



AVALIAÇÃO DE TESTES DE PERMEABILIDADE RELATIVA UTILIZANDO  
TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X

Kassem Kalife Nege

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Paulo Couto, Dr.Eng.

Rio de Janeiro

Junho de 2020

AVALIAÇÃO DE TESTES DE PERMEABILIDADE RELATIVA UTILIZANDO  
TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X

Kassem Kalife Nege

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Orientador: Paulo Couto

Aprovada por: Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.  
Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.  
Prof. Luca Moriconi, D.Sc.  
Dr. Andre Luiz Martins Compan, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2020

Nege, Kassem Kalife

Avaliação de Testes de Permeabilidade Relativa Utilizando Tomografia Computadorizada de Raios X/ Kassem Kalife Nege. - Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2020.

XII, 70 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 67-70.

1. Permeabilidade relativa. 2. Tomografia de raios X. 3. Petrofísica. I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar gostaria de agradecer a Deus, em todas as suas formas de manifestação. Agradecer a minha família, em especial aos meus pais, Clarice e Nege, e a minha avó Leonilda, que fizeram de tudo para me ajudar em toda minha trajetória acadêmica.

Agradecer a todos meus amigos que de alguma forma estiverem sempre presentes me ajudando no que fosse necessário.

Agradecer ao suporte oferecido pela equipe da PETROBRAS, em especial ao Luciano dos Reis e André Compan por toda ajuda e discussões dos resultados.

Além disso, agradecer a equipe do LRAP, em especial ao meu orientador Paulo Couto, pela oportunidade concedida e por todo o apoio para realizar essa pesquisa.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DE TESTES DE PERMEABILIDADE RELATIVA UTILIZANDO  
TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X

Kassem Kalife Nege

Junho/2020

Orientador: Paulo Couto

Programa: Engenharia Civil

Tendo em vista a importância das curvas de permeabilidade relativa (KREL) na previsão de produção de reservatórios, este trabalho tem como objetivo avaliar ensaios de KREL utilizando tomografia computadorizada de raios X. Através das imagens de tomografia foi possível obter os perfis de porosidade e saturação durante os testes de injeção de água, que foram comparados e discutidos com resultados dos testes de KREL e petrofísica básica. Além disso, foi possível fazer uma análise qualitativa do escoamento das amostras, avaliando o processo de desenvolvimento da frente de avanço da água de injeção e a possível existência do efeito capilar de borda. O resultado final foi a obtenção e avaliação das curvas de KREL através do ajuste de histórico utilizando as curvas de parametrização do tipo LET. As curvas de pressão e produção, simuladas a partir das curvas de KREL obtidas, apresentaram bons ajustes aos dados experimentais.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ASSESSMENT OF RELATIVE PERMEABILITY EXPERIMENTS USING X-RAY  
COMPUTED TOMOGRAPHY

Kassem Kalife Nege

June/2020

Advisor: Paulo Couto

Department: Civil Engineering

In view of the importance of relative permeability curves (KREL) in reservoir production prediction, this work aims to evaluate KREL experiments using x-ray computed tomography. Through tomography images it was possible to obtain porosity and saturation profiles during coreflood tests, which were compared and discussed with KREL and basic petrophysics experimental results. In addition, it was possible to make a qualitative analysis of the flow through the samples, evaluating the development process of the injection water front and the possible existence of the capillary end effect. The final result was to obtain and evaluate the KREL curves by history matching using a LET type parameterization curves. The pressure and production curves, simulated from the obtained KREL curves, showed good adjustments to the experimental data.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	IX
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	XI
<b>LISTA DE SÍMBOLOS E NOMENCLATURAS</b> .....	XII
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO .....	1
1.2. OBJETIVOS .....	5
<b>2. REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	7
2.1. SATURAÇÃO DE FLUIDOS .....	7
2.2. MOLHABILIDADE .....	8
2.3. PRESSÃO CAPILAR.....	8
2.4. PERMEABILIDADE ABSOLUTA .....	10
2.5. EFEITO CAPILAR DE BORDA.....	12
2.6. VALIDADE DA LEI DE DARCY .....	13
2.7. PERMEABILIDADE RELATIVA .....	14
2.8. MÉTODOS DE OBTENÇÃO DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA.....	15
2.8.1. REGIME TRANSIENTE.....	15
2.9. TEORIA DO DESLOCAMENTO IMISCÍVEL NO MEIO POROSO EM UMA DIMENSÃO.....	17
2.9.1. EQUAÇÃO DO FLUXO FRACIONÁRIO.....	18
2.9.2. EQUAÇÃO DA TAXA DE AVANÇO FRONTAL.....	21
2.10. PARAMETRIZAÇÃO DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA .....	24
2.10.1. COREY.....	24
2.10.2. SIGMUND & MCCAFFERY .....	25
2.10.3. CHIERICI.....	25
2.10.4. LET.....	26
2.11. TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X.....	27
<b>3. METODOLOGIA</b> .....	29
3.1. MODELO MATEMÁTICO PARA OBTENÇÃO DAS CURVAS DE KREL.....	31
3.2. ANÁLISES DAS IMAGENS DE TOMOGRAFIA.....	31

3.3.	ETAPAS DOS ENSAIOS DE KREL EM CONDIÇÃO DE LABORATÓRIO E REGIME TRANSIENTE COM UTILIZAÇÃO DO TOMÓGRAFO MÉDICO.....	34
<b>4.</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>36</b>
4.1.	MICROTOMOGRÁFIA E PETROFÍSICA BÁSICA.....	36
4.2.	PERFIL DE POROSIDADE.....	38
4.3.	INJEÇÃO DE ÁGUA AMOSTRA A.....	40
4.4.	INJEÇÃO DE ÁGUA AMOSTRA B.....	45
4.5.	PERMEABILIDADE RELATIVA ÁGUA-ÓLEO.....	53
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>65</b>
<b>6.</b>	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>67</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ascensão capilar em um sistema água/óleo.....	9
Figura 2. (a) Perfil de distribuição de saturação (b) Zoom no poro na face de saída (c) Pressões do sistema, onde $P_c$ é a pressão capilar.....	11
Figura 3. Ilustração do que ocorre no escoamento no momento do breakthrough.....	12
Figura 4. Esquemático do aparato utilizado no experimento de Darcy.....	13
Figura 5. Exemplo esquemático de Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo.....	15
Figura 6. Etapas do ensaio de permeabilidade relativa em regime transiente.....	16
Figura 7. Fluxo linear inclinado de dois fluidos imiscíveis.....	18
Figura 8. Curva do fluxo fracionário de água.....	21
Figura 9. Elemento de meio poroso.....	21
Figura 10. Partes das curvas de KREL que os parâmetros LET tem domínio.....	27
Figura 11. Esquema simplificado dos equipamentos no ensaio de KREL.....	31
Figura 12. Esquema do teste de permeabilidade relativa com a utilização do Tomógrafo médico.....	35
Figura 13. Imagens microtomográficas da amostra A (Resolução 34,905 $\mu\text{m}$ ).....	36
Figura 14. Imagens microtomográficas da amostra B (Resolução 39,730 $\mu\text{m}$ ).....	37
Figura 15. Perfil de porosidade ao longo do eixo de escoamento – Amostra A.....	39
Figura 16. Perfil de porosidade ao longo do eixo de escoamento Amostra B.....	40
Figura 17. Perfis de saturação sem correção em diferentes tempos ao longo do teste de injeção de água na amostra A.....	43
Figura 18. Perfis de saturação de água com correção em diferentes tempos ao longo do teste de injeção de água na amostra A.....	43
Figura 19. Imagem tomográfica 3D da frente de avanço (13s – esquerda 59s-direita) – Amostra A.....	44
Figura 20. Imagem tomográfica 2D da frente de avanço (13s – esquerda 59s -direita Amostra A. ....	44
Figura 21. Perfis de saturação de água com correção em diferentes tempos ao longo do teste de injeção de água na amostra B.....	46
Figura 22. Imagem tomográfica 3D do tempo 4h28m (quanto maior a intensidade do azul, maior a saturação de água).....	47
Figura 23. Imagens tomográficas 2D do tempo 98s, 195s e 253s respectivamente (seta indicando o sentido de fluxo).....	48

Figura 24. Imagens tomográficas 3D do tempo 98s, 195s e 253s respectivamente (seta indicando o sentido de fluxo).....	48
Figura 25. Perfis de saturação na etapa de aumento de vazões.....	49
Figura 26. Imagens tomográficas 2D nos momentos antes e depois do Bump2.....	50
Figura 27. Imagens tomográficas 2D nos momentos Bump4 e Bump8.....	51
Figura 28. Imagens tomográficas 2D no momento depois do bump16.....	52
Figura 29. Imagens tomográficas 3D nos momentos antes e depois dos bumps.....	53
Figura 30. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo amostra A.....	55
Figura 31. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo adimensionais - amostra A.....	55
Figura 32. Resultados de produção do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra A.....	56
Figura 33. Resultados de pressão do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra A.....	56
Figura 34. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo amostra B.....	59
Figura 35. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo adimensionais - amostra B.....	59
Figura 36. Resultados de produção do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra B.....	60
Figura 37. Resultados de pressão do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra B.....	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Propriedades petrofísicas.....	38
Tabela 2. Valores de saturação de água obtida pelos dois métodos.....	41
Tabela 3. Valores de saturação de água obtida pelos dois métodos no ensaio de KREL da amostra B.....	46
Tabela 4. Valores de saturação de água nos momentos de aumento de vazão no final do teste da amostra B.....	49
Tabela 5. Curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário água-óleo amostra A.....	57
Tabela 6. Curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário água-óleo amostra ...	61
Tabela 7. Parâmetros LET das curvas de permeabilidade relativa.....	62
Tabela 8. Pontos Terminais das Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo.....	63

## LISTA DE SÍMBOLOS E NOMENCLATURAS

$A$	Área transversal
<i>breakthrough</i>	Momento do teste de KREL em que a água de injeção começa a ser produzida.
<i>bumpflow</i>	Aumento de vazão no final do teste
$dP$	Diferencial de pressão (psi)
$f$	Fluxo fracionário (fração)
$F_c$	Fator de correção
$FR$	Fator de recuperação de óleo
$g$	Constante gravitacional (981 cm/s <sup>2</sup> )
<i>holder</i>	Célula de aço utilizada nos ensaios para confinamento de amostras de rocha
$I$	Intensidade do feixe de raios X depois que ele passou por um objeto de comprimento $L$
$I_0$	Intensidade do feixe de raios X que incidiu na amostra
$k$	Permeabilidade absoluta (Darcy)
$k_{ef}$	Permeabilidade efetiva (Darcy)
$k_{o@Swi}$	Permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inicial ou simplesmente “permeabilidade ao óleo na saturação de água inicial”
$k_{rp}$	A razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta ( $k$ ), sufixo indica o fluido.
$k_{ra@Sa, inicial}$	Permeabilidade relativa ao fluido “ $a$ ” no início do processo
$k_{rb@Sb, final}$	Permeabilidade relativa ao fluido “ $b$ ” no final do processo de deslocamento
$k_{ro}^{max}$	Permeabilidade relativa máxima do óleo
$k_{rw}^{max}$	Permeabilidade relativa máxima da água
$k_{w@Sor}$	Permeabilidade efetiva à água na saturação de óleo residual ou simplesmente “permeabilidade à água na saturação de óleo residual”
KREL	Permeabilidade relativa (fração)
$L$	Comprimento (cm)
$N_p$	Volume acumulado (cm <sup>3</sup> )
$\Delta P$	Diferencial de pressão (psi)
$P$	Pressão (psi)

$P_c$	Pressão capilar (psi)
$q$	vazão (cm <sup>3</sup> /s)
$S$	Saturação (fração), subscrito indicando o fluido
$S_w^{cross}$	Saturação (fração) de água de cruzamento das curvas de permeabilidade relativa
$S_{or}$	Saturação de óleo residual
$S_{wi}$	Saturação de água conata ou irreduzível
$t$	Tempo (segundos)
$v_f$	Velocidade aparente do fluido indicado no sufixo (f)
$\mu$	Viscosidade (cP)
$\mu_i$	Coefficiente de atenuação linear (m <sup>-1</sup> ).
$\rho$	Massa específica (g/cm <sup>3</sup> ), sufixo indica o fluido
$\Phi$	Porosidade (fração)
$\lambda_f$	Mobilidade do fluido indicado no sufixo
$\gamma$	tensão interfacial entre a água e o óleo

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO**

A caracterização petrofísica do reservatório é uma etapa fundamental para a avaliação do reservatório, buscando representar da melhor forma possível o modelo geológico. Para a declaração de reservas comerciais de petróleo, os reservatórios necessitam passar por estudos de viabilidade técnica e econômica. Para isso, é realizada uma estimativa do volume de reservas, do fator de recuperação do óleo, e de curvas de produção ao longo da vida útil de produção. Os investimentos só serão levados a frente se a receita obtida com a comercialização dos fluidos a serem produzidos conseguir ultrapassar significativamente os valores dos gastos nos investimentos e descomissionamento dos equipamentos.

A precisa estimativa das curvas de produção de óleo, gás e água dos reservatórios é um dos maiores desafios da Indústria do Petróleo. Através destas curvas é possível obter informações sobre a quantidade e capacidade de produção de fluidos que se espera do reservatório, tendo total influência no planejamento de desenvolvimento do campo, como: quantidade e distribuição dos poços de produção e injeção; dimensionamento e quantidade das Unidades de Exploração e Produção que serão utilizadas no campo; utilidades, unidades de tratamento, métodos de recuperação avançada; entre outros.

Para se obter com precisão as curvas de produção, é necessário dispor das propriedades dos fluidos e das propriedades petrofísicas das rochas do reservatório. Além disso, é preciso ter o domínio das leis físicas que regem o escoamento dos fluidos nos meios porosos para a obtenção dessas informações. As curvas de permeabilidade relativa são utilizadas para prever quantitativamente a produção de duas ou mais fases imiscíveis dentro de um meio poroso.

Para a estimativa em laboratório dessas curvas de permeabilidade relativa é necessário dispor de amostras de rocha representativas do reservatório em questão. Estas são submetidas a ensaios que mimetizam o processo de exploração que ocorrerá no campo de produção, fornecendo parâmetros de escoamento multifásico em meio poroso. Estes são alguns dos parâmetros de entrada para os simuladores de reservatório que preveem as curvas de produção e pressão na escala de campo, sendo os principais parâmetros na definição das curvas de produção, utilizadas posteriormente no processo de tomada de decisão.

Trabalhar em escala laboratorial tem suas vantagens em relação aos testes de campo, principalmente pelo fato de que em escala de campo não é possível isolar efeitos concorrentes para se obter um estudo mais aprofundado de um determinado parâmetro. Entretanto, os ensaios laboratoriais podem apresentar limitações e representatividade restrita quando comparados à escala de campo. Uma das distorções que ocorre em ensaios multifásicos de fluxo em amostras de rocha é a descontinuidade capilar que ocorre na porção final da amostra. À jusante da extremidade, a pressão capilar passa a ser nula, causando um efeito capilar de borda. Esse artefato laboratorial provoca uma acumulação da fase molhante na extremidade terminal da amostra, influenciando os perfis de distribuição de saturação e diferenciais de pressão. Uma das alternativas para a redução desse efeito capilar de borda é a aplicação de uma vazão maior do fluido de injeção no final do teste (*bumpflow*).

Existem dois métodos principais que são utilizados na obtenção das curvas de permeabilidade relativa em laboratório: 1) injeção de fluidos em regime transiente e 2) injeção de fluidos em regime permanente. O método transiente consiste em deslocar um fluido do interior do meio poroso através da injeção de outro fluido a vazão constante ou pressão constante. O método permanente consiste em injetar simultaneamente dois

fluidos na amostra de rocha em proporções crescentes de um dos fluidos, mantendo-se constante a soma das vazões destes dois fluidos (VIÉGAS, 2017).

O método permanente oferece a vantagem de uma interpretação no equacionamento mais simples em comparação ao transiente, porém a sua desvantagem é que demanda um grande intervalo de tempo (AKHLAGHINIA *et. al.*, 2014). Por outro lado, o método transiente, apesar de envolver uma interpretação mais complexa, têm como vantagem a sua rapidez em relação ao método permanente (ORTIZ *et. al.*, 2017).

A abordagem de cálculo no método transiente pode ser classificada de duas formas: analíticos (diretos) e numéricos (iterativos). A abordagem analítica utiliza a teoria desenvolvida por BUCKLEY e LEVERETT (1941). Suas equações modelam o deslocamento causado a um fluído por outro dentro de um sistema poroso, levando-se em consideração um fluxo laminar, homogêneo e isotrópico, fluidos são considerados incompressíveis, não ocorre mudança de fases e as forças capilares são desprezadas. Essa abordagem foi estendida por WELGE (1952) que obtém a razão de permeabilidades relativas em função da saturação de água dos dados experimentais, além disso, demonstrou o cálculo de saturações médias nas regiões invadidas, as quais são utilizadas para a determinação da eficiência do deslocamento. JOHNSON *et al.* (1959) e JONES e ROSZELLE (1978) apresentaram métodos para a obtenção das permeabilidades relativas através da interpretação dos ensaios experimentais, sendo que o último apresentou uma técnica gráfica na interpretação. Os métodos iterativos são resolvidos através de uma simulação numérica. A partir de um par de curvas pré-definidas de permeabilidade relativa é possível realizar uma simulação numérica que produzem curvas de produção e pressão que possam ser ajustados com os resultados laboratoriais. Em cada passo da iteração os parâmetros das curvas de permeabilidade relativa são otimizados, de forma que o ajuste dos dados simulados com os dados experimentais atinja um critério de

convergência. Essa abordagem, conhecida como “método por estimação de parâmetros” tem sido amplamente utilizada por diversos autores, tais como AKHLAGHINIA *et al.* (2014) GRATTONI e BIDNER (1990), MEJIA *et al.* (1996) e VIEGAS (2017).

A estimativa das curvas de permeabilidade relativa partir a partir de dados experimentais é um problema inverso. A solução desse problema é obtida através de um processo de minimização de uma função objetivo que indica a diferença existente entre os resultados experimentais e os simulados obtidos através das curvas de permeabilidade relativa parametrizadas (AMBRUS *et. al*, 2004).

O resultado do processo de ajuste de histórico está ligado ao tipo de parametrização adotada para a curva de permeabilidade relativa. A curva de COREY (1954) foi uma das primeiras parametrizações empregadas na literatura, é uma função simples de lei da potência com apenas um parâmetro empírico: a própria potência. Valores de saturação residual de óleo,  $S_{or}$  e saturação inicial de água,  $S_{wi}$ , geralmente não são considerados parâmetros ajustáveis neste modelo. Após Corey, uma outra expressão mais flexível e que foi muito utilizada foi a de CHIERICI (1981), que propôs um segundo parâmetro de correlação com base na função exponencial. Entretanto, esses modelos tem suas limitações para alcançar um resultado aceitável. Diversos autores apontam que essas curvas não possuem flexibilidade suficiente para representar fielmente as curvas de permeabilidade relativa (KREIG e WATSON, 1987; LOMELAND, 2005; MEJIA *et. al.*, 1996; e SYLTE, 2004).

Uma forma de parametrização que vem sendo utilizada (EBELFOTOFT *et. al.* (2014), CHUKWUDEME *et. al.* (2011)) é a correlação de LET (LOMELAND *et. al.*, 2005) composta por 3 parâmetros  $L$ ,  $E$  e  $T$  que dão flexibilidade na obtenção da curva numa ampla faixa de saturação.

Os ensaios de permeabilidade relativa estão relacionados com a saturação de fluidos e, devido a isso, técnicas para obtenção de perfis de distribuição de saturação vêm sendo aplicadas para melhor entender esse fenômeno. BOYER *et. al.* (1947) foram os primeiros a propor o uso de imageamento por raios X para a obtenção de perfis de saturação. A utilização de tomografia por raios X permite a investigação do comportamento interno nos escoamentos multifásicos e constantemente vem sendo empregada para a obtenção de perfis de distribuição da saturação dos fluídos (SIDDIQUI e KHAMEES, 2005; WELLINGTON e VINEGAR, 1987; e ZHANG *et. al.* 2014).

A teoria envolvida na obtenção da saturação de fluidos através de equipamentos que façam a medida da transmissão de raios X, se baseia nos fundamentos teóricos relacionados com a lei enunciada em 1870 por Lambert-Beer. Na interação dos fótons com diferentes materiais podem ocorrer diversos processos com os fótons, os mesmos podem ser absorvidos, desviados, difratados, refratados ou transmitidos através dos materiais. No fenômeno de absorção de fótons, ocorre a emissão de elétrons, luz visível e raios X. Quando estes fótons passam através de um objeto sólido, a atenuação dos raios X segue a lei de Lambert-Beer (1870).

## **1.2. OBJETIVOS**

No contexto exposto, o presente trabalho tem como objetivo acompanhar ensaios de permeabilidade relativa utilizando tomografia computadorizada de raios X. Através da tomografia de raios X será possível obter os perfis de porosidade e saturação para ser comparados e discutidos com os resultados de petrofísica básica e resultados do teste de KREL<sup>1</sup>. Além disso, será feita uma análise qualitativa do escoamento das amostras,

---

<sup>1</sup>Denomina-se assim os ensaios realizados em amostras de rocha através da injeção de água para deslocamento de óleo. Através das leituras de produção de óleo e pressão do teste é possível se obter as permeabilidades relativas dos fluídos.

avaliando o processo de desenvolvimento da frente de avanço da água de injeção e do efeito capilar de borda (artefato laboratorial), se existente.

O objetivo final será a avaliação das curvas de permeabilidade relativa que serão obtidas através do ajuste de histórico utilizando as curvas de parametrização do tipo LET.

## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1. SATURAÇÃO DE FLUIDOS

Os volumes dos diferentes fluidos nos poros das rochas definem o valor econômico de um reservatório. De acordo com ROSA *et. al.* (2006), os espaços vazios de uma rocha podem estar parcialmente preenchidos por líquidos e gases.

