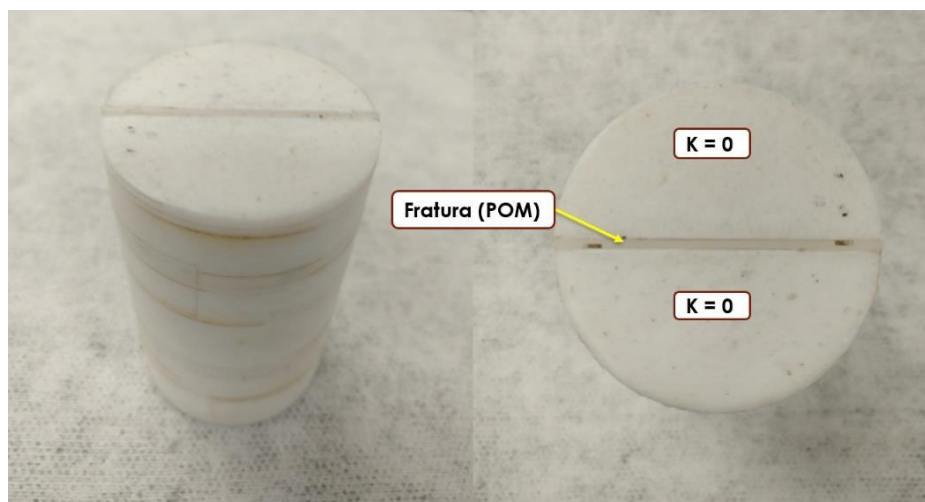


Figura 3.29. Modelo de PVC para medição da permeabilidade.

A permeabilidade obtida para este modelo de PVC foi de 92.679,82 milidarcy, que corresponde a permeabilidade da fratura, uma vez que as matrizes não apresentam permeabilidade. Este resultado foi relativamente próximo dos valores obtidos para o modelo real, validando a medida da permeabilidade da fratura.

3.4 Planejamento dos ensaios de recuperação

Os ensaios de recuperação seguiram diferentes etapas a depender do fluido e equipamentos utilizados, cada processo encontra-se mais detalhado no decorrer do texto. Os ensaios propostos apresentam a seguinte configuração:

Ensaio 1. (AN1) Rocha com Swi, sem envelhecimento e com óleo mineral.

Ensaio 2. (AN3) Rocha sem Swi, sem envelhecimento e com óleo morto.

Ensaio 3. (AN2) Rocha sem Swi, com envelhecimento e com óleo morto.

A Figura 3.30 mostra o fluxograma dos processos experimentais específicos desenvolvidos durante este trabalho. O procedimento experimental se inicia com a preparação da amostra, fluidos e aparato experimental. Posteriormente o fluxograma mostra a sequência experimental de acordo com os processos utilizados, levando em conta o uso ou não de técnicas como a tomografia computadorizada (se sim, os balões azuis representam o momento onde a tomografia será realizada), o Swi e o envelhecimento da amostra.

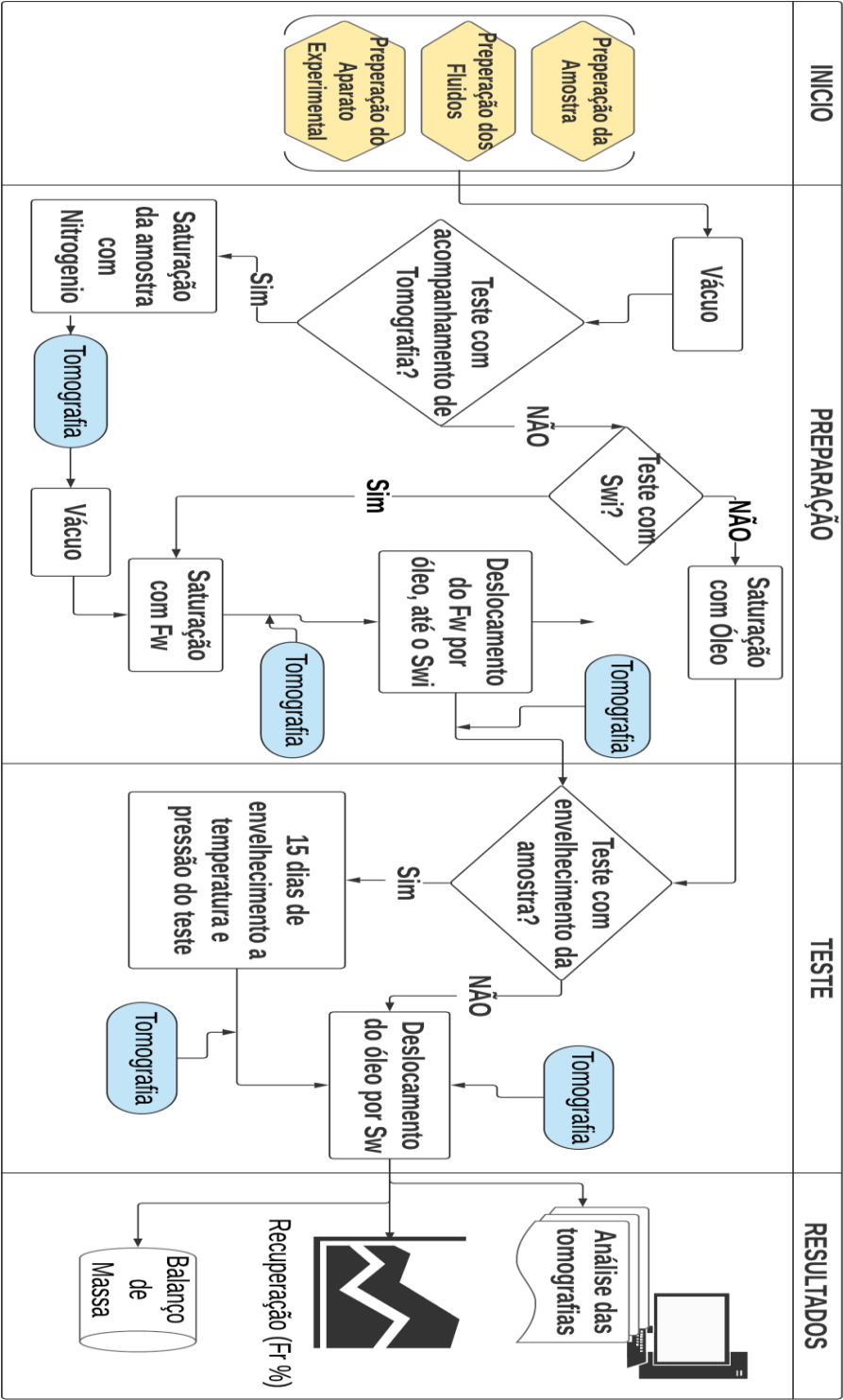


Figura 3.30. Sequência Experimental.

3.4.1 Montagem da amostra no coreholder

Após a preparação dos fluidos e das amostras para os experimentos, a montagem do coreholder foi realizada. A partir do primeiro teste, foi possível realizar a validação do aparato

experimental e do modelo, modificando ou retirando procedimentos que foram aplicados para os demais experimentos. O procedimento de montagem do modelo no *coreholder* é detalhado a seguir, bem como os elementos utilizados em cada ensaio.

Ensaio 1. No primeiro ensaio foi utilizada uma película hidrofóbica com dois orifícios específicos nas aberturas da fratura com o objetivo de criar um caminho preferencial à água e a injeção ocorrer diretamente nas fraturas. Um teste preliminar foi realizado para verificar a eficácia da membrana hidrofóbica quanto à restrição da passagem de água, utilizando a película em um sistema de filtração, em conjunto com a bomba de vácuo. Foi possível observar a resistência a passagem da água pela membrana hidrofóbica enquanto a Isoparafina fluíu normalmente, comprovando assim sua funcionalidade. Para que a película não se movesse durante o teste, ela foi fixada por fitas adesivas na face da amostra como pode ser vista na Figura 3.31.



Figura 3.31. Película hidrofóbica na face do modelo.

Para a montagem do *coreholder* a face da amostra com a película foi alocada no difusor de entrada (injeção) na posição vertical, e em seguida, a parte complementar do difusor foi adicionada na face da amostra. Foi adotado para o primeiro teste o uso de teflon e termoplástico unindo o difusor e a amostra. Em seguida, a amostra com os difusores foram inseridos em uma borracha circular de 1^{1/2} polegadas de diâmetro. Esse conjunto de itens foi rosqueado na entrada *coreholder* com as tampas de entrada e saída.

As válvulas do *coreholder* permitem o acesso à amostra que está cercada pela borracha e ao *overburden* (área entre o diâmetro externo da borracha e o diâmetro interno do *coreholder*).

O *overburden* foi então saturado com água deionizada e pressurizado à 2000 psi com uma bomba de deslocamento positivo (*DBR/Schlumberger*). Após estabilização da pressão, o *coreholder* foi coberto por uma manta de aquecimento e atingiu a temperatura de 63°C. Durante o processo de aquecimento uma bomba controlou a pressão de *overburden*, devido à expansão do fluido em função da temperatura. A Figura 3.32 mostra o equipamento em corte e a Figura 3.33 mostra os itens para a montagem do *coreholder*.

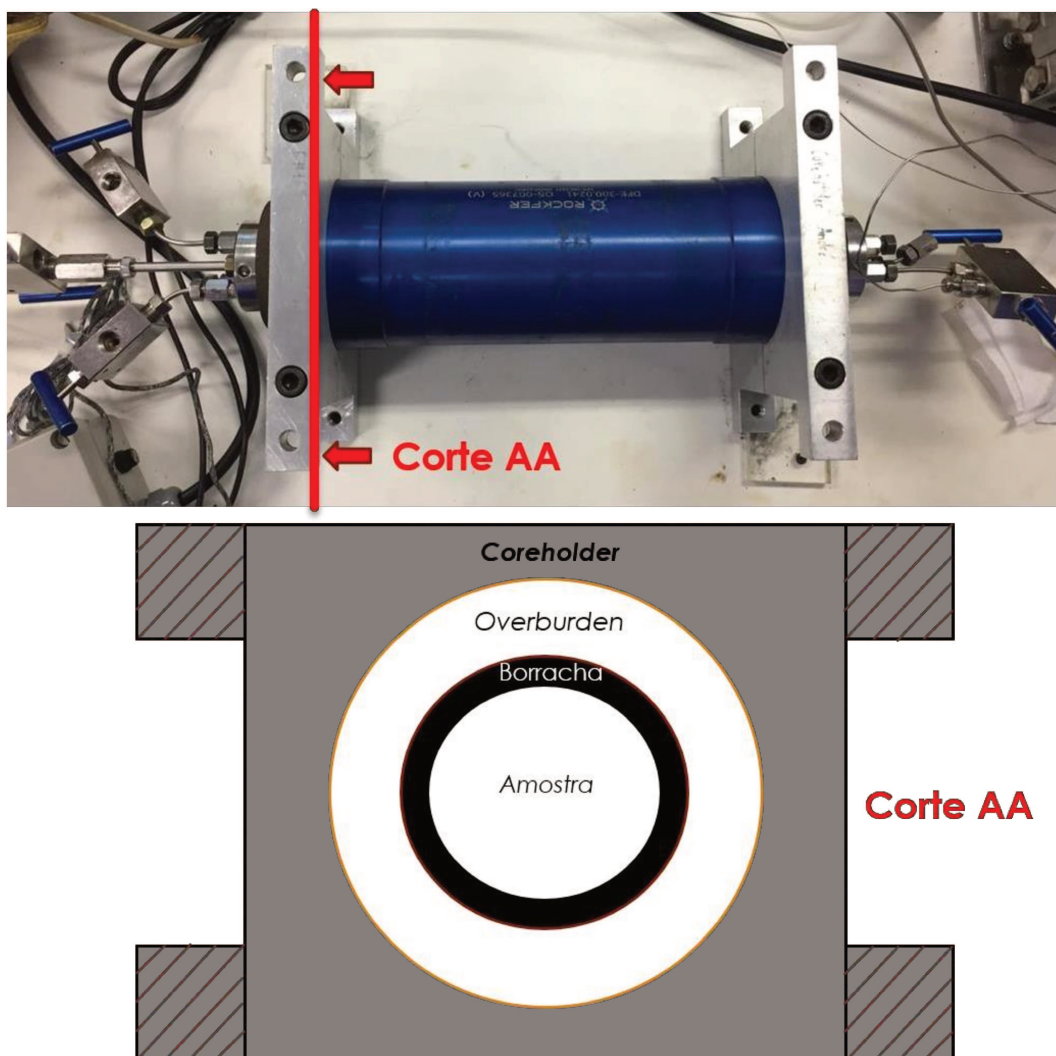


Figura 3.32. *Coreholder* em corte.

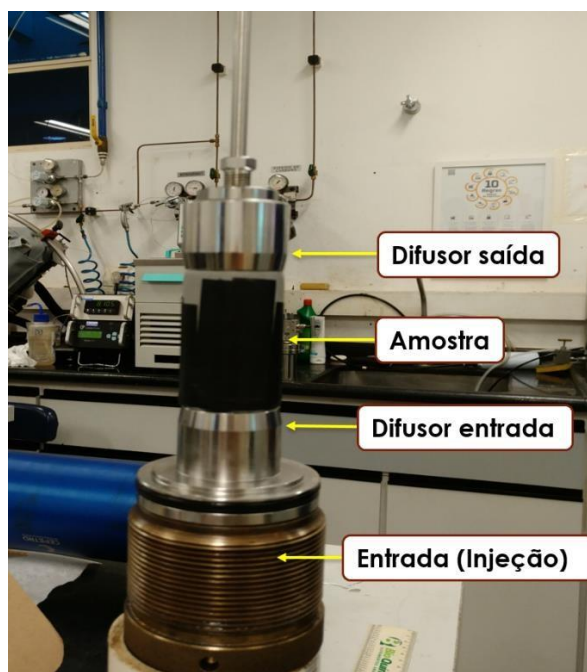


Figura 3.33. Montagem do *coreholder*.

Todas as linhas e válvulas que conectam o sistema de injeção (bombas e garrafas), *coreholder*, *by-pass*, transdutor de pressão, e sistema de produção (*backpressure*, garrafa-pulmão e proveta invertida) foram dimensionadas, e conectadas à bancada experimental utilizada. A Figura 3.34 mostra todo o aparato experimental utilizados nos ensaios.

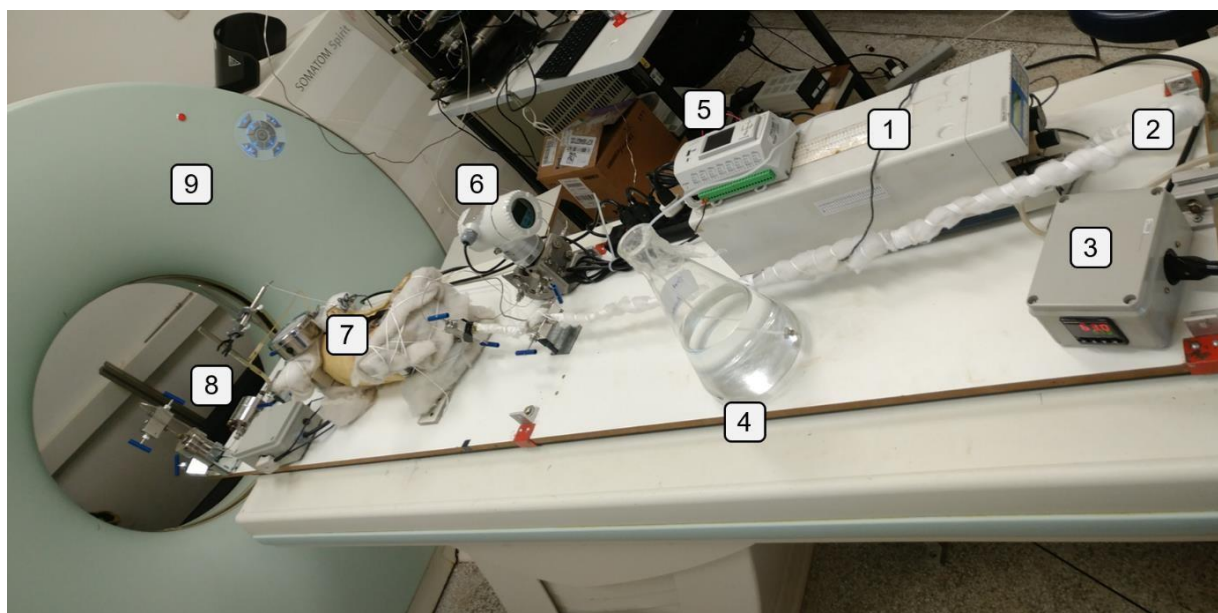


Figura 3.34. Aparato experimental. 1) bomba de deslocamento positivo 2) linha aquecida 3) controlador de temperatura 4) reservatório de água 5) aquisição de dados de pressão 6) transdutor de pressão 7) *coreholder* 8) *backpressure* e proveta invertida 9) tomógrafo

Ensaio 2 e 3. Os ensaios dois e três não utilizaram teflon e o termoplástico, já que o teflon é usado para vedação hidráulica a altas temperaturas e o termoplástico usualmente é utilizado para diminuir reações em experimentos utilizando CO_2 , logo, não possuem influência relevante nos experimentos propostos neste trabalho e foram utilizados nos ensaios pela utilização dos procedimentos experimentais usuais.

