

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ INSTITUTO DE TECNOLOGIA PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA QUÍMICA

## **BEATRIZ DOS SANTOS SANTANA**

## SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS UTILIZANDO MALHAS OBTIDAS A PARTIR DE IMAGENS DE MICRO-CT

BELÉM - PA 2024

## **BEATRIZ DOS SANTOS SANTANA**

# SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS UTILIZANDO MALHAS OBTIDAS A PARTIR DE IMAGENS DE MICRO-

CT

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Pará - PPGEQ, do Instituto de Tecnologia – ITEC, da Universidade Federal do Pará – UFPA, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Área de Concentração: Desenvolvimento de Processos Linha de Pesquisa: Engenharia de Processos Orgânicos.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Tupã Pandava Aum. Coorientandor: Prof. Dr. Bruno José Vicente.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBDSistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S231s Santana, Beatriz dos Santos.

Simulação Numérica da Acidificação de Carbonatos UtilizandoMalhas Obtidas a Partir de Imagens de Micro-CT / Beatriz dos Santos Santana. — 2024. 85 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Pedro Tupã Pandava Aum Coorientador(a): Prof. Dr. Bruno José Vicente Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,

Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação emEngenharia Química, Belém, 2024.

1. Acidificação Matricial. 2. Carbonatos. 3. SimulaçãoNumérica. 4. Heterogeneidades. I. Título.

## SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS UTILIZANDO MALHAS OBTIDAS A PARTIR DE IMAGENS DE MICRO-

CT

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Pará - PPGEQ, do Instituto de Tecnologia – ITEC, da Universidade Federal do Pará – UFPA, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Área de Concentração: Desenvolvimento de Processos Linha de Pesquisa: Engenharia de Processos Orgânicos.

Data da Aprovação: 21/05/2024

## **BANCA EXAMINADORA:**



Prof. Dr. Marcio Arab Murad

(LNCC - Membro)

Dedico este trabalho a minha mãe, Darcilene.

### AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer profundamente a minha família. À minha mãe, Darcilene, por todo o amor, carinho, suporte e dedicação atribuídos a mim durante a vida.

Agradeço a minha avó, Raimunda, que contribuiu na minha criação e educação. À minha prima Ivanilce e às minhas tias Dalva, Diná, Leide e Ciete que sempre me ajudaram de diversas maneiras e são responsáveis por este resultado também.

Ao meu irmão, Breno, que sempre torceu por mim e comemorou com muita alegria as minhas conquistas. Ao meu pai, Benedito, pelo carinho que me deu ao longo dos anos.

Agradeço ao meu orientador, prof. dr. Pedro Aum, pela orientação, conselhos e conversas que levarei para a vida. Ao meu coorientador prof. dr. Bruno Vicente por toda a ajuda e orientação que disponibilizou para este trabalho.

Agradeço, também, aos professores dr. Cláudio Lucas e dr. Daniel Nobre por todas as colaborações e ajudas que proporcionaram para realização desta pesquisa e ao prof. Edson Araújo, que me orientou na graduação e me apresentou o mundo da pesquisa.

Aos meus amigos Brenda, Lorena, Felipe e Jair por toda a parceria ao longo do mestrado. Aos alunos Caio Góes e Nathalia Almeida por toda a ajuda no desenvolvimento deste trabalho. À aluna Ketlyn Oliveira pela ajuda com a retirada das imagens de MicroCT.

Agradeço a todos do LCPetro, onde tive a oportunidade de passar os últimos 4 anos, que contribuíram não somente para a minha evolução profissional, mas, também, pessoal.

À FAPESPA e à Petrobras pelo apoio financeiro.

#### **RESUMO**

A acidificação matricial é uma das técnicas de estimulação de poços que consiste no bombeio de uma solução ácida com pressão inferior à pressão de fratura da rocha. Em formações carbonáticas, como consequência da reação ácido-calcita, parte da rocha é dissolvida e canais de alta condutividade, denominados de wormholes, são criados. Um dos grandes desafios associados à simulação deste tipo de processo é incorporar nas malhas numéricas as heterogeneidades inerentes às rochas carbonáticas. Este trabalho tem como objetivo principal simular a acidificação em plugues de rochas carbonáticas com o campo de porosidade inicial obtido a partir de uma imagem de microCT. Utilizou-se a modelagem de duas escalas, com o balanço de quantidade de movimento realizado utilizando a abordagem de Navier-Stokes-Brinkman. As simulações foram realizadas em código desenvolvido em openFOAM, variandose a velocidade do ácido na face e obtendo-se o PVbt (Pore Volume to Breakthrough) para cada condição. Análises de convergência em malha e no impacto da variação da velocidade intersticial de entrada foram realizadas. Os resultados das simulações foram comparados com campos de porosidade inicial gerados utilizando as distribuições uniforme, normal e lognormal. As distribuições de porosidades e permeabilidades iniciais obtidas foram condizentes com a imagem do microCT. Com relação à variação na quantidade de células, não houve impacto significativo no PVbt. Com a variação da velocidade de injeção na face foi possível obter os padrões de dissolução uniforme, cônico, ramificado, wormhole dominante, dissolução na face e o padrão de dissolução compacta, obtendo-se a curva de PVbt para determinação do ponto ótimo (menor PVbt). Para o modelo desenvolvido a partir da imagem a menor PVbt obtida foi 0,262 com a velocidade de entrada de  $2,12 \cdot 10^{-4}$  m/s. Já para os modelos com distribuições de porosidade uniforme, normal e lognormal o menor valor de PVbt obtido foi de 0,276, 0,261 e 0,309 a uma velocidade de entrada de  $8,3 \cdot 10^{-5}$  m/s . Os resultados apresentados mostraram que a metodologia utilizada para se obter campos de porosidade a partir de imagens de microCT pode ser utilizada para obter resultados que sejam mais representativos quanto a contabilização de heterogeneidades da rocha.

Palavras-chave: acidificação matricial; carbonatos; simulação numérica, heterogeneidade.

## ABSTRACT

Matrix acidizing is one of the well stimulation techniques that consists of pumping an acid solution at a pressure lower than the fracture pressure of the rock. In carbonate formations, as a result of the acid-calcite reaction, part of the rock is dissolved and high conductivity channels, called wormholes, are created. One of the major challenges associated with simulating this type of process is to incorporate the heterogeneities inherent in carbonate rocks into the numerical meshes. The main objective of this work is to simulate acidification in carbonate rock plugs using the initial porosity field obtained from a microCT image. Two-scale modeling was used, with the balance of the amount of movement carried out using the Navier-Stokes-Brinkman approach. The simulations were carried out in a code developed in openFOAM, varying the speed of the acid on the face and obtaining the PVbt (Pore Volume to Breakthrough) for each condition. Mesh convergence analyses and the impact of varying the inlet interstitial velocity were carried out. Simulation results were compared with initial porosity fields generated using the uniform, normal and lognormal distributions. The initial porosity and permeability distributions obtained were consistent with the microCT image. Variations in the number of cells had no significant impact on the PVbt. By varying the injection speed on the face, it was possible to obtain the uniform, conical, branched, dominant wormhole, dissolution on the face and compact dissolution patterns, obtaining the PVbt curve to determine the optimum point (lowest PVbt). For the model developed from the image, the lowest PVbt obtained was 0.262 with an input speed of  $2,12 \cdot 10^{-4}$  m/s. For the models with uniform, normal and lognormal porosity distributions, the lowest PVbt values obtained were 0.276, 0.261 and 0.309 at an input speed of  $8,3\cdot10^{-5}$  m/s. The results presented showed that the methodology used to obtain porosity fields from microCT images can be used to obtain results that are more representative in terms of accounting for rock heterogeneities.

Keywords: matrix acidification; carbonates; numerical simulation, heterogeneity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Queda de pressão na região danificada	. 21
Figura 2 - Atuação dos propantes no fraturamento hidráulico	. 22
Figura 3 - Ilustração do processo de criação da fratura no fraturamento ácido	. 23
Figura 4 – Ilustração da acidificação matricial em arenitos	. 24
Figura 5 – Ilustração da formação de wormhole na acidificação em carbonatos	. 25
Figura 6 – Padrões de dissolução em rochas carbonáticas	. 27
Figura 7 - Ilustração das escalas utilizadas no modelo	. 30
Figura 8 - Influência de vugs no processo de acidificação	. 31
Figura 9 - Divisão da biblioteca do OpenFoam	. 33
Figura 10 - Organização dos casos no OpenFoam	. 33
Figura 11 - Representação do MicroCT	. 34
Figura 12 - Imagem 3D realizada no MicroCT da rocha utilizada no estudo	. 44
Figura 13 - Fluxograma da metodologia do trabalho	. 45
Figura 14 - Slice utilizado para a geração da malha	. 46
Figura 15 - Modelo obtido com a distribuição de porosidade da imagem	. 48
Figura 16 - Fluxo da sequencia de cálculo do solver	. 54
Figura 17 - Modelo com distribuição de porosidade uniforme	. 57
Figura 18 - Malhas geradas com distribuição de porosidade inicial da imagem	de
MicroCT	. 60
Figura 19 - Malhas geradas com distribuição de porosidade da imagem após as simulaç	ões
com a velocidade de entrada de $4,256 \times 10^{-5} \text{ m/s}$	. 61
Figura 20 - Malhas geradas com distribuição de porosidade uniforme após as simulaç	ões
com a velocidade de entrada de $4,256 \times 10^{-5}$ m/s	. 62
Figura 21 - Curvas de PVbt versus número de células para as 3 velocidades para	(a)
modelo com distribuição da imagem, (b) modelo com distribuição uniforme	. 64
Figura 22 - Curvas de PVbt versus velocidade intersticial de entrada para as 8 mal	has
simuladas com (a) modelo com distribuição da imagem, (b) modelo com distribui-	ção
uniforme	. 65
Figura 23 - Modelo de simulação gerado (a) com a distribuição de porosidade inic	cial
normal e (b) com a distribuição de porosidade inicial normal lognormal	. 66
Figura 24 - (a) campos de porosidade e (b) campos de concentração de ácido forma	dos
para o modelo com distribuição de porosidade da imagem para três velocidade diferen	tes.