Define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso como sendo a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido, ou seja, se houver somente um fluido no poro a sua saturação será de 100%. A saturação de óleo ( $S_o$ ), água ( $S_w$ ) e gás ( $S_g$ ) é o percentual do volume poroso ( $V_p$ ) ocupado por cada uma dessas fases:

$$\text{Saturação de óleo: } S_o = \frac{V_o}{V_p}; \quad (1)$$

$$\text{Saturação de gás: } S_g = \frac{V_g}{V_p}; \quad (2)$$

$$\text{Saturação de água: } S_w = \frac{V_w}{V_p}; \quad (3)$$

$$\text{Sendo: } S_o + S_g + S_w = 1 \quad (4)$$

Conforme a escala temporal geológica, inicialmente a rocha reservatório só continha água, que foi deslocada parcialmente pelo óleo/gás durante a migração. Sendo assim, na zona portadora de hidrocarbonetos sempre existirão dois ou mais fluidos (água/óleo; água/gás ou água, óleo e gás). Na sua descoberta, a saturação de água presente no reservatório é chamada de saturação de água inicial ou conata/inata ( $S_{wi}$ ).

Existem duas formas para se determinar a saturação de fluidos: os métodos diretos e indiretos. Nos métodos diretos, as saturações dos fluidos são determinadas a partir de ensaios laboratoriais em amostras de rochas retiradas da formação. Nos métodos

indiretos, a saturação é determinada pela medida indireta de alguma propriedade física da rocha (perfilagem de poço).

## **2.2. MOLHABILIDADE**

A definição de molhabilidade é tida como a tendência de um fluido de se espalhar ou aderir preferencialmente em uma superfície sólida na presença de outro fluido imiscível. Na rocha reservatório, a superfície sólida é o arcabouço da rocha e os fluidos são água, óleo e/ou gás contidas nos poros. A fase que está aderida preferencialmente à superfície sólida (arcabouço) é denominada fase molhante e a outra fase é denominada fase não molhante. A forma da interface entre fluidos imiscíveis resulta da interação entre as forças moleculares que atuam nas interfaces líquido-líquido e líquido-sólido (CRUZ, 2015).

## **2.3. PRESSÃO CAPILAR**

Os fenômenos capilares acontecem nas rochas devido aos seus poros estarem preenchidos com dois ou mais fluidos imiscíveis. Nesse sistema há uma interface que separa os fluidos onde pode ocorrer uma descontinuidade de pressão. Essa diferença de pressão existente na interface é chamada de Pressão Capilar ( $P_c$ ), conforme o seguinte equacionamento:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (5)$$

onde,  $P_{nm}$  é a pressão na fase não molhante e  $P_m$  é a pressão na fase molhante.

Para a compreensão das interações dos fluidos dentro do meio poroso é realizada uma analogia dos poros com tubos capilares através dos conceitos de pressão juntamente com a equação de Young-Laplace (Figura 1).

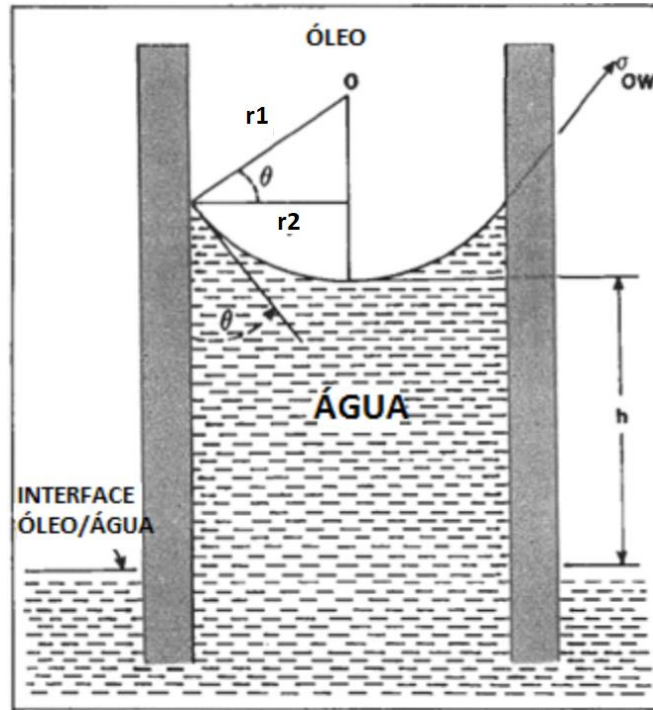


Figura 1. Ascensão capilar em um sistema água/óleo. Adaptado de TIAB E DONALDSON (2004).

A Figura 1 faz uma representação da interação de dois líquidos imiscíveis (água e óleo). Pode ser observada a existência de dois raios: raio do capilar ( $r_2$ ) e o de curvatura da interface ( $r_1$ ) que se aplicados em um contexto de pressão capilar através das equações de Laplace, obtemos:

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{r_2} \quad (6)$$

onde  $P_c$  é a pressão capilar,  $r_2$  é o raio do capilar,  $r_1$  é o raio de curvatura da interface,  $\gamma$  é a tensão interfacial entre a água e o óleo e  $\theta$  é o ângulo entre  $r_1$  e  $r_2$ .

A força que equilibra o sistema e impede o rompimento da superfície de interface dos dois fluidos, chama-se tensão superficial ou interfacial. A força que tende a deslocar uma superfície para o centro da concavidade do capilar chama-se força capilar ( $F_c$ ) e a razão desta pela área da superfície é denominada pressão capilar ( $P_c$ ).

## 2.4. EFEITO CAPILAR DE BORDA

O efeito capilar de borda é responsável por um acúmulo da fase molhante a rocha na face de saída da amostra de rocha (DOUGLAS et. al., 1958; KYTE e RAPOPORT et. al., 1958). Esse efeito é um artefato laboratorial, já que não se observa esse efeito nos escoamentos reais de reservatório. Nos ensaios de fluxo em amostras de rocha isso ocorre devido à descontinuidade capilar que existe no final da amostra. Na interface de saída da amostra há uma descontinuidade capilar entre um lado onde a pressão capilar é significativa (no meio poroso) e o outro lado onde a pressão capilar é desprezível (fora do meio poroso). Esse efeito, se for numa rocha molhável preferencialmente à água, pode ser responsável por um atraso no *breakthrough*<sup>2</sup> e uma consequente diminuição na permeabilidade relativa da fase molhante na saturação residual (importante ponto terminal da curva de permeabilidade relativa) além do aumento da saturação residual do fluido molhante, quando o processo está removendo esta fase. Já em rochas molháveis ao óleo, esse efeito pode causar um acúmulo de óleo na extremidade da amostra. Para que esse óleo seja produzido é necessário aumentar a vazão (*bumpflows*) para que as forças viscosas superem as forças capilares.

Como exemplo, iremos avaliar um plugue de rocha molhável predominantemente à água. Na Figura 2 (a), temos a ilustração da amostra antes da chegada da frente de água na face de saída do plugue. Até esse momento o perfil de saturação ainda não se encontra distorcido pelo efeito capilar de borda. Na Figura 2 (b) temos a ilustração do sistema na face de saída do plugue, observa-se um poro já atingido pela frente de água e a sua interface com o óleo presente entre a amostra e o difusor da célula de confinamento (*end plate*). Devido a amostra ser molhável à água, a curvatura da interface é convexa na fase aquosa (independente da direção do fluxo) e, conseqüentemente, a pressão na água é

---

<sup>2</sup> Momento do teste de KREL em que a água de injeção começa a ser produzida.

menor que a pressão no óleo. Assim, a diferença das duas é uma certa pressão capilar (Figura 2 (c) – KYTE & RAPOPORT, 1958).

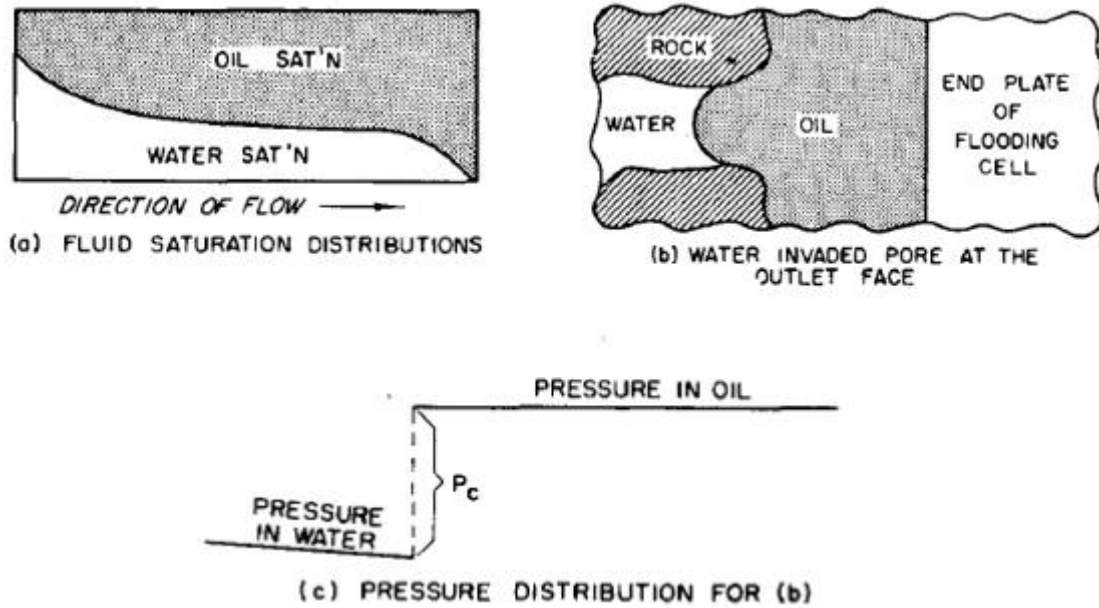


Figura 2. (a) Perfil de distribuição de saturação; (b) Zoom no poro na face de saída; e (c) Pressões do sistema, onde  $P_c$  é a pressão capilar. (KYTE e RAPOPORT, 1958).

Para ocorrer produção de água nesse sistema, será necessário que a água atinja uma pressão maior que a pressão de óleo na saída. Por isso, há uma acumulação de água na face de saída, fazendo com que somente o óleo seja produzido. Nesse caso, para que ocorra o *breakthrough* será necessário um aumento de pressão, que seja grande o suficiente para inverter a curvatura da interface, permitindo que ocorra o *breakthrough* (Figura 3) (KYTE e RAPOPORT, 1958).

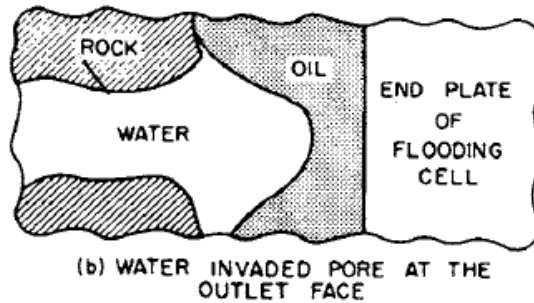
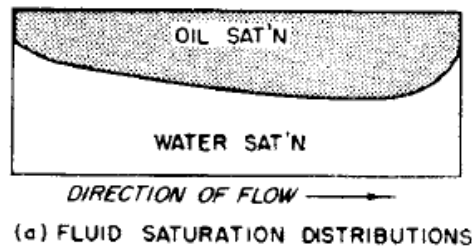


Figura 3. Ilustração do que ocorre no escoamento no momento do *breakthrough* (KYTE e RAPOPORT, 1958).

## 2.5. PERMEABILIDADE ABSOLUTA

O termo “permeabilidade absoluta” de uma rocha foi introduzido nos experimentos de Henry Darcy, em 1856. Darcy investigou o fluxo de água através de filtros de areia. O seu aparelho experimental é mostrado esquematicamente na Figura 4. A partir do seu experimento foi possível chegar a seguinte equação:

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (7)$$

onde,  $\mu$  é a viscosidade do fluido,  $q$  é a vazão,  $L$  o comprimento da amostra,  $A$  é a área transversal da seção,  $\Delta P$  o diferencial de pressão nas faces de entrada e saída da amostra, e  $k$  é a permeabilidade, definida como a medida da facilidade de um meio poroso de se deixar atravessar (permeiar) por um ou mais fluidos. A permeabilidade absoluta ( $k$  ou  $k_{abs}$ ) é definida num escoamento monofásico quando há somente um único fluido saturando o meio poroso. É uma característica intrínseca do meio poroso, que indica a capacidade

máxima de escoamento de fluidos num meio poroso. Geralmente esse valor é utilizado para normalização das permeabilidades efetivas em um escoamento multifásico (permeabilidade relativa – ROSA *et. al.*, 2006).

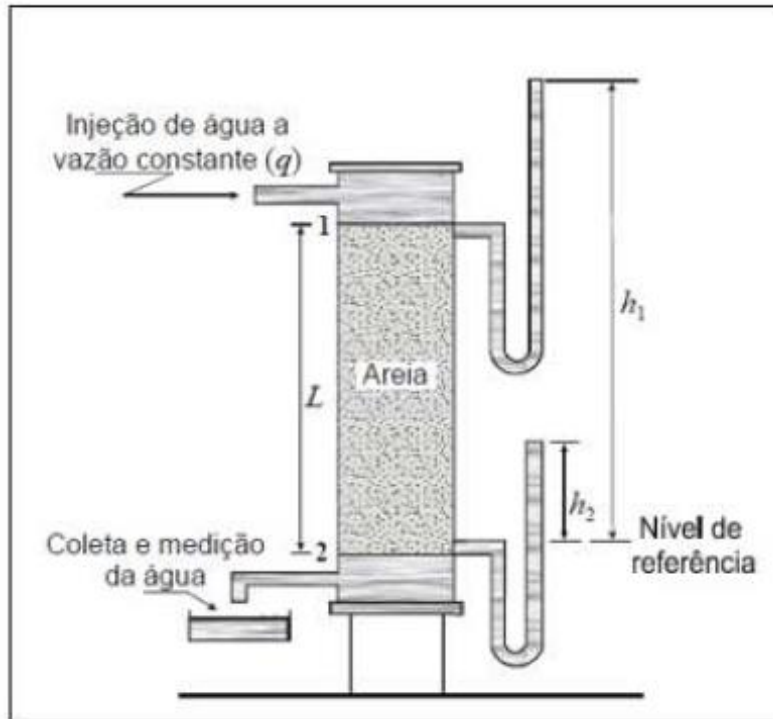


Figura 4. Esquemático do aparato utilizado no experimento de Darcy (ROSA, *et. al.*, 2006).

A permeabilidade efetiva ( $k_{ef}$ ) é definida quando há mais de um fluido no escoamento. É uma propriedade que tem dependência do meio poroso, da sua interação com os fluidos e da interação entre os fluidos (ROSA *et. al.*, 2006).

## 2.6. VALIDADE DA LEI DE DARCY

A Lei de Darcy só é válida quando:

- O meio poroso é homogêneo e 100% saturado por um só fluido;
- Escoamento laminar, isotérmico e permanente de um fluido newtoniano;

- Ausência de reação rocha-fluido.

A velocidade aparente da fase  $f$  pode ser obtida pela equação de Darcy generalizada, levando em consideração a força gravitacional:

$$v_f = -\frac{k}{\mu} \nabla(P + \rho g z) \quad (8)$$

onde  $v_f$  é a velocidade aparente da fase  $f$ ,  $\mu$  é a viscosidade do fluido,  $g$  é a gravidade,  $\rho$  é a massa específica do fluido,  $z$  é a cota em relação a um dado referencial e  $P$  é a pressão da fase  $f$  na cota  $z$ .

## 2.7. PERMEABILIDADE RELATIVA

Em um sistema multifásico, ou seja, quando há mais de um fluido saturando o meio poroso, a capacidade de um dos fluidos escoar é chamada de permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado ( $k_{ef}$ ). A razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta ( $k$ ) do meio poroso é denominada permeabilidade relativa ao fluido ( $k_{rp}$ ), conforme equação abaixo (CRUZ, 2015).

$$k_{rp} = \frac{k_{ef}}{k} \quad (9)$$

Em um escoamento bifásicos temos a representação de duas curvas de permeabilidade relativa, plotadas em função da saturação de um dos fluidos envolvidos (Figura 5).

A permeabilidade relativa de um fluido é sempre crescente conforme o aumento de saturação desse mesmo fluido. Esta característica permite a identificação das curvas de permeabilidade relativa de forma inequívoca (COMPAN, 2015).

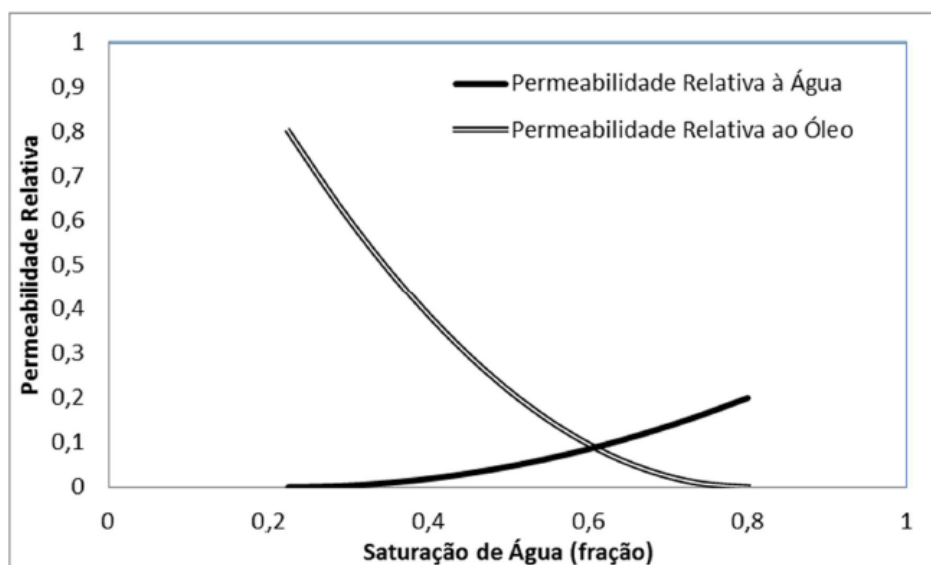


Figura 5. Exemplo esquemático de Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo (COMPAN, 2015).

## 2.8. MÉTODOS DE OBTENÇÃO DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

Existem dois métodos principais de regimes de escoamento que são utilizados na obtenção das curvas de permeabilidade relativa em laboratório: 1) injeção de fluidos em regime transiente e 2) injeção de fluidos em regime permanente.

### 2.8.1. REGIME TRANSIENTE

O método transiente consiste em deslocar um fluido do interior do meio poroso através da injeção de outro fluido à vazão constante ou pressão constante. As produções dos fluidos ao longo do teste, bem como os diferenciais de pressão obtidos entre as faces da amostra, são os dados que serão utilizados no cálculo das curvas de permeabilidade

relativa. A abordagem de cálculo utiliza a teoria desenvolvida por BUCKLEY e LEVERETT (1941). Essa abordagem foi estendida por WELGE (1952) que obtém a razão de permeabilidades relativas como função da saturação de água dos dados experimentais, além disso, demonstrou o cálculo de saturações médias nas regiões invadidas, as quais são utilizadas para a determinação da eficiência do deslocamento. JOHNSON et al. (1959) e JONES e ROSZELLE (1978) apresentaram métodos para a obtenção das permeabilidades relativas através da interpretação dos ensaios experimentais, sendo que o último apresentou uma técnica gráfica na interpretação.

O ensaio de permeabilidade relativa em regime transiente é descrito na Figura 6.

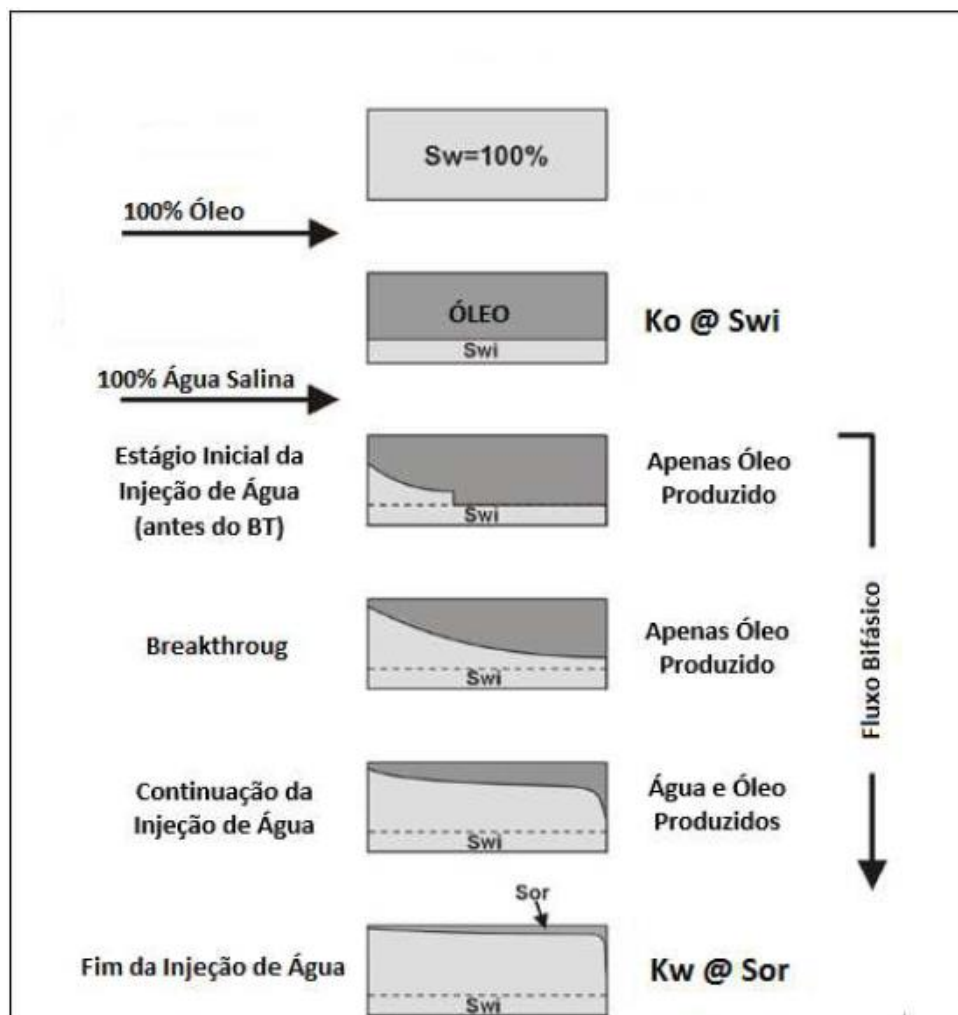


Figura 6. Etapas do ensaio de permeabilidade relativa em regime transiente (VIEGAS, 2017).

