



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ANA KAROLINE BENTO ROCHA

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DE
CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA OBTIDAS EM TESTES DE
ESCOAMENTO DE FLUIDOS EM MEIO POROSO: ABORDAGENS
EXPERIMENTAL, ANALÍTICA E NUMÉRICA.**

FORTALEZA

2023

ANA KAROLINE BENTO ROCHA

CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DE CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA OBTIDAS EM TESTES DE ESCOAMENTO DE FLUIDOS EM MEIO POROSO: ABORDAGENS EXPERIMENTAL, ANALÍTICA E NUMÉRICA.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. PhD Luis Glauber Rodrigues

Fortaleza
2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

R571c Rocha, Ana Karoline Bento.

Caracterização de reservatórios de petróleo através de curvas de permeabilidade relativa obtidas em testes de escoamento de fluidos em meio poroso : abordagens experimental, analítica e numérica / Ana Karoline Bento Rocha. – 2023.
82 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues.

1. Caracterização de reservatório. 2. Permeabilidade relativa. 3. Simulação. 4. Estudo experimental. 5. Injeção de água. I. Título.

CDD 665.5092

ANA KAROLINE BENTO ROCHA

CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DE CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA OBTIDAS EM TESTES DE ESCOAMENTO DE FLUIDOS EM MEIO POROSO: ABORDAGENS EXPERIMENTAL, ANALÍTICA E NUMÉRICA.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovada em: 23/06/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. PhD Luis Glauber Rodrigues (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Pedro Felipe Gadelha Silvino
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Sebastião Mardônio Pereira de Lucena
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Arlenilda e Rogério.

AGRADECIMENTOS

À Deus pela oportunidade e por ter me dado forças para seguir minha jornada com foco e determinação.

Aos meus pais, Arlenilda e Rogério, por serem minha base, por nunca deixarem me faltar nada, e por sempre acreditarem em mim e me darem total apoio para seguir meus sonhos.

À minha avó por toda ajuda e por todo amor e carinho.

Aos meus amigos Erika, Reginaldo, Carlos, Bruno, Leonardo e Natanael por todos os momentos compartilhados, por terem tornado esse desafio mais leve e terem me ajudado a enfrentar as dificuldades sempre da melhor forma.

Ao meu professor, orientador e grande amigo, Luis Glauber Rodrigues, por todos os ensinamentos repassados, pela excelente orientação e por ter me proporcionado oportunidades de crescimento dentro da Universidade.

RESUMO

O processo de caracterização de um reservatório de hidrocarbonetos é uma das etapas mais importantes dentro da indústria de petróleo, uma vez que é responsável por prever a forma de produção do campo, diminuindo as incertezas do processo e impactando diretamente na tomada de decisões com relação à exploração. Neste processo, existe um número extenso de propriedades que impactam diretamente nos resultados, incluindo propriedades intrínsecas do meio poroso ou dos fluidos, e principalmente, as que descrevem a interação entre esses dois componentes, como por exemplo, a permeabilidade relativa. Nesse contexto, no presente trabalho foram empregadas três metodologias: experimental, através de testes de injeção de água em uma amostra de rocha saturada com óleo (representando as condições iniciais de um reservatório e o método de recuperação secundária), analítica, com a aplicação do método JBN, e numérico, utilizando software comercial de simulação de fluxo. O intuito principal desta aplicação de abordagens distintas é a obtenção de curvas de permeabilidade relativas que apresentem um maior grau de confiabilidade, uma vez que os métodos analíticos e numéricos atuam complementando o estudo experimental. Através da análise das curvas de permeabilidade, foi possível deduzir a molhabilidade da rocha, bem como os níveis de saturação dos fluidos residuais após o processo de produção, sendo importantes parâmetros para a caracterização do reservatório. Além disso, os resultados obtidos no processo de simulação mostraram a precisão dos dados gerados no experimento, os parâmetros que geram uma maior sensibilidade dentro do modelo e os possíveis erros gerados dentro da etapa experimental.

Palavras-chave: caracterização de reservatório; permeabilidade relativa; estudo experimental; injeção de água; simulação.

ABSTRACT

The characterization process of a hydrocarbon reservoir is one of the essential steps within the oil industry since it is responsible for predicting the form of production in the field, reducing process uncertainties, and directly impacting decision-making regarding the exploration. In this process, many properties directly affect the results, including intrinsic properties of the porous medium or fluids and, mainly, those that describe the interaction between these two components, such as the relative permeability. In this context, in the present work, three methodologies were employed: experimental, through water injection tests in a rock sample saturated with oil (representing the initial conditions of a reservoir and the secondary recovery method); analytical, with the application of JBN method, and numerical method, using commercial flow simulation software. The primary purpose of applying different approaches is to obtain relative permeability curves with excellent reliability since the analytical and numerical methods complement the experimental study. Through the analysis of the permeability curves, it was possible to deduce the wettability of the rock, as well as the saturation levels of the residual fluids after the production process, being essential parameters for the characterization of the reservoir. In addition, the results obtained in the simulation process showed the accuracy of the data generated in the experiment, the parameters that create greater sensitivity within the model, and the possible errors caused within the experimental stage.

Keywords: reservoir characterization; relative permeability; experimental study; water injection; simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água	21
Figura 2	– Influência do processo de saturação nas curvas de permeabilidade relativa	22
Figura 3	– Esquema do aparato experimental para teste de injeção de água em rocha em regime transiente	24
Figura 4	– Aparato experimental simplificado para teste de deslocamento em regime permanente	25
Figura 5	– Aparato para medição das permeabilidades relativas	26
Figura 6	– Comparação de K_w/K_o em relação a saturação de água medida em estado estacionário	27
Figura 7	– Dados das rochas e dos fluidos utilizados nos sistemas óleo-água e gás-óleo, respectivamente	28
Figura 8	– Gráfico de permeabilidade relativa óleo-água para várias correlações	29
Figura 9	– Gráfico de permeabilidade relativa de gás-óleo para três correlações diferentes	30
Figura 10	– Propriedades das amostras utilizadas nos ensaios	31
Figura 11	– Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de laboratório	32
Figura 12	– Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de semi-reservatório	32
Figura 13	– Resultados experimentais em regime transiente (A e B) e regime permanente (C e D)	33
Figura 14	– Histórico de pressão no Ob3 e Ob6	35
Figura 15	– Amostra Indiana Limestone	36

Figura 16 – Amostra Indiana Limestone	36
Figura 17 – Diagrama esquemático do Icare 6	38
Figura 18 – Célula de confinamento da amostra de rocha	38
Figura 19 – Sistema de coleta de produção	39
Figura 20 – Esquematização simplificada do trecho do equipamento utilizado no teste de porosidade	40
Figura 21 – Dimensões da amostra	58
Figura 22 – Modelo 3D	58
Figura 23 – Posicionamento dos poços	60

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Permeabilidade absoluta da amostra	44
Gráfico 2 – Volumes produzidos versus tempo (Drenagem)	45
Gráfico 3 – Produção acumulada versus tempo (Drenagem)	45
Gráfico 4 – Volumes acumulados em termos de Volume Poroso (Drenagem) ...	46
Gráfico 5 – Volumes produzidos versus tempo (2ª Embebição)	47
Gráfico 6 – Produção acumulada versus tempo (2ª Embebição)	47
Gráfico 7 – Diferencial de pressão da etapa de 2ª Embebição	48
Gráfico 8 – Volumes acumulados em termos de Volume Poroso (2ª Embebição)	49
Gráfico 9 – Fração de Recuperação (2ª Embebição)	50
Gráfico 10 – Curvas de permeabilidade relativa geradas através do teste de Drenagem	53
Gráfico 11 – Curvas de permeabilidade relativa geradas através do teste de 2ª Embebição	54
Gráfico 12 – Comparação entre as curvas experimentais e do modelo de Corey (Drenagem)	55
Gráfico 13 – Comparação entre as curvas experimentais e do modelo de Corey (2ª Embebição)	56
Gráfico 14 – Volumes produzidos acumulados da 2ª Embebição	61
Gráfico 15 – Histórico de diferencial de pressão da 2ª Embebição – Comparativo entre o modelo experimental e o modelo numérico (Caso 1)	62
Gráfico 16 – Histórico de diferencial de pressão da 2ª Embebição – Comparativo entre o modelo experimental e o modelo numérico (Caso 2)	63

Gráfico 17 – Soluções geradas pelo CMOST AI para a curva de pressão da 2ª Embebição	64
Gráfico 18 – Comparativo entre a curva de pressão experimental e as curvas geradas pelo CMOST AI	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades dos materiais	27
Tabela 2 – Condições dos experimentos	31
Tabela 3 – Conclusões com relação a variação do regime	34
Tabela 4 – Propriedades dos fluidos	37
Tabela 5 – Pressões do teste de porosidade	43
Tabela 6 – Condições iniciais/operacionais	59
Tabela 7 – Dados de poços	60
Tabela 8 – Alterações de propriedades	63
Tabela 9 – Limites dos parâmetros aplicados ao CMOST AI	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CMG	Computer Modeling Group
CO ₂	Gás Carbônico
N ₂	Nitrogênio
STARS	Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator

LISTA DE NOMENCLATURAS E SÍMBOLOS

k_{rw}	Permeabilidade relativa à água
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo
N_p	Produção acumulada de óleo
W_p	Produção acumulada de água
N	Volume original de óleo
N_{inj}	Volume de óleo injetado
W_{inj}	Volume de água injetada
$V_{p_{inj}}$	Volume poroso injetado
Q_o	Vazão de óleo
Q_w	Vazão de água
A	Área da seção transversal
L	Comprimento
d	Diâmetro
r	Raio
ϕ	Porosidade
V_p	Volume poroso
S_o	Saturação de óleo
S_w	Saturação de água
S_{o2}	Saturação de água na saída da amostra
μ_w	Viscosidade da água
μ_o	Viscosidade do óleo
S_{wi}	Saturação de água irreduzível
S_{or}	Saturação de óleo residual
k_{wef}	Permeabilidade efetiva à água
k_{oef}	Permeabilidade efetiva ao óleo
k_{ref}	Permeabilidade de referência
P_{inj}	Pressão de injeção
1E	Primeira embebição
2E	Segunda embebição
D	Drenagem
I_r	Injetividade relativa

f_w	Fluxo fracionário da água
mD	Milidarcy
cm^3	Centímetro cúbico
cm^2	Centímetro quadrado
m^3	Metro cúbico
Δp	Queda de pressão
dp	Diferencial de pressão
%	Porcentagem
t	Tempo
λ	Mobilidade

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	15
1.1.1	<i>Objetivos gerais</i>	15
1.1.2	<i>Objetivos específicos</i>	15
1.2	Estrutura do trabalho	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	Porosidade	17
2.2	Saturação	17
2.3	Molhabilidade	18
2.4	Permeabilidade	18
2.4.1	<i>Permeabilidade absoluta</i>	18
2.4.2	<i>Permeabilidade efetiva</i>	18
2.4.3	<i>Permeabilidade relativa</i>	18
2.5	Mobilidade e Razão de mobilidade	18
2.6	Fluxo Fracionário	19
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
3.1	Importância das curvas de permeabilidade relativa para a caracterização de reservatórios de petróleo	20
3.2	Permeabilidade relativa em regime transiente	23
3.3	Permeabilidade relativa em regime permanente	25
3.4	Comparação entre os métodos	26
3.4.1	<i>Richardson (1957)</i>	26
3.4.2	<i>Ibrahim e Koederitz (2001)</i>	28
3.4.3	<i>Viégas (2017)</i>	30
3.5	Estudo de Injeção de água utilizando simulação computacional	34
3.5.1	<i>Rios (2014)</i>	34
4	MODELO EXPERIMENTAL	36
4.1	Materiais	36
4.1.1	<i>Rocha</i>	36
4.1.2	<i>Fluidos</i>	37
4.1.3	<i>Equipamento Icare 6</i>	37

4.2	Protocolo de testes	39
4.2.1	<i>Preparação da amostra</i>	39
4.2.2	<i>Teste de porosidade</i>	40
4.2.3	<i>1ª Embebição - Teste de permeabilidade absoluta</i>	41
4.2.4	<i>Drenagem</i>	42
4.2.5	<i>2ª Embebição</i>	42
4.3	Resultados Experimentais	43
4.3.1	<i>Porosidade</i>	43
4.3.2	<i>Permeabilidade absoluta (1ª Embebição)</i>	43
4.3.3	<i>Drenagem</i>	44
4.3.4	<i>2ª Embebição</i>	46
5	MODELO ANALÍTICO	51
5.1	Modelo JBN – Descrição	51
5.2	Resultados do modelo	53
5.2.1	<i>Drenagem</i>	53
5.2.2	<i>2ª Embebição</i>	53
5.3	Modelo de Corey	54
5.3.1	<i>Comparação entre as curvas</i>	55
6	MODELO NUMÉRICO	57
6.1	Descrição do modelo	57
6.2	Resultados do modelo	60
6.2.1	<i>Aplicação do simulador STARS</i>	60
6.2.2	<i>Aplicação do simulador CMOST</i>	62
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	67
	REFERÊNCIAS	69
	APÊNDICE A – SEQUÊNCIA DE CÁLCULOS DO MODELO JBN	71
	APÊNDICE B – MODELO NUMÉRICO – INJEÇÃO DE ÁGUA	73
	ANEXO A – CORTE DA PLANILHA DO TESTE DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA (1ª EMBEBIÇÃO) GERADA PELO ICARE 6	78
	ANEXO B - TABELA DE SIMULAÇÕES DO CMOST (2ª Embebição)	79

1 INTRODUÇÃO

“A exploração eficiente de um reservatório de petróleo é resultado de uma cadeia complexa e multidisciplinar de avaliação e gerenciamento de reservatórios.” (COMPAN, 2015, p. 1). As fases iniciais de exploração de um campo envolvem um estudo aprofundado dos reservatórios de hidrocarbonetos, o que engloba as propriedades da formação, dos fluidos nela contidos e principalmente da interação dinâmica entre os dois, o que será crucial para a determinação da forma em que o campo será explorado, incluindo os processos de perfuração, produção, métodos de recuperação, workover etc.

Diante disso, a engenharia de reservatórios se mostra como uma das áreas mais importantes dentro da indústria, uma vez que tem como principal atribuição a caracterização dos reservatórios que contêm os hidrocarbonetos, contribuindo assim para a estimativa de produção e conseqüentemente para a análise da viabilidade econômica do mesmo, fatores que impactam na decisão de implantar ou não o projeto de exploração.

Atualmente, existem inúmeros métodos de se trabalhar com os dados de um reservatório, de modo a avaliar suas propriedades, principalmente seu volume de óleo/gás e sua capacidade de produção, o que inclui testes de deslocamento em rochas retiradas do reservatório, utilização de softwares e métodos analíticos variados para simulação etc. Através do primeiro método citado, conhecido como *core flooding*, onde a amostra é submetida a uma pressurização e ao deslocamento de fluidos em seu núcleo, é possível obter as curvas de permeabilidade relativas, parâmetros esses que influenciam diretamente nos resultados das simulações de reservatório.

Os dados de permeabilidade de um reservatório são de suma importância para se obter uma visão do comportamento dos escoamentos dos fluidos nele contidos. A permeabilidade relativa relaciona os outros dois tipos de permeabilidade, efetiva e absoluta, e atua na caracterização do escoamento multifásico em meios porosos, descrevendo a interação dinâmica entre os fluidos e a rocha.

Em suma, as curvas geradas com os dados de permeabilidade relativa servem para quantificar o fluxo simultâneo de duas ou mais fases imiscíveis dentro de um meio poroso (VIÉGAS, 2017).

Nesse contexto, considerando o panorama nacional, caracterizado por campos produtores de óleo e utilizando recuperação secundária, ou seja, injeção de

água, os estudos da interação desses dois fluidos dentro do reservatório configuram-se como uma importante ferramenta para previsão de comportamento desses campos, principalmente ao se apresentar três abordagens distintas e se trabalhar com condições semelhantes às encontradas na principal reserva do país, o Pré-Sal.

1.1 Objetivos

1.1.1 *Objetivos gerais*

Gerar curvas de permeabilidade relativa com um grau de confiabilidade considerável, por meio da junção das abordagens experimental, analítica e numérica, de modo a permitir a caracterização do reservatório estudado.

1.1.1 *Objetivos específicos*

- Obter as principais propriedades da rocha (reservatório) através de testes de deslocamento de fluidos;
- Avaliar a recuperação de óleo através do método de recuperação secundária;
- Representar o experimento através de um modelo gerado em um software de simulação de reservatórios;
- Validar os dados obtidos no estudo experimental através dos resultados do modelo analítico e da simulação;

1.2 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em 7 capítulos, organizados da seguinte forma:

No Capítulo 1, apresenta-se a introdução, englobando os principais objetivos do trabalho e sua estruturação.

O Capítulo 2 traz a fundamentação teórica, onde são apresentados os principais conceitos e propriedades abordados no trabalho, de modo a facilitar a compreensão dos procedimentos adotados.

No Capítulo 3, são apresentados uma revisão bibliográfica de estudos envolvendo a caracterização de reservatórios através de curvas de permeabilidade

relativas, quais os métodos mais adotados e uma comparação entre os mesmos, apresentando vantagens e desvantagens de cada um.

O Capítulo 4 faz uma abordagem da metodologia experimental aplicada, apresentando os principais materiais utilizados, o aparato experimental, o protocolo de testes e os resultados obtidos.

No Capítulo 5, apresenta-se a abordagem analítica, trazendo a descrição do modelo, o algoritmo utilizado e os resultados das análises.

O Capítulo 6 traz a abordagem do estudo numérico aplicado, apresentando o detalhamento do modelo, os resultados da simulação e uma discussão sobre tais resultados.

Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as considerações finais, envolvendo a conclusão geral do estudo, as limitações encontradas, as contribuições técnicas do trabalho, e recomendações para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar de forma sucinta os principais conceitos utilizados na realização do trabalho, de modo a facilitar a compreensão na leitura, servindo como ferramenta de pesquisa rápida.

2.1 Porosidade

Esta variável está relacionada com a capacidade da rocha de armazenar fluidos, e por isso, caracteriza-se como uma importante propriedade no estudo de um reservatório. Define-se como porosidade a relação entre o volume de poros de uma rocha e o seu volume total, sendo representada pela seguinte fórmula:

$$\phi = V_p / V_t \quad (2.1)$$

sendo,

Φ : porosidade

V_p : Volume de poros da amostra

V_t : Volume total da amostra

2.2 Saturação

A saturação é definida como a fração ou porcentagem do volume poroso da rocha ocupada por determinado fluido. Através desta propriedade, é possível obter uma visão do valor econômico do reservatório, uma vez que fornece as quantidades dos fluidos presentes na rocha. Pode-se calcular a saturação por meio da fórmula a seguir:

$$S_f = V_f / V_p \quad (2.2)$$

sendo,

S_f : Saturação do fluido

V_f : Volume do fluido

V_p : Volume de poros da amostra

2.3 Molhabilidade

Caracteriza-se como a tendência que uma rocha tem em ser molhada por um determinado fluido na presença de outro (sistema bifásico ou multifásico), ou seja, esta variável mede o grau de afinidade rocha-fluido. Com relação aos reservatórios brasileiros, a grande maioria é considerada molhável à água, apresentando uma camada de água conata, responsável por separar a superfície dos poros do óleo presente nos mesmos.