Figura 25 - (a) campos de porosidade e (b) campos de concentração de ácido formados
para o modelo com distribuição de porosidade uniforme para três velocidade diferentes.
Figura 26 - (a) campos de porosidade e (b) campos de concentração de ácido formados
para o modelo com distribuição de porosidade normal para três velocidade diferentes. 69
Figura 27 - Curvas de PVbt versus velocidade intersticial de entrada para todos os
modelos de simulação e experimental70
Figura 28 - Imagem 2D de microCT da rocha IL015 após o processo de acidificação. 72

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados obtidos experimentalmente da rocha IL015 utilizada no estudo	43
Tabela 2 - Parâmetros utilizados no MicroCT para realização do exame	44
Tabela 3 - Parâmetros de entrada para as simulações	55
Tabela 4 - Malha geradas	56
Tabela 5 - Velocidade simuladas	58
Tabela 6 - Velocidades simuladas para cada malha	60
Tabela 7 - Tempo de simulação para todas as malhas considerando a velocidade de injeç	ão
de $4,256 \times 10^{-5} \text{m/s}$	63

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

HCl	Ácido clorídrico				
CFD	Fluidodinâmica computacional				
MicroCT	Microtomografia computadorizada de raio-x				
HF	Ácido fluorídrico				
PVbt	Volume de ácido gasto adimensionalizado pelo volume poroso da rocha para				
atingir o breakthrough					
PISO	Pressure Implicit Splitting Operator				

## LISTA DE SÍMBOLOS

Da	Número de Damköhler
k <sub>s</sub>	Taxa da reação
$a_{v0}$	Área superficial interfacial inicial
<b>u</b> <sub>0</sub>	Velocidade intersticial de entrada
L	Comprimento da amostra
3	Porosidade
A	Amplitude da função sigmoide
x	Valor de cinza no pixel
т	Valor de cinza no ponto médio da curva sigmoide
i	Inclinação da curva sigmoide
X <sub>c</sub>	Valor máximo de cinza
$X_p$	Valor mínimo de porosidade
t	Tempo
ν	Viscosidade cinemática do fluido
р	Pressão
$c_{_f}$	Concentração de ácido na fase fluida
$D_e$	Coeficiente de difusividade efetivo do ácido
$a_{v}$	Área superficial interfacial disponível para reação por unidade de volume de
meio poroso	
$R(c_s)$	Taxa de consumo de ácido devido à reação química com o mineral da rocha
C <sub>s</sub>	Concentração de ácido na interface fluido/sólido
$ ho_{s}$	Densidade da rocha
$ ho_{_f}$	Densidade do fluido
$r_p$	Raio do poro
β	Poder de dissolução do ácido
$k_c$	Coeficiente de transferência de massa
$b_1$	Constante de relação estrutura-poro
<i>b</i> <sub>2</sub>	Constante de relação estrutura-poro

Constante de relação estrutura-poro
Constante de relação estrutura-poro
Constante de relação estrutura-poro
Constante de relação estrutura-poro
Número de Sherwood assintótico
Número de Reynolds no poro
Difusividade molecular do ácido
Número de Schmidt
Coeficientes de dispersão longitudinal
Coeficientes de dispersão transversal
Constante numérica que depende da estrutura do meio poroso
Constante numérica que depende da estrutura do meio poroso
Constante numérica que depende da estrutura do meio poroso

## LISTA DE TERMOS

*Wormhole* Canal de alta porosidade criado na formação por meio da reação ácidorocha na acidificação matricial de carbonatos

- Breakthrough Momento em que o ácido atinge a extremidade de saída da rocha
- *Coreflooding* Simulador físico de reservatório, permite realizar experimentos de fluxo

em meios porosos em alta pressão e temperatura

*Slice* Projeção bidimensional de uma amostra

## SUMÁRIO

1	INT	rod	UÇÃO	17			
	1.1	Objet	ivo Geral	19			
	1.2	Objet	ivos específicos	19			
2	AS	РЕСТО	<b>DS TEÓRICOS</b>	21			
	2.1	Dano	à Formação	21			
	2.2	Opera	ações de Estimulação	22			
	2.3	Acidi	ficação Matricial	23			
	2.3.	1 Sis	stemas ácidos	25			
	2.4	Acidi	ficação Matricial em Carbonatos				
	2.4.	1 Re	ações ácido-rocha para formações carbonáticas	28			
	2.5	Simul	lação numérica do escoamento reativo em meios porosos				
	2.5.	1 Es	coamento reativo em meios porosos	29			
	2.5.2 Modelagem do escoamento reativo em carbonatos heterogêneos						
	2.5.3 OpenFOAM						
	2.6	Rocha	as digitais				
3	EST	ГADO	DA ARTE				
	3.1	Simul	lação da acidificação de carbonatos em escala plugue				
	3.2	Obter	ıção de malhas a partir de imagens de tomografia e RMN	41			
4	MA	TERL	AIS E MÉTODOS	43			
	4.1	Obter	ıção de dados experimentais e imageamento por microCT	43			
	4.2	Meto	dologia	45			
	4.2.	1 Ge	ração da malha	45			
	4	.2.1.1	Importação de uma malha a partir de uma imagem	45			
	4.2.	2 Sir	nulação de fluxo reativo	48			
	4	.2.2.1	Modelagem	48			
	4	.2.2.2	Equações na escala de Darcy	48			
	4	.2.2.3	Equações na escala de poros	50			

	4.2.2.4	O Solver Rea	ctive Piso F	oam	•••••								
	4.2.2.5	Parâmetros	de entrada	para a	as simul	lações,	condições	iniciais	e de				
	contorno.		• • • • • • • • • • • • • • • •			••••••			54				
2	1.2.3 Cur	vas de PVbt							56				
4.3	Simula	ções	•••••	•••••	•••••		••••••	•••••	56				
5 I	RESULTAI	DOS E DISCU	J <b>SSÃO</b>	•••••	•••••		•••••	•••••	59				
5.1	Análise	e de convergê	ncia em ma	lha	•••••		•••••	•••••	59				
5.2	Simula	ções da acidif	icação	•••••	•••••		••••••	•••••	65				
5	5.2.1 Mo	lelo oriundo (	la imagem.						66				
5	5.2.2 Mo	lelo uniforme	, normal e	lognorm	al				67				
5.3	Obtenç	ão de curvas	de PVbt	•••••	•••••		••••••	•••••	70				
6 (	CONCLUS	ÕES	•••••	•••••	•••••		•••••	•••••	73				
REF	ERÊNCIA	S BIBLIOGR	ÁFICAS	•••••	•••••		•••••	•••••	74				
APÊ	NDICE A	••••••	•••••	•••••	•••••		•••••	•••••	81				
APÊ	NDICE B	••••••	•••••	•••••	••••••		•••••	•••••	83				

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo representa um produto de valor significativo para o desenvolvimento da economia no mundo. Ele serve como base para a criação de diversos produtos essenciais no cotidiano, além de estar entre as principais fontes de energia que compõem a matriz energética global (Londoño-Pulgarin *et al.*, 2021). Com base nisso, a elaboração e o aprimoramento de tecnologias que buscam melhorar a exploração e produção desse recurso é um assunto importante em diversos setores da sociedade.

A estimulação de poços é uma técnica muito utilizada para otimizar a produção de petróleo. Entende-se por estimulação um conjunto de operações e intervenções realizadas nos poços com o objetivo principal de aumentar sua produtividade por meio do aumento ou restauração da permeabilidade da rocha, possibilitando que o poço trabalhe com maior potencial. Esta técnica pode ser classificada em três tipos diferentes: fraturamento hidráulico, fraturamento ácido e acidificação matricial (Economides e Nolte, 2000).

A acidificação matricial é o principal foco deste trabalho. Ela consiste na injeção de ácidos, com uma pressão abaixo do limite de fratura da formação, capazes de reagir com componentes da rocha e dissolver parte de sua matriz. Essa técnica é amplamente utilizada em rochas carbonáticas em razão destas serem solúveis a maioria dos ácidos, onde se tem a formação de canais altamente condutivos, denominados de *wormholes* (Lucas *et al.*, 2023). Além disso, na acidificação de rochas carbonáticas, uma questão importante são os diferentes padrões de dissolução que podem ser gerados, ou seja, diferentes formas com que ácido pode se propagar no meio poroso. Isso é dependente de uma série de parâmetros operacionais, como o tipo de ácido, taxa de injeção e concentração do ácido, tornando importante um estudo do processo para obter conhecimento sobre as condições ideais para injeção (Panga, Balakotaiah e Ziauddin, 2002).

Com o constante desenvolvimento de computadores mais robustos e a criação de métodos numéricos que permitem a solução dos problemas abrangendo o escoamento de fluidos, a simulação numérica vem sendo cada vez mais utilizada para evitar a execução de experimento em laboratório ou auxiliar no planejamento dos mesmos. Nesse contexto, as técnicas de Fluidodinâmica Computacional (CFD - *Computational Fluid Dynamics*) podem ser empregadas para avaliação de fluxo associado à dissolução reativa em meios porosos. A técnica de CFD foi desenvolvida com a finalidade de resolver as equações de fenômeno de transporte envolvidas do escoamento dos fluidos por meio de ferramentas computacionais, permitindo uma descrição detalhada das características do escoamento (Blazek, 2015; Zanutto, 2015).

Dentre os softwares desenvolvidos para simulação de CFD, o OpenFOAM é um software livre que permite realizar simulações de inúmeros tipos de escoamentos, incluindo o escoamento reativo (Horgue *et al.*, 2015).

No entanto, além das condições operacionais, um estudo de simulações numéricas acerca da acidificação matricial em rochas carbonáticas eficiente só é possível se considerar, também, os parâmetros relacionados à estrutura do meio poroso, que representam o seu grau de heterogeneidade. Estas heterogeneidades são caracterizadas, principalmente, por meio dos valores de permeabilidade e porosidade da formação e suas distribuições no meio poroso. É importante incorporar esses parâmetros em modelos de simulação, visto que eles permitem que os efeitos dos ácidos injetados sejam muito diferentes das previsões obtidas por um modelo baseado em uma formação homogênea (Ziauddin e Bize, 2007). Atualmente, na literatura, a maioria dos estudos se baseia na abordagem de distribuição aleatória para implementar os campos iniciais de permeabilidade ou porosidade nas simulações da acidificação (Schwalbert, Zhu e Hill, 2017).

Com o aprimoramento de técnicas de tomografia não destrutivas, como a Microtomografia Computadorizada de Raio-x (microCT), capazes de examinar a estrutura interna de amostras de rocha e obter parâmetros como volume, tamanho, forma, distribuição e conectividade de toda a sua microestrutura interna, uma solução para realizar simulações considerando as distribuições de heterogeneidades mais próximas possíveis das reais de uma rocha é gerar os modelos a partir de imagens obtidas nestes equipamentos (Lin *et al.*, 2020; Machado *et al.*, 2015).

Portanto, o objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia para simular a acidificação de carbonatos utilizando um campo de porosidade inicial obtido a partir de uma imagem gerada através da técnica de microCT. Desta forma, utilizamos uma imagem de alta resolução (43 µm) de um experimento de acidificação e através da escala de cinza da imagem obtivemos um campo de porosidade inicial. Para a simulação do escoamento reativo, utilizouse o modelo numérico denominado de duas escalas, com fluxo de fluido descrito pela abordagem de momento de Navier-Stokes implementado no simulador OpenFoam. Este modelo permite capturar de forma mais efetiva tanto o fluxo no meio poroso propriamente dito quanto no *wormhole* através da combinação da escala de Darcy e poro.