O método transiente requer que o gradiente de pressão entre as faces seja grande o suficiente para minimizar os efeitos capilares de borda, e ao mesmo tempo suficientemente pequeno em para que os efeitos de compressibilidade sejam insignificantes. Além disso, a amostra deve ser homogênea e as propriedades dos fluidos e força motriz sejam mantidas constantes durante o ensaio (CRUZ, 2015).

A grande vantagem deste método é a sua rapidez. Entretanto, a modelagem matemática é mais complexa em relação ao método permanente. Além disso, o método transiente é limitado a informações apenas para saturações maiores que a saturação de água da frente de avanço. Como consequência, isso restringe significativamente o intervalo para o qual são determinadas as permeabilidades, principalmente nos casos em que a razão de viscosidade dos fluídos são próximas a 1 (VIEGAS, 2017).

## **2.9. TEORIA DO DESLOCAMENTO IMISCÍVEL NO MEIO POROSO EM UMA DIMENSÃO**

BUCLEY e LEVERETT (1942) chegaram a um modelo matemático que permite de forma analítica a obtenção da permeabilidade relativa em regime transiente. Esse modelo ficou denominado como a equação da taxa de avanço frontal, para o deslocamento de fluidos imiscíveis. Essa equação junto a equação do fluxo fracionário apresentada por LEVERETT (1941), são as equações que compõem o modelo de *Buckley-Leverett* para o deslocamento de fluidos imiscíveis.

Esse modelo é válido para um fluxo linear em meio poroso homogêneo e isotrópico, com fluidos incompressíveis, não ocorrendo mudança de fases. Todas as definições a seguir serão demonstradas conforme apresentadas em ROSA *et. al.* (2006).

### 2.9.1. EQUAÇÃO DO FLUXO FRACIONÁRIO

Analisando um escoamento de dois fluidos imiscíveis (*e.g.*, água e óleo) através de um elemento de meio poroso homogêneo em forma de paralelepípedo, com seção transversal  $A$  e um ângulo de inclinação em relação à horizontal igual a  $\alpha$ , (Figura 7), observa-se que, pela Lei de Darcy, tanto a vazão total  $q_t$  como a taxa de fluxo  $v_t$  são constantes. A velocidade de cada um dos fluidos será equacionada como:

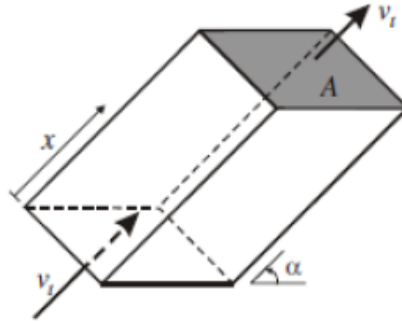


Figura 7. Fluxo linear inclinado de dois fluidos imiscíveis (ROSA, *et. al.*, 2006).

$$v_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} + g \rho_o \sin \alpha \right) \quad (10)$$

$$v_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} + g \rho_w \sin \alpha \right) \quad (11)$$

onde, os termos  $\partial p_o / \partial x$  e  $\partial p_w / \partial x$  são os gradientes de pressão na direção do fluxo nas fases óleo e água, respectivamente, e  $\rho_o$  e  $\rho_w$  são as massas específicas do óleo e da água.

As Equações (10) e (11) podem ser reescritas como:

$$\frac{v_o \mu_o}{k_o} = -\left( \frac{\partial p_o}{\partial x} + g \rho_o \sin \alpha \right) \quad (12)$$

$$\frac{v_w \mu_w}{k_w} = -\left( \frac{\partial p_w}{\partial x} + g \rho_w \sin \alpha \right) \quad (13)$$

Fazendo a subtração de 13 – 12, temos:

$$\frac{v_o \mu_o}{k_o} - \frac{v_w \mu_w}{k_w} = -\left( \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \right) - (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha \quad (14)$$

A diferença entre as pressões na fase óleo,  $p_o$ , e na fase água,  $p_w$ , é a pressão capilar,  $p_c$ . Sendo assim, podemos reescrever a Eq. (14), substituindo o termo de gradiente de pressão capilar,  $\partial p_c/\partial x$ :

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (15)$$

Do mesmo modo, a diferença entre a massa específica da água e a massa específica do óleo pode ser substituída por  $\Delta\rho$ :

$$\Delta\rho = \rho_o - \rho_w \quad (16)$$

Fazendo as substituições das Eqs. (16) e (15) na Eq. (14), temos:

$$\frac{v_o\mu_o}{k_o} - \frac{v_w\mu_w}{k_w} = -\frac{\partial p_c}{\partial x} + \Delta\rho g \sin \alpha \quad (17)$$

ou,

$$v_o - v_w \frac{\mu_w k_o}{k_w \mu_o} = -\frac{k_o}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_c}{\partial x} - \Delta\rho g \sin \alpha \right) \quad (18)$$

A taxa de fluxo  $v_t$  é igual a soma da taxa de fluxo do óleo,  $v_o$ , e da água,  $v_w$ :

$$v_t = v_o + v_w \quad (19)$$

Fazendo a divisão da Eq. (18) pela taxa de fluxo  $v_t$ , temos:

$$\frac{v_o}{v_t} - \frac{v_w\mu_w k_o}{v_t k_w \mu_o} = -\frac{k_o}{\mu_o v_t} \left( \frac{\partial p_c}{\partial x} - \Delta\rho g \sin \alpha \right) \quad (20)$$

O fluxo fracionário de um fluido é definido como a razão entre a taxa de fluxo desse fluido e a taxa total de fluxo. Dessa forma, o fluxo fracionário de água,  $f_w$ , é a relação entre a taxa de fluxo de água,  $v_w$ , e a taxa de fluxo total,  $v_t$ . O fluxo fracionário do óleo é obtido da mesma forma:

$$f_w = \frac{v_w}{v_t} \quad (21)$$

$$f_o = \frac{v_o}{v_t} \quad (22)$$

Assim:

$$f_w + f_o = 1 \text{ ou } f_o = 1 - f_w \quad (23)$$

Fazendo as devidas substituições das Eqs. (21), (22) e (23) na Eq. (20) e explicitando  $f_w$ , obtém-se a seguinte equação para o fluxo fracionário de água:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{\mu_o v_t} \left( \frac{\partial \rho_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad (24)$$

No caso em que o fluxo é horizontal e  $\sin(\alpha)$  igual a zero, ou quando os efeitos gravitacionais são desprezíveis, a Eq. (24) fica:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{\mu_o v_t} \frac{\partial \rho_c}{\partial x}}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad (25)$$

O termo referente à pressão capilar não é conhecido, e o seu cálculo não é tão simples, fazendo com que a dedução fique mais complexa. Nesse trabalho iremos fazer a desconsideração do gradiente de pressão capilar, tornando a equação do fluxo fracionário de água igual à:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad (26)$$

Na equação acima, o fluxo fracionário é em função apenas das viscosidades dos fluidos e das permeabilidades efetivas ou relativas. A Figura 8 apresenta uma curva típica do comportamento do fluxo fracionário de água versus saturação de água.

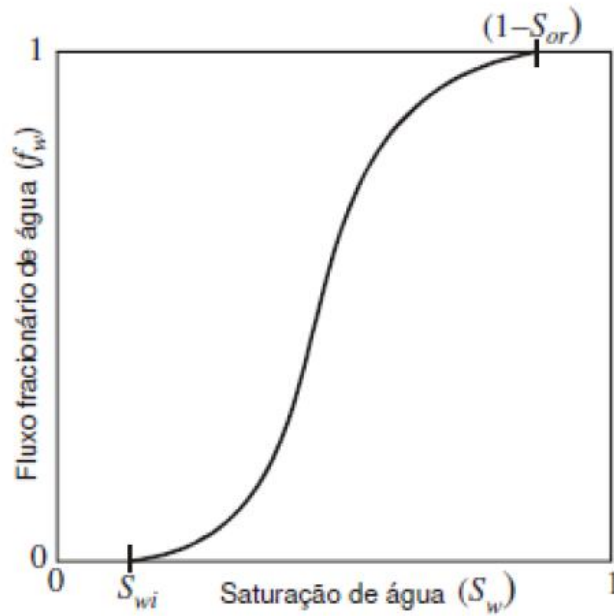


Figura 8. Curva do fluxo fracionário de água (ROSA, *et. al.*, 2006).

### 2.9.2. EQUAÇÃO DA TAXA DE AVANÇO FRONTAL

Para se estudar o fluxo em um volume de elemento, será tomado um volume representativo (Figura 9) de um meio poroso homogêneo, linear, horizontal, onde se deslocam dois fluidos homogêneos, imiscíveis e incompressíveis: água e óleo. Esse volume de comprimento  $\Delta x$  e área da seção  $A$  é penetrado por um fluido através da face localizada na posição  $x$  e sai através da face localizada na posição  $x + \Delta x$ .

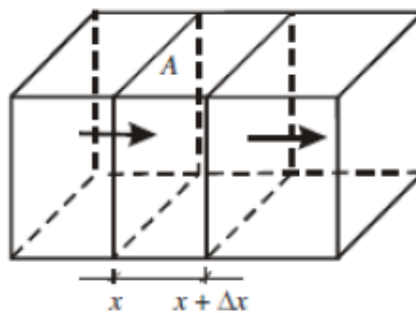


Figura 9. Elemento de meio poroso (ROSA, *et. al.*, 2006).

Realizando um balanço de massa nesse volume, chegamos a:

$$\Delta m_w = [(v_w \rho_w A)_x - (v_w \rho_w A)_{x+\Delta x}] \Delta t \quad (27)$$

Outro meio de se obter a variação de massa de água no interior do meio poroso é fazendo a diferença entre a massa existente no instante  $t$  menos a massa existente no instante  $t + \Delta t$ , conforme equação abaixo:

$$\Delta m_w = (\phi S_w \rho_w A \Delta x)_{t+\Delta t} - (\phi S_w \rho_w A \Delta x)_t \quad (28)$$

Igualando as Eqs. (27) e (28) e assumindo que  $A$ ,  $\phi$  e  $\rho_w$  são constantes, chega-se:

$$[(v_w)_x - (v_w)_{x+\Delta x}] \Delta t = \phi \Delta x [(S_w)_{t+\Delta t} - (S_w)_t] \quad (29)$$

Dividindo-se a Eq. (29) pelo produto  $\Delta x \Delta t$ , temos:

$$\frac{(v_w)_x - (v_w)_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \phi \frac{(S_w)_{t+\Delta t} - (S_w)_t}{\Delta t} \quad (30)$$

Conforme a definição de derivada a Eq. 30 pode ser escrita como:

$$-\frac{\partial v_w}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (31)$$

Fazendo o mesmo desenvolvimento para a fase óleo, iremos obter uma equação semelhante:

$$-\frac{\partial v_o}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} \quad (32)$$

Somando as Eqs. (31) e (32), temos:

$$-\frac{\partial}{\partial x} (v_w + v_o) = \phi \frac{\partial}{\partial t} (S_w + S_o) \quad (33)$$

Com a equação de Darcy, podemos escrever a velocidade aparente de cada um dos fluidos, assumindo um sistema horizontal:

$$v_w = -\frac{k_w \partial \rho_w}{\mu_w \partial x} = -\lambda_w \frac{\partial \rho_w}{\partial x} \quad (34)$$

$$v_o = -\frac{k_o \partial \rho_o}{\mu_o \partial x} = -\lambda_o \frac{\partial \rho_o}{\partial x} \quad (35)$$

onde, os termos  $\lambda_o$  e  $\lambda_w$  são chamados, respectivamente, de mobilidade do óleo e da água.

Desprezando os efeitos capilares, a diferença de pressão entre a fase óleo e a fase água é igual a zero e, sendo assim, a pressão na fase óleo é igual a pressão na fase água, ou seja:

$$p_o = p_w = p \quad (36)$$

Fazendo a consideração da Eq. 36 e substituindo a Eq. 34 na Eq. 32:

$$-\frac{\partial}{\partial x} (\lambda_w \frac{\partial p}{\partial x}) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (37)$$

A velocidade aparente total dos fluidos,  $v_t$  que atravessa a área A é igual a soma das velocidades aparentes da água e do óleo:

$$v_t = v_w + v_o = -(\lambda_w + \lambda_o) \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda_t \frac{\partial p}{\partial x} \rightarrow \frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{v_t}{\lambda_t} \quad (38)$$

onde  $\lambda_t$  é a mobilidade total do sistema.

Substituindo-se a Eq. (38) na Eq. (37), temos:

$$\frac{\partial}{\partial x} (-\lambda_w \frac{v_t}{\lambda_t}) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (39)$$

Como os fluidos são considerados incompressíveis o termo velocidade total pode ser retirado da derivada, resultando na expressão:

$$-v_t \frac{\partial}{\partial x} (\frac{\lambda_w}{\lambda_t}) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (40)$$

O fluxo fracionário de água é uma relação entre a vazão de água e a vazão total de fluidos, da mesma forma, essa relação é igual ao quociente entre a velocidade aparente da água e a velocidade aparente total dos fluidos, que por sua vez é igual ao quociente entre as mobilidades de água e total, resultando:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{v_w}{v_t} = \frac{\lambda_w}{\lambda_t} \quad (41)$$

Com isso, a Eq. (40) fica:

$$-v_t \frac{\partial}{\partial x} (f_w) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (42)$$

Assim, obtemos,

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = -\frac{q_t \partial f_w}{A \phi \partial x} \quad (43)$$

Com as Eqs. (26) e (43), e a utilização das parametrizações para as curvas de permeabilidade relativa e resolvendo o sistema de equações resultante de forma numérica, é possível determinar uma solução para a obtenção das curvas de KREL através do ajuste de histórico de dados de produção e de diferencial de pressão de um teste de permeabilidade relativa em regime transiente (VIEGAS, 2017).

## 2.10. PARAMETRIZAÇÃO DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

A seguir são detalhados os principais modelos de parametrização de curvas de permeabilidade relativa: Corey (COREY, 1954), Sigmund & McCaffery (SIGMUND & MCCAFFERY, 1979), Chierici (CHIERICI, 1981) e LET (LOMELAND *et. al.*, 2005).

### 2.10.1. COREY

COREY (1954), apresentou o seguinte modelo contendo parâmetros para o ajuste de curva da permeabilidade relativa:

$$k_{ra}(S_a) = k_{ra@S_{a_{inicial}}} \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right)^{n_a} \quad (44)$$

$$k_{rb}(S_b) = k_{rb@S_{b_{inicial}}} \left( \frac{S_b - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right)^{n_b} \quad (45)$$

onde  $S_a$  é a saturação de água na amostra,  $S_b$  é a saturação de óleo na amostra,  $S_1$  é a saturação de água ao final do processo de deslocamento de óleo,  $S_2$  é igual a zero (admitem-se que a amostra está 100% saturada com água no início do processo),  $k_{ra@S_{a, inicial}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@S_{b, final}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e  $n_a$  e  $n_b$  são parâmetros a ajustar.

### 2.10.2. SIGMUND & MCCAFFERY

SIGMUND & MCCAFFERY (1979), apresentaram o seguinte modelo contendo parâmetros para o ajuste de curva da permeabilidade relativa:

$$k_{ra}(S_a) = \frac{k_{ra@S_{a, inicial}}}{(1+\lambda_{2a})} \left[ \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right)^{\lambda_{1a}} + \lambda_{2a} \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right) \right] \quad (46)$$

$$k_{rb}(S_b) = \frac{k_{rb@S_{b, final}}}{(1+\lambda_{2b})} \left[ \left( \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2} \right)^{\lambda_{1b}} + \lambda_{2b} \left( \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2} \right) \right] \quad (47)$$

onde  $S_a$  é a saturação de água na amostra,  $S_b$  é a saturação de óleo na amostra,  $S_1$  é a saturação de água ao final do processo de deslocamento de óleo,  $S_2$  é igual a zero (admitem-se que a amostra está 100% saturada com água no início do processo),  $k_{ra@S_{a, inicial}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@S_{b, final}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $\lambda_{1a}$ ,  $\lambda_{1b}$ ,  $\lambda_{2a}$  e  $\lambda_{2b}$  definem as funções.

### 2.10.3. CHIERICI

CHIERICI (1981) apresentou o seguinte modelo contendo parâmetros para o ajuste de curva da permeabilidade relativa:

$$k_{ra}(S_a) = k_{ra@S_{a, inicial}} \exp \left( -\lambda_{2a} \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right)^{-\lambda_{1a}} \right) \quad (48)$$

$$k_{rb}(S_b) = k_{rb@S_{b,final}} \exp \left( -\lambda_{2b} \left( \frac{S_b}{1-S_1-S_2} \right)^{-\lambda_{1b}} \right) \quad (49)$$

onde  $S_a$  é a saturação de água na amostra,  $S_b$  é a saturação de óleo na amostra,  $S_1$  é a saturação de água ao final do processo de deslocamento de óleo,  $S_2$  é igual a zero (admitese que a amostra está 100% saturada com água no início do processo),  $k_{ra@S_{a,initial}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@S_{b,final}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $\lambda_{1a}$ ,  $\lambda_{1b}$ ,  $\lambda_{2a}$  e  $\lambda_{2b}$  definem as funções.

#### 2.10.4. LET

Uma forma de parametrização que tem sido empregada em diversos trabalhos (EBELFOTOFT *et. al.* (2014), CHUKWUDEME *et. al.* (2011)) é a correlação de LET (LOMELAND *et. al.*, 2005) composta por 3 parâmetros  $L$ ,  $E$  e  $T$  que dão flexibilidade na obtenção da curva numa ampla faixa de saturação.

O Equacionamento implementado na correlação LET é o seguinte:

$$k_{ro} = k_{ro}^0 \frac{(1-S_w^*)^{L_o}}{(1-S_w^*)^{L_o+E_o}(1-S_w^*)^{T_o}} \quad (50)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \frac{(S_w^*)^{L_w}}{(S_w^*)^{L_w+E_w}(1-S_w^*)^{T_w}} \quad (51)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{orw} - S_{wir}} \quad (52)$$

onde  $k_{ro}^0$  é a permeabilidade relativa do óleo no  $S_{wi}$ ,  $k_{rw}^0$  é a permeabilidade relativa do óleo no  $S_{or}$ ; e  $L$ ,  $E$  e  $T$  são os parâmetros que serão ajustados para cada fase ( $o$  e  $w$ ) e dominam diferentes partes das curvas de KREL (Figura 10).

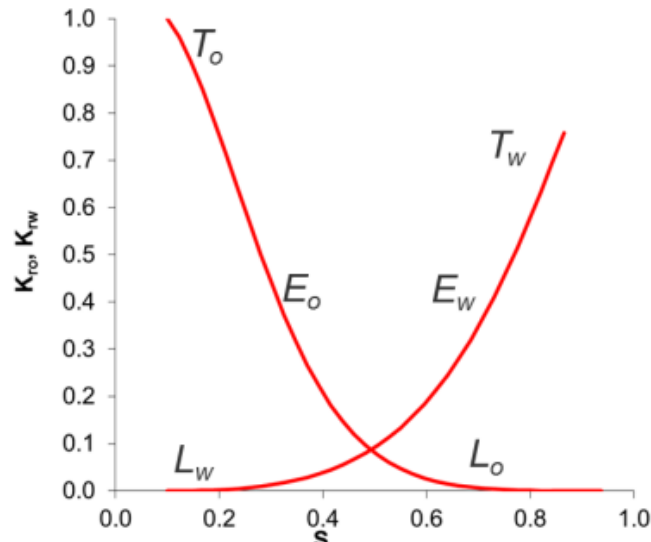


Figura 10. Partes das curvas de KREL que os parâmetros LET tem domínio (EBELFOTOFT *et. al.*, 2014).

## 2.11. TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X

A tomografia computadorizada de raios X é uma técnica não destrutiva que permite a investigação das estruturas internas dos corpos. A permeabilidade de cada fase está diretamente ligada à saturação do meio poroso, tanto em valor absoluto quanto em relação à sua distribuição no meio poroso, e devido a isso, técnicas para obtenção de perfis de distribuição de saturação vêm sendo aplicadas para melhor entender esse fenômeno. BOYER *et. al.* (1947) foram os primeiros a propor o uso de imageamento por raios X para a obtenção de perfis de saturação. A utilização de tomografia de raios X permite a investigação do comportamento interno nos escoamentos multifásicos e constantemente vem sendo empregada para a obtenção de perfis de distribuição da saturação dos fluidos (SIDDIQUI e KHAMEES, 2005; WELLINGTON e VINEGAR, 1987; e ZHANG *et. al.* 2014).