2.4 Permeabilidade

De forma geral, a permeabilidade de uma rocha, ou qualquer meio poroso, define-se com uma medida da capacidade que esse material tem em permitir o fluxo de fluidos, sendo medida em Darcy. Essa propriedade se apresenta como o inverso da resistência da rocha com relação ao escoamento de fluidos, e será apresentada de forma detalhada no capítulo seguinte.

2.4.1 Permeabilidade absoluta

Quando a rocha possui uma saturação de 100% de um determinado fluido, a capacidade de escoamento do mesmo é chamada de permeabilidade absoluta.

2.4.2 Permeabilidade efetiva

Capacidade de fluxo de um determinado fluido em um meio poroso, considerando que a rocha seja saturada por dois ou mais fluidos. A permeabilidade efetiva a um determinado fluido possui uma variação que vai de 0 a 100%.

2.4.3 Permeabilidade relativa

Razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta do meio.

2.5 Mobilidade e Razão de mobilidade

Ambas são propriedades dos fluidos, sendo a mobilidade definida como a razão entre a permeabilidade efetiva ao fluido e a sua viscosidade, e a razão de mobilidade (M) caracterizada como a relação entre a mobilidade do fluido deslocante e a mobilidade do fluido deslocado. A mobilidade dos fluidos possivelmente presentes em um reservatório são definidas, por:

$$\lambda = k/\mu \quad (2.3)$$

Sendo λ a mobilidade do fluido; k a permeabilidade efetiva ao fluido e μ a viscosidade.

Razões de mobilidade com valores próximos de 1, são consideradas favoráveis, pois implicam em melhor eficiência de varrido, que por sua vez é definida como a relação entre o volume poroso invadido pelo fluido injetado e o volume poroso total, podendo ser expressa também em termos de área do reservatório. Já razões de mobilidades muito altas ($M > 1$) são desfavoráveis, uma vez que indica que a mobilidade do fluido deslocante é muito maior que a do fluido deslocado, levando a produção precoce do fluido injetado, gerando uma baixa eficiência de varrido.

2.6 Fluxo Fracionário

Define-se como a relação entre a vazão de escoamento de uma fase no meio poroso e a vazão total de fluidos que escoam nesse meio. Geralmente, nos testes são utilizados sistemas que contêm água e óleo, e realiza-se uma análise do fluxo fracionário da água neste aparato, através da seguinte fórmula:

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) * \left(\frac{k_{ro}}{k_{rw}}\right)} \quad (2.4)$$

Onde f_w é o fluxo fracionário da água; μ_w e μ_o são as viscosidades da água e do óleo, respectivamente; k_{rw} e k_{ro} são as permeabilidades da água e do óleo, respectivamente.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Importância das curvas de permeabilidade relativa para a caracterização de reservatórios de petróleo

Uma das etapas mais difíceis do processo de exploração de um campo, consiste na determinação das grandezas que o regem, principalmente no que diz respeito à previsão do comportamento dos fluidos dentro do reservatório, que irá afetar diretamente na produção.

Nesse contexto, as curvas de permeabilidade relativas se mostram como ferramentas fundamentais na descrição desses fluxos, uma vez que estão entre as propriedades que representam a interação rocha-fluido, sendo essa uma das mais importantes. Além disso, estas curvas desempenham um papel importantíssimo nas etapas de simulação, que por sua vez são essenciais para a caracterização dos reservatórios, de modo a diminuir as incertezas do processo de operação.

Como citado no capítulo anterior, a permeabilidade relativa é a razão entre a permeabilidade efetiva a um fluido no meio poroso e a permeabilidade absoluta deste meio. Essa propriedade é geralmente representada por meio de curvas que relacionam as permeabilidades relativas do fluido deslocante e do fluido deslocado com a saturação do primeiro. A interpretação desses gráficos fornece informações cruciais para se entender a dinâmica de escoamento do reservatório e conseqüentemente seu mecanismo de produção.

A equação de Darcy é utilizada para descrever o escoamento de fluidos em meio poroso, e se apresenta da seguinte forma (considerando um fluido monofásico):

$$Q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * L} \quad (3.1)$$

Sendo, Q a vazão; K a permeabilidade absoluta; A a área transversal; ΔP a diferença de pressão; μ a viscosidade do fluido e L o comprimento do meio.

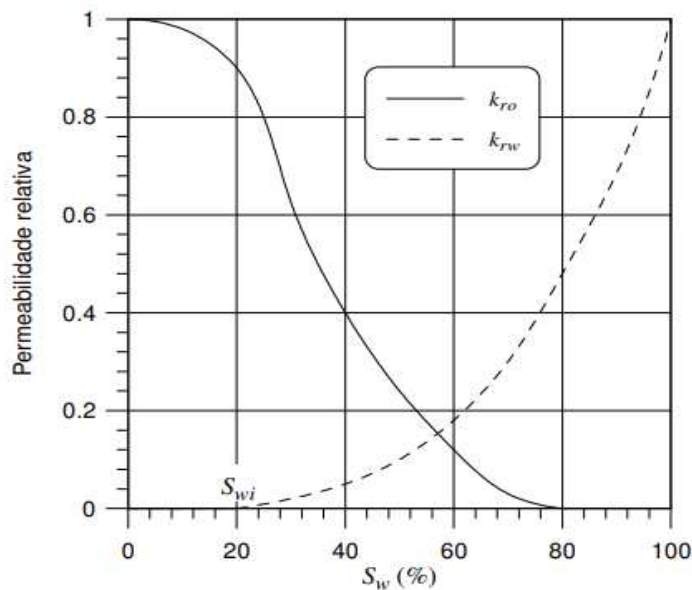
Ao se tratar do conceito de permeabilidade relativa, onde há o fluxo de dois ou mais fluidos, a equação de Darcy fica:

$$Q_i = \frac{K * k_{ri} * A * \Delta P}{\mu_i * L} \quad (3.2)$$

Onde o índice i representa uma propriedade da fase e k_r é a permeabilidade relativa.

Os valores de permeabilidades relativas são obtidos através de ensaios laboratoriais, podendo ser em regime permanente ou transiente. Estes ensaios consistem na injeção de um fluido em uma amostra de rocha de modo a deslocar o outro fluido presente nela. No processo de injeção, caso o fluido injetado seja o molhante (geralmente água), esta etapa será chamada de embebição, do contrário, tratará de um processo de drenagem. Os gráficos gerados apresentam as curvas de permeabilidade relativa em função da saturação dos fluidos, e seguem o seguinte formato.

Figura 1 – Curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água



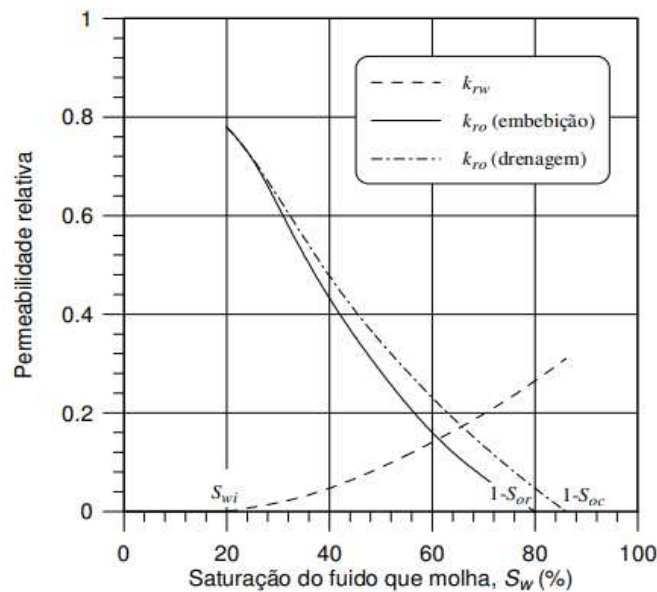
Fonte: Rosa (2006).

Através da análise do gráfico, é possível notar que a permeabilidade relativa de um fluido é inversamente proporcional à saturação do outro, ou seja, o aumento de uma acarreta o decréscimo da outra. Tomando como base a permeabilidade relativa ao óleo (curva de linha contínua), pode-se observar que à medida que a saturação de água (S_w) aumenta, representada pelo eixo x, os valores de k_{ro} diminuem.

A figura mostrada anteriormente faz referência à um experimento que abrange valores de permeabilidade relativa para o intervalo completo de saturação de água, variando de 0 a 100%, no entanto, em casos reais, estas curvas podem apresentar diferentes comportamentos, uma vez que são influenciadas por variadas propriedades, pelas particularidades do sistema e pelos mecanismos adotados.

Dentre os fatores que afetam a permeabilidade relativa, ROSA (2006) cita três principais: o processo de saturação, a molhabilidade e a consolidação do meio poroso. Tomando como foco o primeiro ponto, por ser abordado fortemente no presente trabalho, faz-se necessário citar novamente os processos de drenagem e embebição, que são representados através da seguinte figura.

Figura 2 – Influência do processo de saturação nas curvas de permeabilidade relativa



O processo de embebição consiste basicamente em injetar a fase molhante (água), ou seja, aumentar a sua saturação, em um meio poroso que está saturado com a fase não molhante (óleo), de modo a deslocá-la até que se atinja o estado em que o óleo não é mais capaz de fluir, condição conhecida com saturação de óleo residual (S_{or}). Na drenagem ocorre o inverso, onde o fluido não molhante é injetado em um meio poroso saturado pela fase que molha até que o mesmo forme uma fase contínua e comece a fluir, onde sua saturação é chamada de saturação crítica (S_{oc}). O processo é mantido até que se atinja a saturação de água irreduzível ou conata (S_{wi}), interrompendo-se o fluxo da mesma.

Nestes processos, o posicionamento dos fluidos nos capilares em decorrência da injeção do outro fluido ocasiona um deslocamento dessas curvas, principalmente na curva do óleo (fluido não molhante), como é possível verificar no gráfico acima. Na prática, é possível notar que a saturação de óleo residual (S_{or}) é sempre maior que a saturação de óleo crítica (S_{oc}), e por isso a curva de embebição, com saturação medida por $1-S_{or}$ é menor que a de drenagem, medida por $1-S_{oc}$. Neste caso, as curvas do processo de embebição são mais indicadas para a previsão de comportamento de reservatórios que utilizam o método de recuperação secundária e são molháveis pela água.

Nos métodos convencionais de recuperação (injeção de água), como foi abordado neste trabalho, o escoamento no reservatório é basicamente bifásico, e as permeabilidades bifásicas são suficientes para representar e simular o processo no campo (PEGORARO, 2012).

Estas curvas são de extrema importância para o processo de caracterização de um reservatório, e é um método muito utilizado pela indústria para previsão de produção quando se trata de sistemas bifásicos.

3.2 Permeabilidade relativa em regime transiente

Os cálculos adotados no método de regime transiente foram inicialmente propostos por Welge (1952) e sofreram algumas alterações ao longo dos anos, realizadas por outros autores. Nesta abordagem, as curvas de permeabilidade relativa são geradas através dos dados obtidos em testes de deslocamento de fluidos em meio poroso, injetando-se outro fluido à vazão ou pressão constantes. Os dados gerados consistem nos volumes produzidos e no diferencial de pressão entre a entrada e a saída da amostra submetida ao teste.

O aparato experimental para o teste de deslocamento em regime transiente consiste em uma amostra que é inicialmente saturada com fluidos, sendo mais comum a utilização de óleo e água, a fim de se representar a condição inicial de um reservatório. Posteriormente, esta amostra é submetida a um processo de injeção de água por uma de suas faces, enquanto que pela outra face ocorre a produção do outro fluido, o que faz referência ao método de recuperação secundária. A injeção é mantida até que se atinja a saturação residual do fluido deslocado, e em decorrência disso é considerado um método rápido, o que se apresenta como uma de suas grandes

vantagens. Durante esse processo, é realizada a coleta dos dados citados anteriormente. O esquema simplificado do teste pode ser observado na figura a seguir:

Figura 3 – Esquema do aparato experimental para teste de injeção de água em rocha em regime transiente



Fonte: elaborada pelo autor.

Para se trabalhar com os dados gerados, de modo a calcular as permeabilidades, faz-se necessária a utilização de uma modelagem matemática que atualmente já se encontra de forma mais simplificada, de modo a possibilitar a obtenção de uma solução analítica. Dentre as modificações aplicadas a esse método, pode-se destacar a proposta por Johnson et al. (1959), conhecida como método JBN, que se baseia no modelo de Buckley-Leverett, apresentando as seguintes simplificações:

- Escoamento unidimensional;
- Meio homogêneo, isotrópico e isotérmico;
- Pressão capilar desprezível;
- Distribuição dos fluidos nas seções transversais do meio poroso é uniforme;
- Fluidos e rocha, incompressíveis.

É importante ressaltar que tais simplificações resultam em um modelo extremamente simplificado, o que se distancia das condições reais de um reservatório.

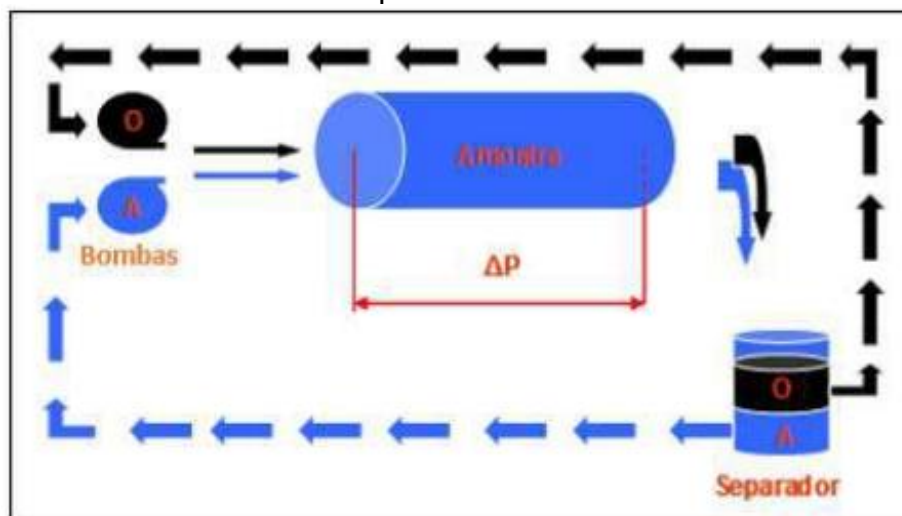
Outra forma de gerar estas curvas se dá através do ajuste de histórico dos dados de pressão e produção, onde são utilizadas simulações numéricas de modo que o modelo teórico obedeça às medições experimentais. Um exemplo desse método foi apresentado por Corey (1954), e será abordado neste trabalho.

3.3 Permeabilidade relativa em regime permanente

O método de regime permanente caracteriza-se pela injeção simultânea dos fluidos (água e óleo) na amostra em diferentes proporções, mantendo a vazão total (soma das vazões) constante. Em outras palavras, ambas as fases são injetadas em vazão constante até que a vazão de produção se torne igual a de injeção (VIÉGAS, 2017). Durante essa injeção, em cada proporção de fluido utilizada, as condições são monitoradas até o ponto em que o diferencial de pressão e de produção se apresentam em proporções constantes, ou seja, quando o escoamento atinge uma condição estacionária/permanente, e então se aplica a Lei de Darcy, de modo a obter a permeabilidade efetiva de cada fluido. Fazendo a relação entre permeabilidade efetiva e a permeabilidade de base (absoluta), obtém-se a permeabilidade relativa para um determinado valor de saturação.

Neste regime, os cálculos apresentam-se de forma mais simplificada, por aplicação direta da equação de Darcy, no entanto, exige um maior tempo para a realização do teste, o que caracteriza uma desvantagem do método. Por outro lado, os testes em regime permanente englobam um conjunto maior de saturações entre S_{wi} e S_{or} , o que permite calcular as permeabilidades relativas em qualquer ponto entre esses extremos. A figura a seguir mostra um esquema simplificado do aparato experimental utilizado para realizar estes testes.

Figura 4 – Aparato experimental simplificado para teste de deslocamento em regime permanente



Fonte: Viegas (2017).

Alguns exemplos do método de estado estacionário são o método de Penn-State, método de Hassler e método de Hafford (IBRAHIM E KOEDERITZ, 2001).

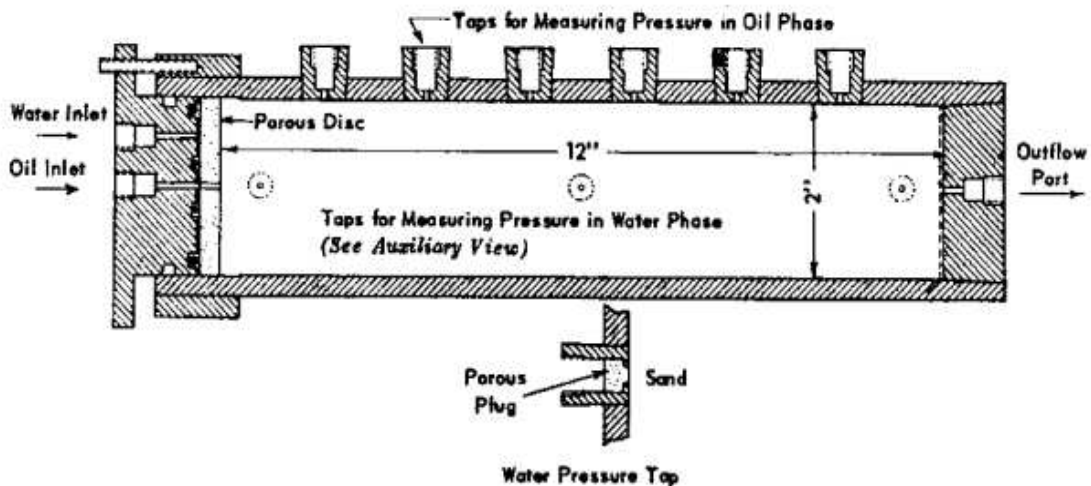
3.4 Comparação entre os métodos

A literatura fornece alguns trabalhos que realizam um comparativo entre os regimes transiente e permanente. Com o intuito de apresentar uma evolução desse estudo, bem como mostrar os seus respectivos resultados de modo a avaliar as vantagens e desvantagens de cada método, serão apresentados a seguir três trabalhos realizados em períodos distintos, seguindo uma ordem crescente de tempo.

3.4.1 Richardson (1959)

No trabalho em questão, foram realizados testes de escoamento de óleo e solução salina em regime permanente e transiente em uma coluna de areia compactada, buscando fazer um comparativo entre os dois métodos e determinar se as curvas de permeabilidades geradas através do método permanente seriam capazes de prever o desempenho da injeção de água. Para realização dos testes e cálculos das permeabilidades relativas em regime transiente, Richardson (1957) baseou-se no modelo de Buckley-Leverett, e no que foi proposto por Welge (1952). A seguir, é apresentado o aparato experimental utilizado:

Figura 5 – Aparato para medição das permeabilidades relativas



Fonte: Richardson (1959).