3.4.2 Saturação de Água Inicial (S_{wi})

A teoria dos processos a respeito dos eventos de migração do óleo diz que a rocha reservatório, a priori, estava saturada com água de formação até o momento em que é expulsa pelo petróleo, que migra da rocha geradora. A água de formação não é totalmente expulsa da rocha reservatório, possuindo então uma saturação de água inicial (S_{wi}) (Rosa *et al.*, 2006).

Para representarmos este processo laboratorialmente, inicialmente foi feito vácuo na amostra durante 6 horas. O valor medido na bomba de vácuo (*Leybold Vacuum – Trivac*) se estabilizou em aproximadamente 2.10^{-2} mbar.

Após o período de vácuo, deu-se início a saturação lenta da amostra com água de formação, utilizando uma bomba de deslocamento positivo (Jasco) a uma vazão de 0,1 mL/min. Sabendo-se o volume poroso (volume de vazios) da amostra e o volume morto das linhas foi possível estimar o volume de água injetado, volume este confirmado pelo tempo de injeção à vazão constante até o aumento da pressão. Após a saturação completa da amostra, a pressão foi elevada até 1000 psi (pressão do teste). Até esta etapa todos os ensaios seguiram estes procedimentos.

Ensaio 1. No primeiro ensaio, o S_{wi} foi adotado na amostra AN1, que teve início no deslocamento da água do mar pela Isoparafina. Normalmente os valores mais comuns de *coreflooding* na literatura para saturação de água inicial (15-30%) em amostras convencionais (sem fratura) são alcançados unicamente pelo processo de deslocamento do óleo pela água (Graue *et al.*, 2000; Tang e Firoozabadi, 2001). No entanto, o modelo de fratura possui características muito distintas entre os meios (matriz-fratura) criando assim um caminho preferencial, dificultando então um maior deslocamento de água pelo óleo das matrizes. Sendo assim, durante o primeiro processo de S_{wi} foram utilizadas algumas técnicas para remover a água da amostra em conjunto com o deslocamento do óleo que são detalhadas no Apêndice B. A Figura 3.35 mostra a água obtida produzida ao longo destes processos. Foi adicionado corante azul à Isoparafina para facilitar a visualização entre a interface dos fluidos e melhorar a aferição da medida.

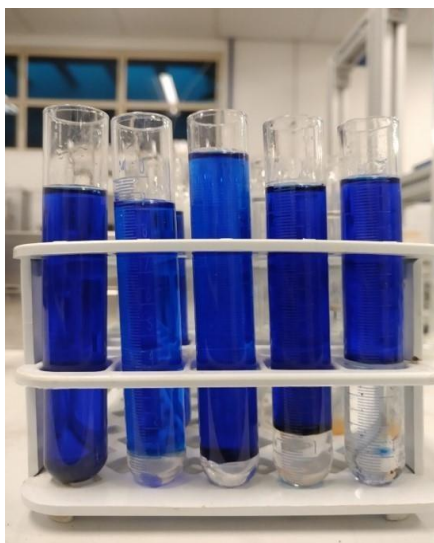


Figura 3.35. Água produzida durante o processo de Saturação de Água Inicial (Swi).

Ensaio 2 e 3. Nos ensaios dois e três, as amostras de rochas não foram submetidas à etapa de Swi, utilizando a amostra totalmente saturada com óleo, para representar o sistema totalmente preenchido por óleo.

3.4.3 Envelhecimento da Amostra

O procedimento de envelhecimento ocorreu nas amostras para restauração da molhabilidade inicial, uma vez que após os processos de limpeza das amostras podem alterar a condição de molhabilidade encontrada no reservatório.

O processo consiste em permitir o contato da rocha com o óleo de reservatório em condições de temperatura e tempo suficientes para que a superfície da rocha adsorva os componentes polares presentes no óleo (Lima, 2016; Mwangi, 2017). A molhabilidade preferencial ao óleo também acontece devido a presença de componentes ácidos presentes no óleo em razão das reações químicas entre a superfície da rocha e o óleo. Os ensaios que passaram por envelhecimento permaneceram estáticos no *coreholder* na condição de 63°C por 15 dias. Assume-se que após o período de envelhecimento a molhabilidade inicial da amostra seja restaurada, que em rochas carbonáticas é associada a molhabilidade preferencial ao óleo.

Ensaio 1 e 2. As amostras dos ensaios 1 e 2 (AN1 E AN3) não foram submetidas ao processo de envelhecimento com a finalidade de avaliar o comportamento da produção em um sistema molhável a água.

Ensaio 3. A amostra AN2 do ensaio 3 foi submetida ao processo de envelhecimento com intuito de restaurar a molhabilidade preferencial ao óleo.

3.5 Ensaio de Recuperação

Após os processos descritos acima, se iniciou a recuperação do petróleo pelo deslocamento forçado do óleo pela água do mar. Este processo ocorreu a vazão constante de 0,1 mL/min, bem como pressão e temperatura de 1000 psi e 63 °C, respectivamente. Durante os experimentos houve o acompanhamento da recuperação de petróleo utilizando a técnica do balanço de massa que consiste em contabilizar todos os fluidos injetados e produzidos, conhecendo os volumes mortos do aparato experimental e o volume poroso da amostra, permitindo o cálculo do fator de recuperação. A contabilização é realizada por meio do uso de uma proveta invertida na produção e pelas próprias bombas, na injeção. Durante os ensaios também foi acompanhado a variação de pressão na entrada e saída da amostra.

3.6 Método qualitativo de flotação modificado para determinação da molhabilidade

Com o objetivo de realizar uma estimativa qualitativa sobre a molhabilidade das amostras, foram realizados experimentos utilizando a técnica de flotação modificada proposta por Mwangi *et al.* (2013). Uma amostra de rocha análoga às utilizadas nos ensaios (provenientes de um reservatório carbonático do pré-sal brasileiro) foi utilizada. O ensaio foi realizado em condições de pressão e temperatura atmosférica. Inicialmente, a rocha foi moída utilizando um recipiente e um morteiro de aço como mostra a Figura 3.36.



Figura 3.36. Amostra (a) e mortor (b) utilizados para obtenção do pó de rocha.

A rocha foi moída e então peneirada por duas peneiras granulométricas de 0,125 μm e 0,106 μm de abertura. A granulometria indicada na literatura (Mwangi *et al.*, 2018) para este tipo de experimento está entre 0,106 μm e 0,125 μm , permanecendo em um intervalo de granulometria onde as forças de atração entre a rocha e fluido sejam capazes de vencer as forças gravitacionais, permitindo assim que o pó de rocha flutue. A Figura 3.37 mostra as peneiras utilizadas e o pó de rocha obtido.



Figura 3.37. Peneiras e Pó de rocha obtidos para os ensaios de molhabilidade.

Posteriormente foram adicionados 2 gramas de pó de rocha em uma proveta e em seguida 10 ml de salmoura (foram realizados dois ensaios com água do mar e dois ensaios com água de formação), posteriormente misturou-se manualmente e deixada em repouso por 48 horas, conforme a Figura 3.38 exemplifica.

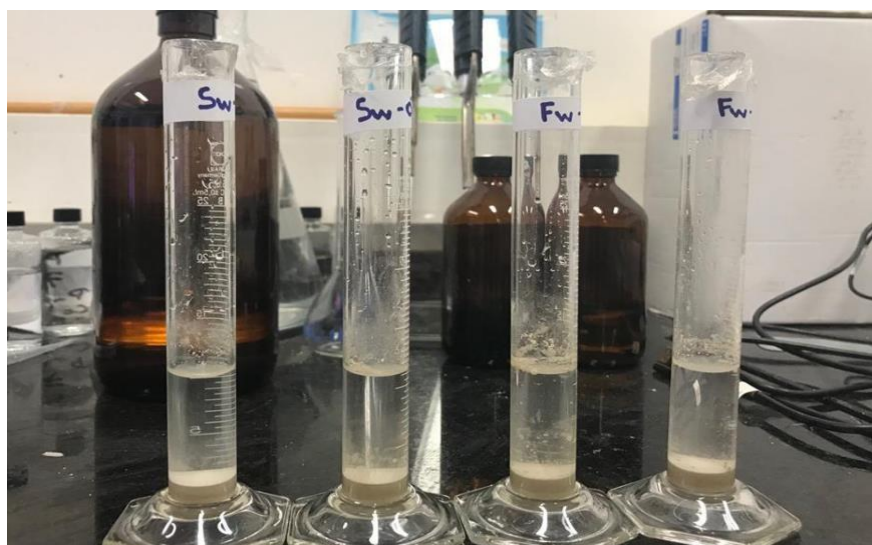


Figura 3.38. Pó de rocha com água após período estático de 48 horas.

Após o período estático, as salmouras foram retiradas das provetas e guardadas para futuro reuso, deixando somente o pó de rocha que logo em seguida recebeu 3 ml de óleo morto (proveniente de um reservatório do pré-sal brasileiro). O pó de rocha e o óleo morto foram misturados vigorosamente e aguardou-se o período de envelhecimento de 48 horas, com agitação da mistura de 12 em 12 horas. Por fim, após a fase de envelhecimento com óleo, a salmoura utilizada na primeira etapa foi novamente adicionada ao sistema, e a mistura foi vigorosamente agitada, e deixada em repouso por 24 horas. A Figura 3.39 mostra a mistura pó de rocha, óleo e salmoura após a estabilização.

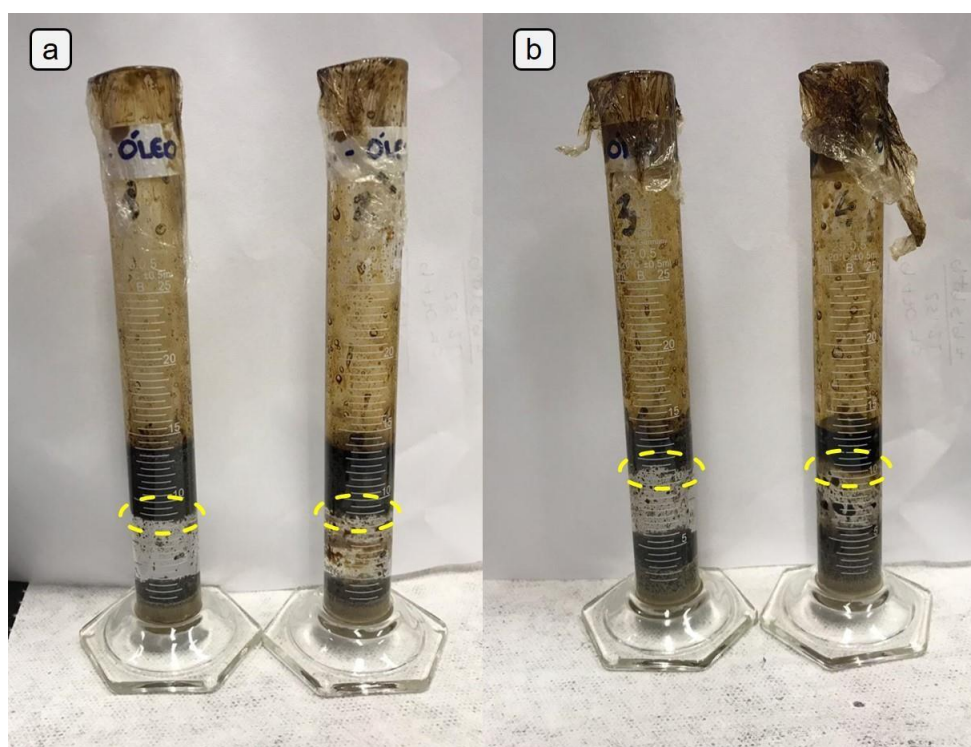


Figura 3.39. Mistura pó de rocha, óleo e salmoura após mistura e repouso de 24 horas. a) Água de formação e óleo morto; b) Água do mar e óleo morto. A área tracejada em amarela mostra a interface entre a água e o óleo.

Após a etapa de repouso foi feita a observação dos grãos de rochas que estão flutuando na interface entre o óleo e a água (círculos amarelos), que no capítulo de resultados constituirá um indicador da molhabilidade da amostra. O óleo juntamente com a porção de pó de rocha foram cuidadosamente removidos da mistura, e na sequência a salmoura, retirando os fluidos da proveta. A massa do pó de rocha restante na proveta foi seca e medida, para posterior análise do balanço de massa do início e final do ensaio.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção serão descritos os resultados e discussões para os experimentos realizados. Primeiramente, os resultados obtidos por meio dos experimentos qualitativos da molhabilidade das amostras são apresentados. Posteriormente, encontram-se a análise das propriedades petrofísicas iniciais, das matrizes e do modelo final e, por fim, serão discutidos o comportamento e a recuperação dos ensaios de deslocamento forçado.

4.1 Ensaio MFT Qualitativo da Molhabilidade

O principal objetivo do uso deste método é a rápida análise qualitativa da molhabilidade da amostra, que é realizada por meio da visualização da distribuição do pó de rocha nas fases e pelo o balanço de massa a partir dos princípios físico-químicos que resultam na afinidade de determinado fluido pela superfície da rocha. Deste modo, após a interação e estabilização do pó de rocha e os fluidos (SW e óleo morto) foi possível observar a preferência da molhabilidade da rocha, onde a molhabilidade a água é representada pelo pó de rocha no fundo do proveta, a molhabilidade intermediária é representada pelo pó de rocha que se encontra entre as fases e, por fim, a molhabilidade ao óleo é representada pelo pó de rocha flutuando na fase oleica. Vale

ressaltar que a amostra mesmo sendo carbonato (comumente associada a molhabilidade intermediária/preferencial ao óleo), já havia passado pelo processo de limpeza descrito na seção 3.3.1, sendo teoricamente molhável a água. Em adendo, as condições utilizadas durante os ensaios são parte da metodologia proposta, cuja variação de erro associada é prevista por se tratar de um método qualitativo realizado em condições de pressão e temperatura atmosféricas.

Água de Formação e Óleo morto: A Tabela 4.1 mostra os resultados de balanço de massa obtidos para o primeiro par de experimentos utilizando água de formação (Fw) e óleo morto de acordo com o procedimento experimental. A massa de rocha seca mais proveta é a massa restante após a retirada do óleo e da salmoura com o pó que estava flutuando.

Tabela 4.1. Dados experimentais de massa dos experimentos MFT com água de formação.

	Fw 1	Fw 2
Massa de rocha inicial (g)	2	2
Massa de rocha seca (g)	0,99	1,20
Rocha seca no fundo (%)	49,42	60,18

Rocha flutuando (%)	50,58	39,82
----------------------------	-------	-------

Mwangi *et al.*, (2018) avaliaram os resultados de acordo com um caso base pré-definido conforme os objetivos dos autores. Já os experimentos realizados nesta Dissertação não possuem a necessidade de um experimento base como referência, em razão do objetivo principal não ter caráter comparativo ou de análise pontual de um determinado composto ou mineral. Portanto, foram consideradas as seguintes referências de porcentagem de pó de rocha flutuando na análise: molhabilidade à água (MA) = 0 - 25%; molhabilidade intermediária (MI) = 25 – 75%; molhabilidade preferencial ao óleo (MO) = 75 – 100%.

Os resultados averiguados mostram que para o primeiro ensaio (Fw 1) 50,58% do pó de rocha estava flutuando na fase oleica, enquanto que no segundo ensaio (Fw 2) com os mesmos fluidos, 39,82% do pó estava flutuando. Os números indicam uma molhabilidade intermediária já que cerca da metade do pó de rocha se manteve flutuando na fase óleo e metade permaneceu no fundo do tubo para ambos os ensaios, Fw 1 e Fw 2.

Água do Mar e Óleo morto: O segundo par de experimentos utilizando água do mar e óleo morto apresentou visualmente uma molhabilidade intermediária, levando em conta a quantidade de pó no fundo da proveta, no entanto com valores bem próximos da molhabilidade a água (aproximadamente 25%). A Tabela 4.2 mostra os resultados do balanço de massa do pó da rocha no fundo da proveta e o pó de rocha inicial.

Tabela 4.2. Dados experimentais de massa dos experimentos MFT com água de mar.

	Sw 3	Sw 4
Massa de rocha inicial (g)	2	2
Massa de rocha seca (g)	1,42	1,31
Rocha seca no fundo (%)	71,05	65,62
Rocha flutuando (%)	28,96	34,39

O primeiro ensaio utilizando água do mar (Sw 3) apresentou 28,96% de pó de rocha flutuando enquanto o segundo (Sw4) apresentou 34,39%, resultados que indicam uma maior quantidade de rocha no fundo das provetas e consequentemente uma molhabilidade intermediária com tendência preferencial a água nas condições do teste (pressão atmosférica e temperatura ambiente).

Os resultados indicam que dependendo dos fluidos utilizados, e considerando as condições experimentais como: o tempo de contato e a estabilização do sistema, a relação de

aderência, isto é, a afinidade do pó de rocha com os fluidos muda, como pode ser observado entre os experimentos utilizando água de formação (Fw 1) e água do mar (Sw 1), que pode ser decorrente da grande diferença de concentração e composição entre as águas (Fw = 275,32 TSD (g/l) e Sw = TSD 40,36 (g/l)) . Esse mesmo resultado foi observado nos experimentos desenvolvidos por Mwangi (2017) que relatou uma relação entre a salinidade da água e a molhabilidade. A Tabela 4.3 mostra os resultados de molhabilidade obtidos para todos os ensaios de acordo com o critério estabelecido, e evidencia a similaridade da molhabilidade das rochas, com pequenas variações que podem estar associados aos fatores descritos anteriormente.

Tabela 4.3. Resultados obtidos para molhabilidade.