A teoria envolvida na obtenção da saturação de fluidos através de equipamentos que façam a medida da transmissão de raios X, se baseia nos fundamentos teóricos relacionados com a lei enunciada em 1870 por Lambert-Beer. Na interação dos fótons

com diferentes materiais pode ocorrer diversos processos com os fótons, os mesmos podem ser absorvidos, desviados, difratados, refratados ou transmitidos através dos materiais. No fenômeno de absorção de fótons, ocorre a emissão de elétrons, luz visível e raios X. Quando estes fótons passam através de um objeto sólido, a atenuação dos raios X segue a lei de Lambert-Beer (1870):

$$I = I_0 e^{-\mu L} \quad (53)$$

onde  $I$  é intensidade do feixe de raios X depois que ele passou por um objeto de comprimento  $L$ ,  $I_0$  é a intensidade do feixe de raios X que incidiu na amostra e  $\mu_i$  é o coeficiente de atenuação linear relacionado ao material sendo analisado.

Para a Lei de Lambert-Beer ser válida, os feixes de fótons devem ser essencialmente monocromáticos, *i.e.*, e todos os fótons devem estar no mesmo nível de energia e comprimento de onda. Entretanto, as fontes de raios X, em geral, produzem feixes policromáticos, sendo necessário a utilização de um monocromador para realizar o filtro desse feixe (em condições reais é raro aplicar isso, já que este tipo de equipamento atenua muito a intensidade do feixe). O feixe de fótons é composto por uma faixa de energias, como o coeficiente de atenuação  $\mu$  varia com a energia, a intensidade do feixe não decai com apenas uma exponencial, mas como uma soma de exponenciais, o que dá origem a artefatos como o de *beam-hardening* (JIANG, 2015), que será discutido mais à frente.

Na Equação 60, nota-se que a intensidade do feixe incidente,  $I$ , decai exponencialmente com a espessura do material que é examinado. Sendo assim, quanto maior o objeto, mais atenuado será o feixe. Materiais com um alto coeficiente de atenuação permitem a pequenas distâncias da penetração dos raios X. A relação inversa também é válida. As propriedades de absorção dos elementos e compostos pode ser consultada em trabalhos como no de BERGER *et. al.* (2010).

### 3. METODOLOGIA

Todo o *workflow* e aparato experimental dessa pesquisa foram desenvolvidos ao longo desse trabalho para que essa nova metodologia de ensaios de KREL acompanhados por tomografia médica passasse a ser utilizada nos testes de rochas dos laboratórios da Gerência de Caracterização de Rochas e Fluidos do Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES – PETROBRAS).

Os testes foram realizados em 2 plugues de arenito (A e B) obtidos a partir de testemunhos de reservatórios *offshore* do Brasil. A primeira etapa foi a realização de escaneamentos em microtomógrafo GE Phoenix VTomex 300 Kv|L, na resolução de 34,905 $\mu$ m (amostra A) e 39,730 $\mu$ m (amostra B) para verificação da presença de heterogeneidades muito significativas, como *vugs*<sup>3</sup> e fissuras que poderiam afetar o teste de KREL. A segunda etapa foi a realização dos testes de petrofísica básica (porosímetro a gás e permeâmetro). Na sequência, foi dado início ao teste de KREL bifásico (água-óleo) em regime transiente em condições de laboratório.

Pelo fato do ensaio de KREL ter sido acompanhado por tomografia médica, foi necessário adicionar um agente dopante na água de injeção/formação para aumentar o coeficiente de atenuação de raios X de uma ou mais das fases deste sistema. O elemento atenuante escolhido para ser dissolvido tanto na água de injeção (água do mar dessulfatada) quanto na de saturação (água de formação representativa do reservatório) foi o iodeto de sódio (NaI). No teste com a amostra A foi adotada uma concentração de 120g/L de NaI que demonstrou ser insuficiente no contraste de atenuações, fazendo com que essa concentração no teste com a amostra B fosse aumentada para de 160g/L. O óleo

---

<sup>3</sup>porosidade do tipo *vug* é definida como o espaço poroso localizado dentro de grãos ou cristais, geralmente na forma de grãos dissolvidos, câmaras de fosseis, fraturas e cavidades (LUCIA, 2007).

utilizado para levar as amostras ao  $S_{wi}$  em fluxo foi o EMCA (23,012 cP @ 21°C e 14,7 psi).

Devido à resolução das imagens do tomógrafo médico e dificuldade de manter o registro de posição da amostra, todas as etapas (saturação,  $S_{wi}$  e injeção de água) foram realizadas na mesma posição no tomógrafo médico, não podendo ser removido o *holder* em nenhuma das etapas. As amostras foram tomografadas nos seguintes momentos:

1. Amostra limpa e seca antes dos ensaios;
2. Amostra 100% saturada com água de formação representativa;
3. Amostra na condição de saturação de água irreduzível;
4. Durante a injeção de água (processo de embebição) em intervalos de tempo definidos.

Foi utilizada a energia de 140 kV × 145mA e resolução de 0,625mm, no tomógrafo médico GE *BrightSpeed* de 16 canais, para a aquisição das imagens tomográficas. A Figura 11 apresenta o aparato experimental utilizado no teste de KREL.

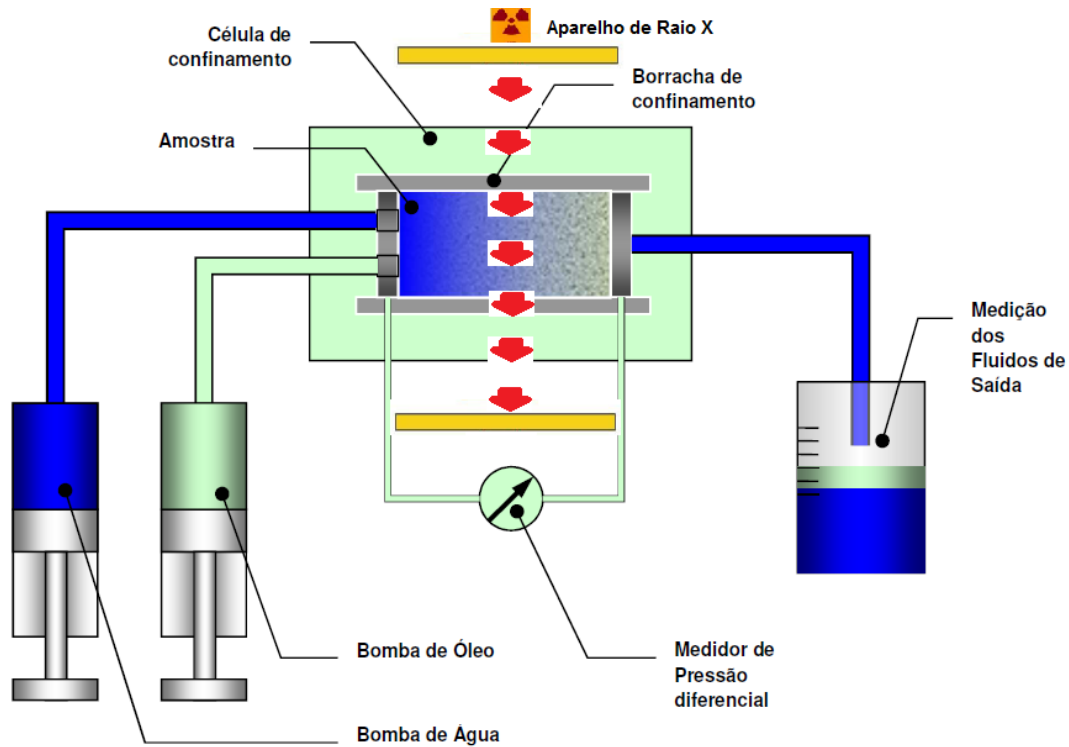


Figura 11. Esquema simplificado dos equipamentos no ensaio de KREL (VIEGAS, 2017).

### 3.1. MODELO MATEMÁTICO PARA OBTENÇÃO DAS CURVAS DE KREL

As curvas de KREL foram obtidas através do ajuste de histórico com a parametrização da curva do tipo LET. Foi utilizado o software IMAGO RELP®, onde estão implementados os modelos para a determinação das curvas de permeabilidade relativa através de experimentos de deslocamento viscoso não considerando os efeitos de pressão capilar.

### 3.2. ANÁLISES DAS IMAGENS DE TOMOGRAFIA

Foi utilizado o *software Avizo 9.4.0* para o cálculo de porosidade e saturação a partir das imagens tomográficas. Seguindo as definições apresentadas por WITHJACK (1988), o coeficiente de atenuação de corpo poroso saturado por apenas um fluido pode ser escrito como:

$$\mu_{material} = \emptyset \mu_{fluido\ saturante} + (1 - \emptyset) \mu_{sólido, material} \quad (54)$$

onde  $\mu_{material}$  é o coeficiente de atenuação de raios X efetivo do material, que é medido pela aplicação da lei de Lambert-Beer,  $\mu_{fluido\ saturante}$  é o coeficiente de atenuação de raios X do fluido que satura este material,  $\mu_{sólido, material}$  é o coeficiente de atenuação efetivo relacionado a parte sólida deste material, e  $\emptyset$  é a porosidade.

Aplicando a definição da Eq. (54) na imagem obtida da amostra seca, temos:

$$\mu_{seca} = \emptyset \mu_{ar} + (1 - \emptyset) \mu_{rocha, seca} \quad (55)$$

onde  $\mu_{seca}$  é o coeficiente de atenuação de raios X efetivo da imagem seca,  $\mu_{ar}$  é o coeficiente de atenuação de raios X do ar, e  $\mu_{rocha, seca}$  é o coeficiente atenuação efetivo relacionado a parte não preenchida por poros da imagem seca (desconhecido, pois a rocha pode ter diversas composições mineralógicas e com isso diferentes coeficientes de atenuação),  $\emptyset$  é a porosidade. Na imagem com a amostra 100% saturada com água, da mesma forma, pode-se escrever:

$$\mu_{sw=100\%} = \emptyset \mu_{água} + (1 - \emptyset) \mu_{rocha, sw=100\%} \quad (56)$$

Uma vez que as duas imagens estão registradas perfeitamente, pode-se assumir que a comparação entre elas se dá fatia a fatia. Da subtração entre a Eq. (56) e a Eq. (55) pode-se obter a porosidade:

$$\emptyset = \frac{(\mu_{sw=100\%} - \mu_{seca})}{(\mu_{água} - \mu_{ar})} \quad (57)$$

A Eq. (57) é válida desde que os coeficientes de atenuação de raios X da rocha nas duas imagens sejam iguais, o que é garantido pela aquisição das imagens em condições aproximadamente iguais na imagem seca e 100% saturada.

Quando dois fluidos, óleo e água, saturam um meio poroso, a Eq. (54) pode ser reescrita como:

$$\mu_{material,S_w} = S_w \phi \mu_w + (1 - S_w) \phi \mu_o + (1 - \phi) \mu_{sólido,material} \quad (58)$$

onde  $S_w$  é a saturação de água em um momento qualquer, e  $\mu_o$  é o coeficiente de atenuação do óleo. Para eliminar a influência do parâmetro  $\mu_{sólido,material}$  é realizada a medida da amostra saturada com um dos fluidos, geralmente com água, e a medida da amostra em uma saturação qualquer  $S_w$ .

$$\mu_{material,S_w=100\%} = \phi \mu_w + (1 - \phi) \mu_{sólido,material} \quad (59)$$

Conforme as Eqs. (58) e (59) a saturação dos fluídos pode ser escrita como:

$$S_w = 1 - \frac{\mu_{material,S_w=100\%} - \mu_{material,S_w}}{\phi(\mu_{água} - \mu_{óleo})} \quad (60)$$

A Eq. (60) é válida, desde que os coeficientes de atenuação de raios X da rocha nas duas imagens sejam iguais, o que é garantido pela aquisição das imagens em condições aproximadamente iguais na imagem  $S_w$  e  $S_w = 100\%$ . Desta equação se obtém a saturação nas amostras, uma vez que a porosidade foi obtida pela Eq. (57).

Pelo fato de a porosidade multiplicar a saturação da equação acima faz com que os erros em relação a determinação da porosidade sejam propagados para a determinação da saturação.

### 3.3. ETAPAS DOS ENSAIOS DE KREL EM CONDIÇÃO DE LABORATÓRIO E REGIME TRANSIENTE COM UTILIZAÇÃO DO TOMÓGRAFO MÉDICO

O teste de permeabilidade relativa água-óleo regime transiente seguiu a seguinte sequência de procedimentos:

1. Confinamento das amostras no *holder* sob pressão efetiva de reservatório em células com carregamento hidrostático (devido a limitações do confinamento do *holder* a pressão de confinamento utilizada nesses ensaios foram de 1000 psi para a amostra A e 2500 psi – amostra B)
2. Tomografia da amostra seca;
3. Saturação da amostra à vácuo no *holder* posicionado no tomógrafo com água de formação sintética dopada com NaI;
4. Tomografia da amostra 100% saturada com água;
5. Início do teste com injeção de óleo mineral (EMCA) até atingir o  $S_{wi}$  ( $S_{wi}$  em fluxo);
6. Medição da permeabilidade efetiva ao óleo no  $S_{wi}$ ;
7. Deslocamento de óleo mineral pela injeção de água de formação sintética dopada a vazão constante até o estado de saturação residual de óleo ( $S_{or}$ ) com medição de tempo, produção de óleo e pressão diferencial ao longo do teste. Durante este processo, a amostra foi tomografada em tempos ajustados conforme as propriedades básicas da amostra, levando em consideração o momento do *breakthrough*;
10. Medição da permeabilidade efetiva à água no  $S_{or}$ ;

11. Aumento da vazão (*bumpflows*) (somente teste da amostra B),  
Tomografias após os *bumpflows*;

Observação: Todas as etapas de imageamentos foram realizados mantendo-se a amostra na mesma posição conforme a Figura 12.



Figura 12. Esquema do teste de permeabilidade relativa com a utilização do Tomógrafo médico (1- Medidor de separador de fluidos; 2- Transdutores de pressão; 3- Reservatório de água; 4- Bomba de água; 5- *Holder* de confinamento da amostra; 6- Reservatório de óleo EMCA; e 7- Bomba de óleo).

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1. MICROTOMOGRAFIA E PETROFÍSICA BÁSICA

Fazendo a avaliação das imagens de microtomografia (Figura 13– amostra A e Figura 14 – amostra B) nota-se que não há nenhuma heterogeneidade muito significativa que poderia afetar os testes de KREL, além disso, podemos notar que a granulometria da amostra A é mais heterogênea em relação a amostra B nas resoluções adotadas.

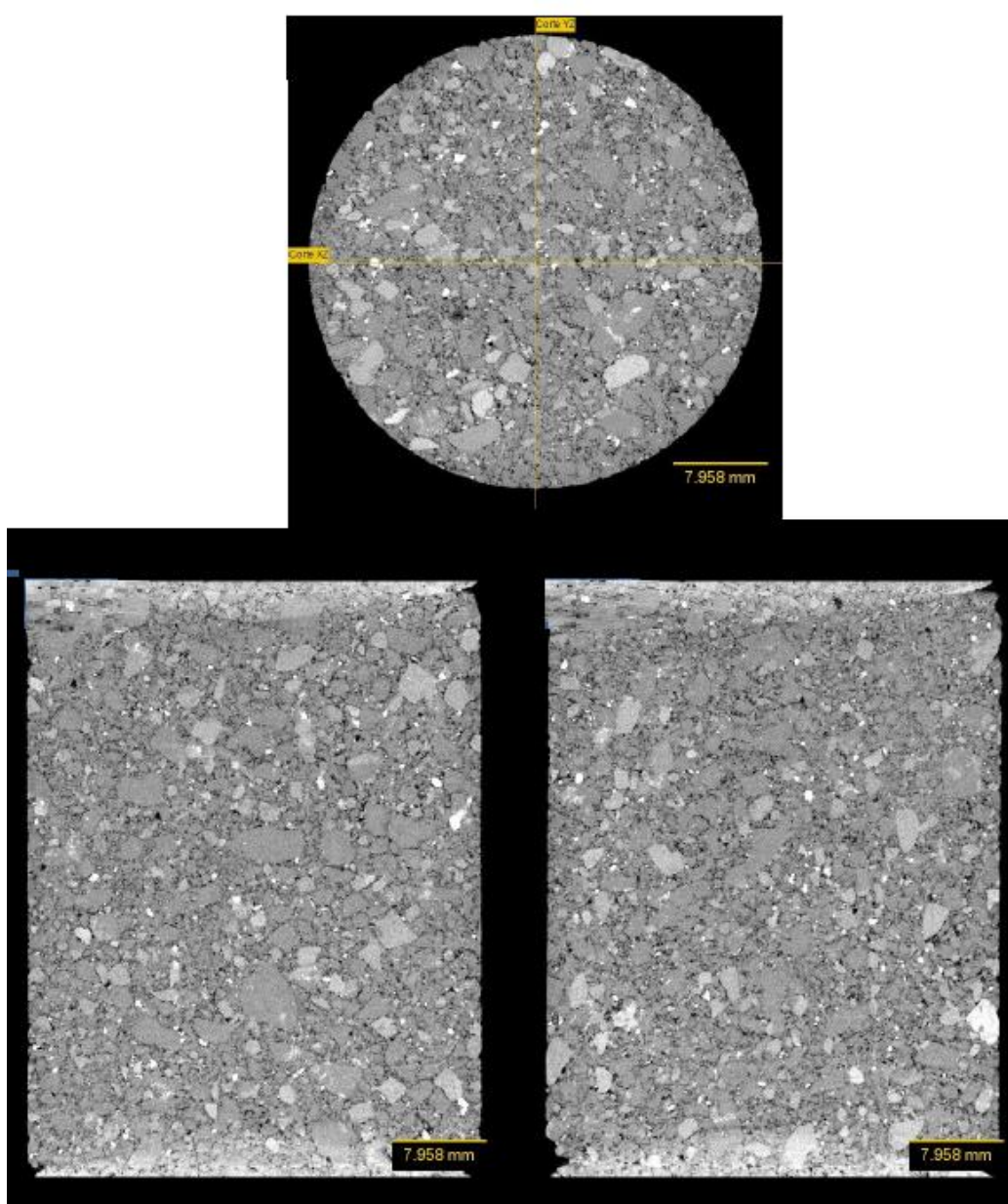


Figura 13. Imagens microtomográficas da amostra A (Resolução 34,905  $\mu\text{m}$ ).

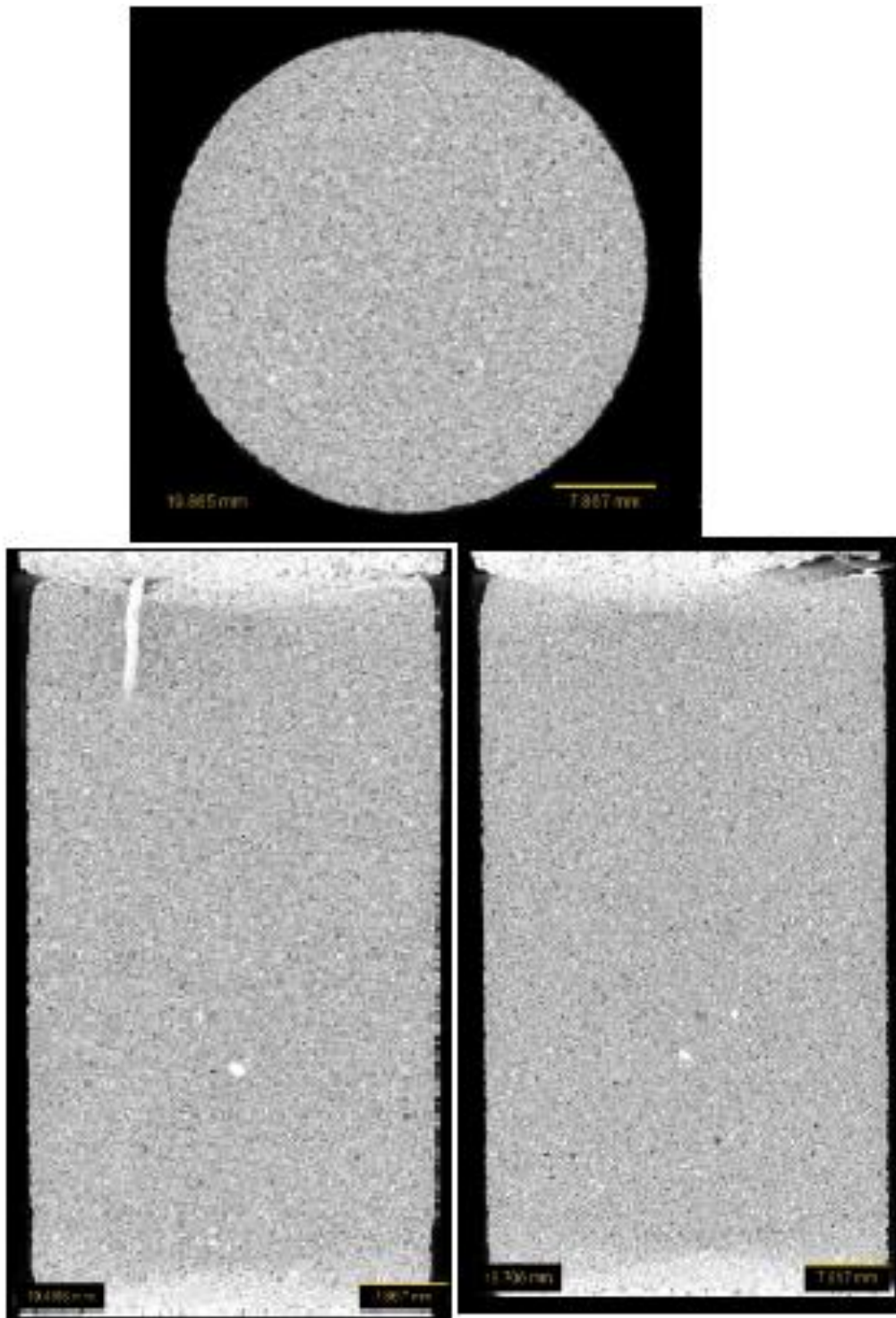


Figura 14. Imagens microtomográficas da amostra B (Resolução 39,730  $\mu\text{m}$ ).