No teste em regime permanente, foi utilizado óleo querosene e solução salina. Já no regime transiente, foram feitos dois testes, mantendo a solução salina e variando apenas o tipo de óleo, sendo utilizado óleo querosene no primeiro e óleo mineral no segundo. Na tabela a seguir são mostradas propriedades dos materiais utilizados para os testes:

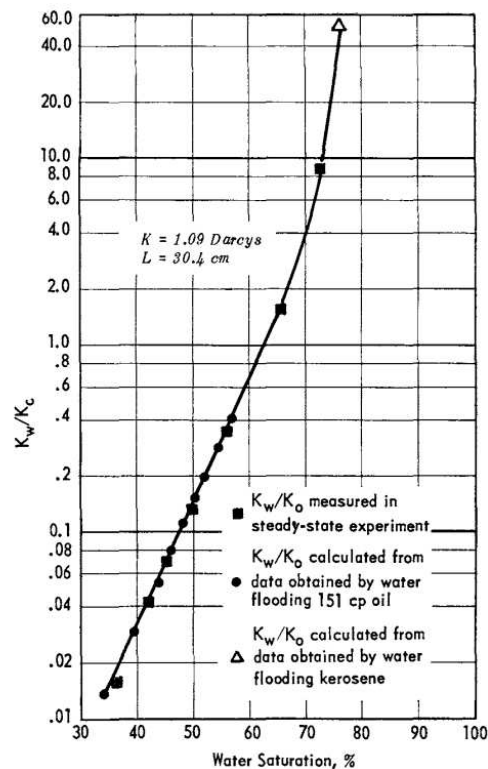
Tabela 1 – Propriedades dos materiais

L (ft)	D (in)	Solução salina (ppm)	μ_{omineral} (cP)	$\mu_{\text{oquerosene}}$ (cP)	K_{abs} (mD)
1	1,5	150000	151	1,8	1090

Fonte: elaborada pelo autor.

Os testes foram realizados seguindo o protocolo básico dos mesmos, e os resultados estão dispostos na figura a seguir:

Figura 6 – Comparação de K_w/K_o em relação a saturação de água medida em estado estacionário



Fonte: Richardson (1959).

Através da interpretação dos resultados obtidos, a conclusão imposta por Richardson (1957) foi que a distribuição microscópica de óleo e água em qualquer

saturação é idêntica para os dois regimes, e desse modo, foi possível afirmar que há uma concordância entre os dois métodos, mostrando que as curvas obtidas no regime permanente também são capazes de prever o desempenho da injeção de água. Além disso, o autor concluiu que as curvas de permeabilidades relativas independem da viscosidade do fluido, o que é vantajoso, uma vez que as curvas obtidas em um experimento de deslocamento utilizando um óleo de viscosidade x podem ser usadas para prever o comportamento do fluxo de um óleo com viscosidade y .

3.4.2 Ibrahim e Koederitz (2001)

Ibrahim e Koederitz (2001) propuseram uma abordagem de Modelo de Regressão Linear para o desenvolvimento de equações de predição para permeabilidade relativa água-óleo e gás-óleo a partir de dados experimentais de regime permanente e regime transiente.

De acordo com esses autores, o trabalho com dados laboratoriais, por representar um micro processo e necessitar de uma repetição de testes para se obter mais precisão, não é capaz de representar sozinho a escala de reservatórios. Logo, faz-se necessário aliar a metodologia experimental com a numérica.

Para realização do estudo, foram coletados dados gerados a partir de experimentos realizados nos dois regimes, descartando dados de simulação hipotética. Além disso, estes experimentos foram feitos em núcleos de amostras naturais, eliminando os dados obtidos de amostras sintéticas ou artificiais. Seguem abaixo os dados de rocha e fluidos utilizados para o desenvolvimento das equações:

Figura 7 – Dados das rochas e dos fluidos utilizados nos sistemas óleo-água e gás-óleo, respectivamente

Equations	ϕ (%)	k_{ij} (md)	S_{wc} (%)	S_{org} (%)
A1, A2, A3 & A4	8.4 – 37.1	0.52 – 8,440	3.6 – 67.5	6.6 – 47.3
A5, A6, A7 & A8	8.0 – 32.6	3.4 – 10,500	5.0 – 38.9	11.09 – 44.4

Equations	ϕ (%)	k_{ij} (md)	S_{wc} (%)	S_{org} (%)
A9 & A11	6.3 – 39.0	1.48 – 5,580	0.6 – 25.0	3.28 – 50.0
A10 & A12	6.3 – 39.0	1.48 – 3,650	0.6 – 25.0	3.28 – 50.0

Fonte: adaptada de Ibrahim e Koederitz (2001).

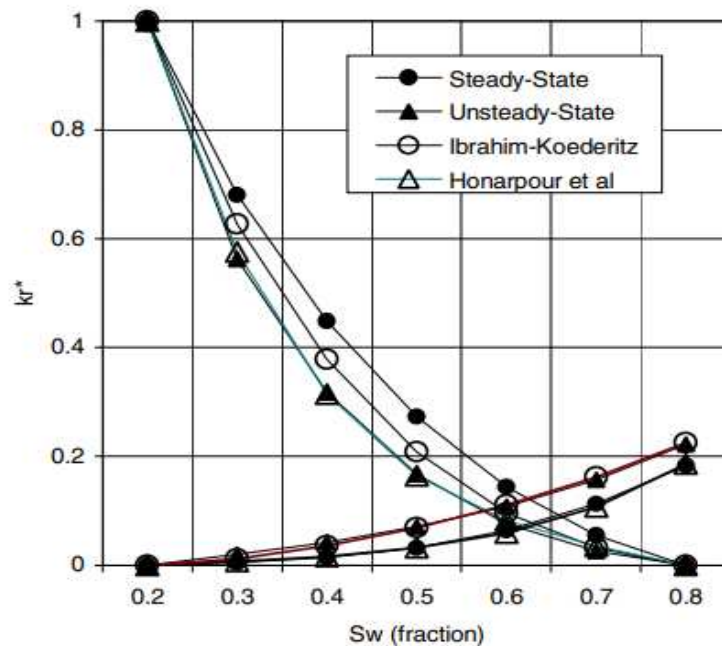
Outro critério utilizado no processo foi a utilização exclusiva de dados de embebição para análise do sistema de óleo-água e de drenagem para o sistema gás-óleo.

A primeira etapa consistiu na organização dos dados, incluindo algumas adaptações que precisaram ser realizadas de modo a facilitar a manipulação dos mesmos, tais como: conversão das curvas experimentais para o mesmo formato (normalizado), e adaptação das escalas das curvas, visto que apresentavam valores em faixas distintas.

Para o desenvolvimento das equações, foi utilizada uma técnica de regressão linear múltipla progressiva, onde a precisão dessas era medida através do coeficiente de determinação múltipla (R_2). Em outras palavras, esse coeficiente mede o quão bem o modelo se ajusta aos dados, sendo o melhor resultado indicado por um maior valor dessa incógnita.

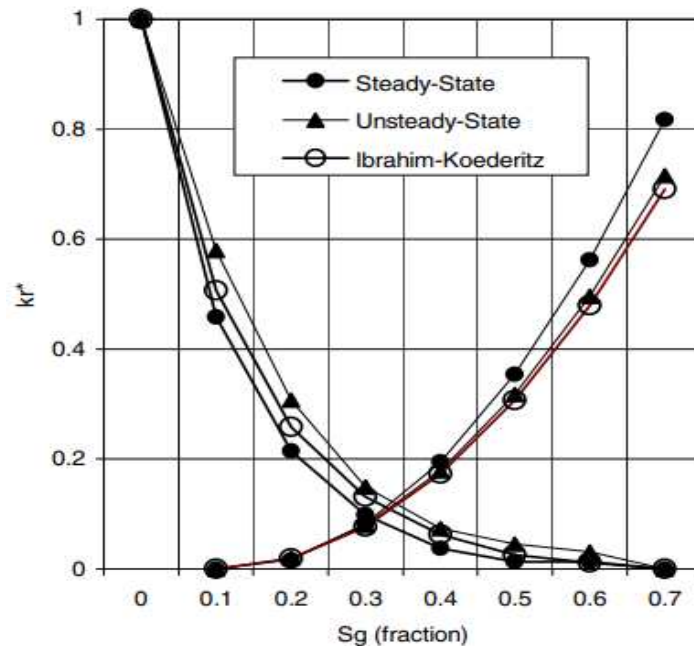
Apesar do objetivo principal dos autores não ser exatamente uma análise dos comportamentos dos regimes transiente e permanente, mas sim o fornecimento de um conjunto de equações que permitem a previsão de permeabilidade relativa em ambos os estados, é possível fazer esse comparativo através dos resultados gráficos gerados.

Figura 8 – Gráfico de permeabilidade relativa óleo-água para várias correlações



Fonte: Ibrahim e Koederitz (2001).

Figura 9 – Gráfico de permeabilidade relativa de gás-óleo para três correlações diferentes



Fonte: Ibrahim e Koederitz (2001).

Através da análise dos gráficos, Ibrahim e Koederitz (2001) concluíram que o primeiro gráfico (água-óleo) indica que o regime transiente fornece valores de permeabilidade relativa ao óleo mais baixos se comparados com os valores de permeabilidade relativa à água em uma determinada saturação, do que no estado estacionário. Já para o sistema de gás-óleo, o gráfico das equações de previsão indicou o contrário, ou seja, valores de permeabilidade relativa de óleo mais baixos e valores de permeabilidade relativa de gás mais altos em uma determinada saturação para o estado estacionário.

Trazendo para uma avaliação pessoal, é possível notar que as curvas de ambos os regimes possuem uma concordância entre si, mostrando que através dos dois estados é possível prever o comportamento das permeabilidades relativas de maneira semelhante.

3.4.3 Viégas (2017)

Viégas (2017) fez um estudo comparativo entre testes de deslocamento no meio poroso em regime permanente e transiente, com o objetivo de avaliar os impactos destes métodos nas curvas de permeabilidade relativa. Além disso, o autor

buscou também trabalhar com óleos de viscosidades distintas e verificar o efeito dessa variação nas curvas.

Neste trabalho foram realizados dois testes: o primeiro em condições de laboratório e o segundo em condições de semi-reservatório. As condições de cada experimento estão descritas na tabela a seguir:

Tabela 2 – Condições dos experimentos

Condições de laboratório	Condições de reservatório
pressão atmosférica	pressão de poros de 1000 psig
temperatura ambiente	temperatura de reservatório
óleo mineral (UNIPAR e EMCA)	pressão efetiva do reservatório
rocha arenito	óleo morto do reservatório
água de formação	rocha carbonática
	água de formação

Fonte: elaborada pelo autor.

Além disso, foram utilizadas três amostras de rochas, como mostra a seguinte figura:

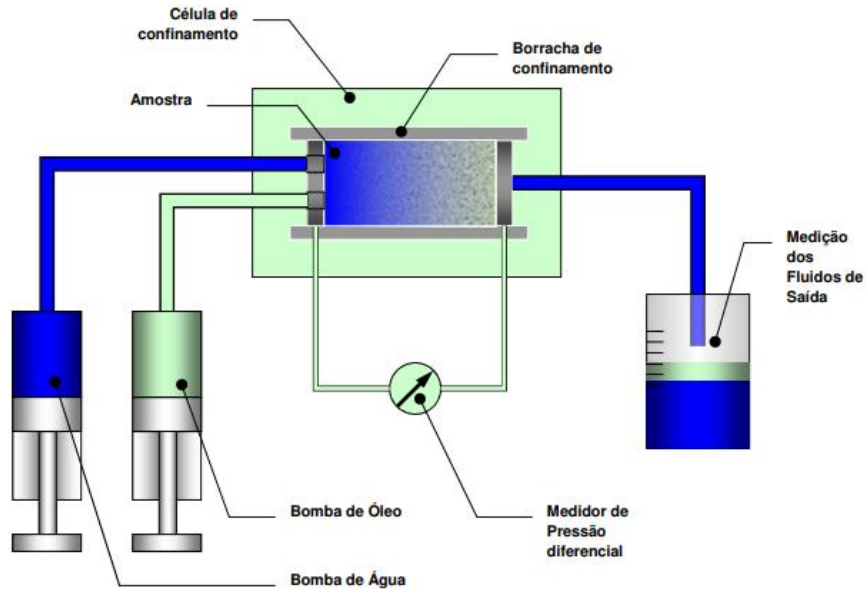
Figura 10 – Propriedades das amostras utilizadas nos ensaios

Amostra	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Volume poroso (cm³)	Tipo de Amostra	Condição do Ensaio
A	3,71	6,61	62,7	16,1	11,20	Arenito	Laboratório
B	3,73	6,45	477	18,0	12,51	Arenito	Laboratório
C	3,80	5,81	72,2	25,4	17,04	Carbonato	Semi-reservatório

Fonte: Viégas (2017).

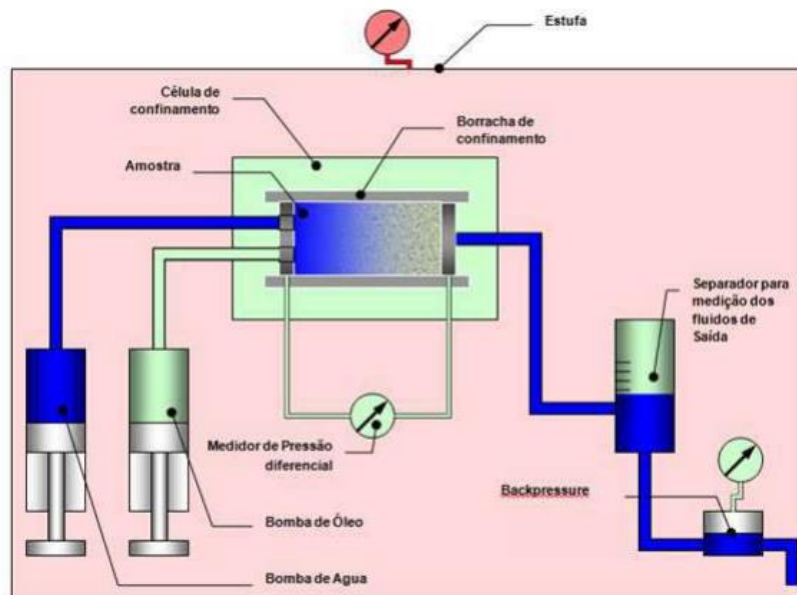
Os esquemas para os testes de deslocamento nas duas condições estão apresentados a seguir:

Figura 11 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de laboratório



Fonte: Petrobrás, apud Viégas (2017)

Figura 12 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de semi-reservatório

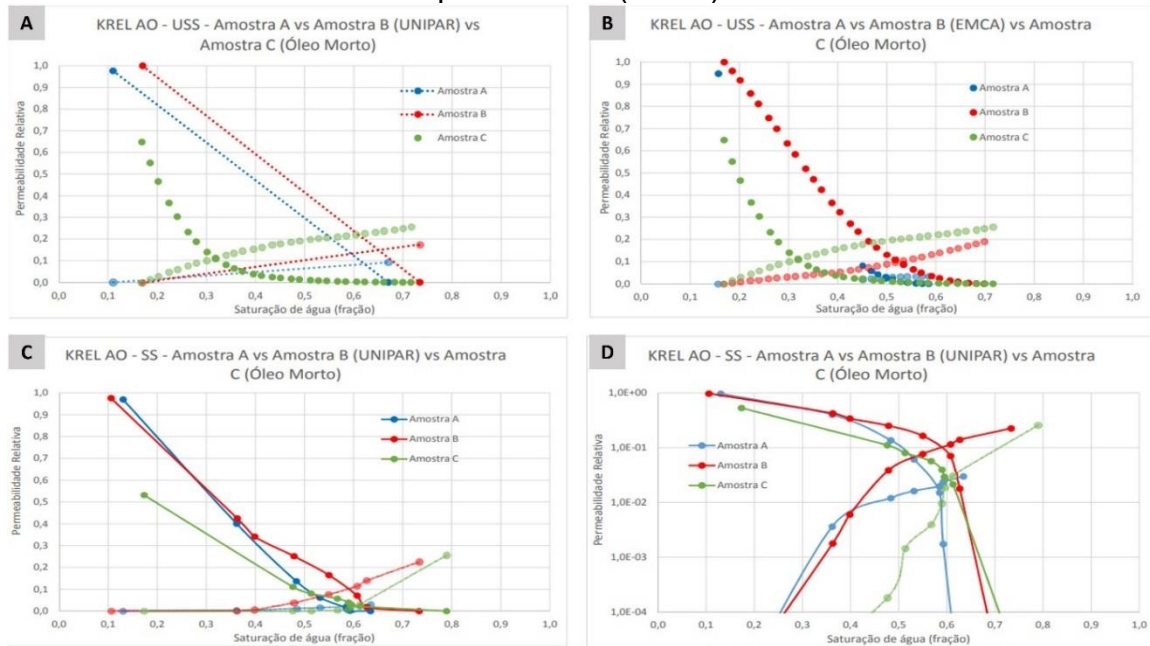


Fonte: Petrobrás, apud Viégas (2017)

Os testes foram realizados de forma bem semelhante aos descritos nas referências anteriores, variando-se apenas os parâmetros. Em condições de laboratório, os ensaios foram feitos com dois óleos minerais de viscosidades diferentes, sendo o UNIPAR de 1,15 cP e o EMCA de 28,22 cp. Já em condições de semi-reservatório, utilizou-se óleo morto com uma viscosidade equivalente a 2,209 cP.

Viégas (2017) realizou um comparativo geral entre os resultados obtidos nas 3 amostras, com os respectivos óleos e para ambos os regimes, como é mostrado nas figuras a seguir:

Figura 13 – Resultados experimentais em regime transiente (A e B) e regime permanente (C e D)



Fonte: adaptado de Viégas (2017).

Estes resultados também foram expostos de forma individual ao longo do trabalho, de modo a facilitar a interpretação.

As conclusões obtidas por Viégas (2017) estão dispostas a seguir, em formato de tabela, de modo a facilitar a compreensão, visto que foram realizados testes em quantidades consideráveis, variando o tipo de rocha, óleo e regime. Como a presente revisão bibliográfica visa avaliar principalmente o impacto do regime adotado nos testes, será mencionado de forma detalhada apenas as conclusões com relação a variação do regime.

Tabela 3 – Conclusões com relação a variação do regime

Amostra	Óleo	Regime com melhor resultado	Justificativa
A	UNIPAR	Permanente	ponto terminal de permeabilidade relativa à água com valores inferiores
	EMCA	Permanente	curva de permeabilidade relativa à água com valores inferiores e curva de permeabilidade relativa ao óleo com valores superiores; saturação de óleo residual menor.
B	UNIPAR	Valores próximos para os dois regimes de fluxo.	Não se aplica
	EMCA	Permanente	curva de permeabilidade relativa à água com valores inferiores e curva de permeabilidade relativa ao óleo com valores superiores.
C	Óleo Morto	Permanente	curva de permeabilidade relativa à água com valores inferiores e curva de permeabilidade relativa ao óleo com valores superiores.

Fonte: elaborada pelo autor.

De forma geral, Viégas (2017) concluiu que o regime permanente apresentou melhores resultados, pois as curvas geradas nele mostraram valores maiores para o óleo e menores para água, o que significa que a água levaria mais tempo para ser produzida.

Além disso, o autor percebeu que a viscosidade do óleo e a permeabilidade absoluta da amostra são outros fatores que influenciam diretamente nas curvas de permeabilidade relativa.