O presente trabalho é composto por 6 capítulos e estão divididos da seguinte maneira:

- Capítulo 1: introdução, onde é realizada uma breve contextualização do trabalho, apresentando-se a inovação e seus objetivos;
- Capítulo 2: aspectos teóricos, onde é realizada uma apresentação detalhada sobre os

principais tópicos presentes na pesquisa: métodos de estimulação de poços, acidificação matricial, simulação numérica de fluxo reativo, OpenFoam e rochas digitais;

- Capítulo 3: estado da arte. Nesse capítulo, uma revisão na literatura é realizada com os principais trabalhos relacionados ao estudo. Nele foi possível obter conhecimento sobre as análises já realizadas, dificuldades encontradas e as inovações necessários para melhorar os estudos da área;
- Capítulo 4: materiais e métodos, onde é realizada uma detalhada explicação sobre todas as técnicas utilizadas para realização do trabalho. Neste capítulo é apresentado o método utilizado para a geração do modelo de simulação a partir da imagem, modelagem matemática utilizada no estudo, bem como condições iniciais e de contorno para as simulações;
- Capítulo 5: resultados e discussão, que mostra os resultados obtidos com base nos objetivos propostos e na metodologia utilizada. Esses resultados são apresentados por meio de imagens das simulações da acidificação e gráficos e tabelas para análise dos principais parâmetros envolvidos no trabalho;
- Capítulo 6: conclusão. Neste capítulo estão presentes as principais conclusões obtidas neste trabalho.

## 1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal do presente trabalho é desenvolver uma metodologia para simular a acidificação de carbonatos utilizando um campo de porosidade obtido a partir de uma imagem de microCT. Com a metodologia gerada, busca-se realizar simulações do processo de acidificação matricial considerando tanto a distribuição de porosidade oriunda da imagem, quanto outras distribuições de porosidade disponíveis na literatura.

## 1.2 Objetivos específicos

- Gerar um campo de porosidade inicial a partir da escala de cinza de uma imagem 2D obtida através da técnica de MicroCT;
- Realizar uma análise de estabilidade no modelo gerado variando a sua quantidade de células;
- Realizar uma análise na velocidade intersticial de injeção para obter os diversos padrões de dissolução;

- Analisar o impacto dos tipos de distribuição de porosidade na simulação da acidificação;
- Realizar comparação com *wormholes* reais.

## 2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo, é realizada uma revisão dos principais conceitos abordados no estudo, principalmente envolvendo operações de estimulação, acidificação de carbonados e simulação do escoamento reativo em meios porosos.

## 2.1 Dano à Formação

O dano à formação é um problema operacional e econômico indesejável que pode ocorrer durante várias etapas da exploração de petróleo. O dano é definido como a queda de pressão adicional na área próxima ao poço, decorrente da obstrução dos poros nessas regiões, como é mostrado na Figura 1, que reduz significativamente a produção por restringir o fluxo de fluidos do reservatório para o poço. Alguns procedimentos que podem levar a formação de áreas danificadas incluem os métodos de perfuração, práticas de completação inadequadas, operações de intervenção (*workover*), práticas de produção que podem ocasionar a deposição de incrustação ao redor o poço, entre outras (Ali, Kalfayan e Montgomery, 2016).





Fonte: Adaptado de Lucas (2020).

Uma maneira de reverter os danos à formação é por meio das técnicas de estimulação de poços, que serão abordados na seção 2.2.

### 2.2 Operações de Estimulação

do fluido de fraturamento

A estimulação de poços pode ser definida como um conjunto de técnicas realizadas em um poço de petróleo ou gás com o objetivo de melhorar o fluxo do reservatório para o poço, aumentando a sua produção. As técnicas de estimulação podem ser definidas em três categorias, sendo elas o fraturamento hidráulico, o fraturamento ácido e a acidificação matricial.

O fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido sob alta pressão, que cria uma fratura na formação. Em arenitos, geralmente utilizam-se propantes (grãos selecionados, como areia) que funcionam como agentes de sustentação para manter as fraturas criadas abertas e garantir uma elevada conectividade reservatório-poço (Barati e Liang, 2014; Economides e Nolte, 2000). A Figura 2 mostra como os agentes de sustentação atuam no processo de fraturamento hidráulico.





Fonte: Autora.

fraturamento com propantes

Atuação dos propantes após o fim da injeção

O fraturamento ácido é geralmente aplicado em formações carbonáticas e, assim como no fraturamento hidráulico, o fluido é bombeado acima da pressão de fratura, contudo utilizase um sistema ácido. Nesta técnica, a reação do ácido com a rocha nas faces das fraturas, leva a uma corrosão desigual, gerando uma superfície rugosa, que não se fecham completamente no final do fraturamento, como podemos verificar na Figura 3. Portanto, não há a necessidade da adição de agente de sustentação nessa técnica (Che *et al.*, 2016).



Figura 3 - Ilustração do processo de criação da fratura no fraturamento ácido.

No tópico 2.3 trataremos com maior detalhamento a acidificação matricial, foco deste trabalho.

## 2.3 Acidificação Matricial

A acidificação matricial consiste na injeção de uma solução ácida na formação. No entanto, diferentemente do fraturamento ácido, neste processo a solução ácida é injetada com uma pressão abaixo da pressão de fratura da rocha. Esta técnica tem como objetivo dissolver os danos que bloqueiam os poros próximos ao poço ou criar canais de fluxo, estabelecendo, assim, uma boa conectividade entre o reservatório e o poço (Liu, Yang e Guo, 2021; Schechter, 1992). Esta é uma técnica amplamente utilizada tanto em rochas areníticas quanto carbonáticas e apesar de ambos se basearem na dissolução dos minerais de formação, existem várias diferenças no processo de acidificação entre esses dois tipos de reservatórios. Como resultado, a eficiência da acidificação matricial está condicionada a escolha uma série de fatores que se adaptem melhor ao tipo de formação que será acidificada (Oliveira, de *et al.*, 2012; Wu, Salama e Sun, 2015).

Em arenitos, o comportamento químico é bastante complexo, visto que as reações químicas podem gerar subprodutos que precipitam. Nestes reservatórios é frequentemente utilizado no tratamento ácido uma mistura de ácidos fluorídrico (HF) e ácido clorídrico (HCl) em baixas taxas de injeção (Afsar *et al.*, 2022). Esta mistura é utilizada por sua capacidade de

reagir com a maioria dos minerais presente em arenitos, como a sílica e o feldspato. Em geral, na acidificação matricial em arenitos a penetração na formação é aproximadamente radial e o ácido não gasto atinge apenas os primeiros centímetros ao redor do poço, se concentrando, principalmente, em remover os danos que estão obstruindo os poros próximos ao poço. A Figura 4 ilustra o comportamento da acidificação matricial em arenitos (Williams, Gidley e Schechter, 1979).





Fonte: Autora.

Já em carbonatos, observamos a dissolução da matriz. Assim, os efeitos simultâneos de dispersão, convecção e reação através do meio poroso levam à vários padrões de dissolução. Nestas formações os tratamentos de matriz normalmente empregam o HCl. A elevada taxa de reação deste ácido com os minerais presentes na rocha resulta na formação de canais de fluxo, chamados de "*wormholes*" (Oliveira, de *et al.*, 2012). A Figura 5 ilustra a formação de um *wormhole* no processo de acidificação matricial em carbonatos.



Figura 5 – Ilustração da formação de wormhole na acidificação em carbonatos.

Fonte: Autora.

#### 2.3.1 Sistemas ácidos

Nos processos de estimulação que envolvem a injeção de ácido, a escolha da solução a ser injetada é um parâmetro de grande importância. Como vimos, dependendo da mineralogia do meio poroso, a melhor solução ácida para ser utilizada pode variar. Além disso, embora existam muitos compostos ácidos disponíveis no mercado, apenas alguns deles se apresentaram viáveis economicamente para serem injetados em poços de petróleo. O grande destaque entre os ácidos mais utilizados na indústria do petróleo é o ácido clorídrico (HCL) por possuir vantagens como baixo custo e alta disponibilidade. No entanto, devido a sua capacidade de reação, ele gastará rapidamente quando utilizado em carbonatos, o que pode ser uma desvantagem (Oburu, Akpa e Ojong, 2020).

O ácido fluorídrico (HF) também é um ácido forte e é muito utilizado em arenitos. Os ácidos orgânicos acético e fórmico são ácidos fracos e são menos corrosivos do que o HCL ou o HF e, por isso, são usados quando é necessário um longo tempo de contato do ácido com as tubulações. Eles são muito utilizados em poços de alta temperatura porque promovem uma maior preservação à corrosão. No entanto, a principal desvantagem da utilização de ácidos orgânicos é seu custo e o baixo poder de dissolução (Izgec, 2009).

Na solução injetada, juntamente com o ácido, são inseridos alguns aditivos para melhorar o desempenho da estimulação ou prevenir a ocorrência de problemas específicos. Alguns dos aditivos que podemos destacar são (Robertson e Chilingarian, 1989):

- Surfactantes que podem ter diversas funções, alguns exemplos são para prevenir formação de emulsões, quando o ácido entra em contato com o óleo da formação, ou para melhorar a molhabilidade da rocha por ácido;
- Inibidores de corrosão para reduzir a corrosão das tubulações devido ao contato com os ácidos;
- Agentes controladores de pH;
- Retardadores para reduzir as taxas de reação;
- Redutores de fricção.

#### 2.4 Acidificação Matricial em Carbonatos

Os reservatórios carbonáticos são uma das fontes mais importantes de combustíveis fósseis, detendo aproximadamente 60% das reservas mundiais. Eles recebem esse nome por serem compostos por mais de 50% de minerais carbonáticos, principalmente a calcita e a dolomita (Schön, 2015; Schwalbert *et al.*, 2020). A estimulação dessas formações é muito comum, sendo os métodos de acidificação de matriz e fraturamento ácido os mais utilizados para o seu tratamento. Em geral, a acidificação matricial é preferida pois há menor risco operacional, requer menor capacidade de bombeio e reduz os riscos atrelados ao fraturamento, como a conexão indesejada de zonas (Aum, 2016).