De acordo com os resultados de petrofísica básica (Tabela 1), é possível verificar que rochas com uma maior seleção de grãos (amostra B,  $\phi = 21,4\%$ ) possuem porosidade

maior em relação com rochas formadas por grãos menos selecionados (amostra A,  $\emptyset = 10,1\%$ ).

Tabela 1. Propriedades petrofísicas

<b>Amostra</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
<b>Litologia</b>	Arenito	Arenito
<b>Diâmetro (cm)</b>	3,83	3,83
<b>Comprimento (cm)</b>	4,84	6,64
<b>Pressão de Confinamento (psi)</b>	5000	6400
<b>Permeabilidade Absoluta (mD)</b>	86,2	706
<b>Porosidade Efetiva (%)</b>	10,1	21,4

#### **4.2. PERFIL DE POROSIDADE**

Através da tomografia computadorizada de raios X foi possível obter o perfil de porosidade das amostras (Figura 15 e Figura 16). Nota-se uma boa concordância entre as porosidades obtidas por tomografia computadorizada e a porosidade obtida através do porosímetro a gás.

A média da porosidade obtida pela tomografia na amostra A foi de 9,5% enquanto a obtida pelo porosímetro a gás foi de 10,2% (Figura 15). Estes valores são o oposto do que se esperaria, pois, devido a limitações no *holder* do teste de KREL, a amostra foi confinada a pressão de 1.000 psi, enquanto no porosímetro a gás a amostra foi confinada a 5.000 psi (pressão do reservatório). Esse valor menor de porosidade pela tomografia pode ter ocorrido por conta de a amostra não ter sido 100% saturada de água.

Já na amostra B a porosidade total obtida por análise de imagens de tomografia (21,2%) e a porosidade obtida pelo porosímetro a gás (21,4%) tiveram boa concordância (Figura 16). Levando-se em conta, que no *holder* do teste de KREL a amostra foi

confinada a pressão de 2500 psi e no porosímetro a gás a 6400 psi (pressão do reservatório), provavelmente a amostra não ficou 100% saturada com água. Outro aspecto a se notar no perfil de porosidade dessa amostra é a redução de porosidade em torno de 3,4% na extremidade final.

Devido a metodologia de obtenção da porosidade pelo porosímetro a gás ser bastante confiável e consolidada, ela foi tida como parâmetro para corrigir o valor da porosidade obtida pelo método da tomografia. Essa correção foi aplicada somente nos resultados da amostra A, pois os resultados da amostra B tiveram boa concordância. A porosidade obtida por tomografia foi multiplicada por um fator de correção ( $F_c$  – Eq. 68), conforme expressão abaixo:

$$F_c = \frac{\phi_{\text{porosímetro}}}{\phi_{\text{média por tomografia}}} = \frac{10,20}{9,47} = 1,08 \quad (61)$$

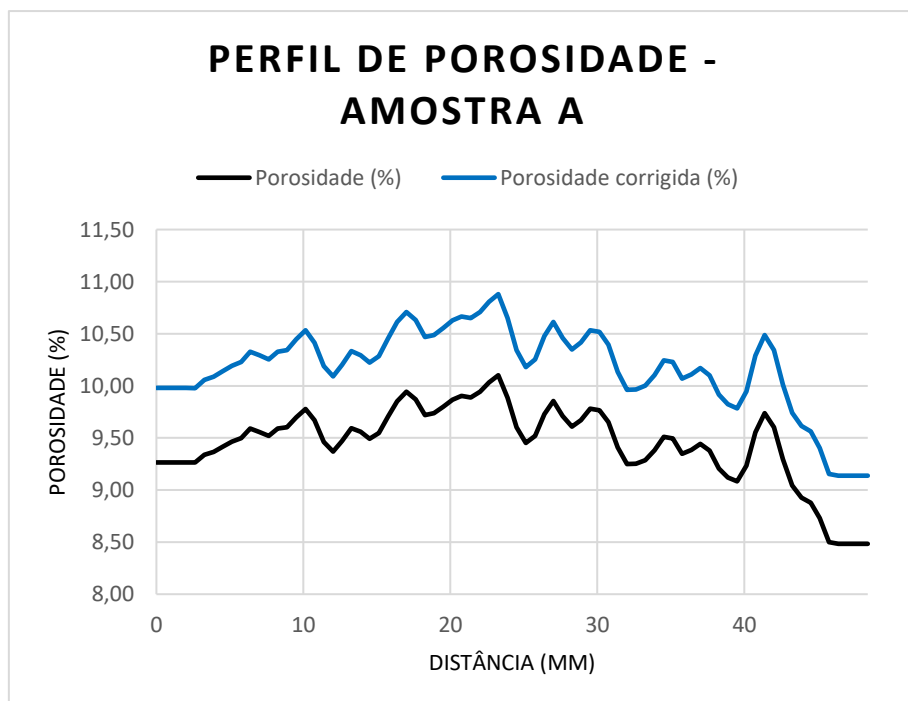


Figura 15. Perfil de porosidade ao longo do eixo de escoamento – Amostra A.

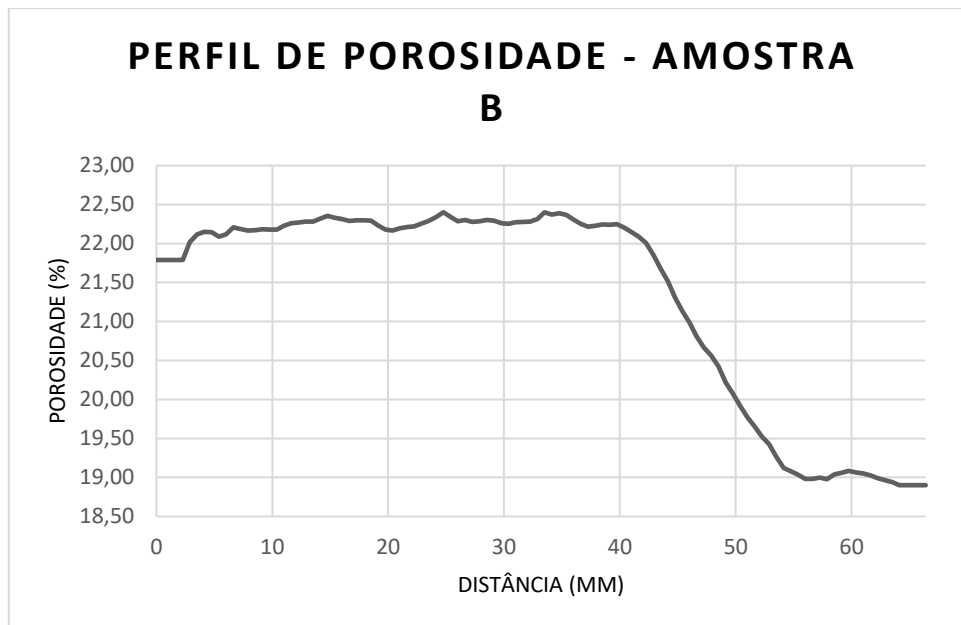


Figura 16. Perfil de porosidade ao longo do eixo de escoamento – Amostra B. Atentar para a escala de porosidade que está definida para melhor visualizar a redução de porosidade no trecho final da amostra.

### 4.3. INJEÇÃO DE ÁGUA AMOSTRA A

O primeiro ensaio de injeção de água foi realizado na amostra A. Os resultados de distribuição da saturação de água ao longo do eixo de escoamento da amostra em diferentes tempos do teste estão resumidos na Figura 17 e Tabela 2. A primeira etapa na avaliação dos resultados de saturação seria a comparação dos resultados de saturação obtidos no mesmo tempo pela tomografia com os resultados obtidos pela medição de volumes no separador do teste. Entretanto, nesse primeiro teste, os únicos dados que foram comparados foram os momentos pré-teste (condição  $S_{wi}$ ) e o final do teste (87.936 segundos –  $S_{or}$ ), pois o software do tomógrafo não registrou o tempo exato das aquisições das imagens tomográficas ao decorrer do teste, impossibilitando a comparação das saturações no mesmo tempo. O  $S_{wi}$  obtido por fluxo foi de 3,6% conforme a leitura de produção de água no separador, já por imagem o valor estimado foi de 32,31% (Figura 17). E o valor de  $S_{or}$  no final do teste foi de 67,4% pelo separador, enquanto que pela tomografia foi de 78,51%. Como notado os valores tiveram altas discrepâncias entre si, e

possivelmente isso ocorreu devido o erro de registro de posição da imagem tomográfica, pois foi identificado um leve desalinhamento do posicionamento do *holder* ao longo do ensaio, o que causaria impacto nos resultados de saturação devido a modificação das posições das fatias em momentos distintos.

Tabela 2. Valores de saturação de água obtida pelos dois métodos

Momentos do Teste	Saturação de água média (%)		Fc
	Tomografia	Separador	
$S_{wi}$	37,15	3,60	0,097
$S_{or}$ (87.936 seg.)	80,00	67,40	0,84

Pelo fato de os resultados do separador serem lidos de forma direta, através de um sistema de câmeras, esses dados possuem uma incerteza menor em comparação com os resultados da tomografia. Diante disso, foram esses os resultados considerados para calibração dos perfis de saturação, com o intuito de se fazer uma análise qualitativa do processo de escoamento multifásico. Foi aplicado um fator de correção ( $F_c$ ) multiplicando os resultados de tomografia nos tempos: pré-teste ( $S_{wi}$ ) e final do teste ( $S_{or}$ ), como mostrado na seguinte equação:

$$F_c = \frac{S_w \text{ separador}}{S_w \text{ média por tomografia}} \quad (62)$$

Com o objetivo de fazer uma breve avaliação da frente de avanço, foram escolhidos dois tempos antes do *breakthrough* (13s e 59s – escaneamentos iniciais). Para esses tempos intermediários não foi possível fazer a calibração direta das saturações da tomografia conforme as saturações do separador, devido à falta registro do tempo do escaneamento tomográfico. Sendo assim, foi aplicada uma interpolação dessas saturações

obtidas por tomografia conforme as saturações limites ( $S_{wi}$  e  $S_{or}$ ) que já foram calibradas no passo anterior (Figura 18), visto que a atenuação de raios X estão relacionadas com a quantidade de água dopada existente dentro amostra que obedecem os valores limítrofes  $S_{wi}$  e  $S_{or}$  (quanto maior o tempo de teste, maior o volume de água dopada existente na amostra, aumentando assim, a atenuação de raios X). A interpolação foi feita com o seguinte equacionamento:

$$(Swct)_i = (Swci)_i + \frac{[(Swcf)_i - (Swci)_i] * [(Swimt)_i - (Swimi)_i]}{(Swimf)_i - (Swimi)_i} \quad (63)$$

onde  $(Swct)_i$  é a saturação de água corrigida para cada fatia  $i$  da amostra nos tempos intermediários,  $(Swci)_i$  é a saturação de água corrigida para cada fatia  $i$  da amostra no tempo pré-teste,  $(Swcf)_i$  é a saturação de água corrigida para cada fatia  $i$  da amostra no tempo final do teste,  $(Swimt)_i$  é a saturação de água obtida por imagem de cada fatia  $i$  da amostra nos tempos intermediários,  $(Swimi)_i$  é a saturação de água obtida por imagem de cada fatia  $i$  da amostra no tempo pré-teste e  $(Swimf)_i$  é a saturação de água obtida por imagem de cada fatia  $i$  da amostra no tempo final do teste.

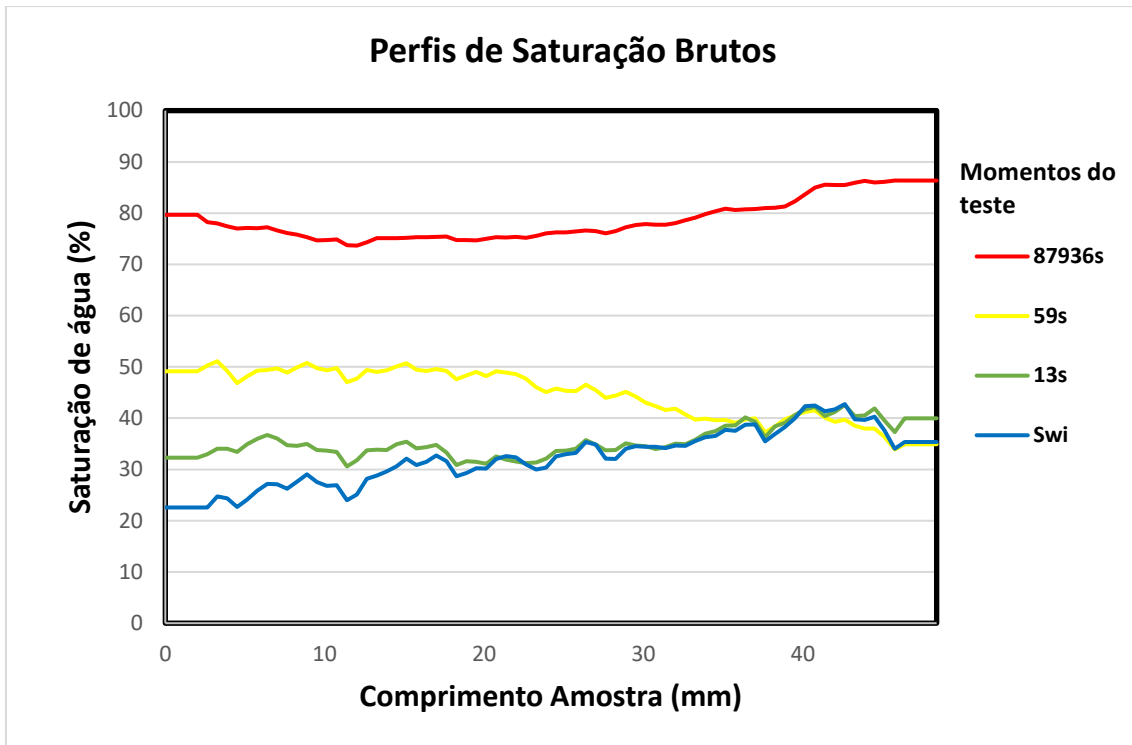


Figura 17. Perfis de saturação sem correção em diferentes tempos ao longo do teste de injeção de água na amostra A.

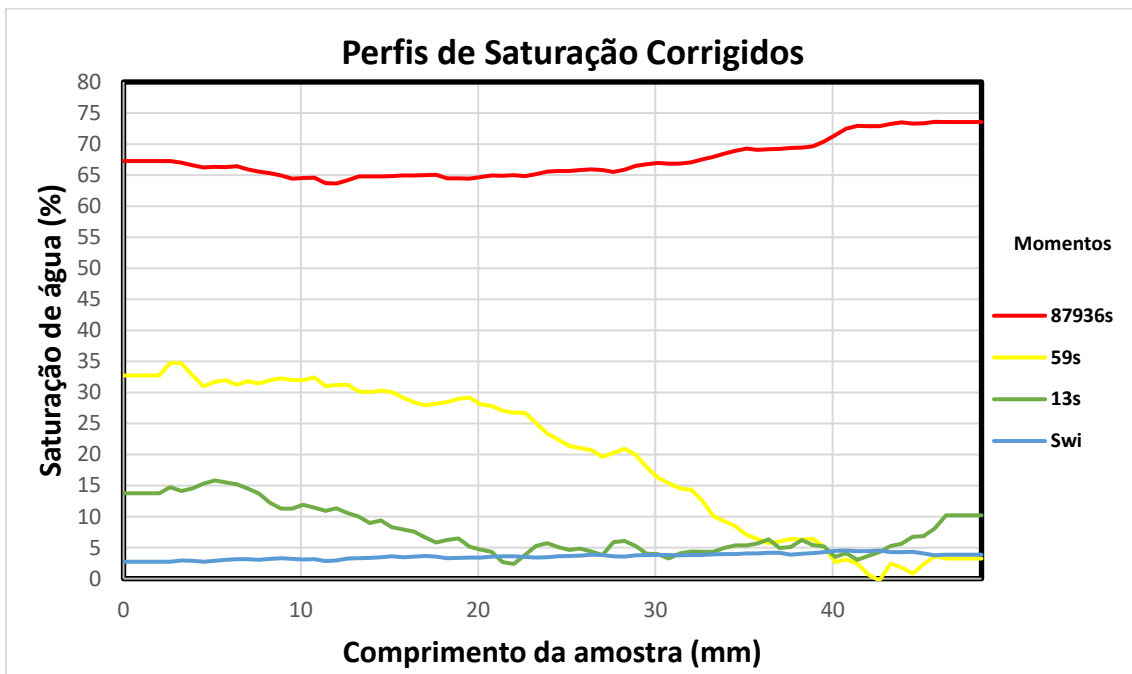


Figura 18. Perfis de saturação de água com correção em diferentes tempos ao longo do teste de injeção de água na amostra A.

Ao se avaliar os perfis de saturação dos tempos 13s e 59s (antes do *breakthrough*), é possível inferir que a frente de avanço de água não se deu de forma abrupta na variação de saturação, indicando que o fenômeno de deslocamento não foi exclusivamente por efeito pistão, existindo alguns caminhos preferenciais. Este fenômeno poderia ser confirmado através da visualização das imagens tomográficas. Entretanto o contraste de atenuação entre a água dopada e a rocha não foi suficiente para se ter uma boa visualização da frente de avanço (Figura 19 e Figura 20). Por isso, que para o próximo teste a concentração de NaI na água foi aumentada de 120 g/L para 160 g/L.

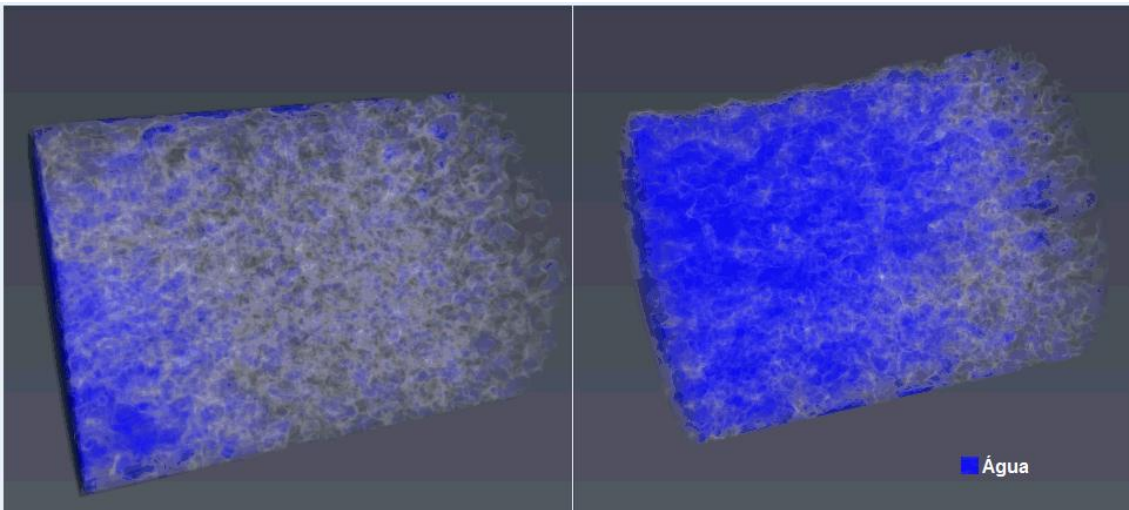


Figura 19. Imagem tomográfica 3D da frente de avanço (13s – esquerda 59s-direita) – Amostra A.

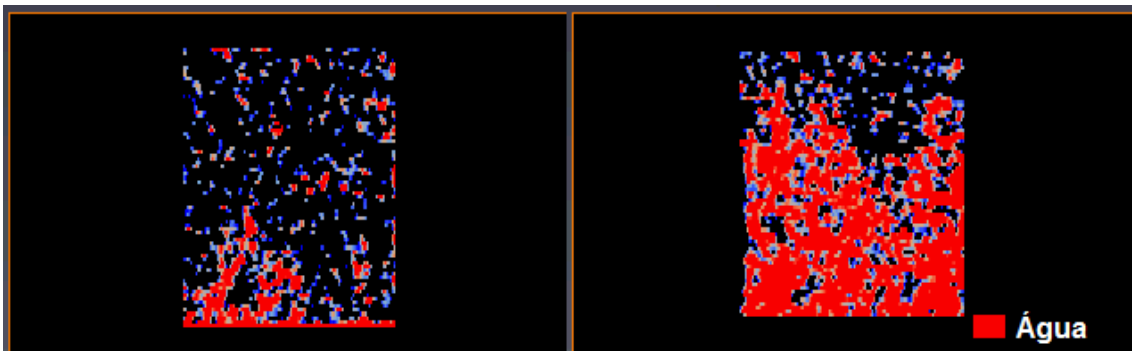


Figura 20. Imagem tomográfica 2D da frente de avanço (13s – esquerda 59s -direita) Amostra A.

No final do teste seria realizado os aumentos de vazão (*bumps*) para verificação do aprisionamento de óleo por efeito capilar de borda na face de saída da amostra, porém, devido a problemas operacionais essa análise não foi considerada para esse teste.

#### **4.4. INJEÇÃO DE ÁGUA AMOSTRA B**

Os resultados de saturação em diversos tempos do ensaio de KREL da amostra B encontram-se na Tabela 3. Nesse ensaio foi possível fazer a comparação da saturação obtida por tomografia e pelo separador em todos os tempos do teste, pois além do registro de tempo do software do tomógrafo, foram registrados os momentos exatos dos escaneamentos.