3.5 Estudo de injeção de água utilizando simulação computacional

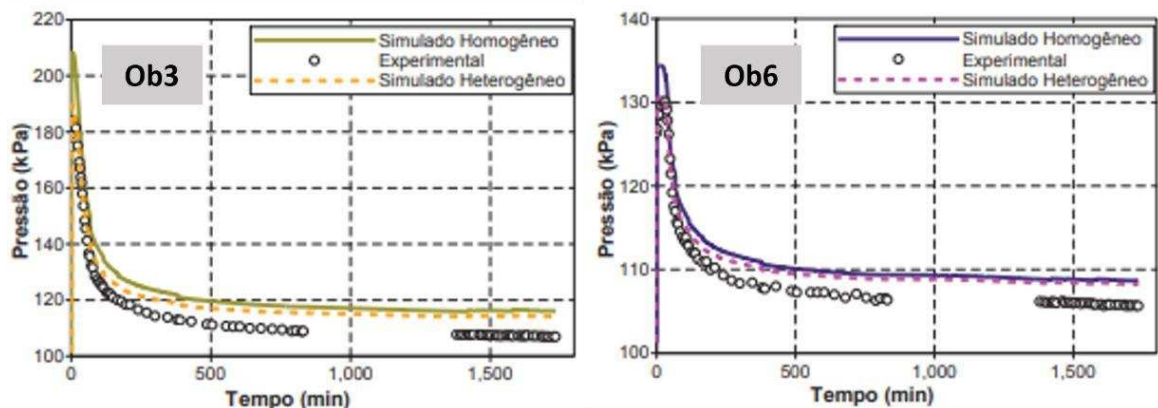
3.5.1 Rios (2014)

Rios (2014) apresenta em sua pesquisa um comparativo entre o método de recuperação convencional (injeção de água) e um método avançado (injeção de polímeros), através de três abordagens: experimental, analítica e numérica. No intuito

de utilizar tal trabalho como referencial teórico, focou-se apenas nas etapas correspondentes ao processo de injeção de água, nomeada como 2ª Embebição. As três metodologias aplicadas pelo autor sucederam-se de forma semelhante ao que foi abordado no presente trabalho.

O capítulo do modelo numérico tornou-se o principal foco do atual estudo, uma vez que por se tratarem de testes semelhantes, a forma em que o modelo foi construído poderia servir como base. Para a simulação, Rios (2017) fez a utilização do simulador STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) da CMG (Computer Modelling Group), obtendo resultados de volumes acumulados *versus* tempo semelhantes aos que foram alcançados no procedimento experimental. Além disso, os registros de pressão também foram plotados através do simulador. Os valores de pressão foram medidos na entrada e na saída da amostra, bem como em obturados distribuídos ao longo da mesma. Através da análise dos resultados, foi possível notar que o ajuste entre os dados experimentais e os valores simulados não foi muito satisfatório em alguns pontos de medição de pressão, como mostrado a seguir:

Figura 14 – Histórico de pressão no Ob3 e Ob6



Fonte: adaptado de Rios (2014).

Para obtenção de um ajuste mais preciso entre tais dados seria necessária a utilização de uma inteligência artificial que opere modificando variáveis específicas simultaneamente e de forma automática, de modo a obter o melhor resultado, como por exemplo, o simulador CMOST, também da CMG, que é uma ferramenta de análise de sensibilidade.

4 MODELO EXPERIMENTAL

Este capítulo possui como objetivo apresentar a fase experimental do estudo, trazendo de forma detalhada a descrição dos materiais, equipamentos, procedimentos de testes, considerações adotadas e por fim os resultados obtidos.

4.1 Materiais

4.1.1 Rocha

Trata-se de uma amostra de rocha padrão de utilização em testes de escoamento, com especificação Indiana Limestone. A rocha possui formato cilíndrico, com comprimento de 12,625 cm, diâmetro de 3,81 cm e massa de 312,27 g. Esta amostra foi escolhida por ser um carbonato semelhante ao pré-sal e por ter propriedades já bem definidas, provenientes de vários estudos anteriores.

Figuras 15 e 16 – Amostra Indiana Limestone



Fonte: elaboradas pelo autor.

4.1.2 Fluidos

Os fluidos utilizados para o teste de escoamento foram água destilada e óleo. A água possui uma viscosidade de 0,4 cP. O óleo utilizado consiste em uma mistura de dois óleos provenientes dos campos de Mero e Júpiter, com uma proporção de 2:1, respectivamente. A mistura foi realizada com o intuito de reproduzir um óleo com uma viscosidade de aproximadamente 3,5 cP @75°C, buscando representar o óleo encontrado no pré-sal. Tais dados foram recebidos de laboratórios externos. As propriedades dos fluidos estão apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 4 – Propriedades dos fluidos

Propriedades @75°C		
Fluido	Viscosidade (cP)	Densidade (g/cm³)
Água	0,4	≅ 0,98
Óleo	3,5	0,8346

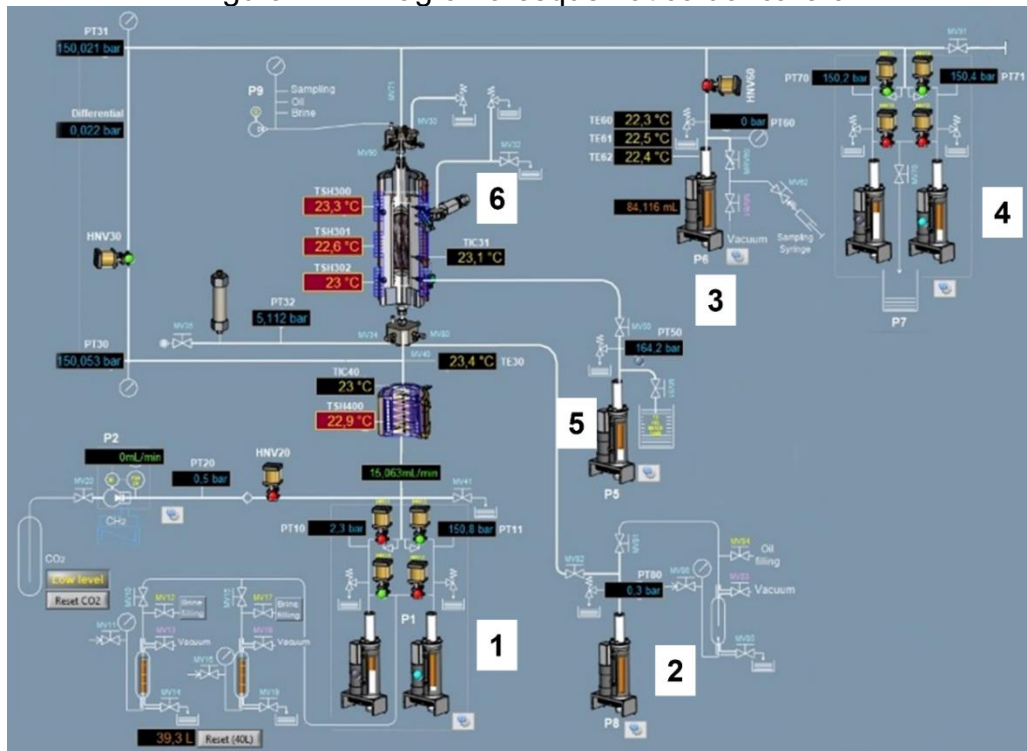
Fonte: elaborada pelo autor.

4.1.3 Equipamento Icare 6

O Icare 6 é um equipamento de *core flooding*, fabricado na França pela Top Industrie, estando atualmente em sua 6ª versão, representando que há apenas seis desses no mundo, sendo o Icare 6 a versão mais atualizada. Este equipamento reproduz condições de reservatório, permitindo que se trabalhe com altos valores de pressão e temperatura. Trata-se de um sistema automatizado utilizado para testes em amostras de rocha, tais como: porosidade, permeabilidade de fluidos (água, polímeros, soluções salinas, CO₂, N₂ etc.), fator de recuperação, entre outros.

O Icare 6 dispõe de um software que reproduz o layout do equipamento, responsável pelo monitoramento de válvulas, bombas, manômetros e outros dispositivos. Além disso, possui um sistema de amostragem que permite acompanhar as correntes de fluidos produzidos. O esquema fornecido pelo software é apresentado a seguir:

Figura 17 – Diagrama esquemático do Icare 6



Fonte: adaptado do software Icare 6.

O equipamento é constituído basicamente de duas bombas de injeção de fluidos (1), uma bomba de óleo (2), uma bomba para o processo de coleta de amostras (3), duas bombas de contrapressão (4), uma bomba de pressão de confinamento (5), uma célula para locação da amostra de rocha (6).

Figura 18 – Célula de confinamento da amostra de rocha



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 19 – Sistema de coleta de produção



Fonte: elaborada pelo autor.

Em suma, trata-se de um sistema complexo e que ainda não foi completamente explorado, portanto, a descrição do mesmo se apresentará de forma limitada aos componentes utilizados dentro dos testes.

4.2 Protocolo de testes

De forma geral, o procedimento experimental dividiu-se em 5 etapas, que serão descritas nas subseções a seguir:

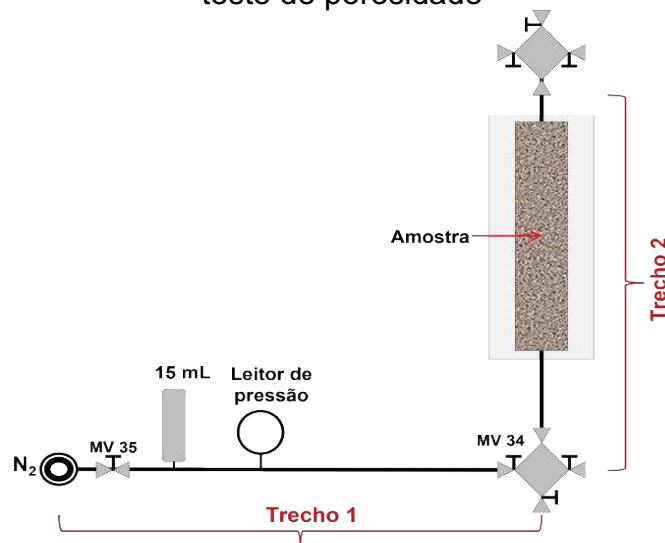
4.2.1 Preparação da amostra

Para dar início aos testes, fez-se necessário que a amostra de rocha recebesse alguns tipos de tratamento. Inicialmente, a amostra era destinada à um dessecador à vácuo, para ser realizado o processo de secagem, com o intuito de retirar qualquer umidade presente. Posteriormente, eram realizadas as medições das dimensões da mesma utilizando um paquímetro, de modo a confirmar os valores repassados pelo laboratório responsável pelo corte da rocha. Por fim, a amostra era pesada em uma balança com cabine isolada e posicionada dentro da célula do equipamento para iniciar as etapas de teste.

4.2.2 Teste de porosidade

Para determinar a porosidade da rocha utilizou-se a técnica de expansão gasosa com N_2 . O teste foi realizado com três valores de pressão diferentes (3,5, 5,5 e 8,5 bar) e seguiu o seguinte esquema:

Figura 20 – Esquemática simplificada do trecho do equipamento utilizado no teste de porosidade



Fonte: elaborada pelo autor.

Inicialmente a rocha passou por um processo de vácuo de aproximadamente meia hora, realizado no próprio equipamento. Terminado esse processo, ajustou-se a pressão para 3,5 bar, a temperatura para 25 °C e a temperatura de confinamento da amostra para 400 bar. Após o ajuste, e com todas as válvulas inicialmente fechadas, abre-se a válvula MV 35, liberando o gás nitrogênio que estava armazenado no tanque, pressurizando o trecho 1, onde contém um volume de 15 ml de água (V_1) que será empurrado em direção a amostra, e com isso anotou-se a pressão fornecida pelo leitor de pressão (P_1) no software do Icare 6. É importante ressaltar que o Icare 6 não fornece uma pressão nula, decorrente de uma falha na calibração do mesmo, apresentando um valor mínimo de aproximadamente 1 bar. Desse modo, as leituras de pressão apresentaram valores com uma pequena variação. Após a coleta da pressão, fechou-se todas as válvulas e abriu-se apenas a MV 34, no intuito de pressurizar o trecho 2. Devido a expansão para o trecho 2, houve uma queda na pressão, sendo coletado um valor menor do que o do primeiro trecho, chamado de P_2 . Tendo os valores de P_1 , V_1 e P_2 , para descobrirmos o valor de V_2 foi utilizada a seguinte relação:

$$P_1 * V_1 = P_2 * V_2 \quad (4.1)$$

Esse procedimento foi realizado para cada uma das pressões citadas anteriormente. O intuito dessa variação era obter uma maior precisão no resultado da porosidade.

De posse dos valores de V_2 , realizou-se uma média aritmética, de modo a trabalharmos com um único valor de volume. Posteriormente, diminuía-se desse valor obtido os 15 ml de água que foram injetados, obtendo assim o volume de vazios da amostra estudada. Sabendo o volume inicial da amostra (calculada através da fórmula de volume para um cilindro) e o volume de vazios, ou seja, volume poroso, foi possível obter a porosidade utilizando a equação 2.1.

Esse processo de cálculo foi feito utilizando uma planilha simples de Excel no decorrer do experimento, visto que o software não fornece essas informações prontas.

Ao concluir a parte de porosidade, inicia-se novamente uma etapa de vácuo de aproximadamente 20 minutos, no intuito de “zerar” o equipamento para iniciar o processo de permeabilidade.

4.2.3 Teste de permeabilidade absoluta (1ª Embebição)

Após o processo de vácuo, manteve-se a temperatura de 25°C e estabeleceu-se uma pressão de 400 bar para a realização do teste, procedimento este que necessitou de um tempo de aproximadamente 30 minutos, visto que a pressão foi aumentada em intervalos, respeitando as limitações do equipamento e buscando trabalhar com segurança, uma vez que se tratava de uma pressão alta, e um aumento repentino poderia desencadear anomalias. Ao alcançar o equilíbrio dessa pressão, injetamos água na célula onde a amostra estava retida, com vazão volumétrica constante em um intervalo de tempo de 10 min. A vazão constante da água e a pressão do sistema são mantidas com o auxílio das bombas (*dual-pump*) P1 e P7, apresentadas na Figura 17. Posteriormente, a vazão foi modificada para um novo valor por mais 10 minutos, e esse procedimento foi repetido para 8 valores de vazão diferentes.

Por se tratar de uma rocha molhável à água, como já mencionado anteriormente, esta etapa é chamada de embebição, uma vez que trabalha com a

injeção de água na amostra. O processo foi finalizado e a amostra ficou com seu volume poroso completamente preenchido, ou seja, com uma saturação de 100% ($S_w = 1$), condição comprovada pela produção de água através da outra extremidade da rocha, que era coletada através de uma seringa acoplada no equipamento.

O escoamento de água pela amostra gera um diferencial de pressão entre a entrada e a saída da mesma, onde existem sensores responsáveis pela obtenção desses dados. O software fez a coleta dos dados por segundo de gravação, e com isso foi gerada uma planilha contendo os valores de vazão e diferencial de pressão, permitindo o cálculo da permeabilidade absoluta da rocha através da equação de Darcy.

4.2.4 Drenagem

Para dar início ao processo de drenagem, fez-se necessário o ajuste da pressão para 195 bar, respeitando o limite de injeção da bomba de óleo (200 bar), de modo a evitar possíveis problemas. Nesta etapa, injetou-se óleo na amostra de forma constante a uma vazão de 0,2 ml/min, movendo a água contida na amostra em direção à outra extremidade da rocha, sendo coletada através de uma seringa de 1 ml em intervalos de aproximadamente 10 minutos. Este processo foi mantido até que não houvesse mais produção de água, atingindo assim a saturação de água irreduzível/conata ($S_w = S_{wi}$), ou seja, quando não há água móvel na rocha. Através dos dados obtidos nesta fase, foi possível determinar a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água irreduzível ($k_{oef}@S_{wi}$).

4.2.5 2ª Embebição

Neste processo, a amostra estava com a saturação máxima de óleo atingida, e com uma saturação de água conata, o que busca representar a condição inicial de um reservatório. Nessa fase, a água era injetada continuamente na amostra - de modo a demonstrar o processo de recuperação secundária/convencional de óleo - até que todo óleo móvel fosse produzido, restando apenas o que chamamos de óleo residual ($S_w = 1 - S_{or2e}$). Com tais dados, obteve-se a permeabilidade efetiva à água na saturação de óleo residual ($k_{wef}@S_{or2e}$).

4.2 Resultados Experimentais

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos através da metodologia experimental.

4.2.1 Porosidade

Para o teste de porosidade, foram apresentados os seguintes valores de pressão:

Tabela 5 – Pressões do teste de porosidade

	Para 3,5 bar	Para 5,5 bar	Para 8,5 bar
P1 =	3,259	5,314	8,416
P2 =	0,681	1,505	2,745

Fonte: elaborada pelo autor.

De posse de tais resultados e sabendo que $V_1 = 15$ ml, descobriu-se os valores de V_2 para os três casos, utilizando a equação 4.1, e posteriormente fez-se uma média aritmética, resultando em $V_2 = 56,912$ ml.

Para descobrir o volume poroso da rocha, diminuiu-se V_1 de V_2 , obtendo como resultado $V_p = 41,912$ ml.

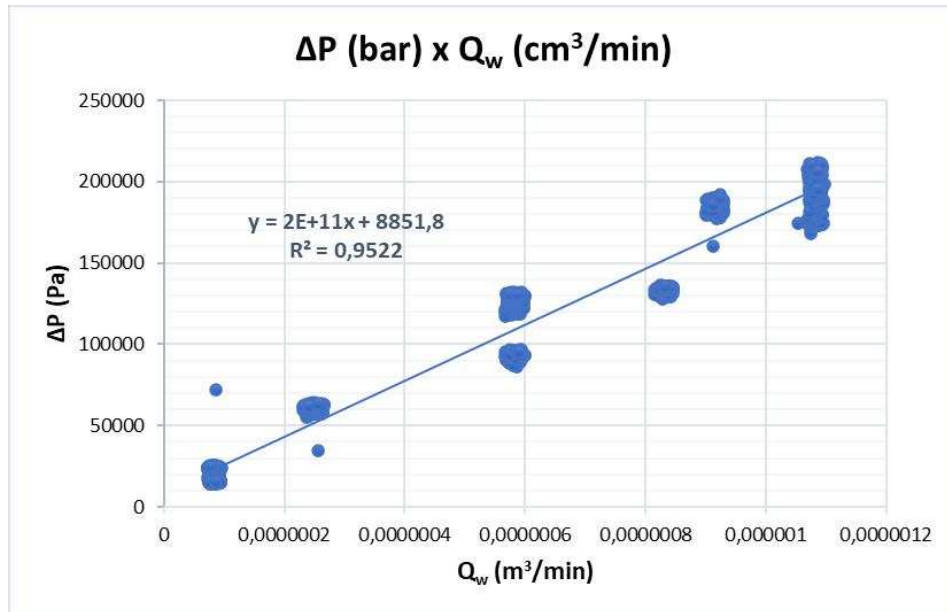
Dividindo o volume de poros, V_p , pelo volume total da amostra ($V_a = 143,94$ ml), obteve-se a porosidade da mesma, sendo essa de 29,1%, ou seja, $\Phi = 0,291$.

4.2.2 Permeabilidade absoluta (1ª Embebição)

De acordo com o que foi descrito na seção anterior, nesta etapa ocorreu a injeção de água na amostra em intervalos de vazão diferentes. Inicialmente necessitou-se realizar uma análise dimensional das unidades dos valores disponibilizados pelo equipamento, visto que algumas variáveis se apresentavam com unidades diferentes dos dados de entrada. De posse dos dados de entrada: viscosidade da água (μ_w), comprimento da amostra (L), e Área da seção transversal (A), bem como dos valores de diferencial de pressão (ΔP), aplicou-se diretamente a

equação de Darcy para cada intervalo de vazão. Para obter um valor final, fez-se uma média aritmética destes valores, obtendo-se assim uma $K_{abs} = 226,84$ mD. Além disso, para uma maior precisão no resultado, os dados foram dispostos em um gráfico de ΔP em função de Q_w , usando a linha de tendência em formato linear para fornecer uma reta que melhor se ajusta aos dados experimentais.