Como discutido anteriormente, na acidificação de carbonatos, o ácido dissolve a matriz rochosa. O processo de dissolução depende não somente da reatividade ácido-rocha, mas também da velocidade do escoamento do ácido. Desta forma, diferentes padrões de dissolução podem ser formados. Cada padrão apresenta características diferentes, sendo classificados em cinco categorias: dissolução da face, *wormhole* cônico, *wormhole* dominante, *wormhole* ramificado e dissolução uniforme (Aljawad *et al.*, 2021). A dissolução da face ocorre em baixas taxas de injeção. Neste caso o ácido é predominantemente consumido na face de injeção do meio poroso, de forma que não há formação de um *wormhole* dominante. Ao aumentar-se a taxa de injeção, há um consumo maior na face, contudo o ácido consegue formar um canal principal de dissolução ao longo da amostra. Nesta condição forma-se o *wormhole* cônico, onde observação um maior diâmetro próximo a face de injeção e um menor diâmetro próximo a face de saída. Na condição ótima de vazão, tem-se a formação do padrão de dissolução chamado "*wormhole* dominante". Neste padrão observa-se um canal de diâmetro bastante reduzido e uniforme em todo o comprimento da amostra. Além disso, no padrão de *wormhole* dominante, temos o menor consumo de ácido para que ocorra a PVbt.

Para uma taxa de injeção acima da ideal, observa-se a formação de ramificação a partir do canal principal do *wormhole*. As ramificações terminam não contribuindo para a melhora do escoamento, sendo mais importante a profundidade que o tratamento alcança. A dissolução uniforme ocorre em taxas de injeção muito altas, quando o ácido consegue chegar a muitos poros, sendo também prejudicial ao tratamento devido ao gasto excessivo de ácido. Portanto, um estudo importante na indústria está relacionado à taxa ótima de injeção, que permita resultados melhores na técnica de acidificação (Lucas, 2020; Schwalbert, Zhu e Hill, 2017). Na Figura 6 estão ilustrados os diferentes tipos de padrões de dissolução observados.

Figura 6 - Padrões de dissolução em rochas carbonáticas.



Aumentando a taxa de injeção

Fonte: Adaptado de Panga, Ziauddin e Balakotaiah (2005).

A determinação da vazão ótima de injeção em escala laboratorial é feita em sistemas que confinam uma amostra de rocha e permitem a injeção de fluidos sob condições controladas (sistemas *coreflooding*). O ácido é injetado a uma vazão constante em uma das extremidades da amostra e a queda de pressão entre a entrada e a saída é acompanhada. Com a reação do ácido com a rocha no meio poroso, parte da rocha é deteriorada e, como consequência, a permeabilidade equivalente da amostra de rocha aumenta. Seguindo a abordagem de Darcy para meios porosos, mantendo da taxa de injeção contante, quando a dissolução forma um caminho completo ao longo do comprimento da amostra, ou seja, quando o *wormhole* formado alcança a outra extremidade da amostra, o diferencial de pressão do sistema é aproximadamente zero. Essa chegada do ácido do outro lado da amostra é conhecida com *breakthrough* e o tempo em que isso ocorre é conhecido como o tempo para o *breakthrough* (Kalia e Balakotaiah, 2009; Lucas *et al.*, 2023).

Dessa forma, o principal parâmetro que se utiliza para avaliar a eficiência da acidificação

é o volume de ácido injetado até o *breakthrough*, dividido pelo volume poroso inicial da amostra, que gera um número adimensional conhecido como *pore volume to breakthrough* (PVbt). Como o PVbt representa a quantidade de ácido necessária para percorrer toda a amostra, quanto menor o seu valor, mais eficiente é o processo de acidificação. No menor valor observado para um dado sistema, tem-se o ponto ótimo, onde observa-se a dissolução no padrão *wormhole* dominante.

Uma forma de prever a propagação do *wormhole* em rochas carbonáticas é por meio da análise dos níveis dos fenômenos de convecção-difusão-reação que ocorrem no processo de acidificação. Para isso, o número de Damköhler (Da) é um parâmetro adimensional que relaciona a escala de tempo da reação química, ou seja, taxa de reação com a taxa do transporte convectivo e é dado pela Equação (1) (Fredd e Fogler, 1997). Muitos estudos buscam analisar o efeito da variação no número de Damköhler na propagação dos *wormholes* em rochas carbonáticas. Um dos principais foi de Fredd e Fogler (1998), que através da realização de experimentos laboratoriais considerando diferentes sistemas fluido/mineral previram um Da ótimo de aproximadamente 0,29 para a formação do padrão de dissolução *wormhole* dominante.

$$Da = \frac{k_s \cdot a_{v0} \cdot L}{u_0} \tag{1}$$

Onde  $k_s$  representa taxa da reação,  $a_{v0}$  a área superficial interfacial inicial,  $u_0$  é a velocidade intersticial de entrada e *L* é o comprimento da amostra.

#### 2.4.1 Reações ácido-rocha para formações carbonáticas

Como citado na seção 2.3, o HCl é o ácido mais utilizado em formações carbonáticas, por ser altamente reativo com os minerais deste tipo de rocha. As reações de dissolução do HCl com rochas calcárias e dolomíticas estão apresentadas nas Equações (2) e (3), respectivamente (Economides e Nolte, 2000).

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + CO_2 + H_2O \tag{2}$$

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl \rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2CO_2 + 2H_2O$$
(3)

Analisando a Equação (2), durante o procedimento de acidificação matricial, a calcita sólida ( $CaCO_3$ ) é continuamente dissolvida pela solução ácida (HCl) e convertida em cloreto

de cálcio ( $CaCl_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e água ( $H_2O$ ). O dióxido de carbono se mantém solúvel nos produtos produzidos sob alta pressão (Jia *et al.*, 2022). O mesmo processo ocorre com a dolomita na Equação (3), mas, nesse caso, devido a presença do magnésio na formação, além do cloreto de cálcio também é gerado o cloreto de magnésio ( $MgCl_2$ ).

## 2.5 Simulação numérica do escoamento reativo em meios porosos

#### 2.5.1 Escoamento reativo em meios porosos

O termo escoamento reativo refere-se ao fluxo de fluido com reações químicas acontecendo na interface entre diferentes fases fluidas ou na interface fluido-sólido. Em meios porosos, o fluxo reativo é importante em várias aplicações como a captura e armazenamento de dióxido de carbono, transporte de contaminantes, transporte e reação dentro de catalisadores e na acidificação matricial, que é o foco deste trabalho (Jia *et al.*, 2021).

Simular o escoamento reativo, envolve a resolução de um sistema de equações parciais completo, o que pode ser desafiador do ponto de vista numérico. Contudo, os rápidos avanços nas habilidades computacionais de simulações numéricas têm permitido, cada vez mais, a solução de modelos com formulação matemática complexa. No caso da acidificação matricial de carbonatos, a simulação numérica representa uma solução versátil e eficiente com um custo acessível para prever a dissolução da rocha reservatório e a propagação dos *wormholes* quando o ácido injetado entra em contado com a formação (Abd e Abushaikha, 2021; Ghommem *et al.*, 2015).

Ao longo do tempo foram desenvolvidos e propostos alguns modelos para simular a acidificação de carbonato, que buscam incorporar os desafios de modelagem relacionados ao acoplamento de reação química com os fenômenos de convecção e difusão em meios porosos. Em geral, esses modelos podem ser divididos em abordagem do tubo capilar, abordagem do número de Damköhler, teoria dos poros de transição, modelos de rede, abordagem do número de Péclet, abordagem semi-empírica e modelo de duas escalas (Akanni, Nasr-El-Din e Gusain, 2017; Ghommem *et al.*, 2015; Schwalbert, Zhu e Hill, 2017).

O modelo utilizado neste trabalho foi o modelo de duas escalas. Nele, o transporte e a reação no meio poroso são modelados como uma interação entre a escala de Darcy e a escala de poros. Esta abordagem é interessante, pois a medida em que a rocha é dissolvida pelo ácido, a estrutura do meio poroso evolui com o tempo, impactando na variação de propriedade a nível de poro, como exemplo: a permeabilidade, a área superficial interfacial disponível para reação e o raio do poro. Portanto, neste modelo as informações dessas propriedades são obtidas na

escala de poros e são transmitidas à escala de Darcy com a ajuda das relações que descrevam o comportamento das mesmas com a evolução da porosidade (Panga, Balakotaiah e Ziauddin, 2002; Panga, Ziauddin e Balakotaiah, 2005). A Figura 7 é uma representação ilustrativa das escalas discutidas nesta abordagem.





Fonte: Adaptado de (Panga, Ziauddin e Balakotaiah, 2005).

Os modelos em duas escalas possibilitam uma boa previsão da dissolução para os sistemas fluido/mineral, podendo fornecer uma estimativa dos padrões de dissolução, taxa de injeção ideal e o PVbt para experimentos numéricos e combinar com precisão com os resultados experimentais (Akanni, Nasr-El-Din e Gusain, 2017; Aldhayee, Ali e Nasr-El-Din, 2018). Além disso, o modelo pode ser utilizado para simular considerando qualquer tipo de rocha e fluido e qualquer geometria (Schwalbert, 2019).

## 2.5.2 Modelagem do escoamento reativo em carbonatos heterogêneos

As formações carbonáticas são muito complexas em sua estrutura de poros, ou seja, tamanho dos poros, geometria e conectividade (Zakaria, Sayed e Nasr-El-Din, 2014). A porosidade em rochas carbonáticas pode ser categorizada em três tipos diferentes: porosidade intragranular, porosidade intergranular e vugular. A porosidade intragranular é a porosidade dentro do grão, e a porosidade intergranular é a porosidade entre os grãos. Já os vugs são definidos como um espaço poroso que é significativamente maior do que os grãos ou cristais, sendo grandes o suficiente para serem visíveis a olho nu (Schön, 2015). Essa complexibilidade influencia fortemente em outras propriedades do meio poroso, como a permeabilidade, fazendo

com que essas formações exibam diferentes tipos de heterogeneidades.

A existência dessas heterogeneidades em reservatórios carbonáticos pode afetar significativamente a eficiência de acidificação matricial, visto que o comportamento do ácido no meio poroso depende delas. Teoricamente, sem heterogeneidade as frentes de reação/dissolução no meio seriam sempre uniformes (Schwalbert, Zhu e Hill, 2018). Para ilustrar este impacto, a Figura 8 mostra o campo de porosidade 3D obtido por meio de MicroCT de uma amostra carbonática Indiana Limestone com vugs antes e após o processo de acidificação matricial. Nela, as regiões em vermelho indicam maior porosidade e, portanto, é possível perceber a tendência do ácido a se propagar pelas regiões com maior concentração de vugs.





Após a acidificação Fonte: Autora.

Com base nisso, é possível concluir que implementar as heterogeneidades da rocha em estudos numéricos da acidificação é crucial para uma correta previsão do processo de acidificação. No entanto, considerar esses efeitos ainda é um problema desafiador. Muitas vezes, a falta de conhecimento da distribuição e da conectividade dos poros torna difícil modelar fisicamente o processo (Izgec, Zhu e Hill, 2010).