	Fw 1	Fw 2	Sw 3	Sw 4
Pó de rocha flutuando (%)	50,58	39,82	28,96	34,39
Molhabilidade	MI	MI	MI	MI

Portanto, podemos concluir que as amostras utilizadas nos ensaios 1 e 2, por serem análogas à amostra utilizada neste teste, e por não passarem pelo processo de envelhecimento, estavam na condição próxima a molhabilidade intermediária. O método utilizado embora seja destrutivo e possua restrições quanto as condições de pressão, fornece resultados rápidos e que podem ser comparados entre si quanto a confiabilidade.

4.2 Ensaio 1 – Óleo Mineral sem Envelhecimento

As condições experimentais dos ensaios são apresentadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Condições experimentais dos ensaios.

Condições Experimentais	
Vazão de Injeção	0,1 cm ³ /min
Pressão de Injeção	1000 psi
Pressão de Overburden	2000 psi
Temperatura	63°C

O primeiro teste utilizou o óleo mineral como fluido não reagente durante o deslocamento forçado na amostra sem envelhecimento, assumindo uma molhabilidade

intermediária/preferencial a água. Durante todo o ensaio houve a realização de tomografias computadorizadas para acompanhar o comportamento das saturações dos fluidos. Ainda, a recuperação do óleo foi calculada por balanço de massa e o diferencial de pressão entre a entrada e saída da amostra foi registrado por meio de um transdutor de pressão. Além disso, o Ensaio 1 utilizou uma membrana hidrofóbica com dois orifícios na face de injeção da fratura com o intuito de criar um caminho preferencial ao fluido. A análise dos resultados provenientes do Ensaio 1 inicia com a validação das características petrofísicas do modelo de porosidade e permeabilidade das matrizes, fratura e do modelo como um todo. Posteriormente serão discutidos os resultados obtidos por meio das tomografias computadorizadas, e por fim, o fator de recuperação alcançado pelo deslocamento forçado.

4.2.1 Validação Petrofísica

A amostra utilizada no Ensaio 1 foi a AN1, cujas propriedades iniciais são exibidas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Propriedades petrofísicas iniciais da amostra AN1.

Amostra	L (cm)	d (cm)	m (g)	$\emptyset$ (%)	VP (cm³)	K (md)
AN1	6,666	3,821	180,98	12,93	9,882	114,50

A Tabela 4.6 mostra os dados petrofísicos obtidos por meio da metodologia proposta para caracterização inicial das matrizes, fratura e do modelo.

Tabela 4.6. Dados petrofísicos da amostra AN1.

Amostra	$\emptyset_{Modelo}$ (%)	$\emptyset_{Matrizes}$ (%)		$\emptyset_{fratura}$ (%)
AN1	11,74	11,27	15,63	48
	VP_{modelo} (cm³)	VP_{matrizes} (cm³)		VP_{fratura} (cm³)
	9,11	4,28	5,41	1,08
	k_{modelo} (md)	k_{matriz} (md)		k_{fratura} (md)
	4.177,25	170,82	26,18	131.398,98

Porosidade ($\emptyset$) e Volume poroso (Vp). Quando comparados os valores iniciais de porosidade que foi de 12,93% com o valor obtido no modelo que foi de 11,74%, ambos obtidos

por meio do porosímetro a gás, é encontrado um erro de 10,13%, sendo o erro calculado em relação ao valor do porosímetro. Esta diferença pode se dar em razão da adição de resina epóxi na superfície do modelo, tamponando os poros externos e consequentemente diminuindo a porosidade. Já o volume poroso do modelo apresentou um valor de 9,1055 cm³, enquanto o volume poroso inicial foi de 9,882 cm³ apresentando um erro de apenas 7%. Além disso, a adição de resina epóxi ao modelo aumentou o diâmetro da amostra, causando esta pequena variação na porosidade. A Tabela 4.7 mostra a relação dos valores de porosidade e volumes porosos iniciais e do modelo.

Tabela 4.7. Relação dos valores de porosidade e volume poroso iniciais e do modelo (AN1).

	Porosidade (%)	Erro Relativo (%)	Volume Poroso (cm ³)	Erro Relativo (%)
Inicial	12,93	10,13	9,882	7,0
Modelo	11,74		9,105	

Já os valores de volumes porosos das matrizes individuais somados (4,28 cm³ + 5,41 cm³) resultam em um volume poroso total de 9,69 cm³ que, quando comparado ao volume poroso inicial da amostra de 9,882 cm³, representa um erro relativo de 1,9%. O baixo erro associado à relação de volumes porosos valida a metodologia proposta para aferição das propriedades das matrizes. A porosidade das matrizes é proveniente do ajuste de área demonstrado na secção 3.3.4.4. A Tabela 4.8 mostra a relação do volume poroso inicial com os volumes porosos das matrizes.

Tabela 4.8. Relação do volume poroso inicial com os volumes porosos das matrizes (AN1).

	Volume Poroso (cm³)	Erro Relativo (%)
Inicial	9,88	1,9
Matrizes	4,28	
	5,41	
	9,69	

O volume poroso e a porosidade da fratura por sua vez foram calculados a partir da geometria do espaçador e do balanço de massa das esferas (secção 3.3.4.5). Temos que a porosidade da fratura em relação ao volume total da amostra representa 1,4%, um valor muito próximo aos valores apresentados na literatura para uma fratura (Hensel, 1989; Nelson, 2001; Jones, 1975), demonstrando um ótimo resultado para metodologia de construção com as esferas

de vidro. A soma dos volumes porosos das matrizes + espaçador (fratura) para o modelo não foram considerados devido a adição de resina epóxi na superfície do modelo, alterando sua porosidade.

As tomografias computadorizadas também forneceram a porosidade do modelo de 12,63%, permitindo uma análise comparativa entre a porosidade obtida pelo porosímetro, de 11,74%, com um erro relativo de 7,6%. O tratamento das imagens também permitiu isolar a fratura induzida do modelo calculando a porosidade das matrizes que forneceu um valor de 11,82%, resultando em um erro relativo de 0,6% em relação a porosidade do modelo. As Tabelas 4.9 e 4.10 mostram os valores de porosidade obtidos pelo porosímetro e por tomografia para o modelo e matrizes, respectivamente.

Tabela 4.9. Relação da Porosidade do modelo (porosímetro) e a Porosidade do Modelo (tomografia).

	Porosidade (%)	Erro Relativo (%)
Modelo (porosímetro)	11,74	7,6
Modelo (Tomografia)	12,63	

Tabela 4.10. Relação da Porosidade modelo (porosímetro) e a Porosidade das matrizes (tomografia).

	Porosidade (%)	Erro Relativo (%)
Modelo (porosímetro)	11,74	0,6
Matrizes (Tomografia)	11,82	

A partir da porosidade média de cada *slice* (imagem) ao longo da amostra foi possível obter o perfil de porosidade, para uma melhor compreensão de sua heterogeneidade. A Figura 4.1 mostra o perfil de porosidade do modelo e das matrizes. O perfil das duas curvas como previsto são muito similares, é possível perceber duas zonas onde a heterogeneidade tem maior interferência, denominadas de Zona A e Zona B. A porosidade ao longo da amostra varia de 9,41% até 18%, ambos os pontos estão presentes na Zona B.

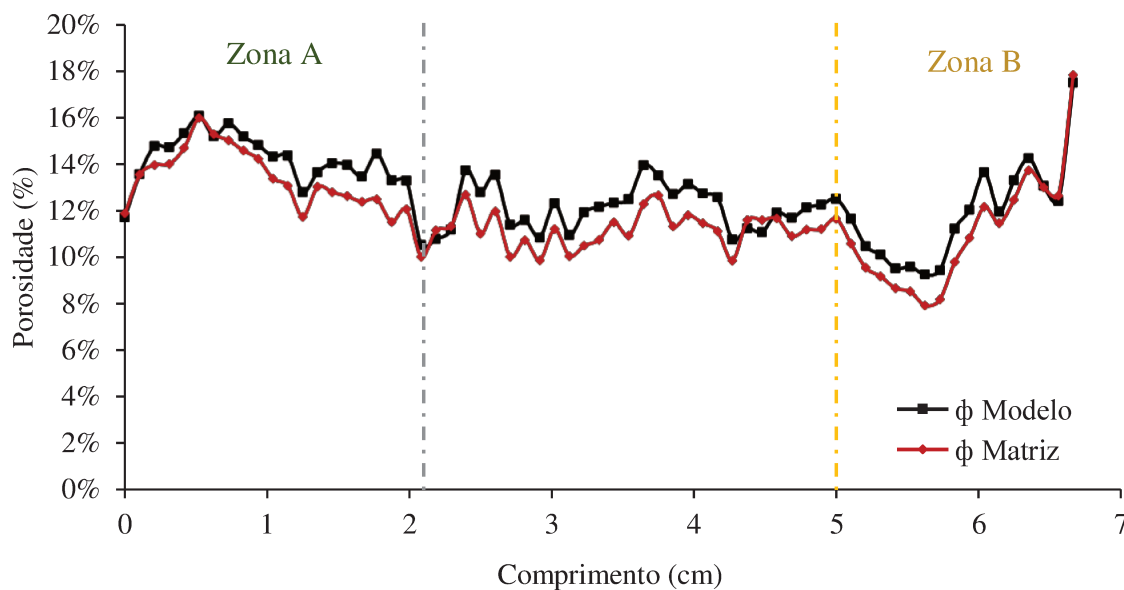


Figura 4.1. Perfil de Porosidade do modelo e matrizes por TC.

A alta heterogeneidade em rochas carbonáticas é comum devido aos seus complexos processos diagenéticos (Ahr, 2008), e associado a isto ainda, comumente, é encontrado a presença de *vugs* neste tipo de formação que tendem a aumentar a porosidade da amostra pontualmente (Lucia, 2007). A Figura 4.2 mostra a presença de um *vug* nos *slices* 22 até 28 (2,2 cm até 2,8 cm), contribuindo para uma maior heterogeneidade.

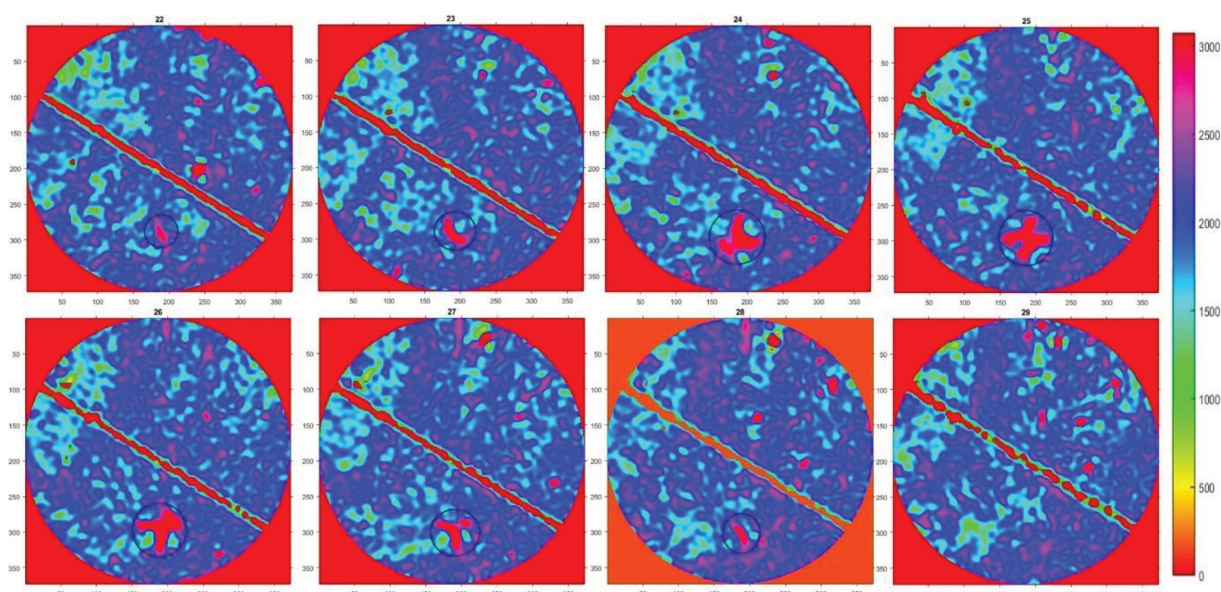


Figura 4.2. Presença de um *vug* na seção transversal 22-29 da tomografia Swi 7.

Após o tratamento das imagens e definição da área da fratura nas imagens foi possível calcular a porosidade da fratura. A porosidade obtida por meio das TC é função das delimitações definidas ocupadas pela área da fratura, com um valor médio de 29,31%, enquanto o valor

calculado analiticamente para as próprias dimensões da fratura foi de 48%, com um erro relativo de 35%. O elevado erro pode estar associado a alguma imprecisão do cálculo analítico utilizando o diâmetro das esferas e dimensões do espaçador. A Figura 4.3 mostra o comportamento da porosidade da fratura ao longo da amostra. É possível perceber quatro pontos discrepantes quanto ao comportamento da porosidade, que são referentes à presença das hastes do espaçador que coincidem com os pontos no comprimento da amostra. O comportamento da porosidade da fratura possui elevada heterogeneidade e pode ser associado à falta de compactação das esferas de vidro na fratura.

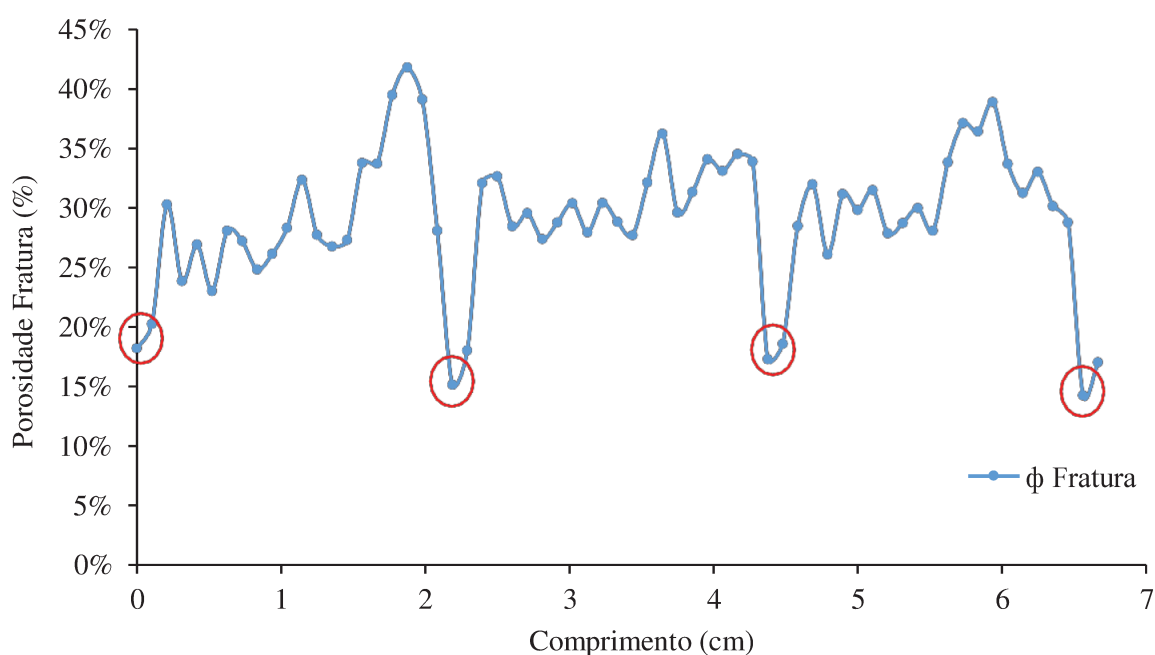


Figura 4.3. Perfil de porosidade da fratura via tomografia.

Permeabilidade (k). A permeabilidade tem importância fundamental na análise do fluxo em meios porosos. A permeabilidade inicial da rocha obtida no permeabilímetro a gás foi de 114,50 mD. Já a permeabilidade das matrizes, obtidas após o corte da amostra, apresentou os valores de 170,82 mD e 26,18 mD, sendo a primeira matriz bem mais permeável do que a segunda, e o valor próximo a permeabilidade inicial da rocha, enquanto a segunda matriz apresentou uma permeabilidade baixa em relação ao valor inicial. A permeabilidade final do modelo segundo o mesmo equipamento foi de 4.177,25 mD, representando um aumento de aproximadamente 36 vezes da medida inicial. Isso ocorreu devido a adição da fratura induzida representada pelo espaçador, que cria uma diferença extremamente alta entre os meios. Mesmo com a adição de esferas de vidro, criando resistência ao fluxo, ainda há uma elevada diferença

entre a resistência fornecida pela fratura e as matrizes, que é natural devido a diferença dos seus processos de criação. A permeabilidade da fratura foi estimada por meio do ajuste da equação de leitos paralelos descrita detalhadamente na secção 3.3.4.6, resultando em um valor de 131.398,98 mD, cerca de 31 vezes maior que a permeabilidade do modelo. O cálculo das propriedades petrofísicas da fratura se torna possível pela simplificação da representação de uma fratura no meio poroso, com parâmetros bem definidos (abertura, comprimento, largura, espaçamento, dentre outros). Na natureza estas características se apresentam com uma elevada complexidade e, portanto, sendo de difícil avaliação/representação em escala laboratorial (Nelson, 2001; Golf-Racht, 1982). A Tabela 4.11 mostra a relação dos valores de permeabilidade da amostra AN1.

Tabela 4.11. Relação dos valores de permeabilidade da amostra AN1.