Gráfico 1 – Permeabilidade absoluta da amostra.



Fonte: elaborado pelo autor.

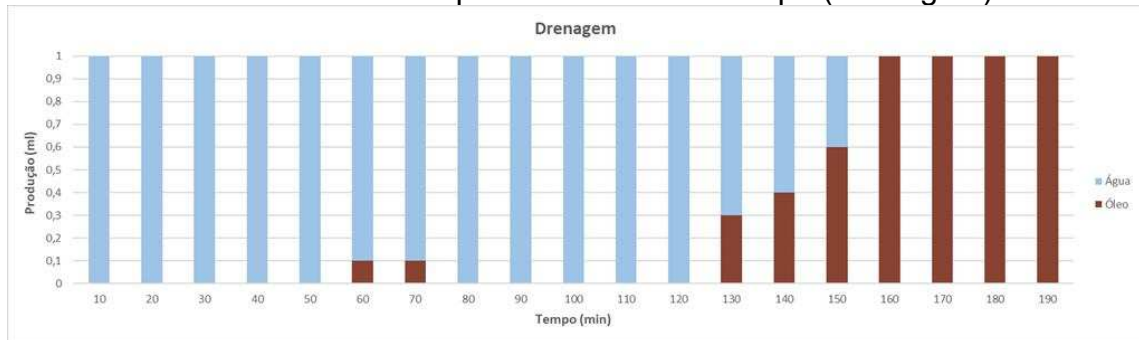
De posse do valor do coeficiente angular ($2E+11$), fornecido pela equação da reta, representando a razão ($\Delta P / Q_w$), é possível calcular a permeabilidade absoluta através de uma manipulação algébrica simples aplicada a equação de Darcy e uma conversão de unidade. Por meio desta segunda metodologia, foi obtida uma $K_{abs} = 224,41$ mD, resultado semelhante ao obtido na primeira abordagem.

O Anexo A traz um corte da planilha fornecida pelo software, destacando as variáveis utilizadas para o cálculo da permeabilidade absoluta e as adaptações de conversões de unidades empregadas em algumas colunas.

4.2.3 Drenagem

Nesta etapa ocorreu a injeção de óleo na amostra a uma vazão constante de 0,2 ml/min e a produção foi coletada em seringas contendo 1 ml. Os volumes de óleo e água produzidos estão dispostos no gráfico a seguir:

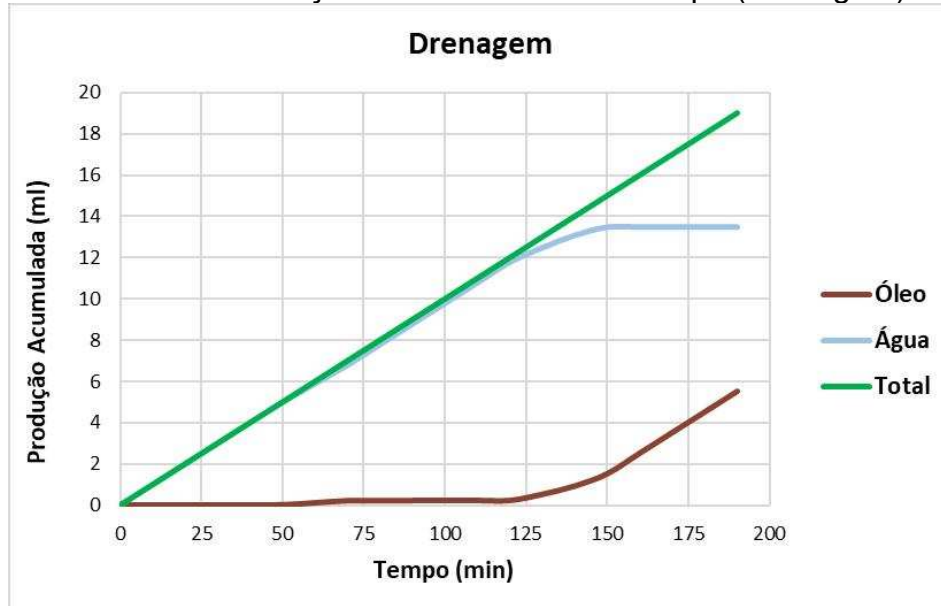
Gráfico 2 – Volumes produzidos versus tempo (Drenagem)



Fonte: elaborado pelo autor.

O gráfico em barras foi escolhido por apresentar uma melhor representação do sistema de coleta de amostra, onde cada barra do gráfico corresponde à uma seringa de 1 ml coletada. Além disso, construiu-se um gráfico de dispersão apresentando os valores de produção acumulada, de modo a reforçar a compreensão dos resultados.

Gráfico 3 – Produção acumulada versus tempo (Drenagem)



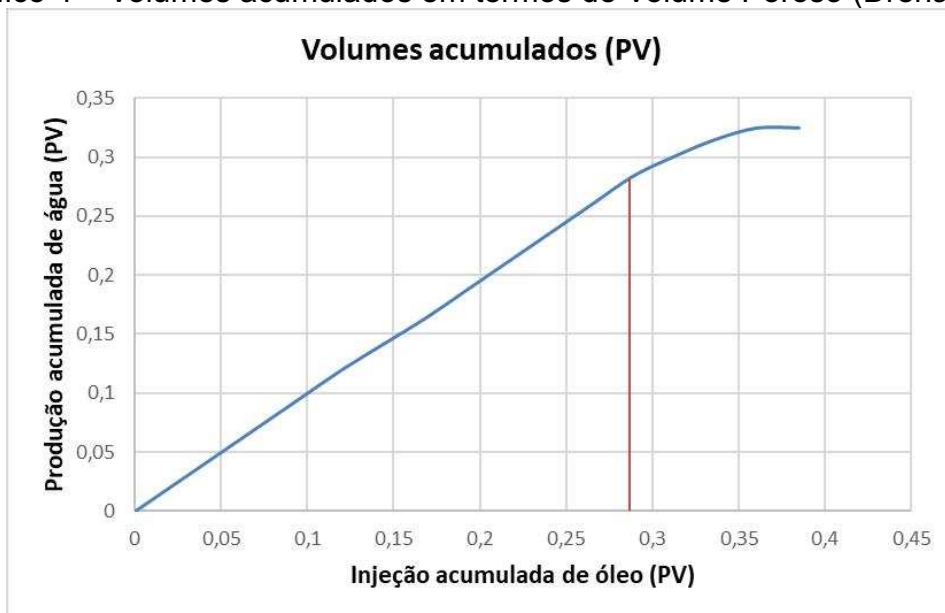
Fonte: elaborado pelo autor.

Com a análise dos gráficos é possível notar que à medida que o óleo é injetado na amostra, a água contida na mesma vai sendo deslocada em direção à outra extremidade da rocha, representando o sistema de produção. É possível verificar que até a 12ª coleta a produção foi quase completamente de água,

descartando apenas as amostras 6 e 7, onde houve uma mínima produção de óleo, fator que pode ter sido gerado por uma intervenção indesejada do volume morto, caracterizado como erro de preparação no experimento. A partir da 13ª coleta, equivalente a 130 minutos, nota-se a produção crescente do óleo e uma diminuição nos volumes de água. Após quatro coletas consecutivas com 100% de óleo, o teste foi interrompido, pois o objetivo havia sido atingido, tendo em vista a produção de água nula, ou seja, $S_w=S_{wi}$.

Além disso, construiu-se o Gráfico 4, onde são indicados os níveis de injeção de óleo com seus respectivos volumes de produção de água, ambos em termos de volumes porosos. Nota-se que a irrupção do óleo na outra extremidade da amostra se inicia após a injeção de aproximadamente 0,29 volumes porosos de óleo, indicado pela mudança na inclinação da curva azul e destacado com a linha vermelha. Esse valor de volume poroso injetado para ocorrer a irrupção é consideravelmente baixo, o que indica que o óleo não atuou bem no deslocamento da água.

Gráfico 4 – Volumes acumulados em termos de Volume Poroso (Drenagem)



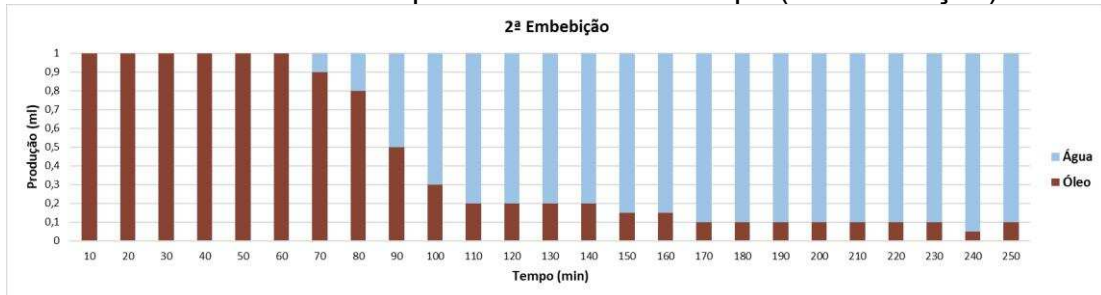
Fonte: elaborado pelo autor.

4.2.4 2ª Embebição

Durante a 2ª embebição, com a amostra preenchida com óleo e na saturação de água conata, houve novamente a injeção de água, buscando representar o método convencional de recuperação adotado em reservatórios de petróleo.

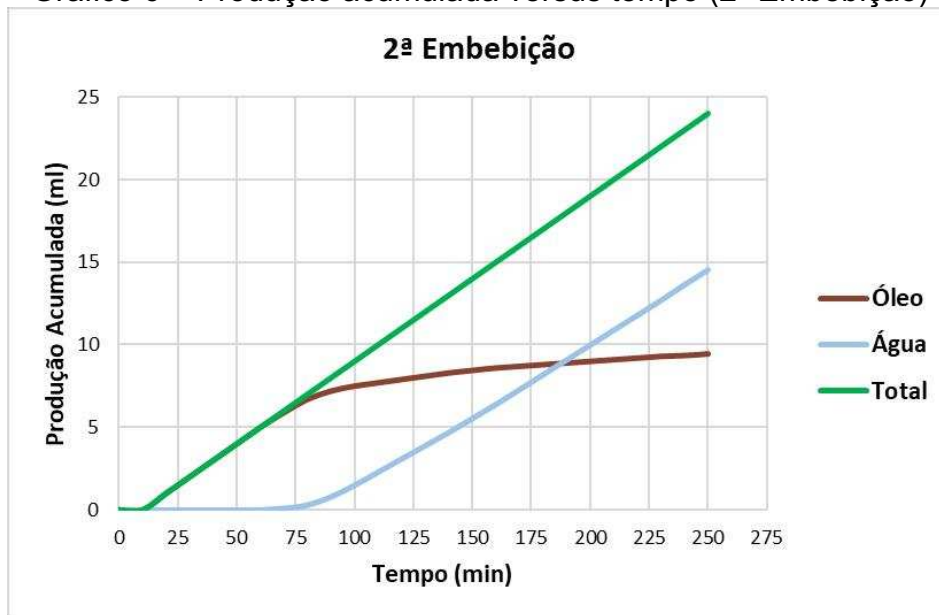
Assim como no processo de Drenagem, os dados coletados nesta etapa foram organizados em um gráfico de barras para melhor visualização e o gráfico de produção acumulada, dispostos a seguir:

Gráfico 5 – Volumes produzidos versus tempo (2ª Embebição)



Fonte: elaborado pelo autor.

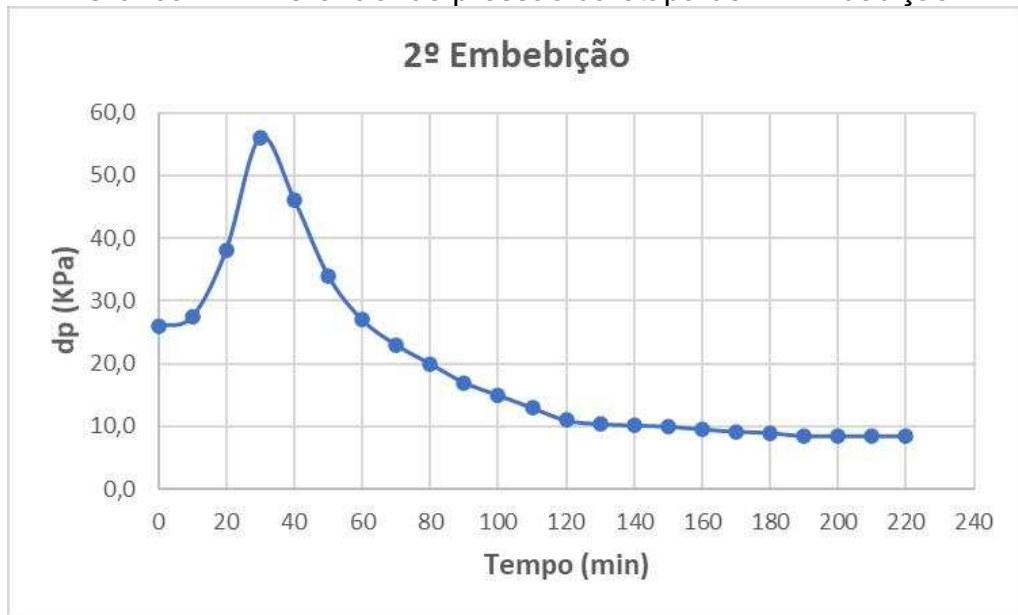
Gráfico 6 – Produção acumulada versus tempo (2ª Embebição)



Fonte: elaborado pelo autor.

Observando os resultados obtidos, é possível notar que a irrupção de água ocorre na 7ª coleta. No entanto, acompanhando o Gráfico 7, onde são apresentados os valores de diferencial de pressão em relação ao tempo para o teste de 2ª Embebição, nota-se a queda de pressão iniciando por volta de 30 min de teste, o que teoricamente representa o *breakthrough*, ou seja, o início da produção de água.

Gráfico 7 – Diferencial de pressão da etapa de 2ª Embebição

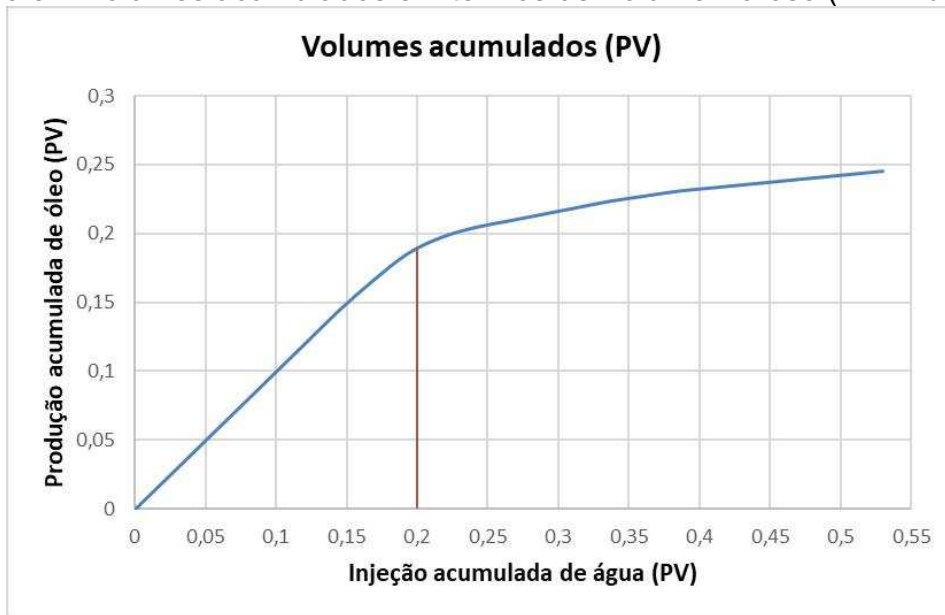


Fonte: elaborado pelo autor.

Como os dados de pressão são estabelecidos e monitorados pelo software do Icare 6, os mesmos oferecem uma maior confiabilidade nos resultados, logo, pode-se deduzir que a irrupção de água aconteceu de acordo com o que é mostrado no gráfico acima, em torno de 30 minutos de teste, ou seja, a partir da 3ª coleta. O valor correspondente ao *breakthrough* mostrado no Gráfico 5 pode ter sido ocasionado por um erro na leitura das seringas contendo os valores produzidos, onde a produção inicial de água foi consideravelmente baixa ao ponto de não ser possível verificar o volume, adotando assim valores nulos para o intervalo de 30 a 60 minutos de teste.

Em termos de volumes porosos injetados e produzidos, o Gráfico 8 mostra que a irrupção de água ocorreu após a injeção de 0,2 volumes porosos (VP = 20%), o que se configura como uma produção precoce do fluido injetado. Este fato é percebido através da mudança na inclinação da curva de produção a partir do ponto marcado pela linha vermelha.

Gráfico 8 – Volumes acumulados em termos de Volume Poroso (2ª Embebição)



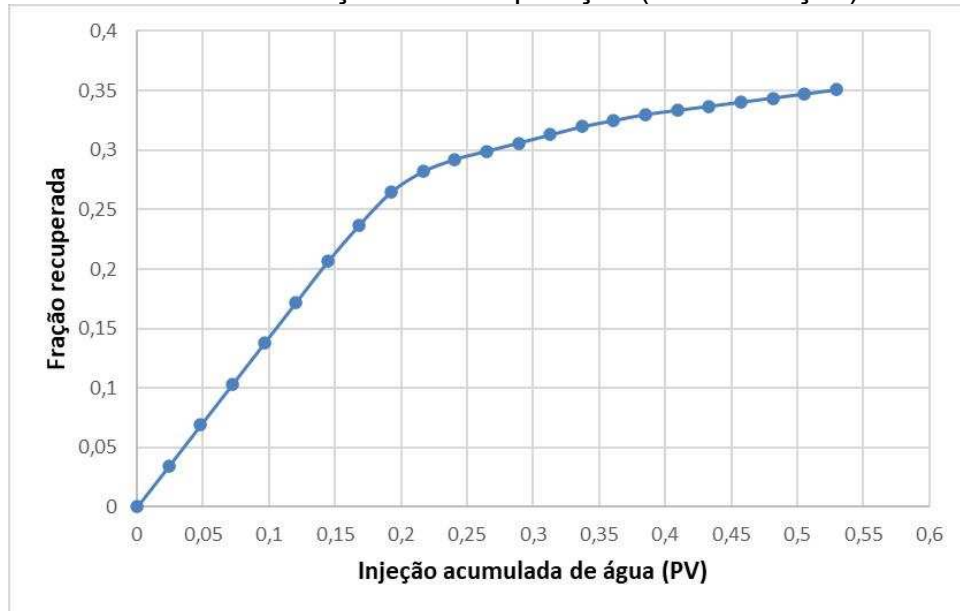
Fonte: elaborada pelo autor.