Assim como no teste da amostra A, no teste da amostra B, os resultados de saturação pelo separador e da tomografia também divergiram. Da mesma forma, por conta de os resultados lidos no separador terem um menor grau de incerteza (por serem medidos diretamente através de um sistema de câmera), foram estes os resultados considerados para corrigir os resultados de tomografia com objetivo de se ter uma análise qualitativa (tendências) dos perfis de saturação (Figura 21). Para os tempos iniciais (até 253s) os valores de saturação por tomografia foram corrigidos através da multiplicação do perfil de saturação pelo seu respectivo fator de correção (Tabela 3). Para os tempos finais, devido a limitação física do fenômeno (saturação máxima possível = 100%) foi utilizado um único valor de  $F_c$  (1,128) para manter as tendências dos perfis (análise qualitativa) (Figura 21).

Tabela 3. Valores de saturação de água obtida pelos dois métodos no ensaio de KREL da amostra B.

Tempos	Saturação de água média (%)		$F_c$	$F_c$ utilizado
	Tomografia	Separador		
Início Teste	22,18	16,22	0,73	0,73
98s	25,04	18,67	0,75	0,75
195s	38,73	29,77	0,77	0,77
253s	48,20	36,39	0,76	0,76
2h35m	66,35	87,36	1,32	1,13
4h28m	68,77	88,82	1,29	1,13
Final Teste	69,27	90,26	1,30	1,13

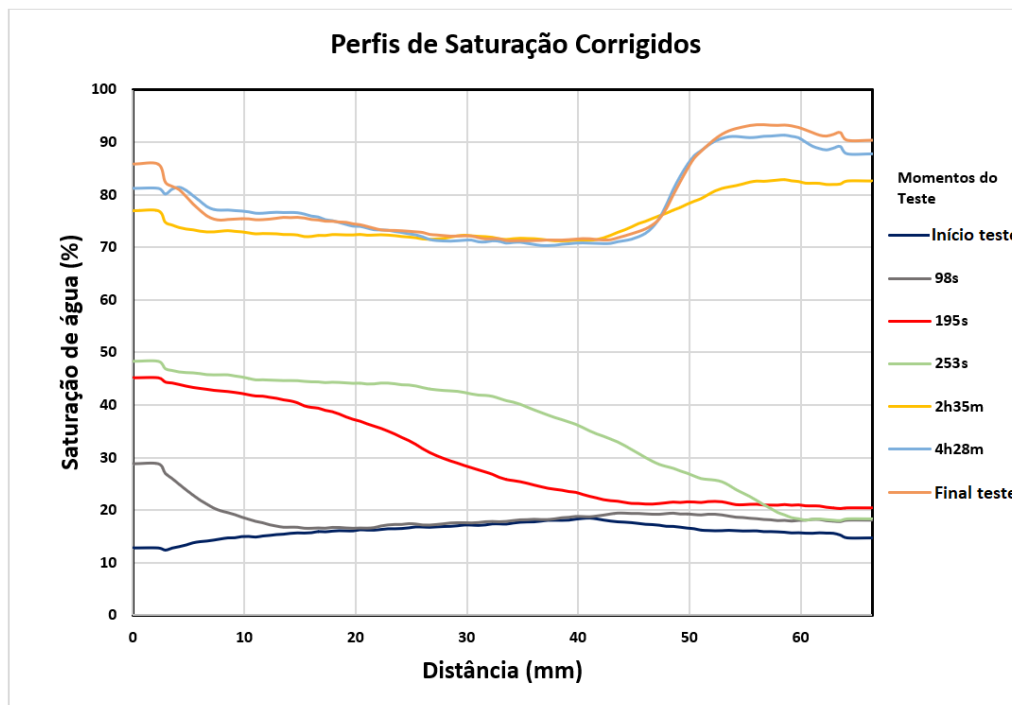


Figura 21. Perfis de saturação de água com correção em diferentes tempos ao longo do teste de injeção de água na amostra B.

Avaliando os perfis de saturação após o *breakthrough* (tempos finais), observa-se um comportamento de distribuição de saturação diferente no trecho final da amostra (após

44mm). Esta diferença é relacionada com a heterogeneidade do plugue como pode ser observado pela redução da porosidade no final da amostra mostrado na Figura 16, confirmado visualmente na Figura 22 no tempo de 4h28m com o aumento da intensidade da cor azul no trecho final (quanto maior o volume de água dopada na amostra, maior a atenuação de raios X).

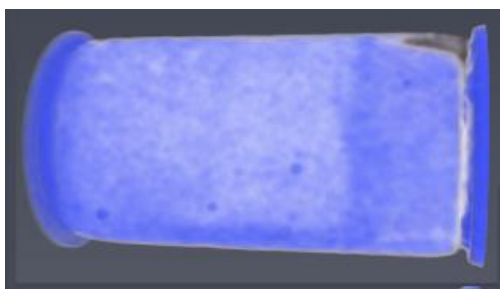


Figura 22. Imagem tomográfica 3D do tempo 4h28m (quanto maior a saturação de azul, maior a quantidade de água).

Através da avaliação dos perfis de saturação dos tempos antes do *breakthrough* (98s, 195s e 253s), consegue-se avaliar que a frente de avanço de água não se deu de forma abrupta na variação de saturação, indicando que no fenômeno de deslocamento do óleo pela água não foi exclusivamente por efeito pistão, existindo alguns caminhos preferenciais (bordas) conforme as imagens tomográficas (Figura 23 e Figura 24).

Outra avaliação que pode ser feita através dos perfis de saturação é o aumento de saturação de óleo no final da amostra nos tempos 2h35m e 4h28min, podendo ser observado também na Figura 22, pois o final da amostra está com um tom mais “transparente”, indicando que não houve atenuação de raios X significativa que era o esperado para o óleo. Esse aumento de saturação de óleo (em torno de 3%) pode ser atribuído a dois fatores: 1) Efeito capilar de borda devido a descontinuidade de pressão capilar no final da amostra (artefato laboratorial), e 2) heterogeneidade da amostra.

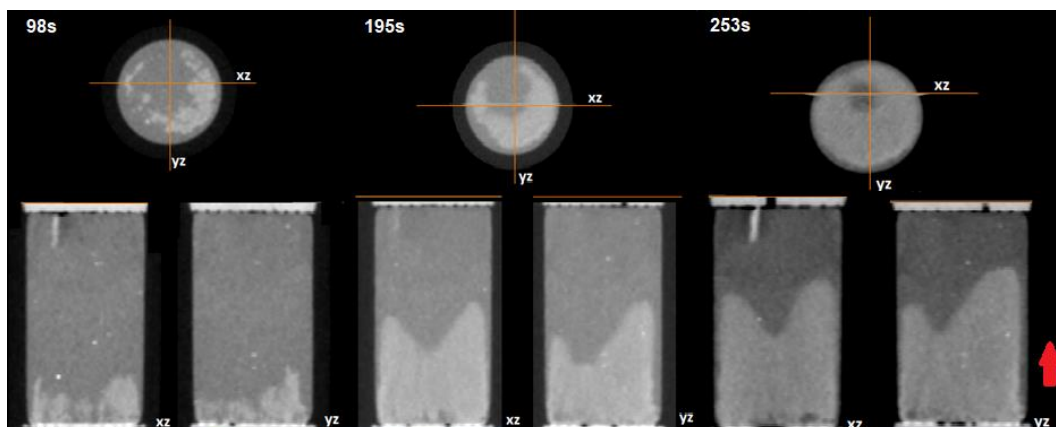


Figura 23. Imagens tomográficas 2D do tempo 98s, 195s e 253s respectivamente (seta indicando o sentido de fluxo).

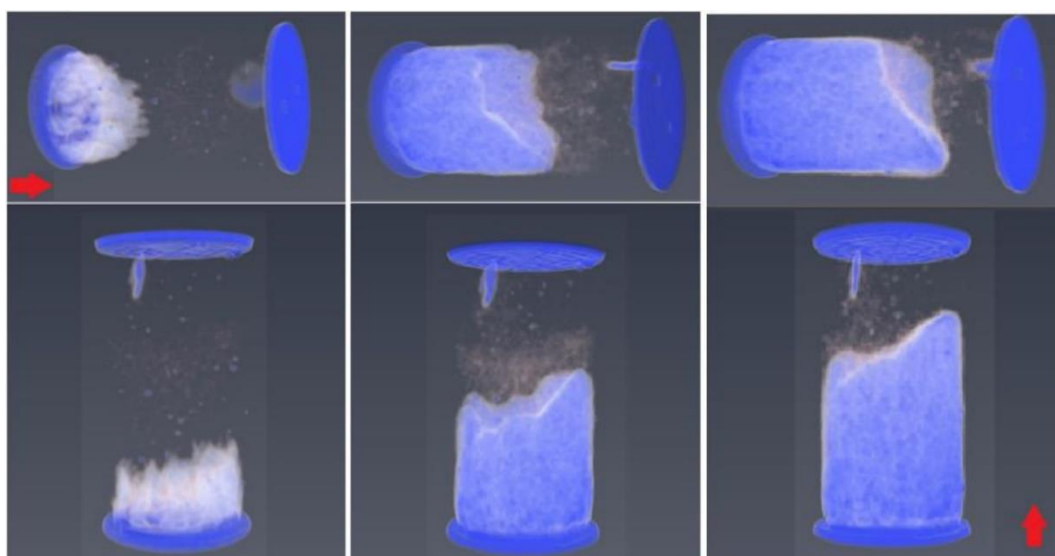


Figura 24. Imagens tomográficas 3D do tempo 98s, 195s e 253s respectivamente (seta indicando o sentido de fluxo).

No final do teste foi realizado os aumentos de vazão (*bumps*) para fazer a avaliação do possível efeito capilar de borda. Na Figura 25 e Tabela 4 encontram-se os resultados de saturação de saturação de água no final do teste e nos aumentos de vazão (*bumps*). As vazões aplicadas foram de  $2\text{cm}^3/\text{min}$  (Bump2),  $4\text{cm}^3/\text{min}$  (Bump4),  $8\text{cm}^3/\text{min}$  (Bump8) e  $16\text{cm}^3/\text{min}$  (Bump16). Da mesma forma que nas saturações finais do teste, os valores de saturação dos *bumps* obtidos por tomografia foram calibrados conforme os resultados do separador, através da multiplicação do  $F_c$  máximo de 1,128.

Tabela 4. Valores de saturação de água nos momentos de aumento de vazão no final do teste da amostra B.

Tempos	Saturação de água média (%)		$F_c$	$F_c$ utilizado
	Tomografia	Separador		
Final Teste (antes Bump)	69,27	90,26	1,30	1,13
Bump2	69,57	90,49	1,30	1,13
Bump4	69,73	90,73	1,30	1,13
Bump8	70,09	93,09	1,33	1,13
Bump16	70,11	94,03	1,34	1,13

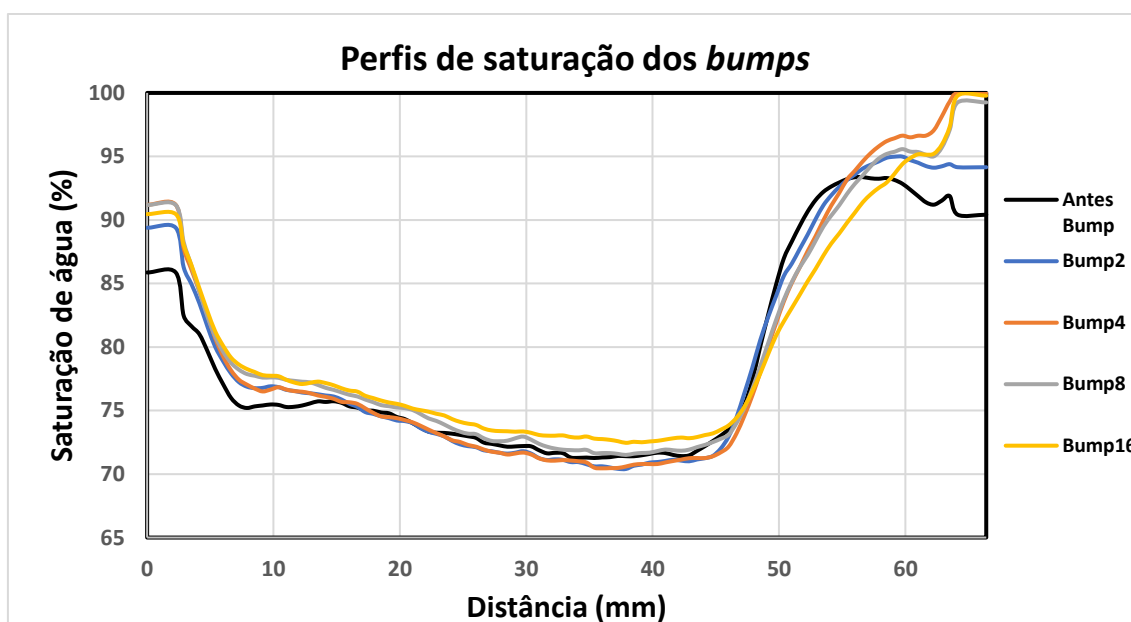


Figura 25. Perfis de saturação na etapa de aumento de vazões.

Conforme as leituras realizadas no separador houve produções de óleo em todos os aumentos de vazão (Tabela 4), podendo indicar um possível efeito capilar de borda na amostra (lembrando que a amostra não foi envelhecida para torná-la molhável preferencialmente ao óleo). Conforme avaliação do perfil de saturação antes dos *bumps*, consegue-se notar uma tendência de aumento de saturação de óleo no trecho final da amostra, e que após os aumentos de vazão há a produção desse óleo. É possível visualizar

melhor esse efeito através das imagens tomográficas antes e depois dos aumentos de vazão (Figura 26 a Figura 29), observando que a água dopada ocupa o final da amostra (aumento da atenuação de raios X).

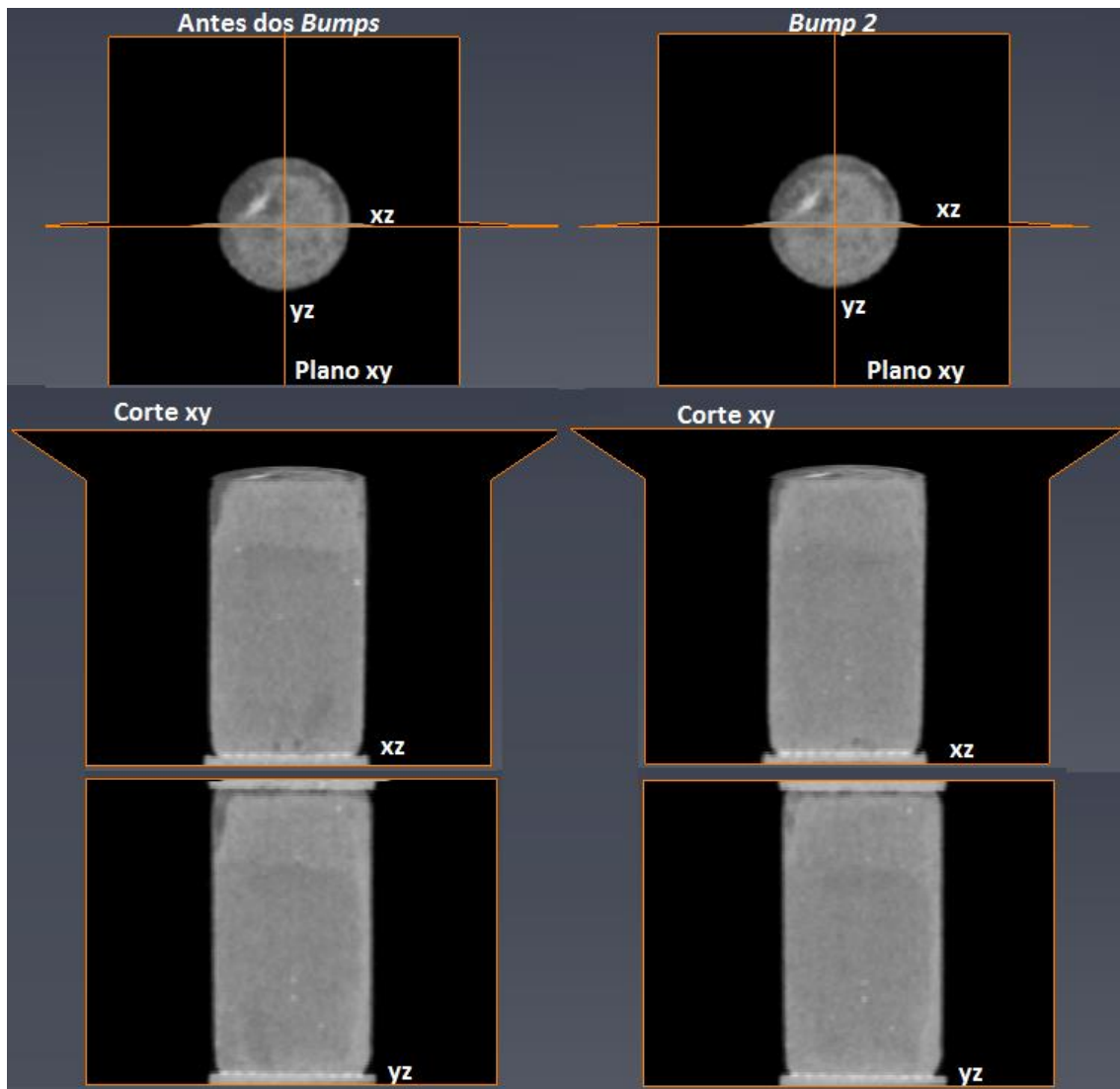


Figura 26. Imagens tomográficas 2D nos momentos antes e depois do *Bump2*.

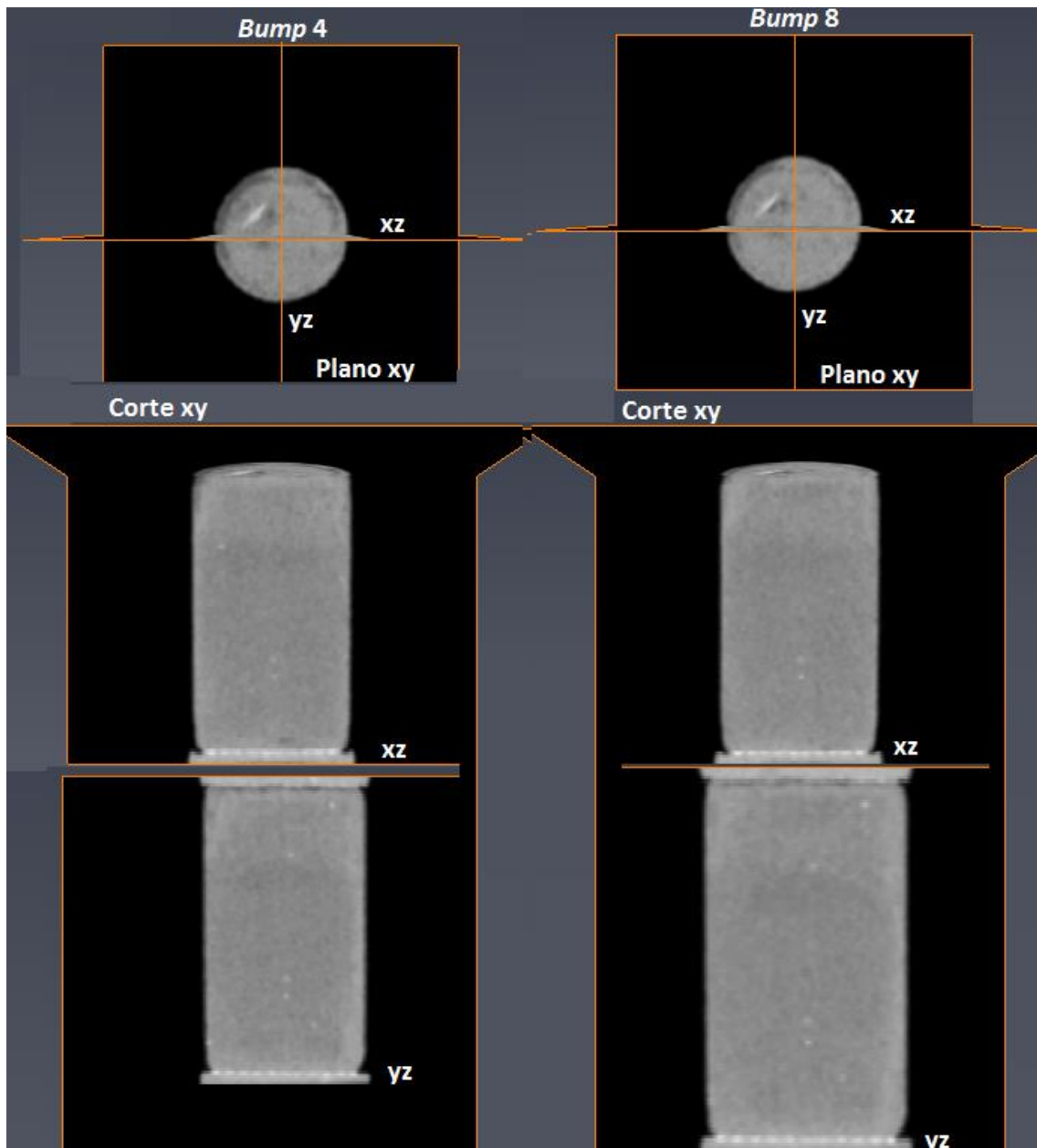


Figura 27. Imagens tomográficas 2D nos momentos *Bump4* e *Bump8*.