	Inicial	Matrizes		Modelo	Fratura
Permeabilidade (mD)	114,50	170,82	26,18	4.177,25	131.398,98

Além disso, foi realizada a medição da permeabilidade absoluta a água para três vazões diferentes de 0,1 cm³/min; 0,5 cm³/min e 1 cm³/min durante 30 minutos utilizando o aparato experimental do ensaio e o transdutor de pressão, que registrou e forneceu a variação de pressão na amostra para posterior aplicação na equação de Darcy. A Figura 4.4 mostra o comportamento da permeabilidade absoluta a água para as diferentes vazões. É possível notar um comportamento linear para as diferentes vazões após um determinado período de estabilização, com uma maior variação nos valores para vazão de 0,1 cm³/min que pode estar associado ao próprio erro do transdutor de pressão, por se tratar de valores muito baixos, na ordem de 0,0008 psi.

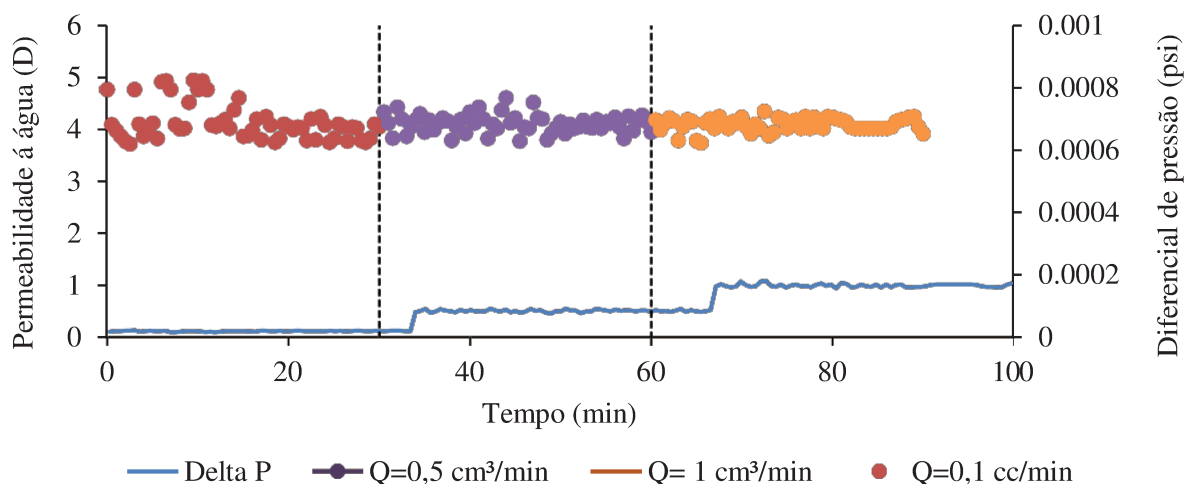


Figura 4.4. Permeabilidade absoluta a água amostra AN1.

O valor médio de permeabilidade absoluta a água obtida foi de 4.089,20 mD enquanto o valor de permeabilidade do modelo foi de 4.177,25 mD com um erro relativo de apenas 2,1%, validando a permeabilidade obtida por meio do permeabilímetro a gás.

Baseado nas características de porosidade e permeabilidade das matrizes e da fratura é possível realizar uma analogia aos modelos de reservatórios naturalmente fraturados propostos por Nelson (2001), apresentados na secção 2.1.4, associando o modelo com a classificação tipo II, onde a fratura fornece a permeabilidade essencial do reservatório em relação as matrizes, isto é, o fluxo ocorrerá de maneira preferencial na fratura. Já na classificação proposta por Aguilera (1999) o modelo se enquadraria preferencialmente no tipo A, em que o armazenamento de óleo se dá principalmente nas matrizes que possuem baixa permeabilidade em relação a fratura, onde predominantemente acontecerá o fluxo.

4.2.2 Saturação de Água Inicial (S_{wi})

O processo para se atingir o S_{wi} , que consistiu no deslocamento de Fw pela Isoparafina, teve duração de 32 dias e obteve um valor final de 51%. Ao longo deste processo foram realizadas coleta e medição da produção de óleo, e tomografias computadorizadas a fim de acompanhar o comportamento dos perfis de saturação na amostra.

Durante os 32 dias foram injetados cerca de 458 volumes porosos, com um volume total de água produzido de 4,5 ml. A Figura 4.5 mostra a produção de água versus os volumes porosos injetados (VPI). É possível notar uma rápida produção de 1 ml de água em 1,05 VPI, mostrando uma varredura imediata do volume que possivelmente está relacionada a fratura

(volume da fratura = 1,08 ml), seguido por um *plateau* até aproximadamente 28 VPI quando houve alteração na vazão de injeção da Isoparafina, com um ganho na produção de água de 1,2 ml. Após o *plateau* de 197 VPI, foi utilizada a técnica de vácuo controlado (Tang e Firoozabadi, 2001) para diminuir o Swi, resultando em um ganho de produção de água de 2,3 ml, e em um Swi final de 51%.

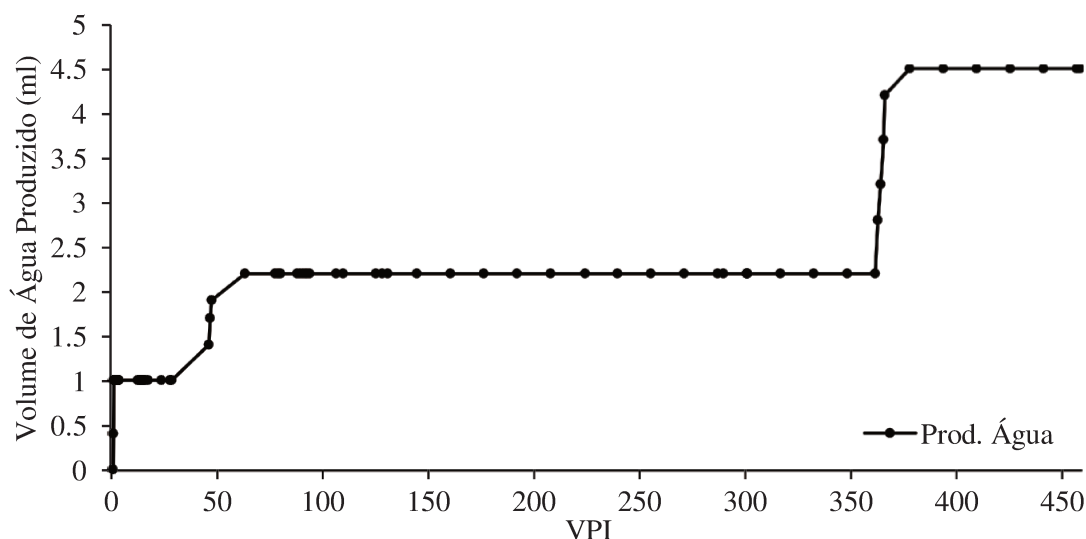


Figura 4.5. Produção de água durante o Swi.

Como descrito acima foram utilizadas diversas técnicas no auxílio da produção de água durante os 32 dias, a Tabela 4.12 relaciona o ganho na produção de água proporcionado pelo uso das técnicas utilizadas e a saturação de água inicial.

Tabela 4.12. Recursos utilizados durante o Swi.

Condições	Produção de água	Swi
Condições Iniciais de P e T.	1 ml	89%
Injeção do Isoparafina á temperatura ambiente e troca da face de injeção da amostra.	0 ml	89%
Variações na vazão de injeção de: 1, 5, 10 e 15 ml/min.	1.2 ml	79%
Aumento da pressão de injeção para 1500 psi	0 ml	79%
Vácuo controlado na amostra	2,3 ml	51%
Final	4,5 ml	51%

O processo de medição através do balanço de massa consiste na contabilização dos fluidos injetados bem como dos fluidos produzidos, por meio da proveta invertida no sistema

de produção e auxílio das bombas no sistema de injeção. Os processos devem ser acompanhados atentamente uma vez que o sistema possui válvulas e linhas que estão sujeitas a vazamentos e/ou entupimento. O valor obtido pelo balanço de massa no Ensaio 1 possui um erro experimental devido a um pequeno vazamento durante a etapa de produção que foi resolvido, mas associa uma pequena incerteza ao valor final contabilizado de cerca de 8%.

Tomografias durante o Swi. Por meio das tomografias realizadas ao longo do Swi é possível, pela Equação de saturação (3.5), obter a saturação média de água para cada tomografia. A Tabela 4.13 mostra a comparação dos valores de saturação entre a tomografia e a o balanço de massa nos mesmos momentos.

Tabela 4.13. Perfil de Saturação ao longo do Swi pela tomografia.

Tomografia	Saturação de Água (%)		VPI
	Tomografia	Balanço de Massa	
Início	100	100	0
Swi 1	88	79	77
Swi 2	86	76	301
Swi 3	47	51	459

Os valores finais de saturação obtidos pelos dois métodos possuem um erro relativo de 7,8%. A Figura 4.6 mostra a relação das saturações para os dois métodos de medição. É possível perceber um comportamento semelhante das curvas para ambos os métodos, com valores de saturação de água via balanço de massa menores do que os valores via tomografia durante quase todo processo até cerca de 300 VPI, quando através da técnica de vácuo controlado houve uma produção adicional de água, fazendo com que o valor de saturação de água via tomografia ultrapassasse o valor obtido via balanço de massa.

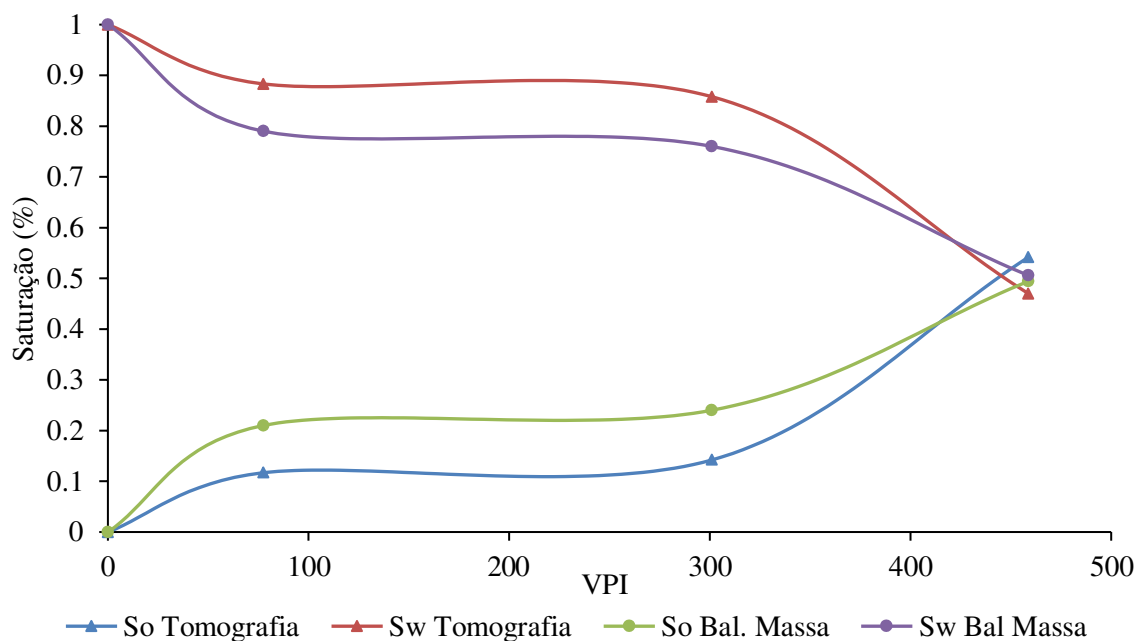


Figura 4.6. Saturações obtidas pela tomografia e balanço de massa.

Usualmente na literatura os valores obtidos pela tomografia computadorizada apresentam boa relação com os valores experimentais com um baixo erro associado (Bergosh e Lord, 1987; Vidal Vargas, 2015; Nunez, 2017), mas que estão sujeitos a pequenas variações nos valores pela natureza experimental dos processos.

A Figura 4.7 mostra o comportamento da saturação para a tomografia Swi 1 e Swi 3 do modelo, que representam a primeira e a última tomografia após o início da injeção de Isoparafina. É possível observar que houve uma maior produção de água nos primeiros dois centímetros da amostra, o que era esperado, devido a proximidade com a injeção. Em seguida, observa-se uma leve tendência no aumento da saturação de água ao longo da amostra na Swi 3, isso pode ser atribuído à influência da alta heterogeneidade das amostras nas zonas destacadas (Figura 4.1) e também pelo afastamento da face de injeção. Os pontos com maior saturação de água (2 cm, 5,5 cm e 6,5 cm) na tomografia Swi 3 coincidem com a presença das hastes do espaçador que possuem as duas “aberturas” e podem estar criando uma espécie de caminho preferencial nas regiões das hastes, uma vez que o deslocamento não ocorre como nos primeiros centímetros da amostra, onde há injeção de Isoparafina na face da amostra. O perfil de saturação de água mais homogêneo para o Swi 1 pode estar associado às técnicas de deslocamento da água utilizadas até aquele momento, enquanto que para o Swi 3 a amostra já teria passado por diferentes técnicas de produção, com maior influência no comportamento dos

fluidos, além dos fatores como a afinidade dos fluidos utilizados com a rocha e a própria heterogeneidade da amostra.

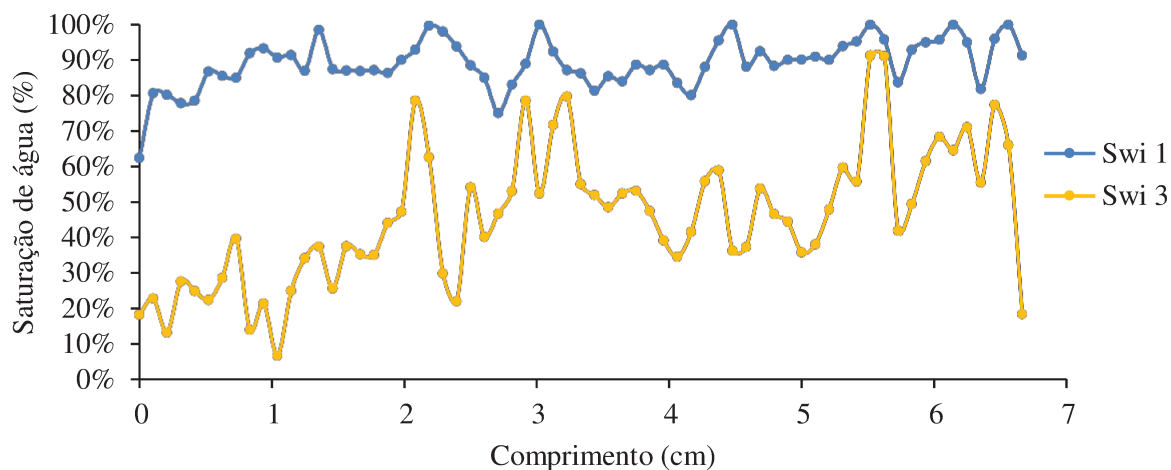


Figura 4.7. Perfil de saturação de água do Swi 1 e Swi 3 (final) do modelo.

A Tabela 4.14 mostra as saturações médias de água na fratura e matriz para cada tomografia. As saturações indicam que houve a produção da água que estava na fratura até um determinado momento, representado pela queda da saturação de água do início até o Swi 1 com uma pequena queda da saturação de água na matriz no mesmo período. Posteriormente, houve a considerável troca de fluidos entre a matriz e a fratura, indicado pelo aumento da saturação de água na fratura e diminuição da saturação de água na matriz.

Tabela 4.14. Saturações na Fratura e Matrizes durante as tomografias.

Tomografia	Saturações na Fratura (%)		Saturações na Matrizes (%)		VPI
	So	Sw	So	Sw	
Início	0	100	0	100	0
Swi 1	56	44	10	90	77
Swi 2	37	63	15	85	301
Swi 3	35	65	53	47	459

A Figura 4.8 mostra o comportamento das saturações médias da fratura e matriz, onde a primeira intersecção da saturação de óleo e água da fratura representa a recuperação da água da fratura e a segunda intersecção dos mesmos representa a troca de fluidos da matriz fratura e é evidenciada pela queda da saturação de água na matriz ao longo da curva. A lenta troca de fluidos pode estar associada à molhabilidade da amostra uma vez que segundo o teste MFT, a

amostra apresenta molhabilidade intermediária, consequentemente promovendo uma lenta embebição do óleo na matriz.