Teoricamente, a curva de produção deveria manter-se constantemente crescente, com inclinação alta, até alcançar altos níveis de volumes produzidos, à medida que ocorresse a injeção de um outro fluido. No entanto, a baixa viscosidade da água em comparação com óleo pode ter ocasionado a melhoria em seu deslocamento no meio poroso, criando assim caminhos preferenciais e chegando ao sistema de produção em um curto período de tempo. Além disso, é possível observar que ao final do experimento, apenas aproximadamente 0,5 volumes porosos haviam sido injetados na amostra, o que também pode ter influenciado no baixo volume de óleo produzido, visto que a curva de volume acumulado ainda permanecia crescente, apesar da baixa inclinação, indicando que ainda havia um volume considerável de óleo residual, e testes desse tipo costumam operar com valores de volumes porosos injetados bem elevados, até que a curva de produção atinja uma estabilização, mantendo-se constante.

Em decorrência do baixo valor de volumes porosos injetados, o cálculo do fator de recuperação torna-se inviável, pois trata-se da relação entre o óleo recuperado e o óleo inicialmente contido na amostra, e o teste não permitiu obter o valor máximo de óleo recuperado para esse método de injeção de água, uma vez que foi interrompido enquanto a curva de produção ainda se mantinha crescente. Desse modo, em termos de produção, foi gerado um gráfico de fração recuperada versus injeção acumulada de água em termos de volumes porosos, visando apresentar a

recuperação de óleo em relação ao volume original para o período em que o teste foi mantido, sem que a curva alcançasse a estabilização e pudesse ser obtido o valor do fator de recuperação para este reservatório.

Gráfico 9 – Fração de Recuperação (2ª Embebição)



Fonte: elaborada pelo autor.

Através da interpretação do gráfico, é possível verificar que a máxima fração recuperada atingida foi de aproximadamente 0,35 ou 35% do volume original, indicado pelo último ponto da curva.

5 MODELO ANALÍTICO

5.1 Modelo JBN - Descrição

A etapa experimental foi realizada em regime transiente, uma vez que o regime permanente exige um tempo considerável, bem como a condição de injeção contínua de fluidos que ainda não foi trabalhada no Icare 6. Desse modo, para obtenção das curvas de permeabilidade relativa neste trabalho, faz-se necessário o uso de métodos que se apliquem ao regime transiente.

O método analítico escolhido é conhecido como JBN, e foi proposto por Johnson et al. (1959). Esta metodologia foi baseada na teoria de Buckley e Leverett (1942) para escoamento em meios porosos e nas modificações propostas por Welge (1952). Para a aplicação desta metodologia, faz-se necessário considerar que o escoamento na amostra ocorre de forma unidimensional, que a pressão capilar é desprezível, que o meio é homogêneo e que os fluidos adotados são incompressíveis. A obtenção das curvas de permeabilidade relativas através do método de JBN se dá por meio das seguintes fórmulas:

$$k_{rw} = \frac{k_{rw} * k_{rweff}}{k_{ref}} \quad (5.1)$$

$$k_{ro} = \frac{k_{ro} * k_{roef}}{k_{ref}} \quad (5.2)$$

onde k_{rw}^* e k_{ro}^* são as permeabilidades relativas da água e do óleo normalizadas às suas respectivas permeabilidades efetivas (k_{weff} e k_{oef}), que por sua vez são calculadas através da aplicação direta dos dados experimentais na Lei de Darcy, e K_{ref} é a permeabilidade absoluta da amostra.

Para o cálculo das permeabilidades normalizadas, utiliza-se as seguintes equações:

$$k_{rw}^* = \frac{f_{w2}}{d\left(\frac{1}{V_{pinj} * I_r}\right) / d\left(\frac{1}{V_{pinj}}\right)} \quad (5.3)$$

$$k_{ro}^* = \frac{f_{o2}}{d\left(\frac{1}{V_{pinj} * I_r}\right) / d\left(\frac{1}{V_{pinj}}\right)} * \left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right) \quad (5.4)$$

em que f_{w2} e f_{o2} referem-se aos fluxos fracionários da água e do óleo, respectivamente; V_{pinj} o volume poroso injetado e, I_r a injetividade relativa.

Johnson et al (1959) definiram a injetividade relativa (I_r) como a razão entre a injetividade em um tempo qualquer do deslocamento (I_i) e a injetividade inicial (I_0), (SANABRIA, 2013).

$$I_{ri} = \frac{I_i}{I_0} = \frac{Q_i / \Delta P_i}{Q_0 / \Delta P_0} \quad (5.5)$$

sendo q a vazão de injeção e ΔP o diferencial de pressão entre a entrada e a saída da amostra.

O fluxo fracionário para ambos os fluidos é obtido através das expressões a seguir:

$$f_{w2} = \frac{S_{oi} * S_{o2i}}{V_{pinj \ i+1}} \quad (5.6)$$

$$f_{o2} = 1 - f_{w2} \quad (5.7)$$

onde S_o é a saturação de óleo na entrada da amostra e S_{o2} é a saturação de óleo na saída.

As fórmulas apresentadas acima estão baseadas no teste de drenagem, sendo similares às utilizadas no teste de embebição. O detalhamento dos cálculos para drenagem e embebição estão apresentados no Apêndice A.

5.2 Resultados do modelo

5.2.1 Drenagem

As curvas de permeabilidade relativa geradas no teste de Drenagem confirmam a tendência da rocha em ser molhável à água, fator que pode ser comprovado pela interseção das curvas ocorrendo em um valor de saturação acima de 0,5, característico de rochas molháveis à água, e pela curva de permeabilidade relativa à água apresentar valores muito baixos.

Gráfico 10 – Curvas de permeabilidade relativa geradas através do teste de Drenagem



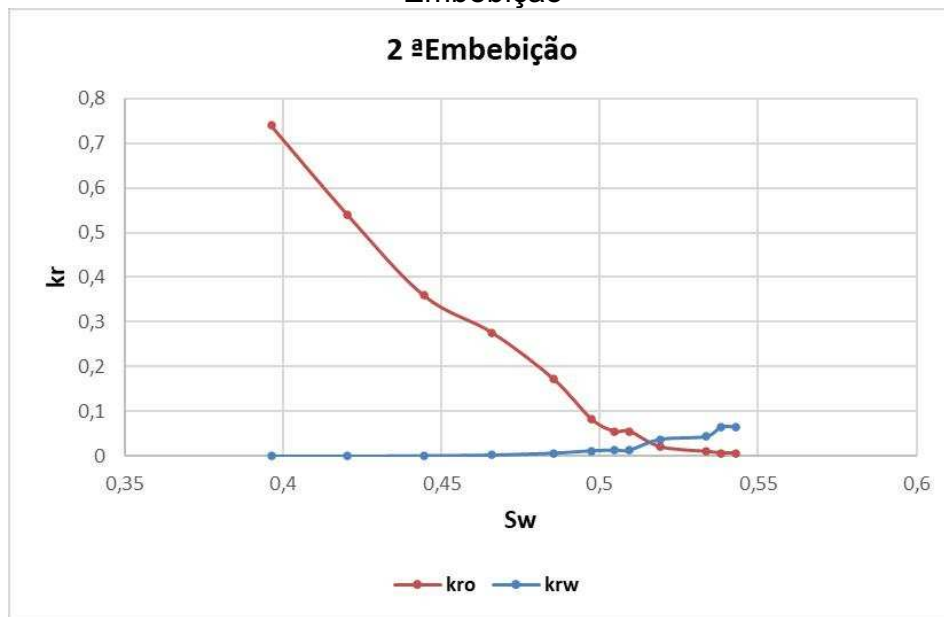
Fonte: elaborado pelo autor.

5.2.2 2ª Embebição

Assim como no teste de Drenagem, as curvas geradas no teste de 2ª Embebição também comprovam a tendência da rocha em ser molhável à água, verificada na interseção das curvas acima de $S_w = 0,5$, quanto pelos baixos valores de permeabilidade relativa à água. Além disso, observando o ponto terminal da curva de permeabilidade relativa do óleo e calculando $1 - S_w$, obtém-se a saturação de óleo residual, correspondente a aproximadamente 0,45, ou 45%, considerado um valor alto em comparação à projetos semelhantes. Tal fator pode ter sido ocasionado pela baixa

quantidade de volumes porosos injetados, que não permitiu que o experimento fosse ao limite de produção possível, como foi explicado nos resultados do modelo experimental.

Gráfico 11 – Curvas de permeabilidade relativa geradas através do teste de 2ª Embebição



Fonte: elaborado pelo autor.

5.3 Modelo de Corey

Devido às simplificações adotadas no modelo analítico, que na realidade não condizem com as condições reais de experimento, esta metodologia pode apresentar comportamentos distintos. Diante disso, escolheu-se adotar uma metodologia adicional para a obtenção destas curvas, sendo essa através do ajuste de histórico que utiliza métodos de otimização numérica, conhecido como modelo de Corey. Neste modelo, os dados experimentais são reproduzidos através de curvas parametrizadas obtidas através das seguintes expressões:

$$k_{rw} = k_{rw_{iro}} * \left(\frac{S_w - S_{w_{crit}}}{1 - S_{w_{crit}} - S_{orw}} \right)^{p_{krw}} \quad (5.8)$$

$$k_{row} = k_{ro_{cw}} * \left(\frac{1 - S_{orw} - S_w}{1 - S_{w_{con}} - S_{orw}} \right)^{p_{krow}} \quad (5.9)$$

sendo k_{rw} e k_{ro} as permeabilidades relativas à água e ao óleo, respectivamente; k_{rwiro} e k_{rocrw} são pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo; os índices or e con referem-se as condições de óleo residual e água conata; S_w é a saturação de água na amostra; S_{wcrit} é a saturação crítica de água; e pk_{rw} e pk_{row} os expoentes do modelo de Corey.

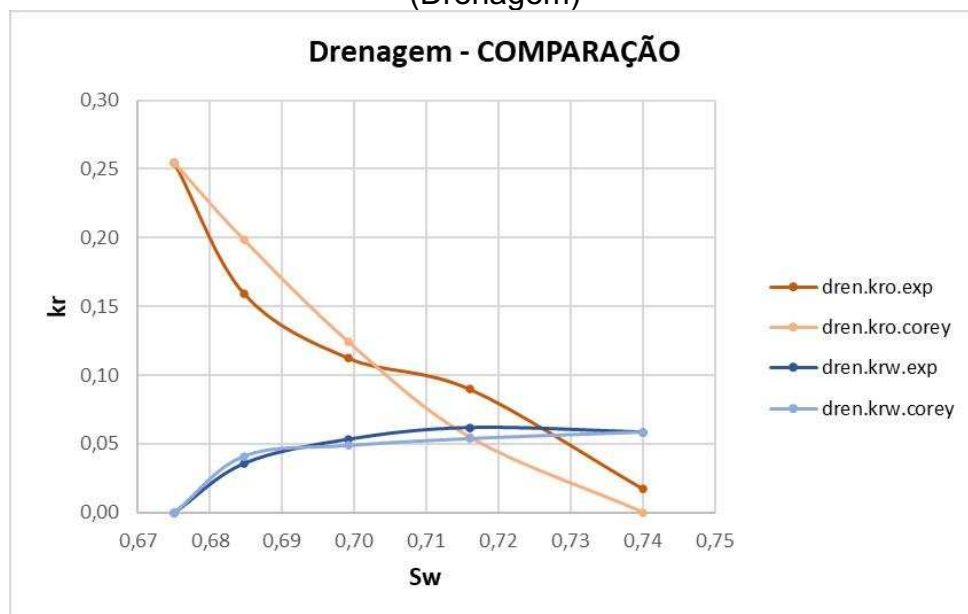
O intuito principal desta metodologia é trabalhar com um número mínimo de incógnitas, de modo a facilitar a resolução do problema, proporcionando geralmente um ótimo ajuste aos dados experimentais (SALES, 2013).

As curvas geradas através do modelo de Corey são de extrema importância para o processo de simulação, uma vez que geram parâmetros que serão utilizados dentro do simulador. Além disso, estas curvas permitem uma análise da molhabilidade da rocha através da intersecção entre as mesmas.

5.3.1 Comparação entre as curvas

Para o teste de Drenagem, a mínima diferença entre as curvas obtidas através do experimento juntamente com o modelo JBN e as curvas do modelo de Corey foi obtida com os expoentes $pk_{rw} = 0,185$ e $pk_{row} = 1,547$.

Gráfico 12 – Comparação entre as curvas experimentais e do modelo de Corey (Drenagem)

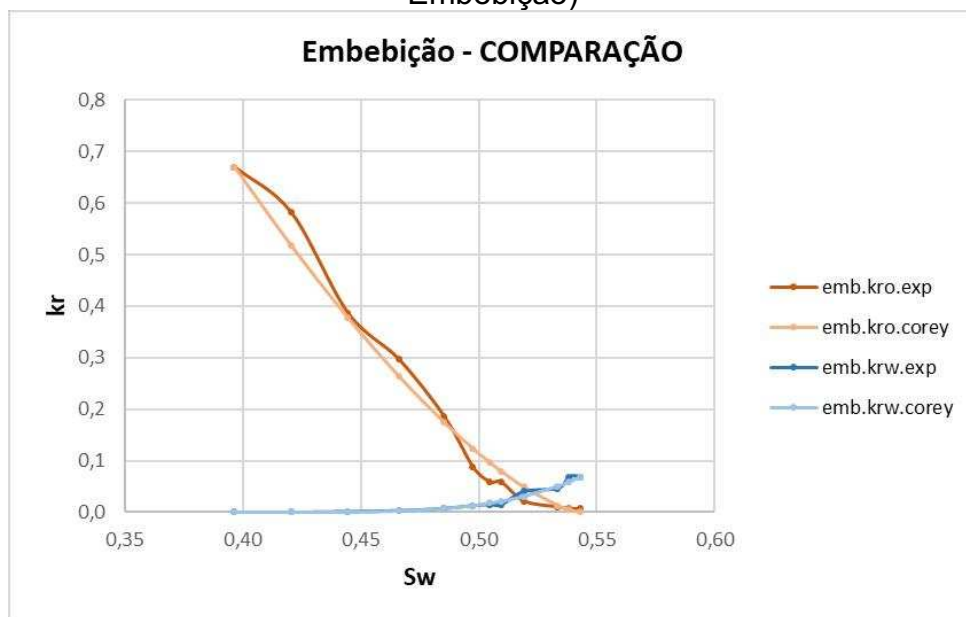


Fonte: elaborado pelo autor.

É possível verificar que para o teste de Drenagem, o ajuste entre as curvas não obteve um grau de precisão muito satisfatório, principalmente para a permeabilidade relativa ao óleo. Esta discrepância pode ter sido ocasionada por erros durante o experimento, como a interferência do volume morto do sistema de produção, como já mencionado anteriormente.

Já para a etapa de 2ª Embebição, os expoentes que geraram o melhor ajuste foram $pk_{rw} = 4,448$ e $pk_{row} = 1,446$.

Gráfico 13 – Comparação entre as curvas experimentais e do modelo de Corey (2ª Embebição)



Fonte: elaborado pelo autor.

Para esta etapa, as curvas apresentaram um ajuste melhor, mostrando pouca diferença entre as curvas experimentais e as do modelo de Corey. As curvas obtidas neste modelo servirão de parâmetros para o processo de simulação descrito no capítulo a seguir.

6 MODELO NUMÉRICO

Este capítulo é destinado a apresentar a metodologia numérica por meio da utilização de simuladores. O objetivo principal desta abordagem é fazer uma representação do esquema experimental, apresentando os dados de produção, bem como de pressão do ensaio de injeção de água para recuperação de óleo (2ª embebição).

Para a realização do modelo numérico, inicialmente foi utilizado o simulador STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) da CMG (Computer Modelling Group), visto que o mesmo apresenta um modelo de fluidos simplificado, tornando o seu uso vantajoso em virtude da limitação de parâmetros do óleo utilizado nos experimentos.

Além do STARS, fez-se necessária a aplicação do CMOST AI, também da CMG. Este simulador é uma ferramenta de inteligência artificial que trabalha com análise de sensibilidade, correspondência de histórico, otimização e incerteza. Tal ferramenta é capaz de fazer um número grande de simulações simultaneamente, de modo a obter diferentes resultados e permitir filtrar o melhor.

6.1 Descrição do modelo

Os testes da etapa experimental foram realizados dentro do que se denomina modelo homogêneo, caracterizado por um valor de permeabilidade constante ao longo da amostra, sendo essa propriedade obtida na 1ª embebição. A seguir é mostrado o detalhamento do modelo de acordo com a ordem seguida dentro do código de simulação:

- *Grid de simulação*

Para aplicar os dados experimentais no simulador, fizeram-se necessárias algumas adequações na etapa de caracterização do grid de simulação, uma vez que os testes foram realizados em uma amostra de formato cilíndrico, e o simulador não permite a representação cilíndrica em sistemas horizontais. Desse modo, escolheu-se trabalhar com a geometria cartesiana, adotando uma malha de simulação unidimensional, com uma célula única nas direções J e K, e 177 células na direção de

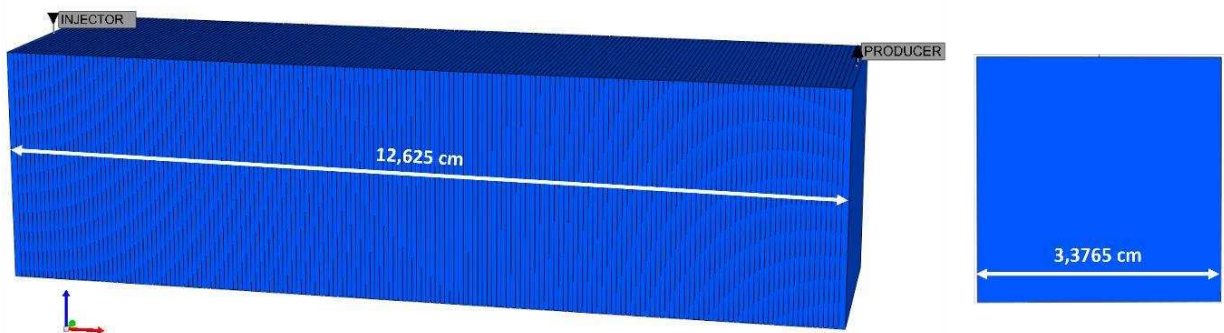
escoamento I. O comprimento da amostra (direção I) foi dividido de forma que o primeiro e o último bloco possuísem uma espessura de 0,1 cm, e os 175 blocos intermediários medissem 0,071 cm, resultando em um comprimento idêntico ao da amostra cilíndrica. Já com relação às demais direções, as dimensões foram escolhidas de tal modo que a área das seções transversais cilíndrica e paralelepédica coincidissem. Para isso, fez-se necessário calcular apenas a raiz quadrada da área da seção transversal cilíndrica, o que resultou em um valor que representasse o comprimento das células nas direções J e K, sendo esse um valor constante de aproximadamente 3,3765 cm.

Figura 21 – Dimensões da amostra



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 22 – Modelo 3D



Fonte: elaborada pelo autor.

- *Propriedades dos fluidos*

As propriedades dos fluidos não foram modificadas, seguindo o que foi mostrado na seção 4.1.2. Essas propriedades mantiveram-se constantes no processo de simulação, uma vez que não houveram variações na temperatura.

- *Propriedades de interação Rocha-Fluido*

Estas propriedades condizem com as curvas de permeabilidade relativas geradas através do modelo de Corey para a etapa de 2ª Embebição. O arquivo de entrada do simulador (.dat) fornece um espaço para uma tabela contendo os dados de saturação de água (S_w), permeabilidade relativa à água (K_{rw}) e permeabilidade relativa ao óleo (K_{ro}) retirados das curvas.