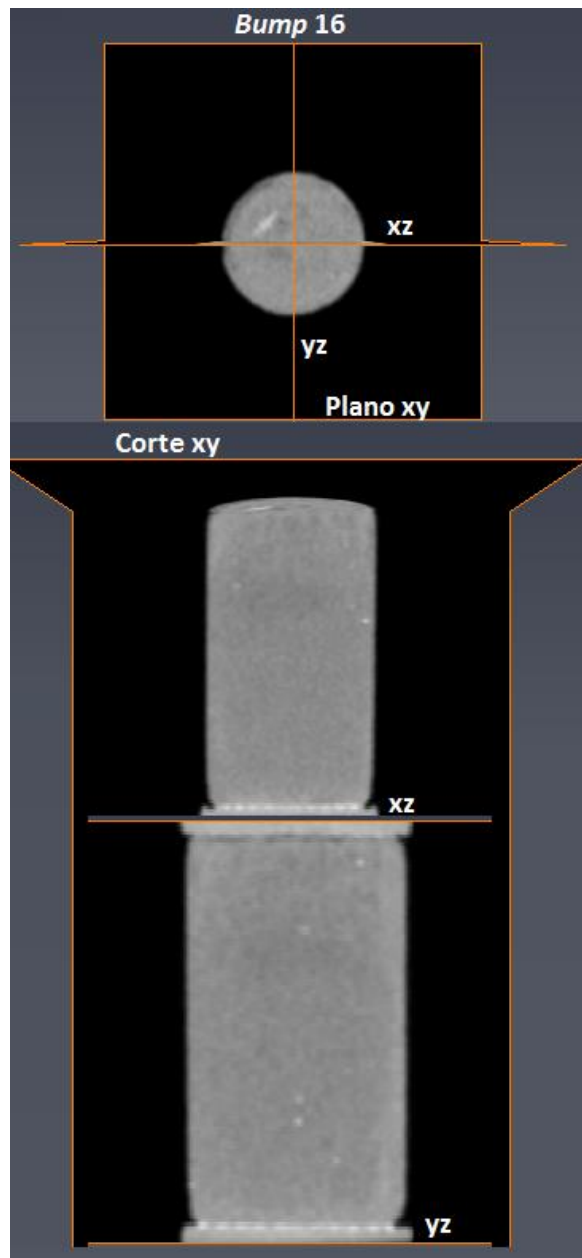


Figura 28. Imagens tomográficas 2D no momento depois do *bump16*.

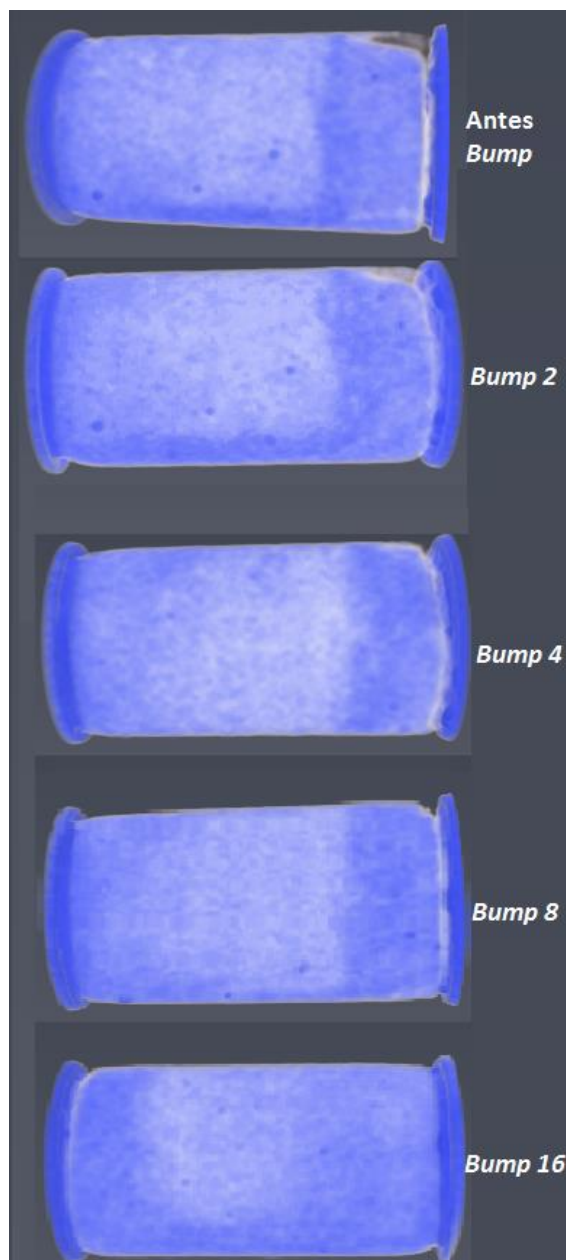


Figura 29. Imagens tomográficas 3D nos momentos antes e depois dos *bumps*.

#### **4.5. PERMEABILIDADE RELATIVA ÁGUA-ÓLEO**

Os resultados de pressão e produção do separador foram utilizados para a obtenção das curvas de KREL. As curvas foram obtidas através do ajuste de histórico parametrizado com o modelo do tipo LET (Figura 30 a Figura 37 Tabelas 5, 6 e 7). Utilizando as curvas de KREL na simulação do escoamento foi possível obter as

curvas de produção e pressão que apresentaram bons ajustes aos respectivos dados experimentais (Figura , 33, 36 e 37).

Para o teste da amostra B, a curva de pressão foi ajustado nos pontos finais para que não houvesse o aumento de pressão observado nos dados experimentais, esse fenômeno ainda não é bem compreendido, mas possivelmente pode estar relacionado com alguma interação rocha fluido (precipitação de sais, dissolução da matriz ou arraste de grãos).

Os pontos terminais das curvas de KREL água-óleo são apresentados na Tabela 8. A saturação de água inicial corresponde à saturação de água média após o processo de drenagem realizado em fluxo no tomógrafo.

O fator de recuperação de óleo ( $FR$ ) – Eq. 71 foi definido como sendo a porcentagem de óleo recuperado em relação à quantidade inicialmente presente nas amostras.

$$FR = \frac{1-S_{wi}-S_{or}}{1-S_{wi}} \cdot 100 \quad (64)$$

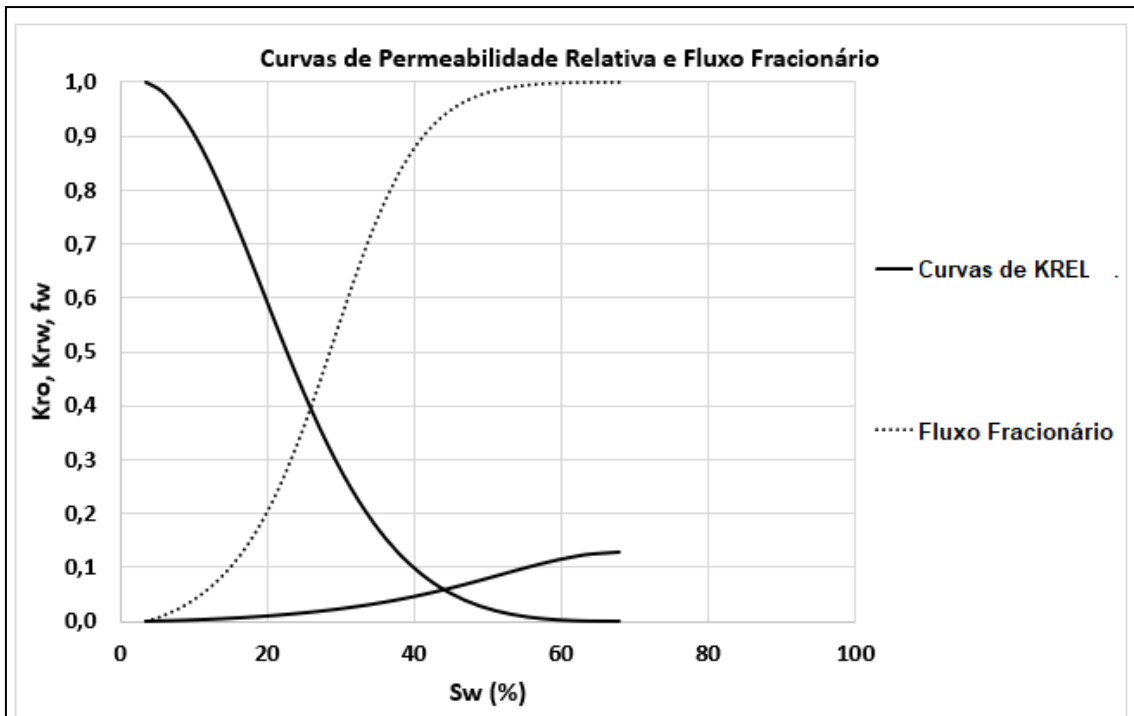


Figura 30. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo amostra A.

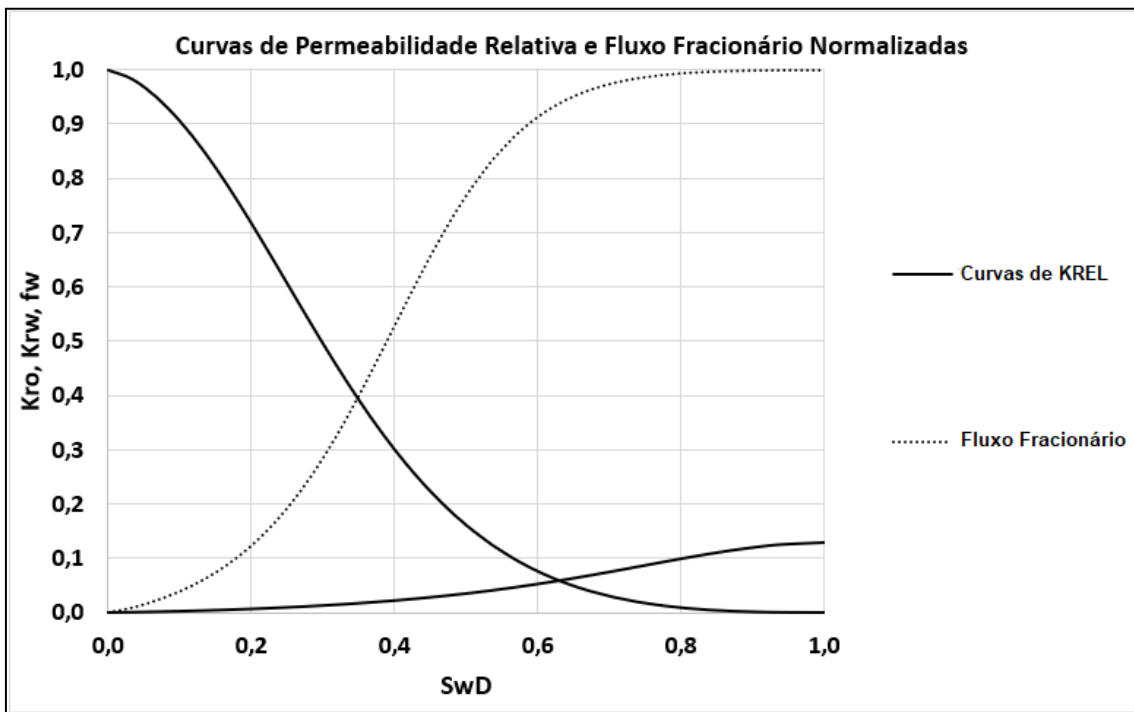


Figura 31. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo adimensionais - amostra A.

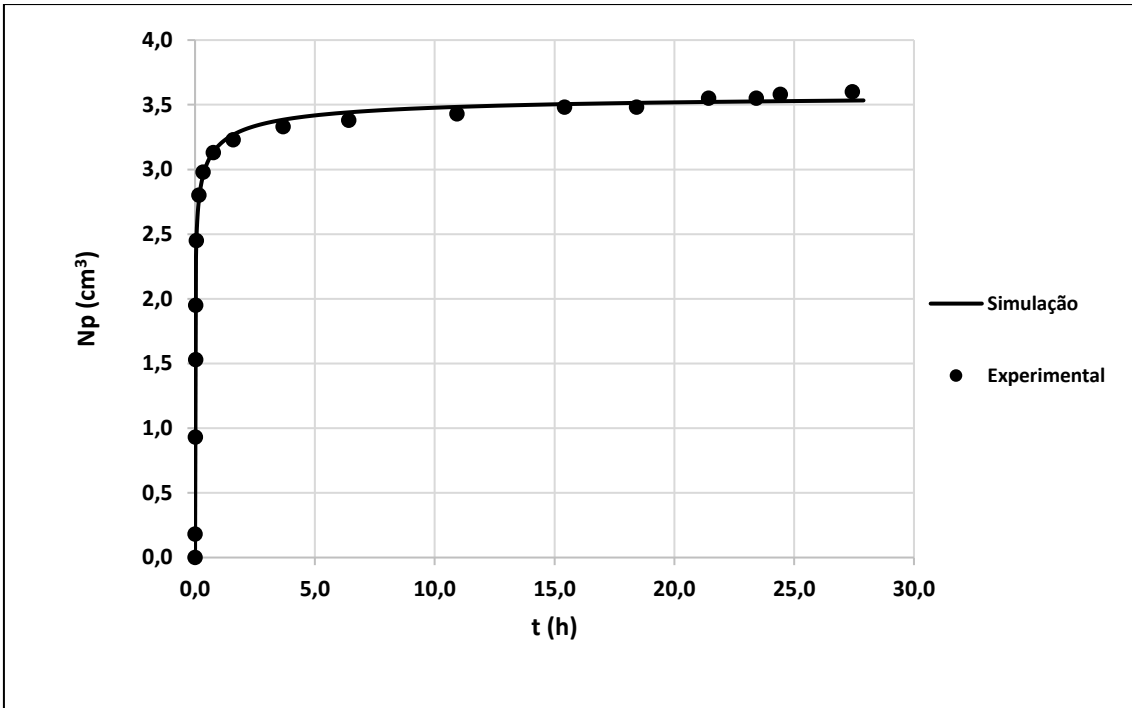


Figura 32. Resultados de produção do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra A.

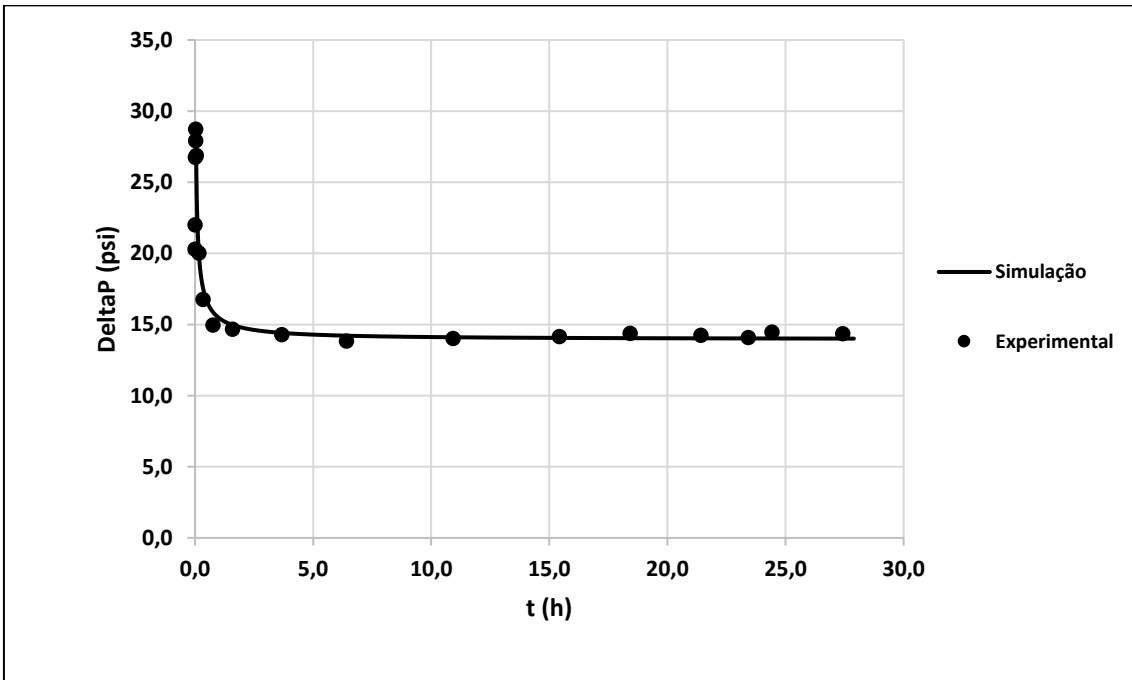


Figura 33. Resultados de pressão do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra A.

Tabela 5. Curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário água-óleo amostra A.

<b>Amostra A -LET</b>				
Permeabilidade de Referência (mD)		<b><i>Kabs(gas)</i></b>		89
Porosidade Efetiva (%)		$\emptyset$		10,2
<b><i>S<sub>w</sub></i></b>	<b><i>K<sub>rw</sub></i></b>	<b><i>K<sub>ro</sub></i></b>	<b><i>F<sub>w</sub></i></b>	<b><i>S<sub>wD</sub></i></b>
Saturação de Água (%)	Permeabilidade Relativa à Água (fr)	Permeabilidade Relativa ao Óleo (fr)	Fluxo Fracionário de Água (fr)	Saturação de Água Adimensionalizada (fr)
(%)	(fr)	(fr)	(fr)	(fr)
<b>3,6</b>	<b>0,000</b>	<b>1,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
5,7	0,001	0,983	0,009	0,033
7,9	0,001	0,951	0,022	0,067
10,0	0,002	0,906	0,039	0,100
12,2	0,004	0,851	0,061	0,133
14,3	0,005	0,787	0,089	0,167
16,5	0,007	0,717	0,124	0,200
18,6	0,008	0,643	0,167	0,233
20,7	0,010	0,569	0,221	0,267
22,9	0,013	0,495	0,285	0,300
25,0	0,015	0,425	0,360	0,333
27,2	0,018	0,359	0,443	0,367
29,3	0,022	0,300	0,530	0,400
31,5	0,026	0,247	0,617	0,433
33,6	0,030	0,200	0,698	0,467
35,7	0,035	0,161	0,770	0,500
37,9	0,040	0,127	0,830	0,533
38,3	0,041	0,122	0,839	0,539
40,4	0,047	0,094	0,885	0,572

Tabela 5 (Cont.). Curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário água-óleo amostra A.

<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Fw</i>	<i>SwD</i>
Saturação de Água (%)	Permeabilidade Relativa à Água (fr)	Permeabilidade Relativa ao Óleo (fr)	Fluxo Fracionário de Água (fr)	Saturação de Água Adimensionalizada (fr)
(%)	(fr)	(fr)	(fr)	(fr)
44,7	0,060	0,054	0,945	0,639
46,8	0,068	0,039	0,964	0,672
49,0	0,076	0,028	0,976	0,706
51,1	0,084	0,019	0,985	0,739
53,3	0,092	0,013	0,991	0,772
55,4	0,100	0,008	0,995	0,806
57,5	0,107	0,005	0,997	0,839
59,7	0,114	0,002	0,999	0,872
61,8	0,120	0,001	0,999	0,906
64,0	0,124	0,000	1,000	0,939
<b>67,9</b>	<b>0,128</b>	<b>0,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>

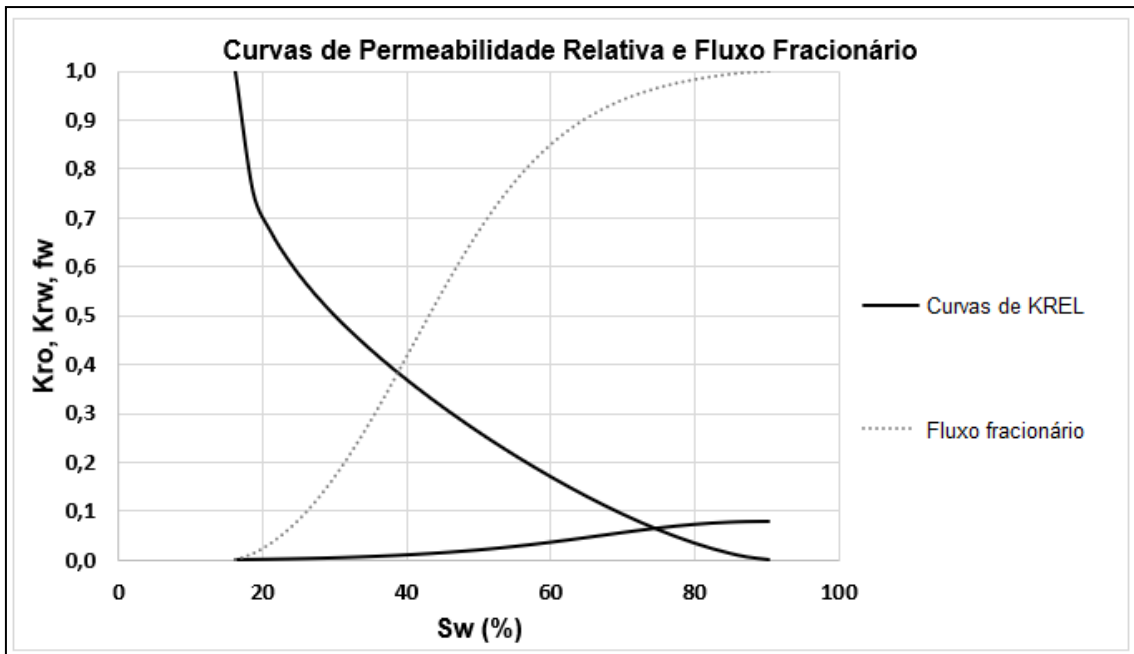


Figura 34. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo amostra B.