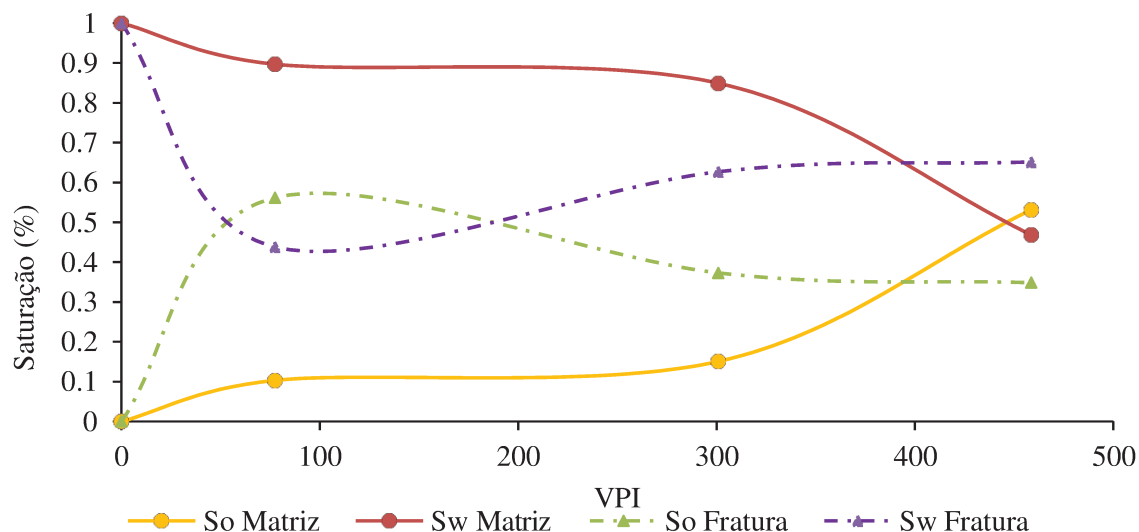


Figura 4.8. Comportamento das saturações médias na fratura e matrizes via tomografia.

Analisando o comportamento de saturações da última tomografia durante o Swi (Swi 3), representado pela Figura 4.9, é possível notar um efetivo deslocamento da água até os 2 primeiros centímetros da amostra, em uma zona onde a porosidade é relativamente alta. Já o ponto onde se tem a maior saturação de água está dentro da Zona B, com a menor porosidade da amostra (8%). Além disso, a variação de pressão durante todo o Swi foi baixa, com um valor médio em torno de 0,0773 psi, que é devido à presença da fratura no modelo.

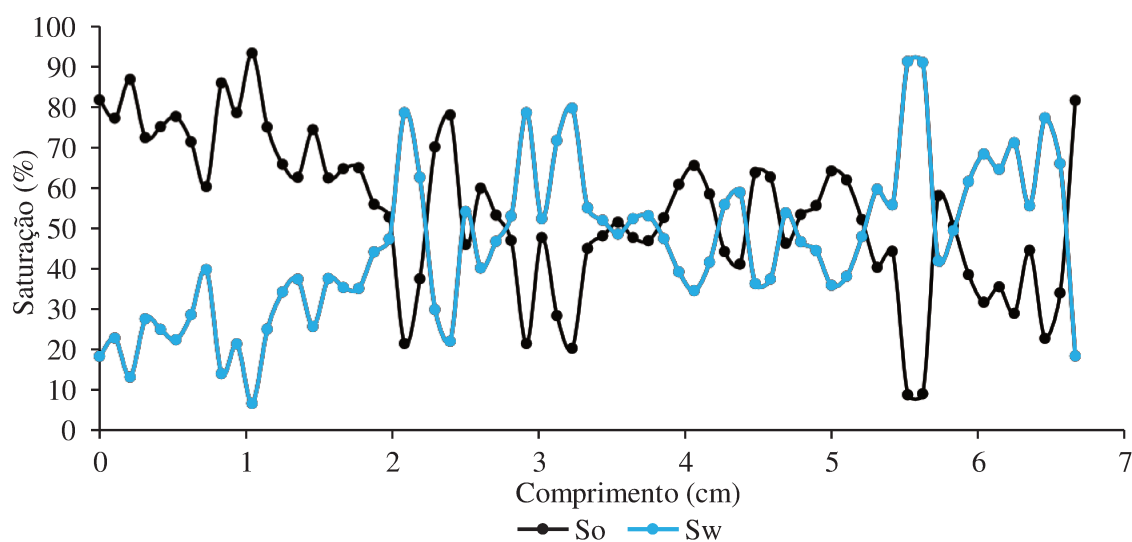


Figura 4.9. Perfil de saturações da tomografia Swi 3.

Tomografias não utilizadas: Para uma comparação precisa entre as tomografias, além das mesmas condições de pressão e temperatura serem necessárias, é muito importante que o corte seja o mesmo para todas as tomografias, isto é, a posição exata da amostra durante as tomografias ao longo do ensaio e da tomografia de referência (tomografias com N₂ e Fw) devem ser iguais. Em razão da longa duração do Swi, a mesa contendo o aparato experimental foi movimentada durante os processos ocasionando possíveis erros de referência na posição da amostra. Estas mudanças na posição, mesmo mínimas, interferem no corte da imagem, uma vez que as tomografias são realizadas a cada 1 mm de distância ao longo da amostra, não permitindo variações de posição. A Figura 4.10 exemplifica a diferença no corte das imagens, representado pela diferente sequência inicial de imagens.

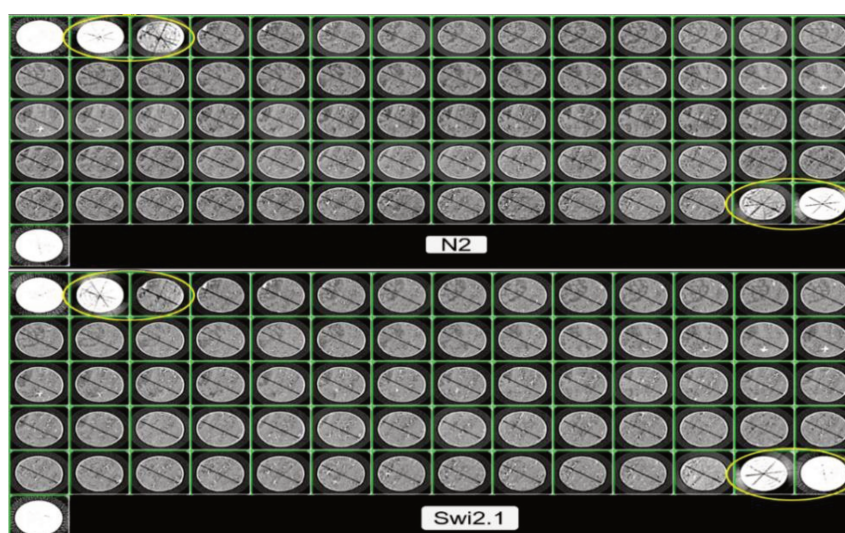


Figura 4.10. Cortes diferentes entre as tomografias do N₂ (seco) e Swi2.1.

O comportamento do modelo durante o Swi indica uma saturação lenta devido à presença de uma fratura altamente permeável dificultando os processos de drenagem da água nas matrizes. Esse resultado pode ser esperado devido às características petrofísicas do modelo em uma condição de molhabilidade intermediária próxima à água exposta ao fluido não reagente (isoparafina), resultando em baixa eficiência de deslocamento do fluido *in situ*. Usualmente em experimentos análogos, o Swi é obtido antes da indução de fraturas artificiais. Haugen *et al.* (2007) utilizando óleo mineral de lâmpada obteve um Swi de 12% em um bloco de rocha não fraturado molhável à água, o que indica que a presença da fratura muda drasticamente o comportamento de escoamento no meio poroso.

4.2.3 Deslocamento Forçado

O deslocamento da Isoparafina pela água do mar teve duração de 31 dias, com 462 volumes porosos injetados a uma vazão constante de $0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$. A produção total de Isoparafina foi de 2,05 ml com um fator de recuperação de 41%. A Figura 4.11 mostra o perfil de recuperação do modelo no Ensaio 1.

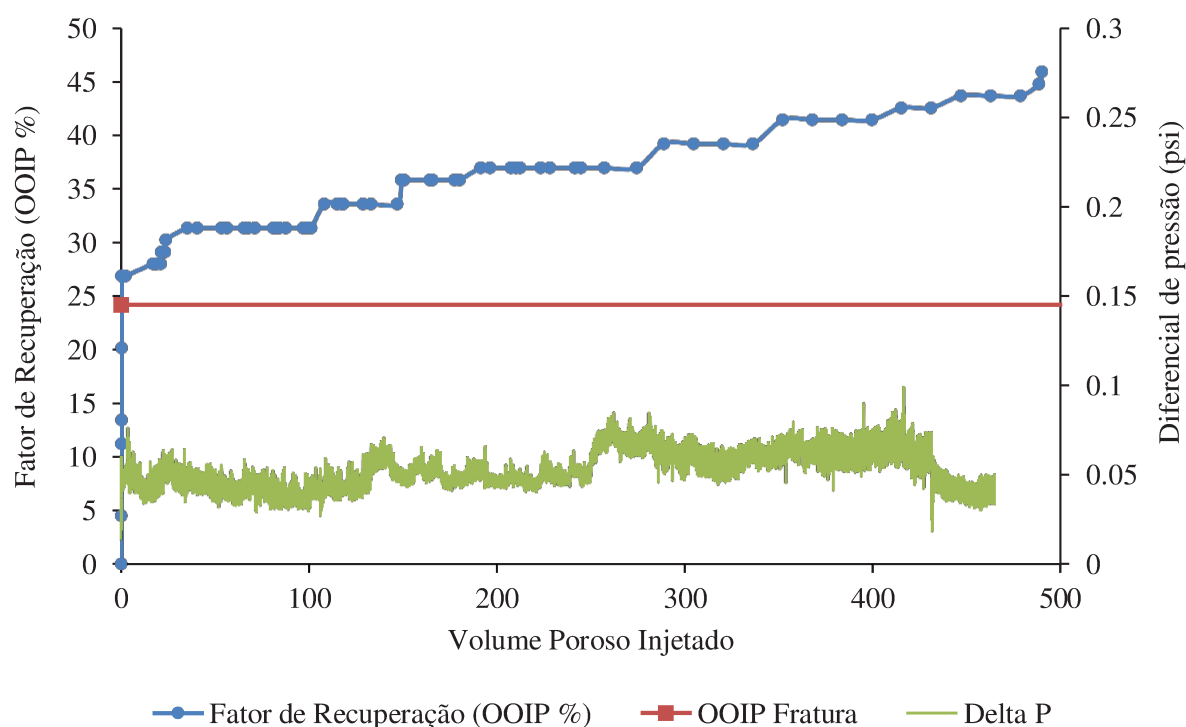


Figura 4.11. Perfil e Recuperação para amostra ANI.

É possível notar uma rápida produção do óleo da fratura no primeiro volume poroso injetado, seguido por uma produção lenta, com uma taxa média de produção em torno de $0,066 \text{ cm}^3/\text{dia}$. Assim como o Sw_i , a variação de pressão ao longo do ensaio de recuperação é baixa em relação às amostras convencionais, que não possuem a fratura como o caminho preferencial (Lima, 2016). A linha vermelha representa o volume de Isoparafina presente na fratura. A Tabela 4.15 mostra a relação dos valores de saturação de óleo segundo o balanço de massa e por meio das tomografias realizadas durante o ensaio. O erro relativo dos valores finais de saturação de óleo é de 7%.

Tabela 4.15. Relação dos valores de saturação de óleo para tomografia e balanço de massa durante o ensaio.

	Tomografia	Balanço de Massa	VPI
	So (%)	So (%)	
Início	0,51	0,51	0
Tomo 1	39	36	1
Tomo 2	37	34	68
Tomo 3	28	32	115
Tomo Final	25	27	463

O fator de recuperação segundo o balanço de massa possui um erro experimental que pode estar associado ao erro na leitura da proveta invertida durante a produção e a possíveis quantidades de óleo trapeados no próprio sistema (conexões e válvulas).

A Figura 4.12 mostra o comportamento da saturação de óleo ao longo da amostra durante as tomografias. Pode-se notar que o comportamento da saturação é lento, uma vez que desde a tomografia inicial até a tomografia final foram injetados 463 VPI, que resultaram relativamente em baixas recuperações de Isoparafina para grandes quantidades de volumes porosos injetados, e mesmo com o sistema possivelmente molhável a água, o caminho preferencial fornecido pela fratura dificulta a troca de fluidos entre a fratura e a matriz. Outro parâmetro que pode ter contribuído para diminuição lenta da saturação de óleo foi a presença da membrana hidrofóbica que dificultava a injeção de água nas faces da matriz. Quando comparamos o comportamento de saturação durante o Swi (Figura 4.9) e o perfil do ensaio de recuperação (4.12) pode-se notar uma maior eficiência na troca de fluidos nos 2 centímetros iniciais da amostra, que em parte pode estar associado a presença da membrana hidrofóbica.

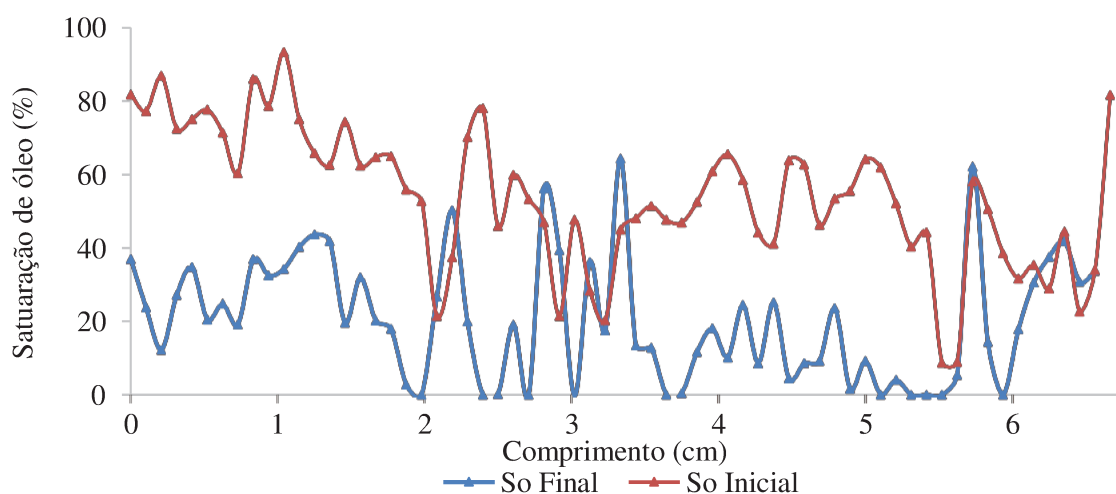


Figura 4.12 - Perfil de saturação de óleo inicial e final.

Os experimentos correlatos na literatura (Haugen *et al.*, 2007; Ferno *et al.*, 2010) mostram valores de recuperação semelhantes para o tipo de configuração utilizada (fraturas induzidas e uso de espaçador) e um comportamento semelhante nas características de produção (alta produção no início do ensaio e produção lenta após o *breakthrough*). O delta de pressão médio ao longo do Ensaio 1 foi de 0,0534 psi.

A análise das características de produção e o perfil de saturação ao longo da amostra indicam baixa transferência de massa entre a matriz e a fratura, em razão de fatores como a alta diferença de permeabilidade entre os meios, criando um caminho preferencial pela fratura; a escala do modelo (testemunho) nas condições de vazão utilizada pode não fornecer tempo suficiente para promover as interações rocha-fluido (embebição da matriz pela água) eficazes, característica esta que associada a baixa resistência ao fluxo pode promover como método de recuperação matriz o deslocamento físico entre os fluidos (Ferno *et al.*, 2010).

Durante o ensaio de recuperação, houve uma grande produção de gás, cuja origem não pôde ser claramente definida, mas que pode estar associada a algum vazamento ou desaeração ineficiente das águas utilizadas ou vaporização de algum fluido. As tomografias evidenciam a presença do gás na amostra pela presença do CT negativo, consequentemente alterando o CT médio da fatia (slice) analisada, como pode ser visto na Figura 4.13. Além disso, o sistema nesta etapa continha 3 fluidos, Isoparafina, Fw e Sw com CT's relativamente próximos: -63, 357 e 183, respectivamente. É factível que devido a considerável diferença entre a composição das águas (Sw = 40.000 TDS e Fw= 273.000 TDS) tenha ocorrido alguma interação entre estes fluidos alterando o CT médio por imagem, consequentemente não possibilitando a análise de algumas tomografias com fortes discrepâncias no comportamento, isto é, a diferenciação dos fluidos pelo CT não foi possível, pela presença de um novo CT resultante da interação dos fluidos. Estes fatores agregam um erro aos resultados das tomografias e, portanto, sendo necessária uma melhor seleção das tomografias que foram realizadas.

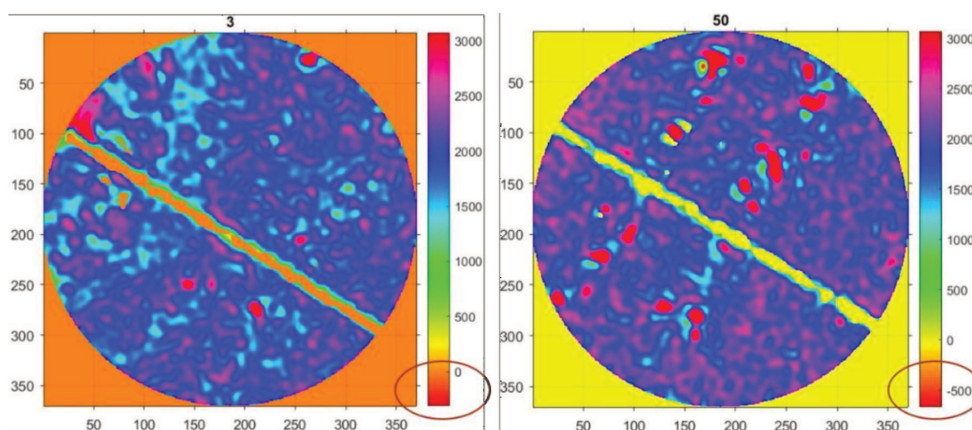


Figura 4.13. Presença de gás ao longo das tomografias.