Em geral, o principal método presente na literatura para adicionar essas heterogeneidades nos modelos numéricos, seja na porosidade ou na permeabilidade, é por meio de uma flutuação aleatória dos seus valores iniciais em torno do valor médio. A heterogeneidade na rocha é caracterizada pela magnitude da heterogeneidade, ou seja, a magnitude da variação máxima com base na média e pelo comprimento de correlação de heterogeneidade, que representa a escala de comprimento em que essa variação ocorre de uma determinada direção no modelo (Liu, Zhang e Mou, 2012).

## 2.5.3 OpenFOAM

O OpenFOAM (*Open Field Operation And Manipulation*) é um software gratuito de código aberto (*open source*) escrito na linguagem de programação C++. Ele é um programa de fluidodinâmica computacional (CFD) capaz de simular diversos processos e fenômenos físicoquímicos envolvidos no escoamento dos fluidos. Em suas simulações, o método de volumes finitos é utilizado para realizar o processo de discretização (Chen *et al.*, 2014; Jasak, 2009).

Assim como o Fluent da Ansys, o Comsol da Multiphysics e o Star-CCM+ da Siemens, que são softwares comerciais, o OpenFOAM representa um dos principais programas disponíveis nessa área da CFD e é muito utilizado tanto na indústria quanto no ambiente acadêmico, principalmente por possuir vantagens como ser um software gratuito, ter código aberto, ou seja, novos *solvers* e utilitários podem ser criados por seus usuários, possuir um código fonte totalmente documentado e permitir simular uma ampla gama de problemas, incluindo o escoamento reativo em meios porosos, proporcionando a obtenção de resultados eficientes sem exigir elevados investimentos.

A biblioteca do OpenFOAM se divide em *solvers* e utilitários. Os *solvers* são simuladores responsáveis por resolver as equações que descrevem os problemas de escoamento. Os utilitários são ambientes utilizados para executar a manipulação de dados e parâmetros das simulações e são divididos em duas plataformas: pré e pós-processamento. Na interface de préprocessamento, basicamente, é realizada a construção da malha e aplicação das condições iniciais e de contorno de todos os parâmetros que estão envolvidos no escoamento, já nas ferramentas de pós-processamento são realizadas as análises após a simulação, como, por exemplo, a visualização do escoamento (Machado, 2021; Pretti, 2015). A estrutura geral do OpenFOAM é mostrada na Figura 9.



Figura 9 - Divisão da biblioteca do OpenFoam.



No OpenFOAM a simulação é configurada utilizando arquivos de texto que definem o que o software deve simular, cada caso é representado por pastas que contém as informações necessárias para a simulação. Em geral, essas pastas são a 0, a *constant* e a *system*. Na pasta 0 ficam inseridos os arquivos referentes a parâmetros que serão calculados ao longo da simulação, além de definir as condições de contorno para pressão e velocidade. Na pasta *constant*, são definidas algumas propriedades de transporte que não serão alterados ao longo da simulação. Já na pasta *system*, são definidos parâmetros da malha, como a geometria do modelo, quantidade de células, além dos parâmetros de tempo de simulação. Na Figura 10 está representado o esquema de organização das pastas no OpenFOAM.

Figura 10 - Organização dos casos no OpenFoam.



Fonte: Autora.

#### 2.6 Rochas digitais

A geração de modelos utilizados na simulação numérica se dá a partir do desenho realizado pelo próprio usuário na interface do programa, que com o auxílio do software é discretizado utilizando algum método numérico. Além disso, em qualquer modelo de simulação numérica é necessário a entrada de parâmetros que representem o máximo possível o sistema que será simulado, por exemplo, na simulação da acidificação matricial em meios porosos é necessário incorporar as propriedades físicas da rocha no modelo. Caso a implementação destas propriedades de entrada seja o mais próximo possível da real da rocha, maior será a precisão do modelo gerado.

Como citado no tópico 2.5.2, na modelagem da acidificação matricial em escala de plugue, a distribuição inicial de campos importantes como a permeabilidade e a porosidades são, normalmente, consideradas através de distribuições aleatórias, que representam uma aproximação da realidade. No entanto, com o avanço de dispositivos de imagem não invasivos, como Microtomografia Computadorizada de Raios X (microCT) e a Ressonância Magnética Nuclear (RMN), foi desenvolvida a técnica de utilização de imagens para transmitir as características físicas da rocha para um modelo computacional, com o objetivo de aproximar a figura geométrica simulada do formato real. Os modelos gerados a partir desta técnica são denominados de rochas digitais (Wan *et al.*, 2022).

A MicroCT consiste na avaliação de materiais utilizando o princípio físico da atenuação de raios x para formação de imagens bidimensionais e tridimensionais que permitem a visualização em alta resolução de microestruturas interiores de diversos tipos de amostras. O equipamento de microCT é composto principalmente pelo emissor de raios X, o CNC (*Computer Numerically Controlled*), que representa o suporte para a amostra e o detector de raios X (Boerckel *et al.*, 2014). Os feixes emitidos pelo emissor podem ser absorvidos ou dispersos pela amostra antes de chegar ao detector e isso depende da densidade e número atômico de cada elemento que a compõem. Os dados obtidos são transmitidos para um software computacional para fazer o tratamento da imagem, que são apresentadas em uma escala de cinza onde a baixa atenuação corresponde a tons de cinza mais escuros (Teles *et al.*, 2016). A Figura 11 mostra a configuração das partes fundamentais da estrutura do microCT.







Portanto, o imageamento de amostras de rocha com o MicroCT pode ser utilizado no estudo da porosidade, permitindo avaliar, entre outras coisas, a distribuição de poros da amostra. Com esses dados, torna-se possível gerar modelos para aplicações computacionais como, por exemplo, na simulação numérica de escoamento reativo em meios porosos com a distribuição de porosidade mais próxima possível da real da amostra (Schilling *et al.*, 2005).
## **3** ESTADO DA ARTE

Neste capítulo será apresentado um breve resumo dos estudos presentes na literatura sobre simulação da acidificação em escala plugue utilizando o modelo de duas escalas.

#### 3.1 Simulação da acidificação de carbonatos em escala plugue

Golfier et al. (2002) foi um dos primeiros trabalhos a propor a modelagem do processo de acidificação para descrever os diferentes regimes de dissolução e caracterizar a influência dos parâmetros de fluxo no desenvolvimento do *wormhole*. O modelo desenvolvido foi 2D linear. O principal resultado mostra que o modelo matemático proposto pode reproduzir todos os regimes de dissolução observados na literatura. Além disso, os dados obtidos por meio das simulações obtiveram uma boa concordância com valores experimentais.

Panga, Balakotaiah e Ziauddin (2002) e Panga, Ziauddin e Balakotaiah (2005) também estão entre os trabalhos pioneiros no desenvolvimento de modelos numéricos para simular a propagação dos *wormholes* durante os processos de acidificação matricial em carbonatos. Em Panga, Balakotaiah e Ziauddin (2002) foi apresentado o modelo contínuo de duas escalas que acopla fluxo, difusão e reação química em meios porosos. Nesse trabalho, foram realizadas simulações 1D com o campo de porosidade inicial distribuído de forma uniforme, buscando analisar a variação no número de Damköhler. Como resultados, obteve-se que o modelo desenvolvido conseguiu capturar a dissolução. Observou-se que considerando-se uma taxa de injeção constante, o número de Damköhler igual a 10 proporcionou o maior aumento na permeabilidade para uma determinada quantidade de ácido injetado. Para valores de Damköhler menores que esse a dissolução uniforme foi observada. Por outro lado, para valores maiores que o ótimo, obteve-se a dissolução de face. No estudo, foi proposto que simulações mais detalhadas usando versões bidimensionais e tridimensionais fossem realizadas em trabalhos futuros.

Em Panga, Ziauddin e Balakotaiah (2005) os autores possibilitam uma evolução do trabalho anterior, apresentando uma representação dos padrões de dissolução em um escoamento linear 2D. Nesse trabalho, o campo de porosidade inicial também foi gerado de forma aleatória através de uma distribuição uniforme. Uma análise na influência das heterogeneidades presentes no meio foi realizada reduzindo o desvio padrão da distribuição, que proporcionou observar que quando a magnitude da heterogeneidade é diminuída, os *wormholes* não apresentam ramificações, gerando a hipótese de que a ramificação do *wormhole* pode ser resultado da própria heterogeneidade do meio poroso. Outro resultado importante

observado é que o tipo de padrão de dissolução permanece o mesmo em um determinado número de Damköhler para diferentes magnitudes de heterogeneidade, observando, portanto, que o tipo de padrão de dissolução formado é governado pelos mecanismos de transporte e reação. Nas curvas de PVbt, verificou-se que não houve variação significativa para diferentes níveis de heterogeneidades. No mesmo estudo, ainda foi analisado como o nível de dispersão, reação e transferência de massa influenciam na formação do *wormhole*, observando que a convecção e a reação são mecanismos dominantes em altas taxas de injeção, formando o padrão de dissolução uniforme e em baixas taxas de injeção a dispersão e a reação são os mecanismos dominantes, formando o padrão de dissolução de face.

Kalia e Balakotaiah (2009), utilizaram o modelo de duas escalas apresentado em Panga, Balakotaiah e Ziauddin (2002) para também avaliar a influência dos parâmetros de heterogeneidade na formação de wormholes, considerando um fluxo linear 2D. Nas simulações, a heterogeneidade do modelo foi implementada a partir de uma distribuição uniforme. Um dos parâmetros analisados foi o efeito da variação do campo de porosidade inicial, sendo analisados os valores de 0,05, 0,2 e 0,3 para porosidade média inicial. Uma avaliação para cada padrão de dissolução foi elaborada, ou seja, diferentes taxas de injeção foram simuladas. Como resultado, em altas taxas de injeção (dissolução uniforme), o PVbt aumentou com o aumento da porosidade inicial e em baixas taxas de injeção (dissolução de face), o PVbt teve um comportamento contrário, ou seja, diminuiu à proporção que a porosidade inicial aumentou, devido ao ácido ser todo consumido neste padrão de dissolução e, portanto, formações com maior porosidade possuem um menor volume de sólido para dissolver. Já nos padrões de dissolução que se tem a formação de wormholes, o aumento na porosidade média promove um aumento no PVbt, assim como na dissolução uniforme, devido o ácido percorrer mais áreas da formação antes de ocorrer o breakthrough, ou seja, tem-se a formação de mais ramificações. Os autores também avaliaram o efeito da heterogeneidade, de forma parecida com o desenvolvido em Panga, Ziauddin e Balakotaiah (2005), contudo Kalia e Balakotaiah (2009) utilizando uma faixa mais ampla de variação. Os autores observaram que, na condição em que se obtém o padrão de dissolução de wormhole dominante, com o aumento na magnitude, a dinâmica de dissolução muda. Verificou-se que o PVbt diminui à medida que a magnitude da heterogeneidade aumenta nos regimes de formação de *wormholes* e dissolução uniforme. No entanto, no padrão de dissolução de face, a magnitude da heterogeneidade não afetou o PVbt. O comprimento de correlação de heterogeneidade, ou seja, a escala de comprimento em que os valores de heterogeneidades variam em cada direção, foi analisanda mantendo a magnitude da heterogeneidade constante. observou-se que o PVbt diminuiu à medida que a escala de comprimento da heterogeneidade aumenta. Além disso, com o aumento na escala de comprimento de heterogeneidade, a estrutura dos *wormholes* torna-se menos ramificada. Dessa forma, foi possível contatar que a heterogeneidade em uma rocha afeta tanto a estrutura dos padrões formados, como o PVbt.