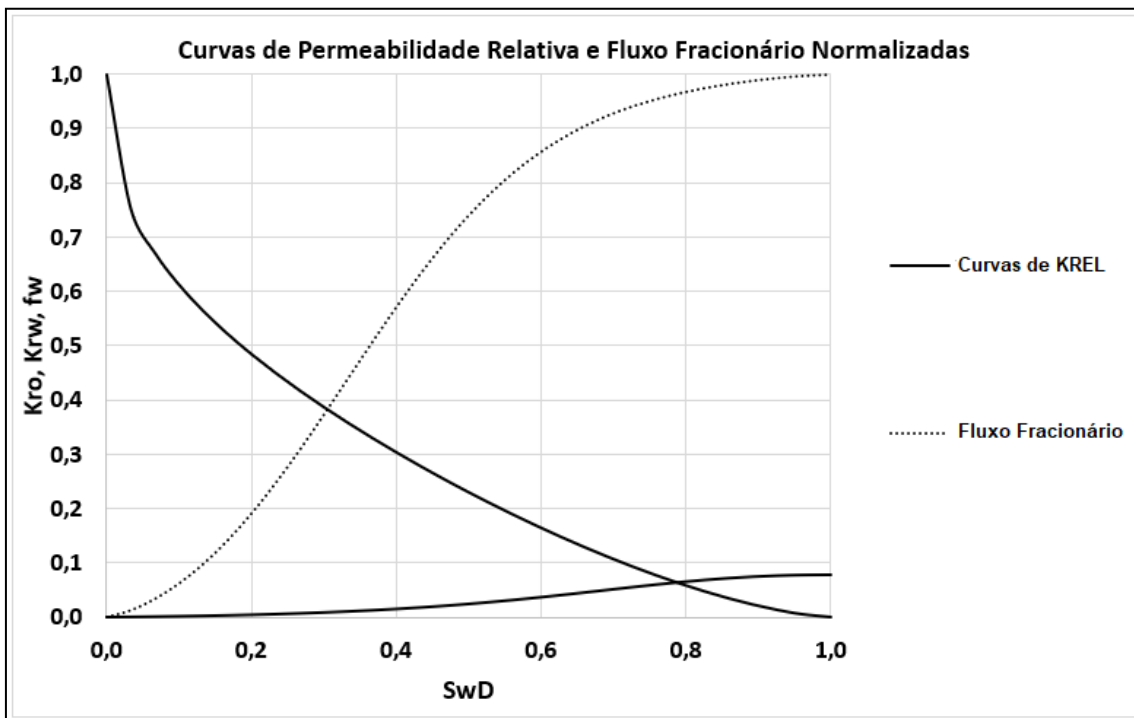


Figura 35. Curvas de permeabilidade relativa água-óleo adimensionais - amostra B.

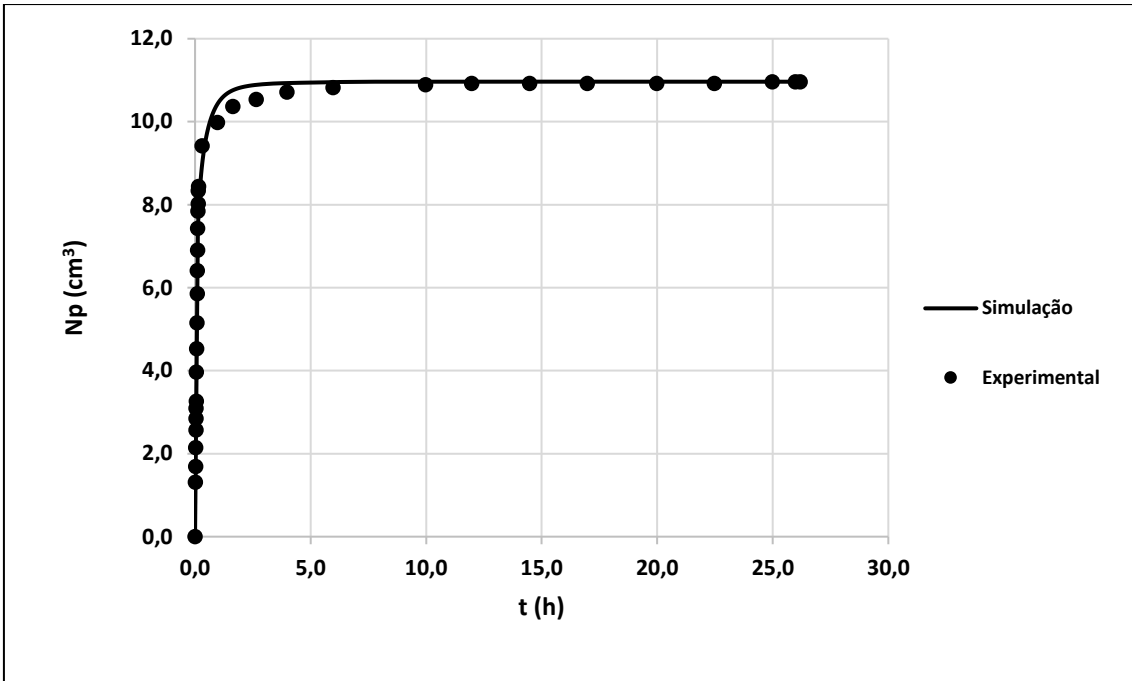


Figura 36. Resultados de produção do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra B.

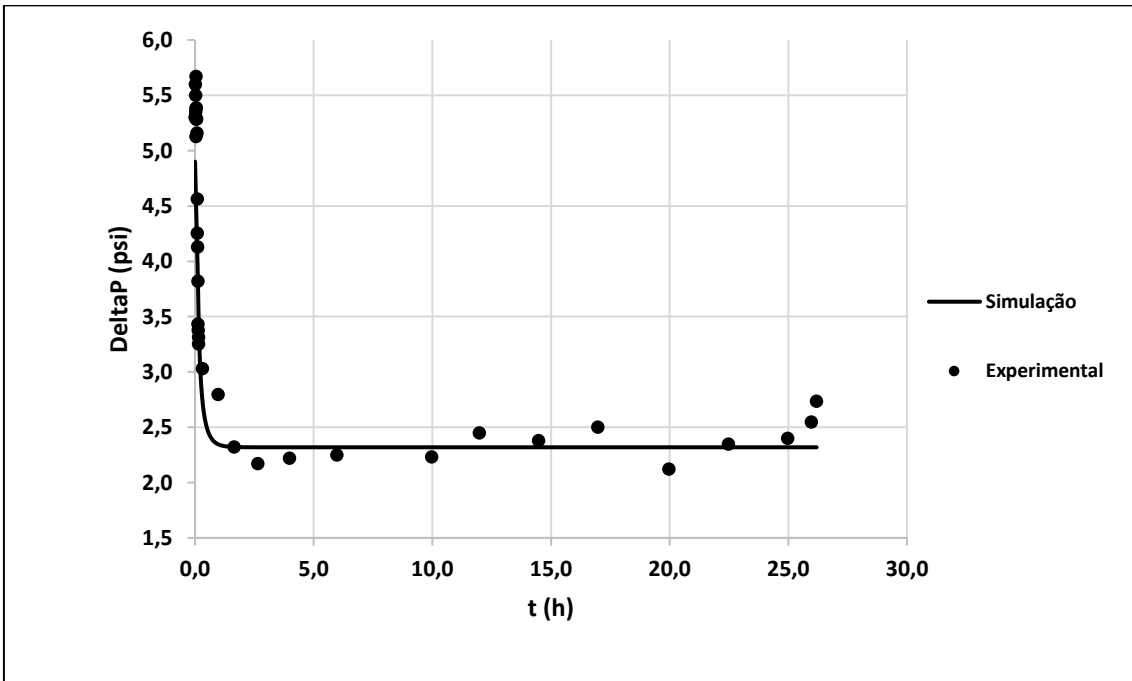


Figura 37. Resultados de pressão do teste e dados simulados com Modelo LET – Amostra B.

Tabela 6. Curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário água-óleo amostra A.

<b>Amostra B -LET</b>				
Permeabilidade de Referência (mD)		<b><i>Kabs(gas)</i></b>	761	
Porosidade Efetiva (%)		$\emptyset$	21,4	
<b><i>Sw</i></b>	<b><i>Krw</i></b>	<b><i>Kro</i></b>	<b><i>Fw</i></b>	<b><i>SwD</i></b>
Saturação de Água (%)	Permeabilidade Relativa à Água (fr)	Permeabilidade Relativa ao Óleo (fr)	Fluxo Fracionário de Água (fr)	Saturação de Água Adimensionalizada (fr)
(%)	(fr)	(fr)	(fr)	(fr)
<b>16,2</b>	<b>0,000</b>	<b>1,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
18,7	0,000	0,752	0,012	0,033
21,2	0,001	0,671	0,034	0,067
23,6	0,002	0,612	0,062	0,100
26,1	0,002	0,564	0,098	0,133
28,6	0,003	0,522	0,141	0,167
31,0	0,004	0,484	0,191	0,200
33,5	0,005	0,450	0,247	0,233
36,0	0,007	0,417	0,309	0,267
38,4	0,009	0,387	0,374	0,300
40,9	0,010	0,358	0,440	0,333
43,4	0,013	0,330	0,507	0,367
45,9	0,015	0,304	0,572	0,400
48,3	0,018	0,278	0,633	0,433
50,8	0,021	0,254	0,690	0,467
52,7	0,024	0,235	0,730	0,493
55,2	0,027	0,212	0,776	0,526
57,6	0,031	0,190	0,817	0,559
60,1	0,036	0,169	0,851	0,593

Tabela 6 (Cont.). Curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário água-óleo amostra A.

<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Fw</i>	<i>SwD</i>
Saturação de Água (%)	Permeabilidade Relativa à Água (fr)	Permeabilidade Relativa ao Óleo (fr)	Fluxo Fracionário de Água (fr)	Saturação de Água Adimensionalizada (fr)
62,6	0,040	0,149	0,880	0,626
65,1	0,045	0,129	0,905	0,659
67,5	0,050	0,111	0,925	0,693
70,0	0,055	0,093	0,941	0,726
72,5	0,060	0,077	0,955	0,759
74,9	0,065	0,061	0,966	0,793
77,4	0,069	0,047	0,975	0,826
79,9	0,072	0,034	0,983	0,859
82,3	0,075	0,023	0,989	0,893
84,8	0,077	0,013	0,994	0,926
87,3	0,078	0,005	0,997	0,959
<b>90,3</b>	<b>0,078</b>	<b>0,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>

Tabela 7. Parâmetros LET das curvas de permeabilidade relativa.

Amostra	Modelo	Fase	Parâmetro <i>L</i>	Parâmetro <i>E</i>	Parâmetro <i>T</i>
A	LET	Injetada	1,20E+00	4,00E+00	1,78E+00
		Deslocada	2,60E+00	2,42E+00	1,49E+00
B	LET	Injetada	1,20E+00	4,00E+00	2,05E+00
		Deslocada	1,46E+00	1,72E+00	5,00E-01

Tabela 8. Pontos Terminais das Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo

Amostra	$S_{wi}$ (%)	$K_{ro}^{max}$	$S_{or}$ (%)	$K_{rw}^{max}$	FR (%)
A	3,6	1,0	32,1	0,128	66,7
B	16,2	1,0	9,7	0,078	88,4

Nas curvas de KREL observa-se baixos valores de permeabilidade relativa de água (menores que 0,01) até a  $S_w \approx 35\%$  (amostra A)  $S_w \approx 42\%$  (amostra B), isso é um indicativo de um razoável fator de recuperação de óleo através da injeção de água, sendo melhor na amostra B, pois a água tem uma maior dificuldade de escoar perante o óleo, tendo em consequência uma frente de avanço mais uniforme que também foi confirmado pelas análise das imagens de tomografia (Figura 24). Em consequência disso foi obtido um valor mais baixo de saturação de óleo residual ( $S_{or} = 9,7\%$ ) para a amostra B em comparação com a amostra A ( $S_{or} = 32,1\%$ ).

Em ambas as amostras, temos altos valores de  $k_{ro}^{max}$  e baixos valores de  $k_{rw}^{max}$  além de  $S_w^{cross} \approx 64\%$  (A) e  $S_w^{cross} \approx 78\%$  (B) (ponto de cruzamento das curvas) esses parâmetros são indicativos que as rochas apresentam molhabilidade preferencialmente a água, comportamento esperado pelo fato dos testes terem sido realizados em condições de laboratório (sem envelhecimento das amostras). Outro fator que confirma essa mesma tendência são os altos valores de fluxo fracionário obtidos (Amostra A: média de 42% - Amostra B: média de 55%) para baixos valores de permeabilidade relativa de água ( $k_{rw} < 0,01$ ). O baixo valor de  $S_{wi} = 3\%$  da amostra A indica que provavelmente no início do teste não havia caminhos pré-existentes favoráveis ao escoamento da água, e que o valor de  $S_w^{cross}$  obtido não poderia ser maior. Já no teste B com  $S_{wi} = 16,2\%$  não podemos fazer a mesma afirmação pois poderia ou não haver caminhos pré-existentes que impactariam o valor correto de  $S_w^{cross}$ , entretanto o óleo utilizado para levar as amostras ao  $S_{wi}$  foi um

óleo de alta viscosidade (23,012 cP @ 21°C e 14,7 psi), atingindo diferenciais de pressão bem altos nas últimas vazões, principalmente na amostra B que é menos permeável.

Admitindo que a rocha da amostra B seja preferencialmente molhável a água, podemos avaliar que os valores baixos de permeabilidade relativa do óleo após o ponto de cruzamento das curvas de KREL é um indicativo que a água pode ter formado caminhos preferenciais, principalmente no trecho final da amostra que houve redução de porosidade (Fig. 21), deixando volumes de óleos isolados nos poros de diâmetros maiores (*snap off*). BLUNT (2017) relata que em poros de maiores diâmetros pode haver trapeamento de volumes da fase não molhante, devido ao desenvolvimento de caminhos preferenciais da fase molhante pelas paredes do poro.

## 5. CONCLUSÕES

Através desse trabalho foi possível concluir que uma boa avaliação de curvas de permeabilidade relativa depende de uma combinação de várias técnicas de pesquisas. Foi possível demonstrar um fluxo de trabalho que consegue melhorar a compreensão das curvas de KREL através da integração da análise qualitativa (tomografia computadorizada de raios X) com os resultados laboratoriais de ensaios de escoamento multifásico. O modelo LET utilizado no ajuste de histórico para obtenção das curvas de KREL se demonstrou satisfatório em representar o escoamento multifásico, pois as curvas simuladas de produção e pressão apresentaram bons ajustes aos respectivos dados experimentais. Além disso, através da avaliação do conjunto de curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário foi possível indicar que as rochas testadas apresentam uma tendência de serem preferencialmente molhável a água.

A metodologia utilizada para obtenção do perfil de porosidade a partir da tomografia computadorizada de raios X se demonstrou bastante eficaz, entretanto, o mesmo não foi observado para obtenção dos perfis de saturação, sendo possível somente a realização de uma avaliação qualitativa e não quantitativa. Para uma avaliação mais precisa dos resultados de tomografia, recomenda-se utilizar um aparato experimental apropriado para o teste de KREL dentro do tomógrafo de modo a garantir a fixação dos equipamentos. Nesse estudo só foi possível utilizar a tomografia para análises qualitativas: avaliação de tendências, distribuições de saturações análises visuais. Foi constatado que uma concentração de 160 g/L de NaI foi o ideal nessas condições para se ter uma boa visualização do processo de escoamento, sendo esse um valor de referência para nortear ensaios com outras rochas. Além disso, avaliando os perfis de saturação da amostra B foi observado uma pequena retenção de óleo na face de saída da amostra, estando essas relacionadas com o efeito capilar de borda e heterogeneidade.

Por fim, para a obtenção de curvas de KREL com maior precisão seria recomendado incluir também os perfis de saturação no ajuste de histórico, buscando acrescentar parâmetros relacionados com a heterogeneidade da amostra para melhor representar o modelo de escoamento multifásico.

## 6. REFERÊNCIAS

AKHLAGHINIA, M., TORABI, F., e CHAN, C. “Experimental investigation of temperature effect on three-phase relative permeability isoperms in heavy oil system”. **Fuel**, 118, 281-290, 2014.

AMBRUS J., HURTADO, F. S. V., MALISKA, C. R., SILVA, A. F. C., CONTESSI, B. A., CORDAZZO, J. “Uma metodologia de estimação de parâmetros aplicada à determinação de curvas de permeabilidade relativa de rochas reservatório”. **XXV Iberian Latin American Congress on Computational Methods**, Recife, Brazil, 2004.

BERGER, M.J., HUBBELL, J.H., SELTZER, S.M., CHANG, J., COURSEY, J.S., SUKUMAR, R., ZUCKER, D.S., OLSEN, K. “XCOM: Photon Cross Sections Database. **NIST standard reference database (XGAM)**, Radiation Physics Division. 2010. <http://www.nist.gov/pml/data/xcom/index.cfm>. (Acessado em 10/2019).

BLUNT, M. “Multiphase Flow in Permeable Media”. 1st ed. *Cambridge: Cambridge University Press*, 2017.

BOYER, R., MORGAN, F. e MUSKAT, M. “A New Method for Measurement of Oil Saturation in Cores”. **Petroleum Technology, TP2124. Galveston Meeting**, October, 1947.

BUCKLEY, S.E e LEVERETT, M. “Mechanism of Fluid Displacement in Sands”. **Petroleum Technology. New York Meeting**, February 1941. FTP1337, 1941.

CHIERICI, G. L. Novel relations for drainage and imbibition relative permeabilities. **SPE Paper 10165**, 1981.

CHUKWUDEME, E. A., FJELDE, I., ABEYSINGHE, K. P., e LOHNE, A. “Effect of Interfacial Tension on Water/Oil Relative Permeability and Remaining Saturation with Consideration of Capillary Pressure”. **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition**. doi:10.2118/143028-ms, 2011.

COMPAN, A. L. M. “*Determinação de Classes de Permeabilidade Relativa de Reservatórios de Petróleo Utilizando Processo de Otimização Heurístico Associado a Método de Agrupamento*”. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

COREY, A. T. “The Interrelation Between Gás and Oil Relative Permeabilities. **Producers Monthly**”. pp. 38-41, November, 1954.

CRUZ, D. A. “*Estudo das Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo Considerando o Efeito de Forças Capilares na Produção Adicional de Óleo*”. Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

DOUGLAS, Jim, Jr., BLAIR, P. M. e WAGNER, R. J.: “CALCULATION OF LINEAR WATERFLOOD BEHAVIOR INCLUDING THE EFFECTS OF CAPILLARY PRESSURE”. **Trans. AIME**. vol. 213, p. 96-102, 1958.

EBELTOFT, E. LOMELAND, F. BRAUTASET, A. HAUGEN, Å. “Parameter based scal-analysing relative permeability for full field application”. **International Symposium of the Society of Core Analysts held in Avignon**, France, 8-11 September, 2014.

GRATTONI, C., e BIDNER, M. “History matching of unsteady - state corefloods for determining capillary pressure and relative permeabilities”. **SPE Latin American Petroleum Engineering Conference held In Rio de Janeiro**, 1990.

IMAGO RELP. Desenvolvido com financiamento do CENPES e implementado pelo Laboratório SINMEC/UFSC, 2005.

JIANG, H. Computed Tomography: Principles, Design, Artifacts, and Recent Advances, **SPIE PRESS BOOK**, Third Edition, 2015.

JOHNSON, E.F., BOSSLER, D.P, NAUMANN, V.O. “Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments”. **Trans. AIME**, 1959.

JONES, S.C., ROSZELLE, W.O. “Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments”. **SPE 6045**, 1978.

KYTE, J. R., e RAPOPORT, L. A. “Linear Waterflood Behavior and End Effects in Water-Wet Porous Media”. **Society of Petroleum Engineers**. doi:10.2118/929-G, 1958.

KREIG, P. D., WATSON, A. T. “A new algorithm for estimating relative permeabilities from displacement experiments”. **SPE Paper 14476**. 1987.

LEVERETT, M.C. "Capillary behaviour in porous solids". **Transactions of the AIME** (142): 159–172, 1941.

LOMELAND, F., EBELTOFT, E., THOMAS, W. H. “A New Versatile Relative Permeability Correlation”. **International Symposium of the Society of Core Analysts**. Toronto, Canada, 21-25 August. 2005.

LUCIA, F. J. Carbonate Reservoir Characterization: An integrated approach. **Springer**, Berlin, 336p, 2007.

MEJIA, G., WATSON, A., e NORDVEDT, J. “Estimation of three-phase functions in porous media”. **AIChE Journal**, 42(7), 1996.

ORTIZ, A. F., HERRERA, E., e SANTOS, N. “Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos X”. **Revista Fuentes**, 15(2), 107-116, 2017.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”. Ed:1. Rio de Janeiro: **Interciência**, 2006.

SIDDIQUI, S. KHAMEES, A. A. “Data Visualization Challenges for Displaying Laboratory Core and Flow Data in Three-Dimensions”. **SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section**, doi.org/10.2118/106334-MS. Dhahran, Saudi Arabia, 2005.

SIGMUND, P. M., MCCAFFERY, F. G. “An Improved Unsteady-State Procedure for

Determining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media”. **Society of Petroleum Engineers Journal**, pp. 15-28, February, 1979.

SYLTE, A., EBELTOFT, E. e PETERSEN, E.B., “Simultaneous Determination of Relative Permeability and Capillary Pressure Using Data from Several Experiments”. **International Symposium of the Society of Core Analysts** held in Abu Dhabi, UAE, 5-9 October, 2004.

TIAB, D.; DONALDSON, E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2. ed. Nova York: Editora Elsevier, 889 p. 2004.

VIÉGAS, V. H. *Comparação entre os regimes transiente e permanente na obtenção de curvas de permeabilidade relativa*. Dissertação de Mestrado Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE – UFRJ, 2017.

WELGE, H. J. “A Simplified Method for Computing Oil Recovery By Gas or Water Drive”. **Trans. AIME**, Vol. 152, p.91-98, 1952.

WELLINGTON, S. L. e VINEGAR H. J. “X-Ray Computerized Tomography”. **Journal of Petroleum Technology**, 38(7), pp. 885-896, 1987.

WITHJACK, E. “Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization”. **SPE Formation Evaluation**, v. 3, n. 04:pp. 696—704. ISSN 0885-923X. doi:10.2118/16951-PA. URL <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/16951-PA>, 1988.

ZHANG, H., HE, S., JIAO, C. *et al.* “Determination of dynamic relative permeability in ultra-low permeability sandstones via X-ray CT technique”. **J Petrol Explor Prod Technol** 4, 443–455.<https://doi.org/10.1007/s13202-014-0101-6>, 2014.