4.3 Ensaio 2 – Óleo Morto sem Envelhecimento

O segundo ensaio utilizou o óleo morto como fluido reagente durante o deslocamento forçado, sem S_{wi} e envelhecimento com o objetivo de estudar um sistema de molhabilidade à água com um fluido reagente ao sistema. O ensaio teve duração de 9 dias baseado na estabilização da produção e acompanhamento por meio do balanço de massa dos fluidos. Primeiramente serão avaliados os parâmetros petrofísicos seguidos pelo teste de deslocamento forçado.

4.3.1 Validação Petrofísica

A amostra utilizada no ensaio 2 foi a AN3, cujas propriedades iniciais são exibidas na Tabela 4.14.

Figura 4.14. Propriedades petrofísicas iniciais da amostra AN3.

Amostra	L (cm)	d (cm)	m (g)	ϕ (%)	VP (cm ³)	K (md)
AN3	6,021	3,790	162,32	11,68	8,580	196,25

A Tabela 4.15 mostra os valores obtidos pela caracterização dos elementos matriz, fratura e modelo.

Figura 4.15. Dados petrofísicos da amostra AN3.

Amostra	ϕ_{Modelo} (%)	$\phi_{Matrizes}$ (%)	$\phi_{fratura}$ (%)
	10,29	8,69	12,83
			49,22
	VP _{modelo} (cm ³)	VP _{matrizes} (cm ³)	VP _{fratura} (cm ³)
AN3	9,53	2,93	5,48
			1,13
	k _{modelo} (md)	k _{matriz} (md)	k _{fratura} (md)
	5.094,26	157,82	150,72
			159.798,03

Porosidade (%) e Volume Poroso (cm³): A porosidade inicial da amostra de 11,68% enquanto a porosidade do modelo é de 10,29%. Já o volume poroso inicial de 8,58 cm³ e o

volume poroso do modelo de 9,53 cm³ apresenta um erro de 11,1%. Ambos os valores obtidos por meio do porosímetro a gás com boa convergência. A Tabela 4.16 mostra a relação dos valores de porosidade e volume poroso.

Tabela 4.16. Relação dos valores de porosidade e volume poroso iniciais e do modelo (AN3).

	Porosidade (%)	Erro Relativo (%)	Volume Poroso (cm³)	Erro Relativo (%)
Inicial	11,68	11,9	8,58	11,1
Modelo	10,29		9,53	

A soma dos volumes porosos das matrizes de 8,41 cm³ em relação ao volume poroso inicial de 8,58 cm³ apresenta um erro de apenas 2%, enquanto a soma dos volumes porosos das matrizes e fratura (8,41 cm³ + 1,35 cm³) de 9,76 cm³ em relação ao volume poroso do modelo de 9,54 cm³ apresenta um erro também baixo de 2,3%. Novamente, os valores de porosidade da fratura de 49,22%, em relação as suas próprias dimensões e de 1,48% em relação a todo modelo se enquadram nos valores demonstrados na literatura para a fratura e demonstram a reprodutibilidade da metodologia de fratura induzida utilizada (Nelson, 2001).

Permeabilidade (md): A permeabilidade do modelo medida por meio do permeabilímetro a gás foi de 5.094,26 md, um valor aproximadamente 26 vezes maior do que a permeabilidade inicial da amostra de 196,25 md em razão da adição da fratura. Já a permeabilidade da fratura obtida por meio da equação de leitos paralelos apresentou um valor de 159.798,03 mD que é aproximadamente 31 vezes maior que a permeabilidade do modelo. A permeabilidade da amostra também foi estimada por meio da permeabilidade absoluta ao óleo antes do início deslocamento forçado, quando a amostra estava completamente saturada por óleo, para 3 vazões diferentes de 0,1 cm³/min, 0,5 cm³/min e 1 cm³/min, da mesma forma descrita para o Ensaio 1 utilizando a equação de Darcy. A Figura 4.16 mostra o comportamento da permeabilidade absoluta ao óleo.

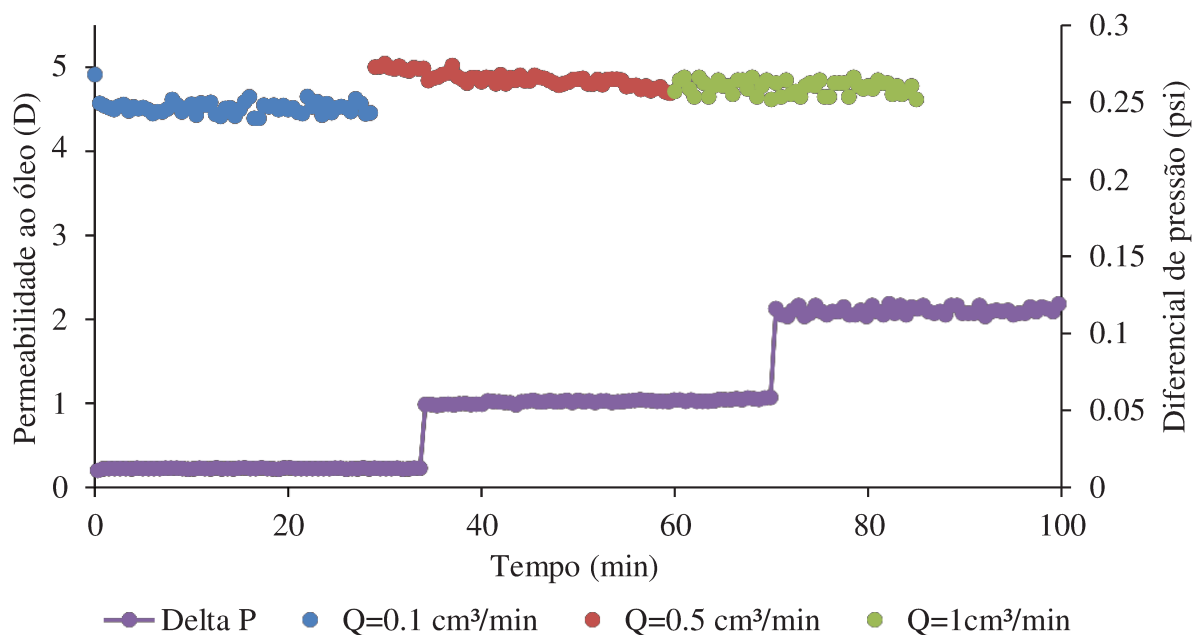


Figura 4.16. Permeabilidade absoluta ao óleo (AN3).

A permeabilidade absoluta ao óleo média para o modelo foi de 4.768,20 mD enquanto a permeabilidade do modelo pelo porosímetro a gás foi de 5.094,26 mD com erro de 6,4%, apresentando boa proximidade dos valores.

4.3.2 Deslocamento Forçado

O segundo ensaio assim como o terceiro ensaio não utilizaram a membrana hidrofóbica, pois o comportamento visualizado no primeiro ensaio indicou uma interferência negativa no comportamento da saturação em razão da dificuldade de injeção de água nas faces das matrizes fornecida pela película. Um volume poroso nas condições de vazão (0,1 ml/min) representa 95,39 minutos. O volume de óleo produzido foi de 2,5 ml com 135 VPI atingindo um fator de recuperação de 26%. A rápida produção no início do ensaio (cerca de 23% OOIP) representa quase o dobro do volume da fratura, o que pode caracterizar um indicativo da molhabilidade com maior afinidade da amostra à água, uma vez que em trabalhos com amostras envelhecidas a produção inicial de óleo tende a ser menor (Ferno *et al.*, 2010; Graue *et al.*, 2000). A Figura 4.17 mostra o gráfico do fator de recuperação (OOIP) por volumes porosos injetados. A linha vermelha representa o volume da fratura. O delta de pressão foi coletado até 120 VPI, apresentado um valor médio de 0,028 psi.

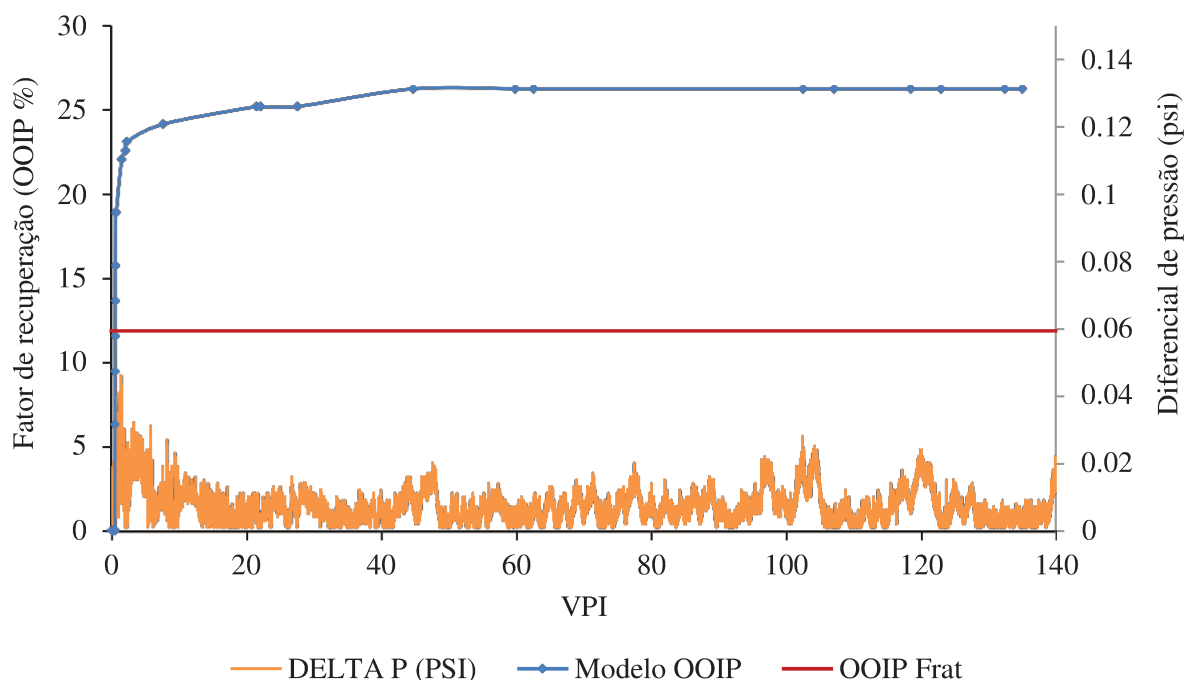


Figura 4.17. Recuperação de óleo (OOIP) do Ensaio 2.

A Figura 4.18 mostra um *zoom* na produção de óleo referente à Figura 4.14. Cerca de 20% da produção ocorre em aproximadamente 0,5 volumes porosos injetados, indicando a produção do volume da fratura e uma parcela do óleo da matriz.

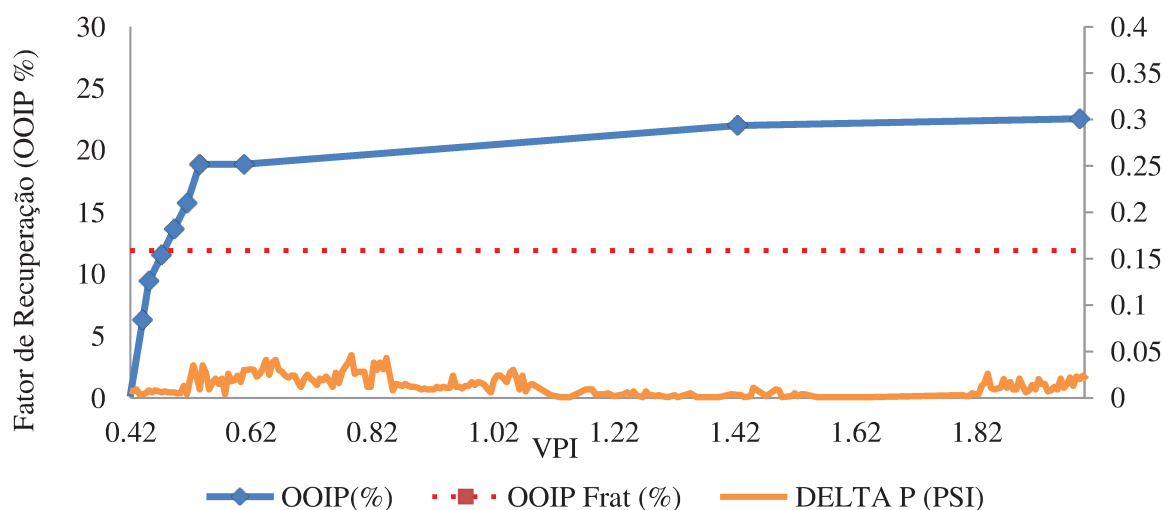


Figura 4.18. *Zoom* na Recuperação do Ensaio 2.

Os gráficos de recuperação mostram uma taxa de produção de $0,278 \text{ cm}^3/\text{dia}$. O Ensaio 2 obteve uma maior recuperação nos primeiros momentos da produção do que o Ensaio 1. Esta maior recuperação pode estar atribuída a maior viscosidade do óleo morto em relação a Isoparafina, promovendo uma maior recuperação do óleo na amostra, além do fato do óleo ser um fluido reagente em comparação a Isoparafina, promovendo uma maior interação com a rocha, já que ambas rochas estão na mesma condição de molhabilidade. Houve um pequeno

incremento na produção após a injeção de 22 volumes porosos, tal aumento pode estar associado a embebição da água pela matriz e posteriormente a estabilização da produção perante a injeção de 100 volume porosos. A fratura desempenha um papel característico e interessante: um canal de fluxo preferencial dominante no sistema de produção, que analogamente a reservatórios de grande escala pode possivelmente ser observado, já que a diferença entre os meios é tão brusca que os parâmetros normalmente avaliados em um reservatório convencional não teriam o mesmo comportamento em reservatórios fraturados, tais como os mecanismos naturais de produção e a saturação dos fluidos (Nelson, 2001; Golf-Racht, 1982).

Quando comparamos a taxa de produção do Ensaio 1 ($0,066 \text{ cm}^3/\text{dia}$) e do Ensaio 2 ($0,28 \text{ cm}^3/\text{dia}$) pode-se notar uma maior eficiência da água para remoção do óleo morto. O Ensaio 2 não utilizou a película hidrofóbica, que pode ter levado a uma injeção de água mais eficiente nas matrizes rochosas, resultando em uma melhor recuperação de óleo já que como visto na análise do Ensaio 1 pelas tomografias, a fratura desempenha forte papel no transporte e recuperação dos fluidos. Ambos os ensaios não passaram pelo processo de envelhecimento, possuindo molhabilidade intermediária com afinidade segundo os ensaios do método MFT, logo, pode-se deduzir que o processo de embebição da água nas matrizes foi mais eficiente para o óleo morto.

4.4 Ensaio 3 – Óleo Morto com Envelhecimento

O terceiro ensaio utilizou o óleo morto como fluido reagente, sem Swi e com o uso da técnica de envelhecimento com o objetivo de estudar um sistema com molhabilidade preferencial ao óleo. O envelhecimento teve duração de 15 dias e o ensaio de deslocamento forçado teve duração de 9 dias baseado na estabilização da produção.

4.4.1 Validação Petrofísica

A amostra utilizada no ensaio 3 foi a AN2, cujas propriedades iniciais são exibidas na Tabela 4.17.

Tabela 4.17. Propriedades petrofísicas iniciais da amostra AN2.

Amostra	L (cm)	d (cm)	m (g)	ϕ (%)	VP (cm³)	K (md)
AN2	6,653	3,823	186,82	8,89	7,600	35,87

A amostra utilizada foi a AN3, cujas propriedades podem ser vistas na Tabela 4.18.

Tabela 4.18. Dados Petrofísicos da amostra AN2.

Amostra	ϕ_{Modelo} (%)	$\phi_{Matrizes}$ (%)		$\phi_{fratura}$ (%)
AN2	8,17	10,33	11,11	48,28
	VP_{modelo} (cm³)	VP_{matrizes} (cm³)		VP_{fratura} (cm³)
	8,78	3,66	4,14	1,23
	k_{modelo} (md)	k_{matriz} (md)		k_{fratura} (md)
	4.984,01	30,13	9,54	162.068,07

Porosidade (%) e Volume Poroso (cm³): A amostra AN2 é a que possui a menor porosidade das 3 amostras utilizadas, com uma porosidade inicial de 8,89% e o valor da porosidade do modelo também é o menor de todos, sendo 8,17%. A Tabela 4.19 mostra a relação dos valores de porosidade e volume poroso.

Tabela 4.19. Relação dos valores de porosidade e volume poroso iniciais e do modelo (AN2).

	Porosidade	Erro Relativo	Volume Poroso	Erro Relativo
	(%)	(%)	(cm³)	(%)
Inicial	8,89	8,1	7,60	15,5
Modelo	8,17		8,78	

A soma dos volumes porosos das matrizes de 7,80 cm³ em relação ao volume poroso inicial de 7,60 cm³ apresenta um erro de apenas 2,6%. A porosidade da fratura calculada analiticamente foi de 48,28% em relação as suas dimensões e de 1,60% em relação ao modelo, valores novamente de acordo com a literatura (Nelson, 2001). A Tabela 4.20 mostra a relação dos valores de volume poroso das matrizes.

Tabela 4.20. Relação do volume poroso inicial com os volumes porosos das matrizes (AN2).