- *Condições iniciais/operacionais do modelo*

Como o modelo corresponde aos dados do experimento de 2ª Embebição, as condições iniciais condizem com aquelas resultantes da etapa de Drenagem (fase anterior à 2ª Embebição), sendo apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 6 – Condições iniciais/operacionais

Saturação inicial de água (S_w)	Saturação inicial de óleo (S_o)	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)
0,39	0,61	25	19526

Fonte: elaborada pelo autor.

A pressão foi obtida através da soma da pressão de injeção com valor inicial indicado no gráfico experimental. Vale ressaltar que o modelo adotado utiliza a unidade lab, e que algumas transformações de medidas foram necessárias para realização do código.

- *Dados de poços*

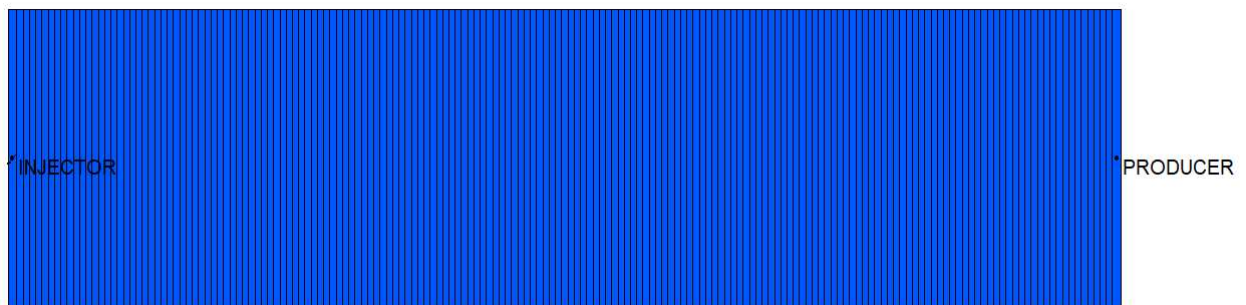
O modelo contém dois poços, sendo o primeiro um injetor, localizado na 1ª célula, e o segundo um produtor, localizado na célula 177, ou seja, a última. Os poços apresentam as seguintes características:

Tabela 7 – Dados de poços

Poço	Posicionamento no modelo 3D	Restrição de Pressão (kPa)	Restrição de Vazão (cm ³)
Injetor	(1,1,1)	-	0,2
Produtor	(177,1,1)	19500	-

Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 23 – Posicionamento dos poços



Fonte: elaborada pelo autor.

6.2 Resultados do modelo

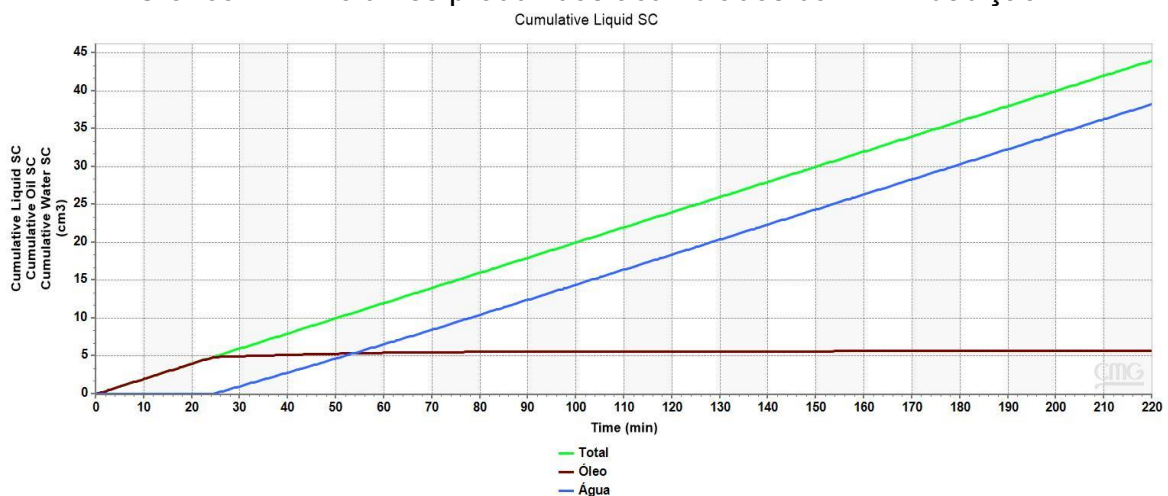
6.2.1 Aplicação do simulador STARS

Tomando como base as condições apresentadas anteriormente, o modelo de injeção de água foi construído e a simulação foi realizada, respeitando o tempo de duração do teste de 2ª Embebição, de 220 minutos.

O gráfico a seguir apresenta as curvas de volumes produzidos (água, óleo e total) geradas pelo modelo numérico. Comparando este gráfico com o Gráfico 6, é possível perceber que as curvas geradas pela simulação não conseguem representar de maneira eficiente as curvas de produção do modelo experimental. A primeira justificativa para isso foi apresentada no tópico 4.2.4, onde se explicou o possível erro na leitura das seringas coletadas entre 30 e 60 minutos, que foram consideradas com

volume completo de óleo, ou seja, volume de água produzida igual a zero. Tal consideração acarretou no deslocamento do ponto de *breakthrough*, que segundo o gráfico de pressões (Gráfico 7), ocorreu em torno de 30 min, valor esse que coincide aproximadamente com o simulado, observado pela mudança de tendência das curvas de água e óleo. Além disso, erros decorrentes da própria operação do experimento, bem como nas propriedades e condições adotadas, podem ter ocasionado essas diferenças entre os resultados dos dois modelos.

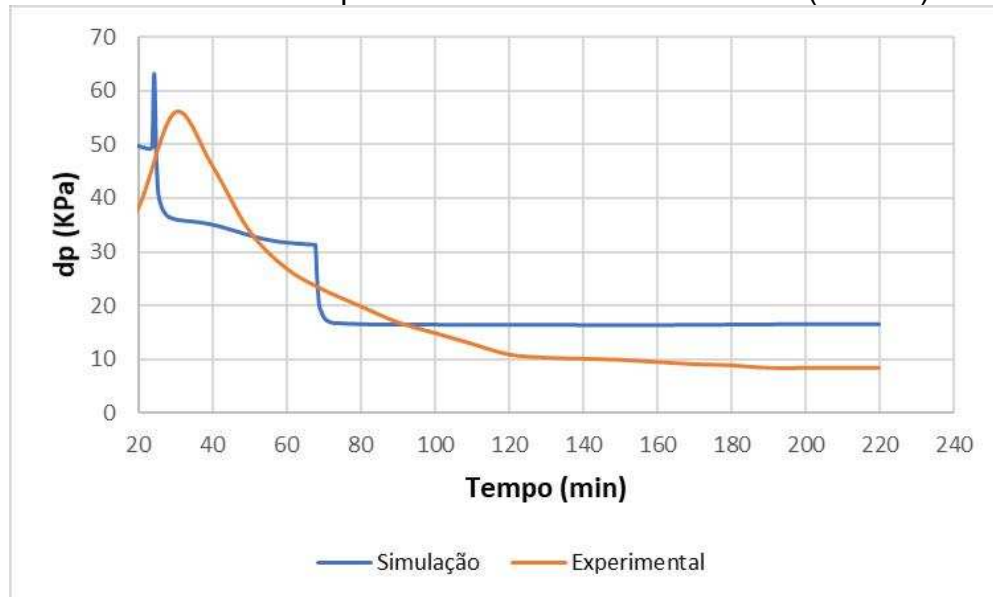
Gráfico 14 – Volumes produzidos acumulados da 2ª Embebição



Fonte: elaborado pelo autor.

Além dos volumes acumulados, fez-se uma análise do comportamento de pressão da amostra, fazendo uma comparação entre os resultados experimentais e numéricos. É possível verificar que o ajuste entre as curvas de pressão do modelo simulado e do modelo numérico não foi alcançado. Houve uma discrepância considerável entre os resultados, podendo ter sido ocasionada pelos erros citados anteriormente, ou pela adoção de um modelo de simulação bastante simplificado, o que limita a representação dos parâmetros reais.

Gráfico 15 – Histórico de diferencial de pressão da 2ª Embebição – Comparativo entre o modelo experimental e o modelo numérico (Caso 1)



Fonte: elaborado pelo autor.

6.2.2 Aplicação do simulador CMOST AI

Com os resultados não satisfatórios obtidos no processo de simulação utilizando o STARS, fez-se necessária a aplicação do CMOST AI. Para isso, inicialmente foi realizada uma análise de sensibilidade com relação aos parâmetros que apresentavam maior incerteza, sendo eles: k_{abs} , μ_w , μ_o e k_{rwiro} . A permeabilidade absoluta da rocha foi obtida experimentalmente, logo, seu valor pode apresentar um grau de incerteza em decorrência de erros experimentais, como os mencionados anteriormente. As viscosidades dos fluidos foram coletadas em laboratórios externos, podendo haver erros em seus valores. O ponto terminal da curva de permeabilidade relativa à água (k_{rwiro}) proveniente do experimento, apresentou um valor muito baixo em comparação com o que é apresentado na literatura, logo, poderia influenciar nos erros obtidos na simulação.

A análise de sensibilidade consiste basicamente na variação dos parâmetros em questão de modo a se obter um melhor ajuste. Inicialmente, essa alteração foi realizada de forma individual, onde fazia-se a edição do código original do modelo, rodava o programa e gerava-se os gráficos para análise. Esse procedimento foi realizado algumas vezes até se obter uma curva mais próxima da gerada no modelo experimental. Um resultado melhorado foi obtido utilizando os seguintes valores para as variáveis em questão:

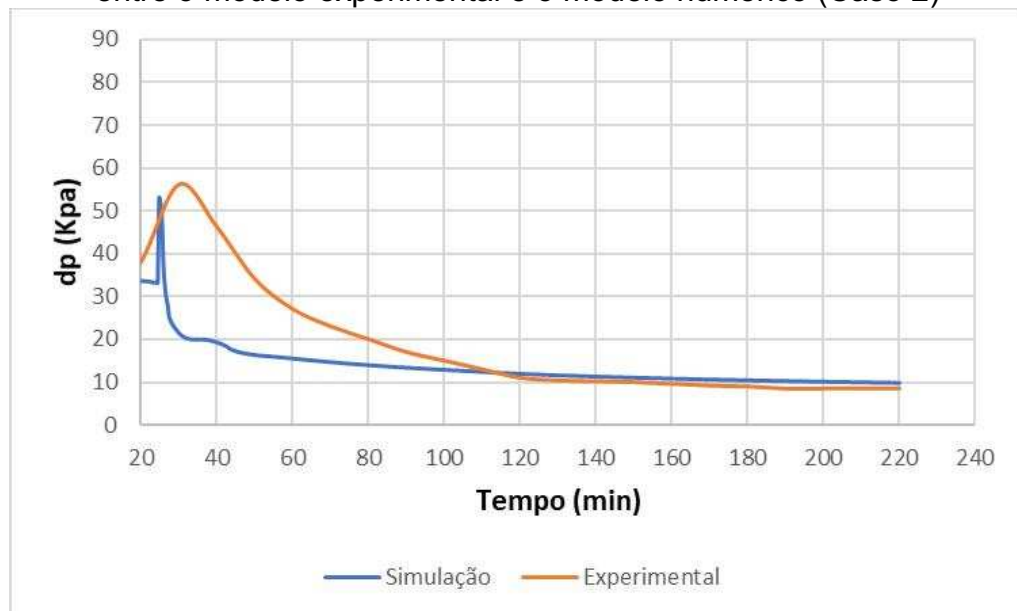
Tabela 8 – Alterações de propriedades

Variável	Novo valor adotado
Kabs (mD)	236
μ_w (cP)	0,2
μ_o (cP)	2,5
k_{rwi}	0,4

Fonte: elaborada pelo autor.

O Gráfico 16 traz uma análise comparativa entre os resultados gerados pelo modelo experimental e a simulação após a manipulação dos parâmetros escolhidos. É possível notar uma melhoria no ajuste entre as curvas, principalmente com relação ao ponto de irrupção de água, indicado pelo topo da curva, e pelo período que se inicia a partir dos 120 minutos de experimento. Diante disso, o código que gerou o resultado acima foi utilizado como caso base para aplicação do CMOST AI, e está disposto no APÊNDICE B.

Gráfico 16 – Histórico de diferencial de pressão da 2ª Embebição – Comparativo entre o modelo experimental e o modelo numérico (Caso 2)



Fonte: elaborado pelo autor.

Como já mencionado anteriormente, o CMOST AI utiliza de inteligência artificial para realizar um número considerável de simulações de forma simultânea, trabalhando com a variação de parâmetros específicos dentro de um intervalo estabelecido pelo operador. Diante disso, sabendo as propriedades que interferem

diretamente no formato da curva, estabeleceu-se os seguintes intervalos de operação para as mesmas:

Tabela 9 – Limites dos parâmetros aplicados ao CMOST AI

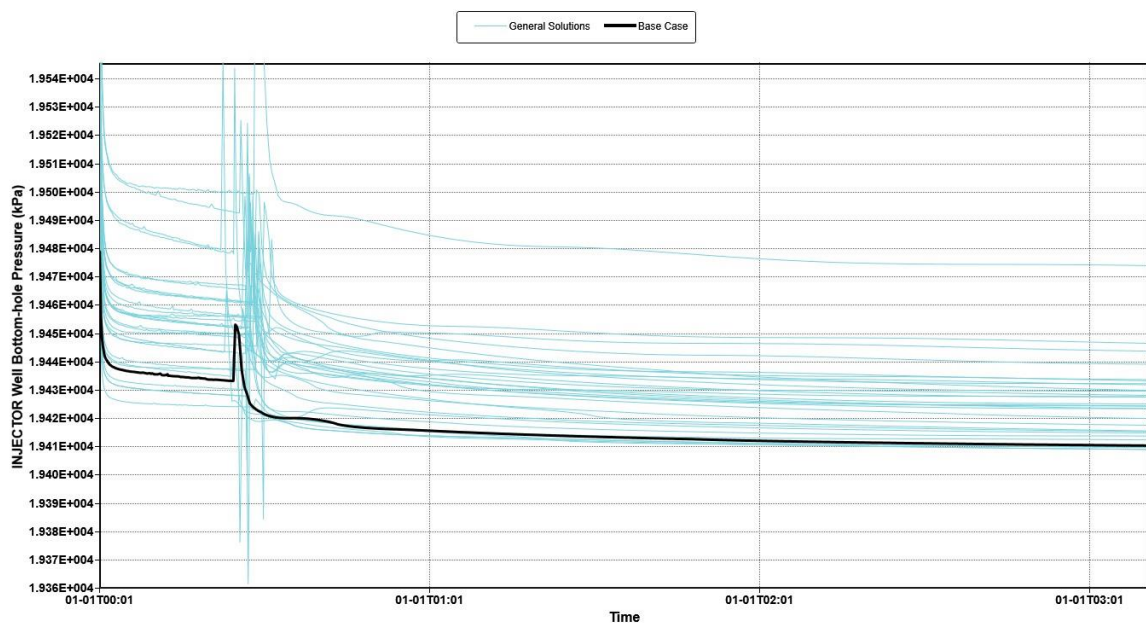
Parameter	Value	Lower Limit	Upper Limit
AVISC	0.22	0.15	0.5
PERMI	250	150	350
krwiro	0.42	0.1	0.5
AVISC1	2.1875	1.875	5

Fonte: elaborada pelo autor.

Vale ressaltar que AVISC corresponde à viscosidade da água e AVISC1 à viscosidade do óleo.

Ao estabelecer tais condições dentro do CMOST AI, foram geradas 28 soluções, além do caso base. Através da análise destes resultados, apresentados no Gráfico 17, e do conhecimento prévio do modelo de curva gerado pelo método experimental, é possível identificar as curvas que tendem a se ajustar. Diante disso, alguns casos foram escolhidos para se estudar de forma separada e se realizar o comparativo entre as curvas.

Gráfico 17 – Soluções geradas pelo CMOST AI para a curva de pressão da 2ª Embebição

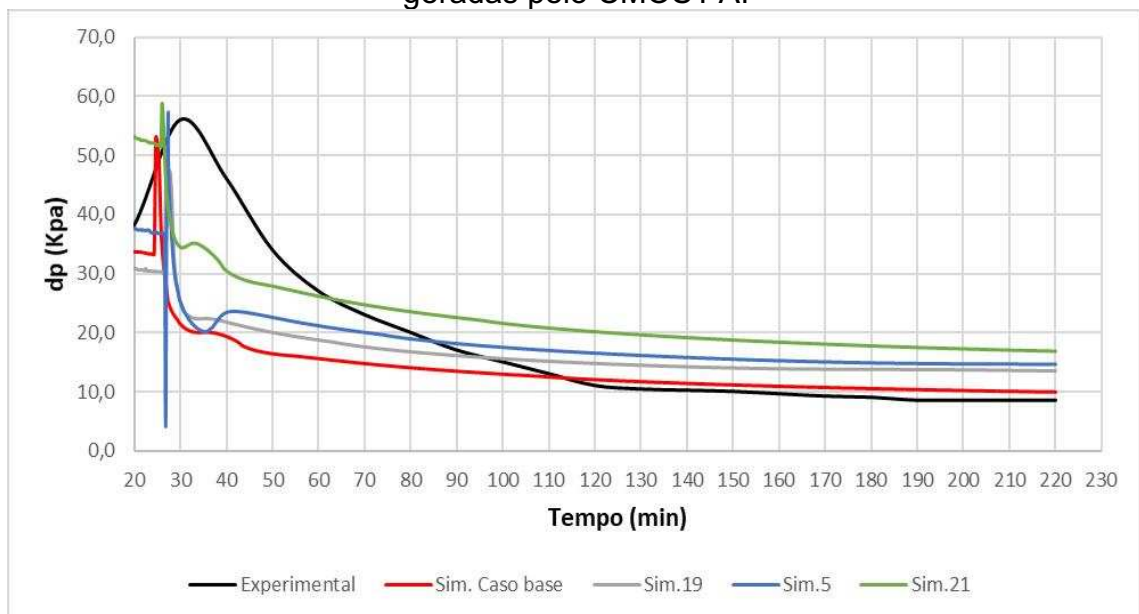


Fonte: elaborado pelo autor.

Dentre as vinte e nove simulações, foram escolhidos os casos 5, 19 e 21, e incluído o caso base, onde se utilizou como critério de escolha apenas a proximidades entre as curvas notada visualmente.

Apesar da utilização da inteligência artificial que apresentou um número considerável de possíveis soluções, o ajuste entre o modelo numérico e o modelo experimental não foi atingido de forma satisfatória. O Gráfico 18 traz uma análise comparativa destes resultados, onde é possível verificar que na parte inicial da curva gerada pelo experimento, a curva simulada que mais se aproxima é a do caso 21, ainda apresentando uma grande discordância. Já na segunda parte da curva experimental (a partir de 110 minutos, aproximadamente), o caso base é o que possui maior aproximação, sendo essa com maior grau de ajuste.

Gráfico 18 – Comparativo entre a curva de pressão experimental e as curvas geradas pelo CMOST AI



Fonte: elaborado pelo autor.