Zhao, Hobbs e Ord (2012) incluíram a compressibilidade do meio poroso e do fluido nas simulações realizadas em 2D para avaliar o seu impacto na propagação da frente de dissolução. O procedimento proposto se mostrou adequado para realizar simulações considerando o efeito e entre os resultados foi observado que a compressibilidade do meio poroso afeta as velocidades de propagação das frentes de dissolução química em sistemas subcríticos e supercríticos.

Liu, Zhang e Mou (2012b) utilizaram o modelo de duas escalas para avaliar o efeito de um campo de porosidade normalmente distribuído em um modelo de simulação 2D radial, concluindo que a PVbt obtida utilizando o campo gerado é menor do que para porosidades uniformemente distribuídas. O efeito da magnitude e do comprimento de correlação também foi avaliado neste estudo, no entanto utilizando um novo método de geração do campo, sendo possível avaliar as condições ideais de injeção para o modelo.

Nos trabalhos citados acima, a lei de Darcy para meios porosos foi utilizada para relacionar a velocidade do fluxo na queda de pressão, a permeabilidade da rocha e a viscosidade do fluido. No entanto, no escoamento reativo referente a acidificação em carbonatos, tem-se um crescimento constante da estrutura de poros, como a formação de *wormholes*, que são canais onde as forças inerciais são maiores que as forças viscosas, tornando questionável a utilização da Lei de Darcy para meios porosos com este tipo de estrutura. Portanto, ao longo do tempo, adaptações ao modelo formam realizadas para trabalhar com os domínios porosos e de fluxo livre simultaneamente. Um exemplo dessas adaptações é a utilização da formulação de Navier-Stokes para descrever o campo de fluxo.

Oliveira, de et al. (2012) também abordaram em seus estudos o modelo de duas escalas, no entanto, considerando o campo de fluxo descrito pela equação de Navier-Stokes para simular os diferentes padrões de dissolução e obter os valores correspondentes de PVbt em 4 números de Damköhler diferentes. Nas simulações foi utilizado um software de CFD e considerado uma concentração de ácido de HCl de 0,5 M. Neste trabalho, a comparação feita dos resultados de PVbt com dados experimentais apresentou um comportamento consistente. Os diferentes padrões de dissolução foram capturados e a simulação com o número de Damköhler de 0,29 correspondeu ao menor valor de PVbt e à formação do *wormhole* dominante, o qual atingiu um valor de porosidade igual a 1,0 no seu interior e manteve os valores de porosidade inicial inalterados fora do *wormhole*, o que mostra que o fluxo de ácido ocorreu exclusivamente pelo

*wormhole*. Uma avaliação da influência da heterogeneidade mineralógica também foi realizada no estudo. Para isso, outra simulação com o número de Damköhler de 0,29 foi realizada, mas, dessa vez, considerando a presença de dois minerais com velocidades de reação diferentes, o mais rápido, representando a calcita, e um mais lento, representando a dolomita. Nessa simulação, foi possível observar uma maior intensidade de ramificação em comparação com a simulação considerando apenas um mineral, além de uma maior PVbt.

Em Maheshwari e Balakotaiah (2013b) a mesma abordagem foi utilizada para simular em 3D uma curva de acidificação observada experimentalmente e obtiveram boa concordância dos dados experimentais com a curva de acidificação observada experimentalmente. Assim como de Panga, Ziauddin e Balakotaiah (2005), Kalia e Balakotaiah (2009) e Liu, Zhang e Mou (2012b), neste trabalho também foi analisado a heterogeneidade do meio, obtendo uma heterogeneidade crítica, onde o menor valor de PVbt é verificado.

Já em Maheshwari et al. (2013) a abordagem de Darcy foi utilizada para realizar simulações 3D da acidificação para prever o padrão de *wormholes* formados e analisar o impacto da taxa de injeção, constante de taxa de dissolução e propriedades da rocha. Entre os resultados, descobriu-se que o PVbt na taxa de injeção ideal diminui e a taxa de injeção ideal diminui com o aumento na taxa de dissolução constante no *wormhole*. Variações em parâmetros como a permeabilidade inicial, heterogeneidade e a relação permeabilidade-porosidade foram realizadas e o impactos delas no PVbt, na taxa de injeção ideal e no comportamento dos *wormholes* foi avaliado.

Ghommem et al. (2015), assim como Maheshwari et al. (2013) também usou a abordagem de Darcy e realizou simulações 3D do processo de acidificação, comparando os resultados com experimentos laboratoriais. O objetivo foi caracterizar a distribuição e a penetração do *wormhole,* obtendo condições que promovem a geração de mais *wormholes* e avaliando o seu crescimento.

Schwalbert, Zhu e Hill (2017) realizou simulações da acidificação considerando os fluxos radial e esférico. O modelo de duas escalas foi utilizado, com o campo de fluxo descrito pela abordagem de Navier-Stokes. No estudo, a primeira coisa realizada foi um ajuste nos dados utilizados nas simulações com os obtidos experimentalmente com um fluxo linear 3D em Furui et al. (2012). As simulações foram realizadas considerando uma concentração de HCl de 28%. As propagações de *wormholes* radial e esférica foram analisadas considerando dois meios diferentes, isotrópicos e anisotrópicos. As simulações radiais foram realizadas em 2D. Nas rochas isotrópicas, observando os campos de velocidade e concentração de ácido, observou-se que o número de *wormholes* é mais provável entre 4 e 6 para a maioria das rochas. Com relação

as rochas anisotrópicas, duas situações foram analisadas neste estudo, sendo elas: diferentes razões entre as permeabilidades horizontal e vertical, com a escala de comprimento de correlação variando igualmente nas duas direções, e permeabilidades horizontal e vertical iguais (mas variando em uma escala de comprimento maior na direção horizontal do que na direção vertical). Para o primeiro caso, os resultados mostraram que aumentando a velocidade de injeção, os *wormholes* tornam-se mais longos na direção da permeabilidade máxima (direção horizontal), já para velocidades de injeção baixas os *wormholes* não seguem a anisotropia da permeabilidade. Já no segundo caso, verificou-se que os *wormholes* são mais longos na direção horizontal, ou seja, a direção onde o comprimento da permeabilidade é maior, gerando uma forma elíptica na região acidificada. Ainda em Schwalbert, Zhu e Hill (2017) as simulações considerando o escoamento esférico foram realizadas em 3D. Para meios isotrópicos observou-se um número total de *wormholes* de 16 a 20, se aproximando de resultados experimentais apresentados por Furui et al. (2012). Já em rochas anisotrópicas, os dois tipos de anisotropia considerados nas simulações radiais também foram analisados e os resultados se assemelharam aos das simulações radiais.

Wei, Varavei e Sepehrnoori (2017) usaram a abordagem de Darcy e modelaram um sistema bifásico (água e óleo) para simular em 2D a propagação de *wormholes* em um modelo radial. Analisando parâmetros como molhabilidade da rocha, viscosidade do óleo e saturação inicial à óleo, observou-se que se as rochas forem preferencialmente molháveis à óleo, maior será a eficiência da acidificação em comparação com rochas molháveis à água. O que também aumenta está eficiência é uma maior viscosidade do óleo e uma alta saturação de óleo antes da injeção.

Babaei e Sedighi (2018) também utilizaram um modelo bifásico para investigar o efeito da saturação inicial de uma fase imiscível na zona danificada na eficiência da geração e crescimento de *wormholes* em operações de acidificação. As simulações foram realizadas considerando um modelo linear 2D e demonstraram que uma saturação diferente de zero de uma fase imiscível diminui o PVbt, além de tornar os *wormholes* menos ramificados, aumentando a eficiência do seu processo de formação. No entanto, o grau de impacto é dependente da taxa de mobilidade no meio poroso.

Liu et al. (2020) simularam a acidificação de carbonatos em 3D utilizando uma modelagem não-Darciana, denominado de Darcy-Forchheimer. O efeito do fluxo não-Darcy no padrão de dissolução e no volume de *breakthrough* é analisado, comparando com um sistema que utiliza a equação de Darcy para campo de fluxo. Foi verificado que em velocidades muito baixas não foi possível identificar variações significativas da estrutura do padrão de dissolução,

o que muda em velocidades mais altas, onde o *wormhole* gerado tem mais ramificações ao usar a equação de Forchheimer do que ao usar a equação de Darcy e a PVbt é maior considerando com o modelo não-Darciano.

### 3.2 Obtenção de malhas a partir de imagens de tomografia e RMN

Analisando os trabalhos citados no item 3.1, foi possível verificar que as heterogeneidades da formação nos campos iniciais de porosidade ou permeabilidade são, em geral, implementadas por meio de técnicas de geração de campos aleatórios. Mesmo com o avanço de técnicas altamente eficientes para a geração de imagens de rochas, como a microCT, na literatura ainda há escassez de trabalhos que busquem simular a acidificação matricial com a utilização de rochas digitais. As pesquisas utilizando essas técnicas se mostram como uma alternativa para simular considerando as heterogeneidades reais de uma rocha, que podem permitir resultados mais próximos dos reais. Akanni, Nasr-El-Din e Gusain (2017) e Ali e Nasr-El-Din (2018) são dois trabalhos que usaram a RMN e a TC, respectivamente, em suas investigações.

Em Akanni, Nasr-El-Din e Gusain (2017) o fluxo de fluido é descrito pela abordagem do momento de Navier-Stokes. Uma das análises realizadas foi variar a taxa de injeção para analisar os padrões de dissolução formados. Além disso, a influência de vários fatores no processo de formação do wormhole na taxa de injeção ideal e o PVbt foram analisados, sendo eles: geometria de fluxo, porosidade média inicial, heterogeneidade do meio, dimensões do plugue e cinética de reação. As simulações foram realizadas considerando um fluxo linear 2D e uma concentração de ácido de 0,5M de HCl. Um método de interpolação de mínimos quadrados foi utilizado para atribuir os valores de porosidade do modelo. Os principais resultados mostram que o modelo captura efetivamente os padrões de dissolução na acidificação de carbonato, de acordo com cada taxa de injeção simulada. Com relação a distribuição de porosidade média inicial, os resultados mostram que quanto maior esse parâmetro, maior o diâmetro do *wormhole*, em função da maior perda de fluido ao longo das paredes do mesmo. Nas análises da heterogeneidade, os wormholes se tornam mais finos e ramificados à medida que a magnitude da heterogeneidade do meio aumenta. Os autores também avaliaram a heterogeneidade do meio poroso, considerando a presença de vugs no modelo proposto. O perfil de porosidade inicial foi modificado de acordo com os resultados de caracterização de um carbonato com vugs realizado por meio da RMN. Nesse caso, foram distribuídos vugs aleatórios no meio, representando 65% da porosidade total. Os resultados mostram que o ácido se propaga mais rapidamente no meio vugular do que nas demais regiões. Os autores também observaram que o diâmetro do *wormhole* é determinado pelo diâmetro do vug em seu caminho. Os resultados mostraram que a presença de vugs reduz o valor de PVbt.