	Volume Poroso (cm ³)	Erro Relativo (%)
Inicial	7,60	
Matrizes	3,66	2,6
	4,14	
	7,80	

Permeabilidade (md): A amostra AN3 também possui a menor permeabilidade entre as amostras utilizadas de 35,87 md, que em relação a permeabilidade obtida para o modelo de 4.984,01 md é aproximadamente 139 vezes menor. Já a permeabilidade da fratura é a maior em relação aos demais modelos, com um valor de 162.068,07 md que é aproximadamente 35 vezes maior do que a permeabilidade do modelo. Para a amostra AN2 também foi realizado a permeabilidade absoluta ao óleo para as três vazões de 0,1 cm³/min, 0,5 cm³/min e 1 cm³/min como mostra a Figura 4.19.

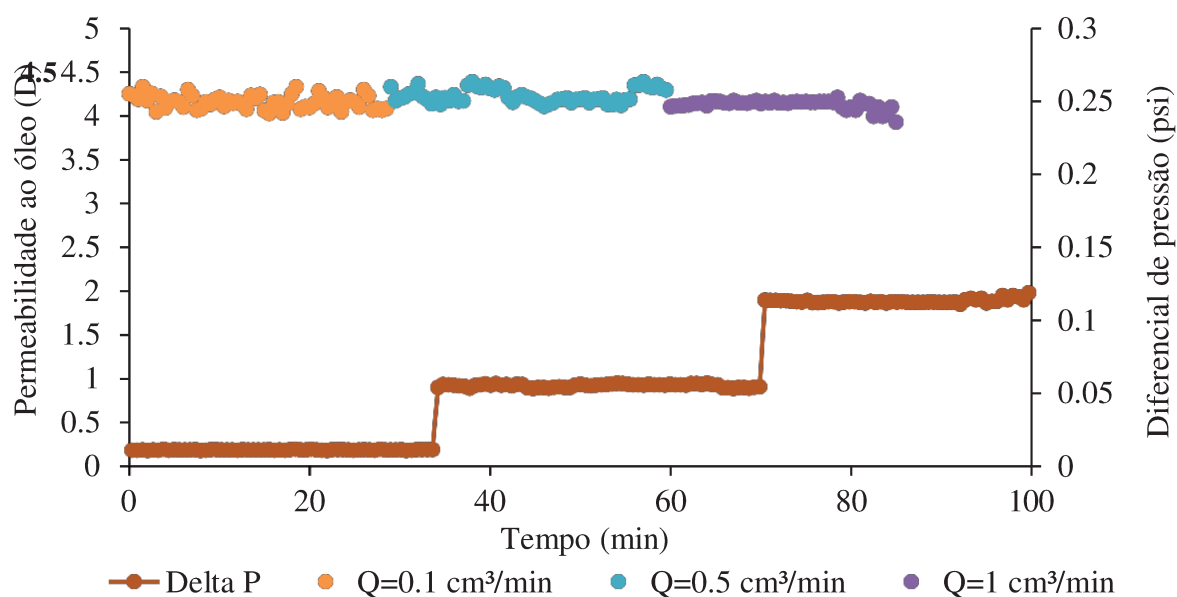


Figura 4.19. Permeabilidade Absoluta ao Óleo (AN2).

Comparando o valor médio obtido para a permeabilidade absoluta ao óleo de 4.177,50 mD e a permeabilidade do modelo via permeabilímetro de 4.984,01 mD, tem-se um erro de 16,18%. Avaliando os valores petrofísicos obtidos das 3 amostras utilizadas pode-se observar uma boa repetibilidade dos valores esperados por meio da metodologia de caracterização do modelo de fratura proposto.

4.4.2 Deslocamento Forçado

O terceiro ensaio com duração de 9 dias obteve um volume de óleo produzido de 1,7 ml com 161,35 VPI e um fator de recuperação de 19% OOIP. Assim como nos demais ensaios realizados, grande parte da produção ocorreu no início do ensaio com cerca de 1,16 VPI injetados, com o deslocamento do óleo da fratura e parte do óleo das matrizes. Como o ensaio passou pelo processo de envelhecimento, se assume que a molhabilidade inicial da amostra foi restaurada, sendo preferencial ao óleo. A Figura 4.20 mostra o fator de recuperação para o Ensaio 3. A linha azul representa o comportamento da produção de óleo enquanto a linha vermelha representa a porcentagem do volume de óleo da fratura no fator de recuperação. A fratura nesta amostra representa 13,95% do OOIP da amostra, em razão da amostra ser menor que as demais utilizadas, essa é a amostra onde a fratura tem maior representatividade em termos de volume. O delta de pressão foi coletado até 160 VPI, apresentado um valor médio de 0,0116 psi. Após a produção inicial houve um *plateau* de aproximadamente 45 VPI até um novo ganho na produção, caracterizando uma troca de fluidos entre a matriz e a fratura quase nula no decorrer do ensaio, que em parte pode estar associada a uma molhabilidade preferencial ao óleo dificultado a embebição espontânea da água nas matrizes e também pelo caminho preferencial criado pela fratura.

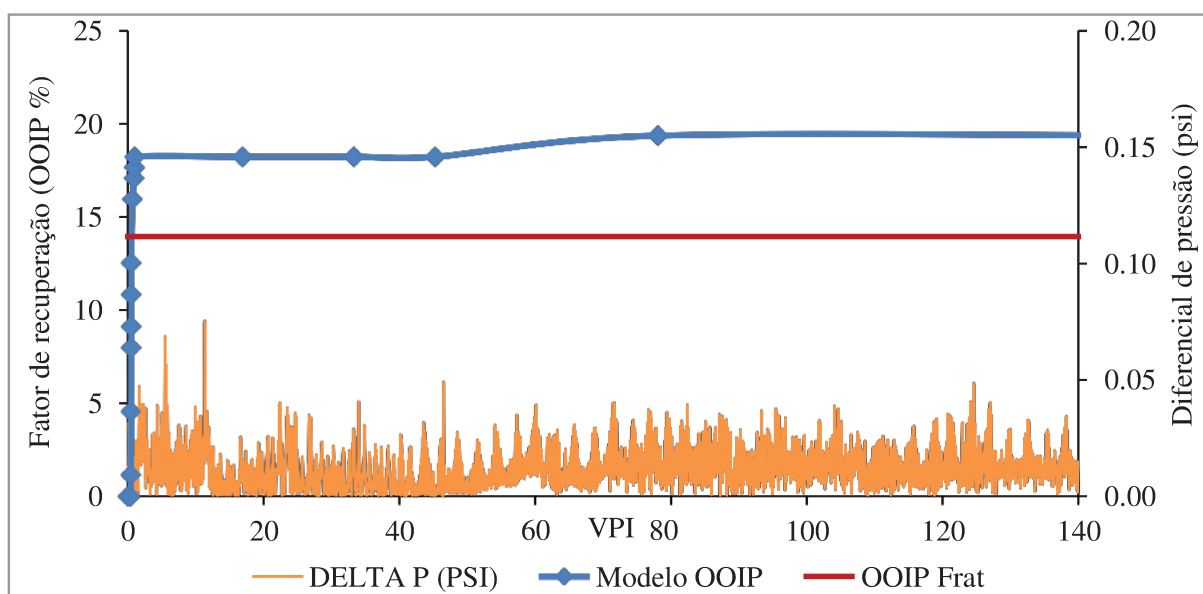


Figura 4.20. Fator de Recuperação do Ensaio 3.

A Figura 4.21 mostra um *zoom* na produção inicial de óleo. Levando em conta que a molhabilidade das esferas que preenchem a fratura é preferencial a água, é possível que exista a presença de óleo na fratura que não tenha sido eficientemente varrido. A taxa de produção

durante o ensaio 3 foi de 0,1889 cm³/dia, que é menor do que a do ensaio 2 (0,278 cm³/dia) que pode estar associado aos diferentes cenários de molhabilidade.

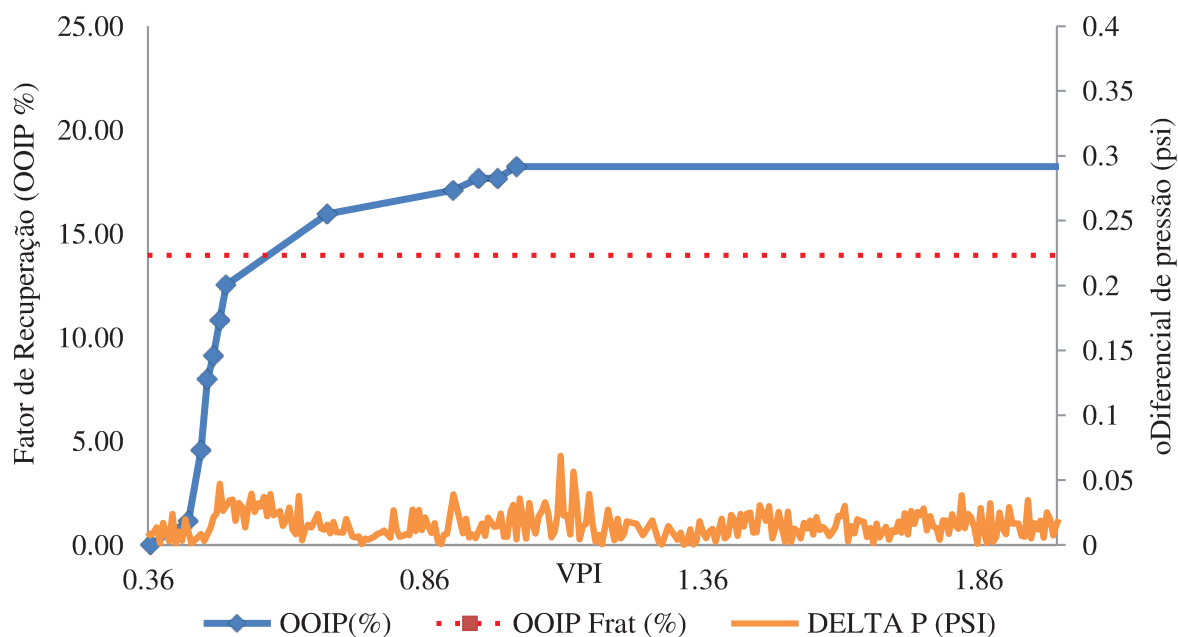


Figura 4.21. Zoom no Fator de Recuperação do Ensaio 3.

Novamente o ensaio 3 assim como os demais apresentou uma variação de pressão muito baixa dificultando a remoção do óleo das matrizes por variação de pressão, sendo esta baixa variação de pressão uma característica descrita na literatura para experimentos fraturados (Haugen *et al.*, 2007; Ferno *et al.*, 2010).

O ensaio 3 demonstrou o mesmo comportamento na produção de óleo dos demais ensaios que evidencia características do modelo utilizado, tais como: uma rápida produção inicial de um volume ligeiramente maior do que o volume da fratura; uma variação de pressão muito baixa e a estabilização da produção seguida por pequenos ganhos de produção.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os ensaios realizados mostraram diversas características sobre o modelo proposto bem como resultados significativos sobre a interação matriz e fratura. A metodologia se mostrou eficaz na aquisição e caracterização das matrizes rochosas, fratura e modelo de acordo com valores petrofísicos previstos na literatura para este tipo de reservatório. O uso das tomografias foi essencial para uma melhor compreensão do comportamento dos fluidos no modelo, além da confirmação de aspecto petrofísico frente a outros métodos utilizados.

Os resultados de recuperação dos Ensaios 1, 2 e 3 mostraram um sistema poroso onde a fratura domina o fluxo de fluidos, capaz de influenciar negativamente a produção, diminuindo drasticamente a resistência ao fluxo e a produção de óleo. Os sistemas de molhabilidade avaliados mostraram a influência dos fluidos utilizados em cada sistema, de acordo com a taxa média de produção do Ensaio 1 de 0,066 cm³/dia, do Ensaio 2 de 0,280 cm³/dia, e por fim, do Ensaio 3 de 0,1889 cm³/dia, enfatizando um comportamento diferente para cada óleo (Isoparafina e óleo morto) e condição de molhabilidade avaliada (ensaios com e sem envelhecimento). O Ensaio 1 utilizando o Swi, isoparafina e sem envelhecimento obteve um fator de recuperação de 41% enquanto o Ensaio 2 utilizando óleo morto e sem envelhecimento obteve um fator de recuperação de 26%. Por fim, o Ensaio 3 obteve um fator de recuperação de 19% utilizando óleo morto e o envelhecimento da amostra restaurando sua molhabilidade inicial. Vale ressaltar que os Ensaios 2 e 3 recuperaram um maior volume de óleo, mas não passaram pelo processo de Swi e, portanto, as amostras estavam 100% saturadas com óleo.

A proposta do trabalho foi cumprida com êxito perante condições não só desafiadoras como inovadoras tais como: o preenchimento da fratura com esfera fornecendo permeabilidade e porosidade ao modelo; condições de pressão e temperatura elevadas (pressão de injeção de 1000 psi e temperatura de 63°C) e escala laboratorial de testemunho. Pontos estes citados, carentes na literatura do tema em questão. Foi possível compreender melhor a influência da molhabilidade nos ensaios de recuperação e no comportamento do fluxo de fluidos no modelo de fratura proposto por meio das análises de balanço de massa e do uso de tomografias computadorizadas. Os principais pontos de evolução e desenvolvimento ao longo do trabalho resultaram no desenvolvimento de uma nova metodologia e aparato experimental para experimentos em rochas carbonáticas fraturadas.

5.1 Recomendações

Ao longo do desenvolvimento desta pesquisa, por se tratar de um experimento complexo e inovador, houve a necessidade de um processo de melhoria contínua durante o seu próprio desenvolvimento com o apoio de todo corpo técnico do LMMR. No entanto algumas possíveis melhorias pelo limitado tempo associado ao Mestrado, não puderam ser implementadas, sendo recomendadas para os trabalhos futuros, sendo listadas a seguir:

- Aprimorar o código de tratamento das imagens a fim de identificar e visualizar o comportamento de saturação de cada matriz isolada, permitindo uma melhor correlação do comportamento com os dados petrofísicos individuais das mesmas.
- Utilizar dopante no óleo, ou componentes dopantes nas águas a fim de que o CT dos fluidos mantenha uma diferença considerável entre si, para melhor visualização dos resultados de tomografia computadorizada.
- Utilizar outro material no preenchimento da fratura, com maior compactação, a fim de tentar diminuir a diferença entre os meios, ocasionando uma melhor visualização dos efeitos na escala utilizada (testemunho). Talvez a própria rocha moída em granulometria específica, uma vez que as esferas de vidro possuem molhabilidade preferencial a água.
- Analisar a possibilidade de utilizar uma fratura adaptada por impressão 3D, levando em consideração as condições do teste (pressão e temperatura) e limitações experimentais, como por exemplo o tomógrafo.
- Levar a amostra na condição de Swi antes da criação da fratura induzida e posteriormente realizar a montagem do modelo de fratura para ensaio.
- Para o experimento de molhabilidade MFT, utilizar um tubo de maior diâmetro com intuito de uma melhor visualização da distribuição do pó de rocha. Vale ressaltar que existem alguns parâmetros que podem mudar esta avaliação, como a mineralogia específica do pó de rocha, temperatura utilizada, e composição dos fluidos. Ainda, realizar o experimento nas condições de temperatura dos ensaios.
- Avaliar o uso de outras técnicas não destrutivas para a avaliação da molhabilidade tais como: Ângulo de contato e Índice Amott-Harvey.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdallah, W., Buckley, J.S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., Graue, A., Habashy, T.S.N.C., Hussain, H., Montaron, B & Ziauddin, M. (2007). Fundamentals of wettability. *Oilfield Review*. 19. 44-61.

Aguilera, R. (1999, July 1). Recovery Factors and Reserves In Naturally Fractured Reservoirs. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/99-07-DA

Amott, E.: Observations relating to wettability in porous rock. *Trans. A.I.M.E.*, 216, 156 (1959).

Anderson, W.G. Wettability literature survey - Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. United States: N. p., 1986. Web. doi:10.2118/13932-PA.

Anderson, W.G. Wettability literature survey - Part 2: Wettability measurement. United States: N. p., 1986. Web. doi:10.2118/13933-PA.

Alotaibi, M. B., Azmy, R., & Nasr-El-Din, H. A. (2010, January 1). Wettability Challenges in Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/129972-MS

Ahr, W. M., *Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*. New Jersey: John Wiley and Sons, 2008.

Barenblatt, G. I., Zheltov, I. P. and Kochina, I. N., 1960. Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rock. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 24 (5): 1286 – 1303.

Baker, R. O., & Kuppe, F. (2000, January 1). Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/63286-MS

Burchette. T.P., 2012, Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry. Geological Society, London, Special Publications, 370, 17-37.

Bourbiaux, B., 2010. Fractured reservoir simulation: a challenging and rewarding issue. *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP* 65 (2), 227-238

Bergosh, J. L., Marks, T. R., & Mitkus, A. F. (1985, January 1). New Core Analysis Techniques for Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13653-MS

Bergosh, J. L., & Lord, G. D. (1987, January 1). New Developments in the Analysis of Cores From Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16805-MS

Celik, M. S., & Somasundaran, P. (1980, January 1). Wettability Of Reservoir Minerals By Flotation And Correlation With Surfactant Adsorption. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9002-MS

Chandrasekhar, S., Sharma, H., & Mohanty, K. K. (2016, September 26). Wettability Alteration with Brine Composition in High Temperature Carbonate Rocks. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181700-MS

Craig, F.F.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) 3.

Crocker, M. E., & Marchin, L. M. (1988, April 1). Wettability and Adsorption Characteristics of Crude-Oil Asphaltene and Polar Fractions. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/14885-PA

Dake, L.P. (1978) Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier, 443 p.

Firoozabadi, A. Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs and Field Performance. Journal of Canadian Petroleum Technology, v.39, n.11, p.13-17, 2000.