A não correspondência entre os resultados pode ser atribuída à consideração de uma rocha homogênea, ou seja, a permeabilidade sendo constante ao longo da amostra. Tal consideração não condiz com a realidade, uma vez que, a grande maioria das rochas apresentam heterogeneidade, o que afeta diretamente no comportamento dos fluidos contidos nela. Além disso, existem grandes incertezas com relação aos procedimentos experimentais, principalmente no que diz respeito às pressões em que ocorreram as operações. Este problema pode ser proveniente do

não conhecimento aprofundado do equipamento Icare 6, visto que é novo no mercado, não possuindo testes anteriores que servem como base, e seu manuseio ainda está em fase de aperfeiçoamento.

Outro aspecto que pode ter gerado a não concordância entre as curvas, foi a escolha dos parâmetros a serem variados dentro do modelo (k_{abs} , μ_w , μ_o e k_{wiro}), pois não contribuíram para uma melhoria do ajuste entre os dados.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo caracterizar a rocha estudada através de curvas de permeabilidade relativa geradas por meio da junção das abordagens experimental e analítica, utilizando o Icare 6 como aparato experimental, e validar os resultados por meio da aplicação da metodologia numérica.

Os resultados experimentais apresentaram tendências análogas ao que se encontra na literatura. A porosidade da amostra apresentou um valor que condiz com o valor normal para esse tipo de rocha. O teste de permeabilidade absoluta sucedeu-se como o esperado, apresentando um resultado inicialmente satisfatório. As etapas de injeção de fluidos mostraram curvas de produção que seguiram formatos coincidentes com o padrão de testes de drenagem e embebição, desconsiderando apenas possíveis erros na leitura das seringas de coleta e o tempo de experimento limitado, que acarretou no baixo valor de volumes porosos injetados, que se opõe ao que normalmente é feito nesses tipos de testes, onde geralmente é realizada a injeção de muitos volumes porosos. Além disso, o teste de 2ª Embebição, que é o principal foco deste estudo, mostrou através da curva de fração recuperada que a injeção de água como método de recuperação seguiu o padrão dos casos reais.

No modelo analítico, foram geradas as curvas de permeabilidade relativa para os testes de drenagem e embebição, apresentando resultados satisfatórios com relação ao formato das mesmas, coincidindo com o que se tem na literatura. Através do ponto de interseção entre as curvas, permitiu-se deduzir a molhabilidade da rocha, concluindo que a mesma é molhável a água, sendo essa uma importante etapa para o processo de caracterização da rocha. A curva de permeabilidade relativa do processo de injeção de água (2ª Embebição) mostrou um volume significativo de óleo residual, maior do que se nota em um projeto real de recuperação convencional. Este fator provavelmente foi gerado pelo problema de baixo índice de volumes porosos injetados, mencionado anteriormente.

A simulação numérica foi acoplada às demais metodologias buscando validar os resultados das mesmas. Tal validação não foi alcançada de forma satisfatória, uma vez que o ajuste entre os dados experimentais e simulados não atingiu um nível de precisão aceitável. A discordância entre os resultados pode ter sido gerada por uma série de incertezas provenientes dos experimentos, como as citadas nos parágrafos anteriores. Um ponto que pode ser considerado bastante crítico foi a

consideração de permeabilidade absoluta constante ao longo da amostra, ou seja, consideração de homogeneidade na rocha, fato que não condiz com a realidade, pois as rochas são em geral heterogêneas. Além disso, a viscosidade do óleo também apresentava um valor incerto, podendo ter interferido nos resultados.

O presente trabalho apresentou um estudo completo de caracterização de reservatórios em pequena escala através de dados oriundos de testes de deslocamento em meio poroso. Tal estudo foi realizado por uma série de procedimentos envolvendo cálculos, interpretações gráficas, simulação, etc. Esse passo a passo de etapas pode contribuir diretamente para a realização de novos estudos que sigam o mesmo padrão, principalmente os que utilizarem o Icare 6 como aparato experimental, visto que é o primeiro estudo realizado com este equipamento. Além disso, a análise dos resultados de simulação permite que se verifiquem as principais variáveis que afetam o processo, o que permite contribuir para uma maior avaliação de tais parâmetros em trabalhos futuros de caráter semelhante.

Dada a importância do conhecimento das propriedades de um reservatório, bem como dos fluidos contidos nele, e considerando a não correspondência entre os resultados das metodologias experimental e numérica apresentadas neste trabalho, sugere-se o desenvolvimento de estudos que trabalhem os seguintes pontos:

- Adotar modelos que considerem a heterogeneidade da rocha;
- Verificar de forma mais detalhada as operações realizadas no Icare 6, visando um maior grau de confiabilidade dos dados gerados pelo software do equipamento;
- Realizar testes com um número considerável de volumes porosos injetados, até que a curva de produção se torne constante, permitindo a avaliação do fator de recuperação;
- Avaliar que outros parâmetros afetam o ajuste das curvas dentro do processo de simulação;
- Aprimorar a aplicação de tais métodos em outros experimentos realizados no equipamento Icare 6.

REFERÊNCIAS

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. **CILAMCE, XXV Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineerin**, Recife, 2004.

Buckley, S. E., and Leverett, M. c.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," **Trans. A.I.M.E., American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, pp. 107-116, 1942.

COMPAN, André Luiz M. **Determinação de classes de permeabilidade relativa de reservatórios de petróleo utilizando processo de otimização heurístico associado a método de agrupamento**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

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

IBRAHIM, M.N., KOEDERITZ, L.F. "Two-Phase Steady-State and Unsteady-State Relative Permeability Prediction Models". **SPE-68065-MS**, 2001.

JOHNSON, E.F., BOSSLER, D.P., NAUMANN, V.O. "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. **Trans. A.I.M.E, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, 1959.

PEGORARO, Rafael Trevisan. **Escoamento trifásico em meios porosos: Permeabilidade relativa óleo-gás-água**. 2012. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

RICHARDSON, J. G. "The Calculation of Waterflood Recovery from Steady-State Relative Permeability Data". **SPE-759-G**, 1957.

RIOS, Vinicius. **Recuperação de óleo por injeção de polímeros – Abordagens Experimental, Analítica e Numérica em pequena escala**. 2014. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

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

SANABRIA, Fabian. **Avaliação da injeção de surfactantes como método de recuperação avançada em reservatórios de arenito**. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

SANTOS, Wesley A., SANTOS, Cristiane S. T., BORDA, Cláudio. Estudo sobre comportamento de um reservatório petrolífero submetido a injeção de água no poço. **Anais III CONEPETRO**. Campina Grande: Realize Editora, 2018.

VIÉGAS, Vitor Hartmann. **Comparação entre os regimes transiente e permanente na obtenção de curvas de permeabilidade relativa**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

WELGE, Henry J. "A Simplified Method for Computing Oil Recovery By Gas or Water Drive". **Trans. A.I.M.E, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, v. 152, pp. 91-98, 1952.

APÊNDICE A – SEQUÊNCIA DE CÁLCULOS DO MODELO JBN

	Drenagem	Embebição
Dados de entrada	A, L, ϕ , V_p , μ_w , μ_o , S_{oi} , $k_{wef@S_{or}}$, k_{ref} , P_{inj} , t, V_w , d_p , Q_o , V_{oinj}	A, L, ϕ , V_p , μ_w , μ_o , S_{wi} , $k_{oef@S_{wi}}$, k_{wef} , k_{ref} , P_{inj} , t, V_o , d_p , Q_w , V_{winj}
Equação 1	$W_p = V_{wi} + W_{pi-1}$	$N_p = V_{oi} + N_{pi-1}$
Equação 2	$N_{inj} = V_{oinj_i} + N_{inj_{i-1}}$	$W_{inj} = V_{winj_i} + W_{inj_{i-1}}$
Equação 3	$V_{pinj} = \frac{N_{inj}}{V_p}$	$V_{pinj} = \frac{W_{inj}}{V_p}$
Equação 4	$S_o = \frac{W_p}{V_p}$	$S_w = S_{wi} \frac{N_p}{V_p}$
Equação 5	$\frac{d(S_o)}{d(V_{pinj})} = \frac{S_{oi+1} - S_{oi}}{V_{pinj_{i+1}} - V_{pinj_i}}$	$\frac{d(S_w)}{d(V_{pinj})} = \frac{S_{wi+1} - S_{wi}}{V_{pinj_{i+1}} - V_{pinj_i}}$
Equação 6	$S_{o2} = S_o - V_{pinj} * \left(\frac{d(S_o)}{d(V_{pinj})} \right)$	$S_{w2} = S_w - V_{pinj} * \left(\frac{d(S_w)}{d(V_{pinj})} \right)$
Equação 7	$I_r = \frac{Q_{oi}/d_{pi}}{Q_{oo}/d_{p0}}$	$I_r = \frac{Q_{wi}/d_{pi}}{Q_{wo}/d_{p0}}$
Equação 8	$f_{w2} = \frac{S_{oi} - S_{o2i}}{V_{pinj_{i+1}}}$	$f_{o2} = \frac{S_{wi} - S_{w2i}}{V_{pinj_{i+1}}}$
Equação 9	$f_{o2} = 1 - f_{w2}$	$f_{w2} = 1 - f_{o2}$
Equação 10	$d\left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}}\right) = \frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}} * I_{r_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i} * I_{r_i}}}$	$d\left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}}\right) = \frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}} * I_{r_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i} * I_{r_i}}}$
Equação 11	$d\left(\frac{1}{V_{pinj}}\right) = \frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i}}}$	$d\left(\frac{1}{V_{pinj}}\right) = \frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i}}}$
Equação 12	$\frac{d\left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}}\right)}{d\left(\frac{1}{V_{pinj}}\right)} = \frac{\frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}} * I_{r_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i} * I_{r_i}}}}{\frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i}}}}$	$\frac{d\left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}}\right)}{d\left(\frac{1}{V_{pinj}}\right)} = \frac{\frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}} * I_{r_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i} * I_{r_i}}}}{\frac{\frac{1}{V_{pinj_{i+1}}}}{\frac{1}{V_{pinj_i}}}}$

Equação 13	$k_{rw}^* = \frac{f_{w2}}{d \left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}} \right)} \frac{d \left(\frac{1}{V_{pinj}} \right)}$	$k_{ro}^* = \frac{d \left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}} \right)}{d \left(\frac{1}{V_{pinj}} \right)} * f_{o2}$
Equação 14	$k_{ro}^* = \frac{d \left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}} \right)}{d \left(\frac{1}{V_{pinj}} \right)} * \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)$	$k_{rw}^* = \frac{f_{w2}}{d \left(\frac{1}{I_r * V_{pinj}} \right)} * \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) \frac{d \left(\frac{1}{V_{pinj}} \right)}$
Equação 15	$k_{rw} = \frac{k_{rw}^* * k_{wef@Sor}}{k_{ref}}$	$k_{ro} = \frac{k_{ro}^* * k_{oef@Swi}}{k_{ref}}$
Equação 16	$k_{ro} = \frac{k_{ro}^* * k_{wef@Sor}}{k_{ref}}$	$k_{rw} = \frac{k_{rw}^* * k_{oef@Swi}}{k_{ref}}$

APÊNDICE B – CÓDIGO DO MODELO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – CASO BASE

```

*****
** Content: scenario water injection
** UNICAMP Model Adapted (RIOS, 2014)
** Date: May, 2023
*****
** PARTE 1: INPUT/OUTPUT CONTROL SECTION
*****
RESULTS SIMULATOR STARS 202020
*INTERRUPT *STOP
TITLE1 'Water Injection Model - Core flood 1D'
*MASSBASIS ** USE MOLE DENSITIES, MOLE FRACTIONS, ETC.
*inunit lab
*outunit lab
*OUTPRN *GRID *SW *SO *W *X *Y *Z *SG *PRES ** WATER AND OIL
SATURATIONS AND PRESSURE
*VISW *ADSORP ** WATER VISC AND ADSORPTION
*MASFR *ADSPCMP *VISO *KRW *KRO *LOGIFT *LOGCAPN
** Special Adsorption Component (Mass Frac)
OUTSRF GRID KRO KRW OILMOB PERMI
PERMK PRES
SG SO SW VISO VISW W WATMOB X Y Z ** ADSORP ADSPCMP IFT LOGCAPN
LOGIFT
*OUTPRN *WELL *ALL
*OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
*WPRN *SECTOR 1
*WPRN *GRID 1
*WSRF *WELL 1
*WSRF *GRID 1
*WSRF *SECTOR 1

*****
** PARTE 2: RESERVOIR DESCRIPTION SECTION
*****
GRID CART 177 1 1
DI IVAR 1*0.1 175*0.071 1*0.1
DJ CON 3.3765242
DK CON 3.3765242
**$ 0 = null block, 1 = active block
NULL CON 1
POR CON 0.2910
PERMI CON 236
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI
**$ 0 = pinched block, 1 = active block
PINCHOUTARRAY CON 1

END-GRID

*****
** PARTE 3: FLUID DEFINITIONS SECTION
*****
MODEL 2 2 2 1

```

```

COMPNAME 'Water' 'Oil'
*CMM 0.018 0.2837
*PCRIT 22048 2108
*TCRIT 373.95 300
*MASSDEN 0.0009718 0.008346
*PRSR 101.3
*TEMR 75
*PSURF 101.3
*TSURF 23.5
** 'Water' 'Oil Mero-jupiter 2:1'
*AVISC 0.2 2.5

```

```

*****
** PARTE 4: ROCK-FLUID PROPERTIES SECTION
*****

```

```
*ROCKFLUID
```

```
RPT 1
```

```
*SWT
```

** Sw	krw	krow
0.39	0.0	0.67
0.420	0.0	0.517
0.444	0.000	0.3771
0.466	0.0025	0.2635
0.485	0.0075	0.1738
0.497	0.0131	0.1240
0.505	0.0178	0.0967
0.509	0.0216	0.0797
0.519	0.0311	0.0490
0.533	0.0510	0.0130
0.538	0.0594	0.0048
0.543	0.0689	0.0

```
*krwiro 0.4
```

```
** sl krg krog pcog
```

```
SLT
```

**\$ Sl	krg	krog
0.847	0.5	0
1.0	0	0.67

```

*****
** PARTE 5: INITIALIZATION SECTION
*****

```

```
*INITIAL
```

```
VERTICAL OFF
```

```
INITREGION 1
```

```
*SW CON 0.39
```

```
*SO CON 0.61
```

```
*SG CON 0
```

```
MFRAC_WAT 'Water' CON 1
```

```
MFRAC_OIL 'Oil' CON 1
```

```
PRES CON 19526
```

```
TEMP CON 75
```

```

*****
** PARTE 6: NUMERICAL CONTROL SECTION
*****
*NUMERICAL
*ITERMAX 100
**DTMAX 90
*DTMAX 0.5
*TFORM *ZT
*ISOTHERMAL

*****
** PARTE 7: WELL & RECURRENT DATA SECTION
*****
RUN
DATE 2023 01 01
DTWELL 0.01
*****
*****
**
WELL 'INJECTOR'
INJECTOR MOBWEIGHT IMPLICIT 'INJECTOR'
INCOMP WATER 1.0 0.0
**TINJW 75
**OPERATE max BHP 10000
*OPERATE MAX STW 0.2 CONT REPEAT
**OPERATE MAX BHP 105. CONT
**$ UBA ff Status Connection
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.01 0.37 1.0 0.0
PERF TUBE-END 'INJECTOR'
**$ UBA ff Status Connection
1 1 1 1.0 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'

**
WELL 'PRODUCER'
PRODUCER 'PRODUCER'
*OPERATE MIN BHP 19500
**OPERATE MAX STO 1.0 CONT REPEAT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.01 0.37 1.0.
PERF TUBE-END 'PRODUCER'
**$ UBA ff Status Connection
177 1 1 1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

shutin 1,2
open 2

**
TIME 0.01
open 1
**Open 1,2
TIME 0.1
TIME 0.5
TIME 1
**STOP
TIME 2.5

```


TIME 5
TIME 7.5
TIME 10
TIME 12.5
TIME 15
TIME 17.5
TIME 20
TIME 22.5
TIME 25
TIME 27.5
TIME 30
TIME 32.5
TIME 35
TIME 37.5
TIME 40
TIME 42.5
TIME 45
TIME 47.5
TIME 50
TIME 52.5
TIME 55
TIME 57.5
TIME 60
TIME 62.5
TIME 65
TIME 67.5
TIME 70
TIME 72.5
TIME 75
TIME 77.5
TIME 80
TIME 82.5
TIME 85
TIME 87.5
TIME 90
TIME 92.5
TIME 95
TIME 97.5
TIME 100
TIME 102.5
TIME 105
TIME 107.5
TIME 110
TIME 112.5
TIME 115
TIME 117.5
TIME 120
TIME 122.5
TIME 125
TIME 127.5
TIME 130
TIME 132.5
TIME 135
TIME 137.5
TIME 140
TIME 142.5

TIME 145
TIME 147.5
TIME 150
TIME 152.5
TIME 155
TIME 157.5
TIME 160
TIME 162.5
TIME 165
TIME 167.5
TIME 170
TIME 172.5
TIME 175
TIME 177.5
TIME 180
TIME 182.5
TIME 185
TIME 187.5
TIME 190
TIME 192.5
TIME 195
TIME 197.5
TIME 200
TIME 202.5
TIME 205
TIME 207.5
TIME 210
TIME 212.5
TIME 215
TIME 217.5
TIME 220

*STOP

ANEXO B – TABELA DE SIMULAÇÕES DO CMOST (2ª Embebição)

Drag and drop a column header here to group by that column													
ID	Generator	Status	Result Status	Proxy Role	Keep SR3	Has SR3	Rating	AVISC	PERMI	krwiro	AVISC1		
1	0 Reuse	Reused	NormalTerminatio	Ignore	Yes	<input checked="" type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.2	236	0.4	2.5		
2	1 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.22	250	0.42	2.1875		
3	2 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.29	350	0.5	4.0625		
4	3 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.255	270	0.18	5		
5	4 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.325	330	0.34	2.1875		
6	5 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.395	310	0.38	3.4375		
7	6 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.29	210	0.22	3.75		
8	7 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.185	170	0.46	4.6875		
9	8 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.22	190	0.1	1.875		
10	9 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.36	170	0.34	5		
11	10 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.5	150	0.42	2.5		
12	11 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.15	230	0.46	3.4375		
13	12 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.5	330	0.22	2.8125		
14	13 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.15	270	0.1	4.0625		
15	14 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.43	310	0.26	4.6875		
16	15 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.465	230	0.3	4.375		
17	16 LatinHyperCube	Complete	NormalTerminatio	Training	Auto	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.325	290	0.14	3.125		
18	17 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.5	150	0.18	3.4375		
19	18 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.29	190	0.42	5		
20	19 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.36	250	0.46	2.1875		
21	20 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.465	310	0.22	4.0625		
22	21 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.43	230	0.5	3.75		
23	22 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.395	170	0.3	2.5		
24	23 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.185	210	0.26	2.8125		
25	24 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Training	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.325	270	0.1	3.125		
26	25 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Verification	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.38664666	265.51875	0.25776282	3.6018049		
27	26 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Verification	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.36491091	167.84851	0.38002899	2.7596581		
28	27 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Verification	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.39125003	284.12725	0.14188396	4.9458941		
29	28 Monte Carlo Simu	Complete	NormalTerminatio	Verification	No	<input type="checkbox"/>	☆☆☆☆	0.44916082	213.31053	0.25304243	2.9226209		

Fonte: adaptada do simulador CMOST AI 2022.