Ali e Nasr-El-Din (2018) utilizaram a abordagem de Navier-Stokes para simular um conjunto de experimentos de acidificação de dolomita em um modelo que considere a forma real da rocha e distribuição real de porosidade gerada a partir de Tomografias Computadorizadas (TC). Para as simulações, um plugue 3D foi modelado como um cilindro dentro de um cubo retangular. A concentração de ácido utilizada foi de 15% de HCl e 5 simulações foram realizadas, uma para cada experimento realizado variando a vazão de injeção. Uma distribuição de porosidade foi construída para cada simulação com base na imagem de tomografia. Nos resultados, comparando os dados de PVbt com experimentos realizados em laboratório da rocha utilizada no estudo obtém-se uma boa concordância, com um erro percentual médio de 3,8% para os cinco experimentos. Foi possível analisar o padrão de dissolução simulado, juntamente com a tomografia da amostra após a acidificação para a todas as vazões estudadas. Na grande maioria das vazões a correspondência do wormhole é considerada boa, mostrando que o modelo foi capaz de capturar o caminho correto do wormhole. As regiões com alta concentração de vugs nas amostras promovem uma grande mudança no caminho do wormhole nas simulações. O modelo desenvolvido no trabalho também foi usado para realizar simulações para plugues mais longos e considerando escoamento radial, além de estudar o desempenho da acidificação de dolomita em escala de campo.

Conforme a revisão da literatura apresentada, constatamos a existência de poucos estudos que utilizam imagens de microtomografia computadorizada (microCT) para determinar os campos iniciais de porosidade e permeabilidade, visando obter um campo inicial que represente adequadamente uma amostra real. Nos trabalhos de Akanni, Nasr-El-Din e Gusain (2017) e Ali e Nasr-El-Din (2018) embora tenham empregado imagens para essa finalidade, notamos que a resolução das imagens é baixa, com o principal enfoque na captura da presença de vugs, estruturas com dimensões na ordem de milímetros. Nesta dissertação, propomos a obtenção do campo de porosidade a partir de uma imagem de microCT de alta resolução (43 µm), com o objetivo de capturar uma gama mais ampla de detalhes relacionados à estrutura porosa. Esta abordagem de alta resolução é fundamental para uma análise mais detalhada e precisa da porosidade, permitindo uma representação mais fiel da amostra real.

## 4 MATERIAIS E MÉTODOS

Diâmetro

**PVbt** 

Neste capítulo serão apresentados os materiais e métodos que foram utilizados para realização do presente estudo.

### 4.1 Obtenção de dados experimentais e imageamento por microCT

Para a extração do campo de porosidades inicial, foi utilizada uma amostra do tipo plugue de uma rocha carbonática da formação carbonática Indiana Limestone, denominada IL015. A amostra foi utilizada no trabalho de Neyra et al. (2024). Os dados experimentais obtidos da amostra IL015 estão listados na Tabela 1, incluindo o dado de PVbt da rocha, que foi acidificada experimentalmente utilizando um simulador físico de reservatório denominado de *coreflooding*, da marca JBV. A acidificação foi realizada com uma velocidade intersticial de entrada de 2,554 cm/min, concentração de 15% de HCl a uma temperatura de 25 °C. A porosidade e permeabilidade da rocha foram obtidas utilizando, respectivamente, os equipamentos porosímetro e permeâmetro de fluxo permanente, ambos da marca DCI. Mais informações sobre o experimento realizado na amostra podem ser encontradas em Neyra et al. (2024).

Parâmetro	Valor	Unidade
Porosidade média ( $\varepsilon$ )	17,77	%
Permeabilidade (k)	25,77	mD
Comprimento	0,0733	m

Tabela 1 - Dados obtidos experimentalmente da rocha IL015 utilizada no estudo.

Fonte: Autora.

0,0381

0.32

m

\_

O imageamento da amostra foi realizado no equipamento de microCT, modelo V|Tomex|S (GE Measurement & Control Solutions, Wunstorf, Alemanha), do Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo (LCPetro), localizado no campus universitário de Salinópolis da Universidade Federal do Pará. As reconstruções 3D foram processadas usando o software Phoenix Data e a visualização 3D foi realizada no software VG Studio Max v 3.3.2. O modo monoscan foi empregado para realização do exame e os demais parâmetros utilizados estão listados na Tabela 2.

Parâmetro	Valor	Unidade
Tempo de exposição	200	ms
Corrente	160	μΑ
Tensão	140	kV
Resolução	43	μm

Tabela 2 - Parâmetros utilizados no microCT para realização do exame.

A Figura 12 mostra a representação 3D da amostra de rocha IL015 obtida por meio do microCT. As partes mais avermelhadas na amostra indicam porosidades maiores, enquanto as regiões mais claras indicam maior densidade e, consequentemente, menor porosidade. Figura 12 - Imagem 3D realizada no microCT da rocha utilizada no estudo.



Fonte: Neyra et al. (2024).

## 4.2 Metodologia

Para a realização do trabalho, foram seguidas algumas etapas que estão descritas na Figura 13 e serão detalhadas a seguir.



Figura 13 - Fluxograma da metodologia do trabalho.

#### Fonte: Autora.

# 4.2.1 Geração da malha

### 4.2.1.1 Importação de uma malha a partir de uma imagem

Um passo importante na construção de um modelo de simulação de acidificação é a implementação das heterogeneidades, que torna possível verificar os padrões de dissolução. Neste trabalho, o campo de porosidade inicial oriundo de uma imagem 2D obtida pelo microCT foi a heterogeneidade implementada no modelo. A imagem utilizada para isto corresponde a um *slice*, ou seja, um corte bidimensional retirado do centro da imagem 3D da amostra IL015, apresentada na Figura 12. O *slice* extraído possui o tamanho de 6168 x 3369 pixels e se apresenta na escala de cinza, onde as regiões mais claras representam a matriz rochosa, enquanto as regiões de cinza mais escuro representam as áreas com maior porosidade. A Figura 14 ilustra o processo de retirada do *slice* da imagem 3D. O *slice* obtido foi medido utilizando o software para processamento de imagem *Imagej* e obteve as seguintes dimensões: 0,06899 m na direção x e 0,03768 m na direção y.



Figura 14 - Slice utilizado para a geração da malha.

#### Fonte: Autora.

Um *script Python* foi implementado para obter o valor de cinza para cada pixel da imagem e então converter esse valor da escala de cinza em uma porosidade correspondente usando uma função sigmoide. A imagem foi carregada no ambiente *Python* usando a biblioteca *scikit-image* versão 0.23. *Scikit-image* é uma biblioteca com uma vasta coleção de algoritmos de processamento de imagens. Ao carregar a imagem, os dados de cada pixel são convertidos em um *array* com valores numéricos que representam os níveis de tons de cinza, permitindo o processamento matemático dos dados da imagem.

Em seguida, os valores da escala de cinza para cada pixel precisam ser transformados em valores de porosidade. Porém, não existe uma função direta na literatura para essa transformação. Embora alguns métodos definam poros e matriz a partir da segmentação, como a classificação binária (onde 0 é atribuído à matriz e 1 ao poro), a abordagem deste trabalho não segue esse padrão. Nosso objetivo é adquirir um valor de porosidade para cada pixel da imagem, baseado no nível da escala de cinza. Para conseguir isso, foi escolhida a função sigmoide (Equação (4)) Esta função permite definir valores mínimos e máximos, permitindo-nos ajustar uma curva suave entre estes parâmetros.

$$\varepsilon = \frac{A}{1 + e^{-i(x-m)}} \tag{4}$$

Onde x representa o valor de cinza no pixel,  $\varepsilon$  denota a porosidade, A significa a amplitude da função, *m* é o ponto médio da curva (o valor de cinza no ponto médio) e *i* indica o grau de inclinação da curva.

Os valores mínimo e máximo de porosidade são 0,08 e 0,63, respectivamente. Esses valores foram definidos para evitar problemas de convergência durante as simulações do OpenFoam e para manter o valor médio de porosidade da rocha IL015 medido experimentalmente. A função sigmoide retorna valores entre esta faixa de porosidade. Para ajustar a função dentro dos limites de porosidade desejados, é necessário determinar o grau de inclinação da curva. A inclinação da curva é dada pela Equação (5).

$$i = \frac{\log\left(\frac{A}{x_p} - 1\right)}{x_c - m} \tag{5}$$

Em que,  $x_c$  é o valor mínimo de cinza,  $x_p$  é o valor mínimo de porosidade, definido com 0,08. Tendo o fator de inclinação da curva como valor de retorno, a porosidade ( $\varepsilon$ ) é calculada usando a Equação (4).

Considerando a quantidade de pixels da imagem, um total de 20.779.992 de valores de porosidade foram extraídos. No entanto, para realizar as simulações, cada dado extraído do *Python* é inserido em uma célula do domínio numérico, e, portanto, para reduzir a quantidades de valores e otimizar o tempo computacional, após a extração dos dados a próxima etapa no algoritmo foi realizar a média aritmética nesses valores.

Posteriormente à extração dos dados de porosidade no *Python*, eles foram transferidos para uma malha no software livre de CFD OpenFOAM, versão 9. Todas as simulações do presente trabalho foram realizadas considerando um modelo 2D com fluxo linear. O domínio utilizado foi discretizado em uma malha estruturada e ortogonal com as mesmas dimensões da imagem, ou seja, 0,0899 m x e 0,03768 m nas direções y e z. Cada dado extraído da imagem foi inserido em uma célula do domínio e, portanto, a quantidade de células foi considerada a mesma da quantidade de dados extraídos. A Figura 15 apresenta o campo de porosidade obtido depois de aplicar o algoritmo usado para transformar tons de cinza em porosidade. Para a geração deste modelo, uma média a cada 13 pixels foi realizado no *Python*, portanto, seu domínio é constituído por 474 células em x e 259 células em y, sem discretização na direção z para representar o fluxo bidimensional, totalizando 122766 células.



Figura 15 - Modelo obtido com a distribuição de porosidade da imagem.