Ferno, M. A., Haugen, A., & Graue, A. (2010, January 1). Visualizing Oil Displacement In Fractured Carbonate Rocks - Impacts On Oil Recovery At Different Hydrostatic Stress And Wettability Conditions. American Rock Mechanics Association.

Ferno, M.A., Steinsbo, M., Eide O., Ahmed A., Ahmed, K., Graue A. (2015, November 1). Parametric study of oil recovery during CO₂ injections in fractured chalk: Influence of fracture permeability, diffusion length and water saturation. Journal of Natural Gas Science and Engineering. Elsevier. doi.org/10.1016/j.jngse.2015.09.052

Haugen, A., Ferno, M. A., & Graue, A. (2007, January 1). Comparison of Numerical Simulations and Laboratory Waterfloods in Fractured Carbonates. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/110368-MS

Hirasaki, G. J. (1991, June 1). Wettability: Fundamentals and Surface Forces. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/17367-PA

Ghasemi, M., Astutik, W., Alavian, S., Whitson, C. H., Sigalas, L., Olsen, D., & Suicmez, V. S. (2017, May 5). Tertiary-CO₂ Flooding in a Composite Fractured-Chalk Reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/186046-MS

Graue, A., Moe, R. W., & Bognø, T. (2000, October). Impacts of wettability on oil recovery in fractured carbonate reservoirs. In Reviewed Proc.: 2000 International Symposium of the Society of Core Analysts, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

George V. Chilingar & T. F. Yen (1983): Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks, II, Energy Sources, 7:1, 67-75

Golf-Racht, T. D. V. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier, 1982.

Gilman, J. R., Wang, H., Fadaei, S., & Uland, M. J. (2011, January 1). A New Classification Plot for Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/146580-MS

Hensel, W. M. (1989, December 1). A Perspective Look at Fracture Porosity. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16806-PA

Jones, F. O. (1975, January 1). A Laboratory Study of the Effects of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/4569-PA

Kazemi, H. (1969, December 1). Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/2156-A

Lemonnier, P., Bourbiaux, B., Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. State of the Art - Part 2: Matrix-Fracture Transfers and Typical Features of Numerical Studies, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 65 (2010), No. 2, pp. 263-286

Lima, M. M. B. Efeito do íon sulfato na injeção de água de salinidade projetada em carbonatos. 2016. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Campinas, SP

Lian, P., & Cheng, L. (2012, March 1). The Characteristics of Relative Permeability Curves in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154814-PA

Machado, G. C. Histerese nas Curvas de Permeabilidade Relativa Trifásica em Carbonatos Usando Tomografia Computadorizada de Raios-X. 2013. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Campinas, SP

Mattax, C. C., & Kyte, J. R. (1962, June 1). Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187-PA

Morrow, N. R. (1990, December 1). Wettability and Its Effect on Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21621-PA

Mwangi, P., Brady, P. V., Radonjic, M., Thyne, Ge. The effect of organic acids on wettability of sandstone and carbonate rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering. Volume 165, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.033>.

Mwangi, P. M., Thyne, G., Rao, D. Extensive experimental wettability study in sandstone and carbonate-oil-brine systems: Part 1 Screening tool development Society of Core Analysts (2013), pp. SCA2013-S2084

Mwangi, P. M. "The Role of Surface Active Compounds in Crude Oil on Reservoir Wettability." (2017). LSU Doctoral Dissertations. 4353. https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_dissertations/4353

Nelson, R. A. (1976, January 1). An Experimental Study of Fracture Permeability in Porous Rock. American Rock Mechanics Association.

Nelson, R. A., Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Texas: Gulf Publishing Company. Second Edition. 2001.

Nolen-Hoeksema, R. (2016). Richard Nolen-Hoeksema: "Defining Wettability," Oilfield Review (First online June 20, 2016).. Oilfield Review.

Nunez, R. R. B. Investigation of Dissolution Effects on Dolomite Porous Media Under Carbonated Water Injection. 2017. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Campinas, SP.

Paiva, H.P. Simulação da Recuperação de Petróleo em Reservatórios Naturalmente Fraturados. 2012. 177p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

Parsons, R. W. (1966, June 1). Permeability of Idealized Fractured Rock. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1289-PA

Pooladi-Darvish, M., & Firoozabadi, A. (2000, March 1). Cocurrent and Countercurrent Imbibition in a Water-Wet Matrix Block. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/38443-PA

Pires, L.C.O. Escoamento de Fluidos em Meios Porosos Fraturados E Recuperação Avançada Pela Injeção de Águas de Composição Projetada. 2018. 197p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

Rangel-German, E.R.; Kovscek, R.A (2006). Time-dependent matrix-fracture shape factors for partially and completely immersed fractures. JPSE, 54, 149–163.

Rosa, A. J., Carvalho, R. de S., Xavier, J. A. D. (2006). Engenharia de 69 Reservatórios de Petróleo; Interciência.

Rust, C. F. (1957, January 1). A Laboratory Study of Wettability Effects on Basic Core Parameters. Society of Petroleum Engineers.

Saalfeld, R.Q. Simulação da Reservatórios Naturalmente Fraturados Utilizando Modelos Equivalentes de Porosidade Simples. 2016. 105p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

Schlumberger, (2007). Schlumberger Carbonate Reservoirs: Meeting Unique Challenges to Maximize; http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_carbonate_reservoirs_07os003.ashx.

Stearns, D.W., and M. Friedman, 1972, "Reservoirs in Fractured Rock," American Association of Petroleum Geology, Memoir 16, pp. 82–100.

Lucia, J. F., Carbonate Reservoir Characterization. Berlin: Springer-Verlag, 2007.

Tang, G.-Q., & Firoozabadi, A. (2001, December 1). Effect of Pressure Gradient and Initial Water Saturation on Water Injection in Water-Wet and Mixed-Wet Fractured Porous Media. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/74711-PA

Teixeira, W., Toledo, M.C.M., Fairchild, T., Taioli, F. – Minerais e Rochas: Constituintes da Terra Sólida. Decifrando a Terra, 2º ed., Cap 2, USP, São Paulo, 2009.

Treiber, L. E., & Owens, W. W. (1972, December 1). A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/3526-PA

VIDAL VARGAS, J., A. Determinação dos parâmetros de convecção- dispersão- transferência de massa em meio poroso usando tomografia computadorizada. 2015. 207 p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/265818>>. Acesso em: 15 fev. 2019.

Young, T. (1805) An Essay on the Cohesion of Fluids. Philosophical Transactions of the Royal Society of London, 95, 65-87. <http://dx.doi.org/10.1098/rstl.1805.0005>

APÊNDICE A – ROCHAS NATURALMENTE FRATURADAS

Inicialmente todas as amostras disponíveis foram tomografadas saturadas com ar, para que houvesse uma pré-caracterização por meio das tomografias das amostras com fraturas naturais e as não fraturadas utilizando o software *OSIRIS*.

Após a análise visual das imagens as amostras foram catalogadas com base em dois critérios principais sendo:

- **Continuidade da fratura ao longo das amostras.** Este critério foi estabelecido a partir do planejamento da realização das fraturas induzidas nas amostras não fraturadas. O objetivo era que a fratura produzida naturalmente pelos processos de tensões que a formação foi submetida detivesse o máximo de semelhança possível com a fratura que seria induza posteriormente.
- **Angulosidade da fratura.** Em paralelo com o primeiro critério, uma amostra que obtivesse um ganho de angulosidade muito acentuado fugiria da similaridade desejado coma rocha convencional fraturada.

A Figura A.1 mostra tomografias típicas das amostras naturalmente fraturadas. Baseado nos critérios de escolha descritos, as duas amostras naturalmente fraturadas foram nomeadas como: AF1 e AF2.

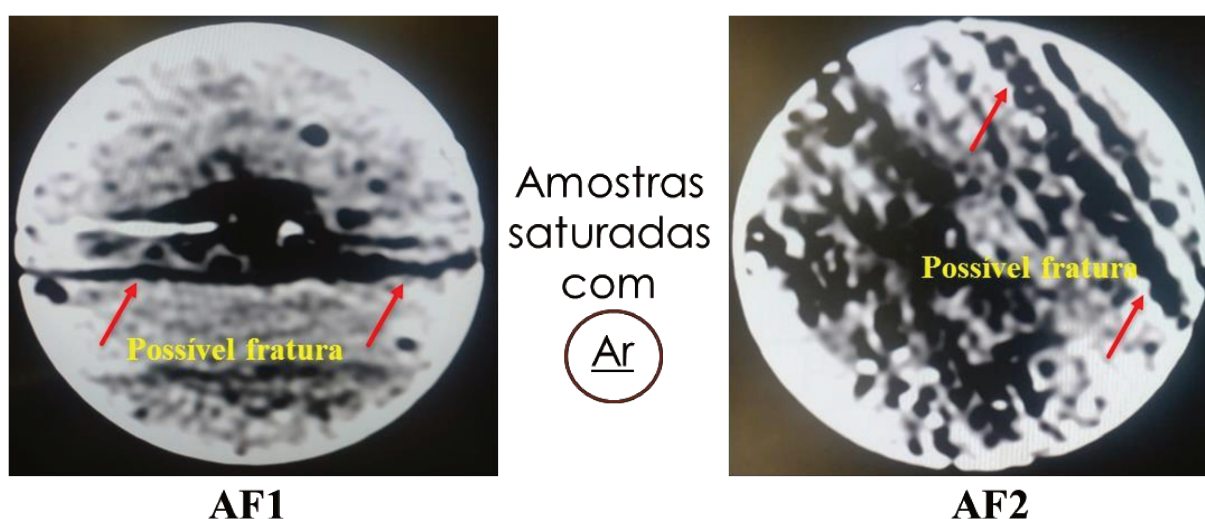


Figura A.1 - Tomografias das seções médias das amostras naturalmente fraturadas saturadas com ar. As setas indicam a possível presença de fraturas.

A Figura A.2 mostra as amostras naturalmente fraturadas e convencionais escolhidas.

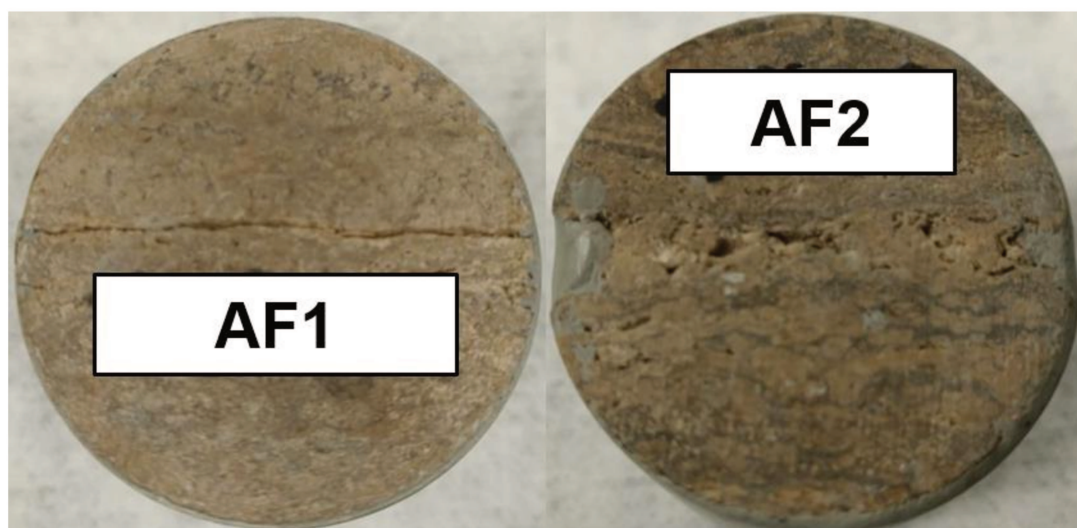


Figura A.2 - Vista da face superior das amostras naturalmente fraturadas.

No entanto após a saturação das amostras com nitrogênio, novas tomografias foram realizadas e análise mostrou diferenças nas imagens, principalmente nas características da fratura como mostra as Figuras A.3 E A.4.

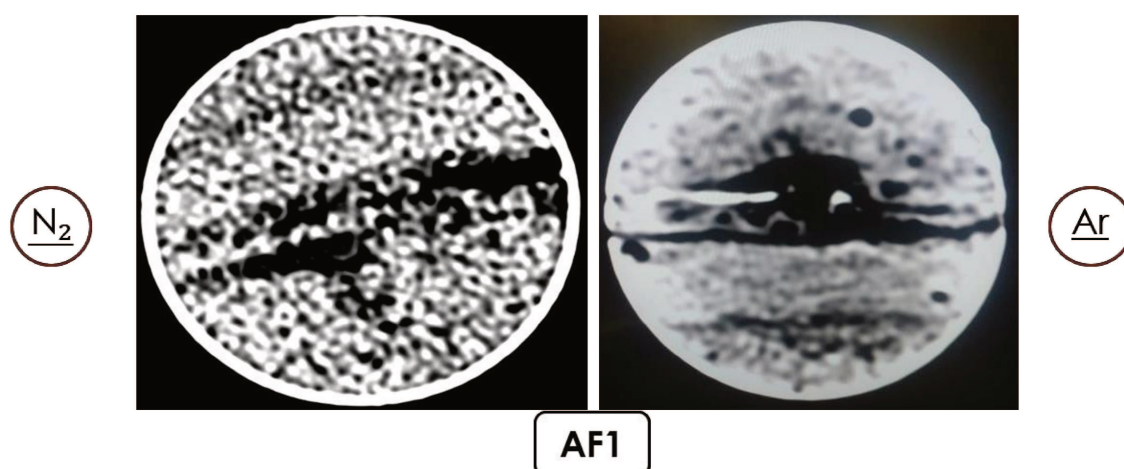


Figura A.3 -Comparação entre as tomografias das amostras AF1 saturada com nitrogênio e ar.

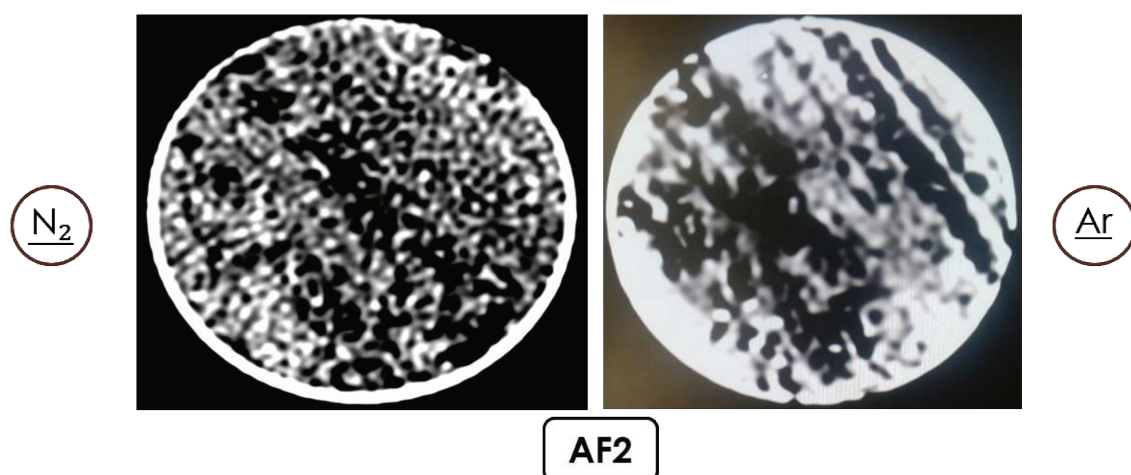


Figura A.4 -Comparação entre as tomografias das amostras AF2 saturada com nitrogênio e ar.

A mudança do fluido de saturação e um melhor conhecimento da ferramenta de análise permitiu um melhor ajuste da escala, permitindo concluir que a caracterização da fratura natural não era possível uma vez que dentro da escala de uso do tomógrafo o que era entendido como uma sequência de fratura podia ser na verdade poros menores do que a resolução permite ver ou *vugs* na amostra. Portanto a partir destas observações, optamos por não avaliar as amostras naturalmente fraturadas.

APÊNDICE B – SATURAÇÃO DE ÁGUA INICIAL DO MODELO (ENSAIO 1)

As técnicas utilizadas no Ensaio 1 em conjunto com o deslocamento da água pelo óleo são melhores descritas abaixo:

- **Fluir óleo a temperatura do teste:** utilizando o óleo a temperatura de 63°C como fluido deslocante.
- **Fluir óleo a temperatura ambiente:** Com a intenção de aumentar a viscosidade do óleo e por sua vez diminuir a razão de mobilidade
- **Variação do lado de injeção:** No experimento com o uso da película hidrofóbica, utilizamos a injeção dos dois lados do coreholder para forçar a remoção de mais água de formação.
- **Choques de vazão:** Com intuito de promover um maior arrasto de água, a vazão de injeção foi alternada de 0.1, 0.5, 1, 2, 5 e 10 (cc/min).
- **Aumento da pressão de injeção:** Aumentando a pressão da *backpressure*, requerendo uma pressão de injeção maior para produção de fluidos, e assim possivelmente atingir os poros mais externos da amostra.
- **Vácuo controlado:** Utilizando uma bomba de vácuo na saída da amostra, foi realizado o vácuo controlado em um sistema de produção sem *backpressure* para retirada da água. A bomba de vácuo é desligada quando se alcança valores próximos 10^{-1} mbar para evitar a possível evaporação da água.

O valor de S_{wi} do Ensaio 1 foi alcançado por meio das técnicas acima.