#### 4.2.2 Simulação de fluxo reativo

#### 4.2.2.1 Modelagem

Utilizamos o modelo de duas escalas para representar o fenômeno da acidificação em meios porosos (Panga, Balakotaiah e Ziauddin, 2002; Schwalbert, Zhu e Hill, 2017). As expressões para equilíbrio de momento e balaço de massa são formuladas na escala Darcy e os parâmetros efetivos são calculados usando informações da escala de poro.

#### 4.2.2.2 Equações na escala de Darcy

O balanço da quantidade de movimento é dado pela formulação de Navier-Stokes-Brinkman (Bousquet-Melou *et al.*, 2002), representado pela Equação (6).

$$\frac{1}{\varepsilon} \left( \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \nabla \cdot \left( \frac{1}{\varepsilon} \mathbf{u} \mathbf{u} \right) \right) = -\frac{\nabla p}{\rho_f} + \frac{\nu}{\varepsilon} \nabla^2 \cdot \mathbf{u} + \nu k^{-1} \mathbf{u}$$
(6)

Onde, o  $\varepsilon$  é a porosidade, **u** é o vetor de velocidade superficial do fluido, t é o tempo, v é a viscosidade cinemática do fluido, p é pressão e k é o tensor de permeabilidade da rocha.

A conservação da massa do sistema e é dada pela Equação (7). É importante destacar que embora o sistema seja incompressível, a porosidade muda ao longo do tempo de acordo com a dissolução do meio poroso pela solução ácida.

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} \tag{7}$$

A descrição do transporte da espécie ácida é dada pela Equação (8). Esta é uma equação de convecção-difusão-reação. Os dois termos do lado esquerdo da equação representam o acúmulo e o transporte convectivo, já do lado direito temos o termo difusivo e uma expressão que descreve a transferência da espécie ácida da fase fluida para a interface fluido-sólido.

$$\frac{\partial \varepsilon c_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{u}c_f) = \nabla \cdot \left(\varepsilon D_e \cdot \nabla c_f\right) - a_v R(c_s) \tag{8}$$

Onde  $c_f$  representa a concentração de ácido na fase fluida,  $D_e$  o coeficiente de difusividade efetivo do ácido,  $a_v$  é a área superficial interfacial disponível para reação por unidade de volume de meio poroso,  $R(c_s)$  é a taxa de consumo de ácido devido à reação química com o mineral da rocha e o  $c_s$  a concentração de ácido na interface fluido/sólido. Um ponto importante aqui é destacarmos que apenas o acompanhamento da concentração de ácido é realizado. Contudo, conforme mostrado nas equações da reação do HCl com a calcita há formação de produtos e, consecutivamente, a presença de outras espécies no meio. Por uma questão de simplificação, nesta modelagem consideraremos apenas o HCl e como a reação é forte, considera-se que esta simplificação é aceitável.

Com a reação ácido-rocha, a porosidade do sistema se altera, e, portanto, ela precisa ser atualizada a cada passo de tempo. A expressão que descreve esse processo é a Equação (9).

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = \frac{a_v \beta}{\rho_s} \rho_f R(c_s) \tag{9}$$

Sendo  $\rho_s$  a densidade da rocha,  $\rho_f$  é a densidade do fluido e  $\beta$  o poder de dissolução do ácido.

A taxa de consumo de ácido devido à reação química com o mineral da rocha, conhecida como cinética da reação, é dada pela Equação (10).

$$R(c_s) = k_c(c_f - c_s) \tag{10}$$

Onde  $k_c$  é o coeficiente de transferência de massa. Neste trabalho a reação é considerada irreversível e de cinética de primeira ordem ( $R(c_s) = k_s c_s$ ), onde  $k_s$  a constante da taxa de reação. Portanto, a Equação (10) é modificado para a Equação (11).

$$k_s c_s = k_c (c_f - c_s) \tag{11}$$

Resolvendo a Equação (11) para  $C_s$ , obtemos a Equação (12).

$$c_s = \frac{k_c}{k_c + k_s} c_f \tag{12}$$

Substituindo a Equação (12) nas Equações (8) e (9), obtemos as Equações (13) e (14).

$$\frac{\partial \varepsilon c_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{u}c_f) = \nabla \cdot \left(\varepsilon D_e \cdot \nabla c_f\right) - a_v \frac{k_c k_s}{k_c + k_s} c_f \tag{13}$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = \frac{a_v \beta}{\rho_s} \frac{k_c k_s}{k_c + k_s} \rho_f c_f \tag{14}$$

### 4.2.2.3 Equações na escala de poros

As Equações (15), (16) e (17) relacionam o comportamento da permeabilidade, do raio de poro e da área superficial interfacial disponível para reação (parâmetros na escala de poros) com a evolução da porosidade. Estas expressões são uma modificação dos modelos já existentes na literatura apresentando em (Maheshwari e Balakotaiah (2013b), Panga, Ziauddin e Balakotaiah (2005) e Schwalbert, Zhu e Hill (2017).

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}\right)^{b_1} \left[\frac{(1-\varepsilon_0)}{(1-\varepsilon)}\right]^{b_2}$$
(15)

$$\frac{r_p}{r_0} = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}\right)^{b_3} \left[\frac{(1-\varepsilon_0)}{(1-\varepsilon)}\right]^{b_4}$$
(16)

$$\frac{a_{\nu}}{a_{\nu 0}} = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}\right)^{b_5} \left[\frac{(1-\varepsilon_0)}{(1-\varepsilon)}\right]^{b_6}$$
(17)

Onde  $k_0$ ,  $r_0$  e  $a_0$  são a permeabilidade, o raio de poro e a área superficial interfacial iniciais e  $b_1$ ,  $b_2$ ,  $b_3$ ,  $b_4$ ,  $b_5$  e  $b_6$  são constantes.

Para obter o coeficiente de transferência de massa  $(k_c)$  é utilizado a correlação apresentada por meio da Equação (18).

$$Sh = \frac{2k_c r}{D_m} = Sh_{\infty} + 0,7 \operatorname{Re}_p^{1/2} Sc^{1/3}$$
(18)

Onde  $D_m$  é a difusividade molecular do ácido,  $Sh_{\infty}$  é o número de Sherwood assintótico, Re<sub>p</sub> é o número de Reynolds no poro e *Sc* o número de Schmidt. Os dois últimos são obtidos por meio das Equações (19) e (20).

$$\operatorname{Re}_{p} = \frac{2 \|\mathbf{u}\| r}{\nu} \tag{19}$$

$$Sc = \frac{V}{D_m}$$
(20)

O tensor de dispersão é caracterizado por dois componentes independentes, sendo eles os coeficientes de dispersão longitudinal ( $De_x$ ) e transversal ( $De_T$ ). Esses componentes do tensor de dispersão são calculados a partir das Equações (21) e (22), respectivamente:

$$De_{x} = \alpha_{os}D_{m} + \frac{2\lambda_{x} \|\mathbf{u}\|r}{\varepsilon}$$
(21)

$$De_{T} = \alpha_{os} D_{m} + \frac{2\lambda_{T} ||\mathbf{u}|| r}{\varepsilon}$$
(22)

Onde,  $\alpha_{os}$ ,  $\lambda_x$  e  $\lambda_T$  são constantes numéricas que dependem da estrutura do meio poroso.

### 4.2.2.4 O Solver Reactive Piso Foam

O sistema de equações apresentados no tópico 4.2.2.1 foi resolvido utilizando o OpenFOAM, que usa o método de volumes finitos para discretiza-las. O algoritmo PISO *(Pressure-Implicit with Splitting of Operators)* foi utilizado para resolver o acoplamento entre pressão e velocidade. Este algoritmo foi desenvolvido por Issa (1986) com a finalidade de utilizar a formulação de Navier-Stokes para fluxo de fluidos e está implementado no código-fonte do OpenFOAM. Uma modificação do algoritmo PISO foi realizada, adicionando termos que permitem simular o fluxo de fluidos com reações químicas em meios porosos, o que gerou o *solver Reactive Piso Foam.* O *Reactive Piso Foam* foi desenvolvido pelo Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo (LCPetro) da Universidade Federal do Pará, em parceria com a Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (Braga *et al.*, 2022).

A Figura 16 mostra o fluxograma da sequência de cálculo do *solver ReactivePisoFoam* e as etapas principais para dois passos de tempo sucessivos, k e k+1, são descritas abaixo (Soulaine e Tchelepi, 2016). Mais detalhes da solução do algoritmo podem ser encontrados no Apêndice A.

- 1 Para o problema proposto, inicialmente todas as propriedades eficazes, como a permeabilidade, são atualizadas.
- 2 Então, a equação de balanço de massa para espécies ácidas (Equação (13)) e a equação de evolução da porosidade (Equação (14)) são calculados sequencialmente. Os termos de advecção são baseados na velocidade do intervalo de tempo anterior (**u**<sup>k</sup>), e todas essas equações são resolvidas implicitamente para sua variável principal.
- 3 A equação da conservação do momento é resolvida implicitamente para obter o campo de velocidade, u\* (Equação (23)), onde o gradiente do campo de pressão é avaliado a partir do intervalo de tempo anterior. Este estágio é chamado de preditor de momento.

$$a_{P}\mathbf{u}_{P}^{*} = \mathbf{H}\left(\mathbf{u}^{*}\right) - \nabla p^{k}$$
<sup>(23)</sup>

Onde o subscrito *p* denota valores do centro da célula. Está equação é uma simplificação gerada a partir da discretização da equação do momento, que está apresentada no Apêndice A do trabalho, juntamente com as expressões para  $a_p \in \mathbf{H}(\mathbf{u}^*)$ .

A velocidade prevista (u\*) não satisfaz a equação de continuidade, e deve ser corrigida.
 Isto é conseguido buscando por u\*\* e p\* (velocidade e pressão corrigidas) que obedeça

as Equações (24) e (25).

$$\mathbf{u}_{P}^{**} = \frac{1}{a_{P}} \left[ \mathbf{H} \left( \mathbf{u}^{*} \right) - \nabla p^{*} \right]$$
(24)

$$\nabla \cdot \left(\mathbf{u}^{**}\right) = \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = \dot{m} \tag{25}$$

Onde  $\dot{m}$  é a taxa de transferência de massa fluido/sólido.

Combinando as Equações (24) e (25), a equação de pressão pode ser formulada, apresentada na Equação (26).

$$\nabla \cdot \left(\frac{1}{a_p} \nabla p^{k+1}\right) = \nabla \cdot \left(\frac{1}{a_p} \mathbf{H}\left(\mathbf{u}^{k+1}\right)\right) - \dot{m}$$
(26)

- 5 A velocidade corrigida u\*\* é então calculada pontualmente a partir da Equação (24). Este passo, denominado *loop* PISO, segue até que a convergência seja alcançada. Os valores resultantes são definidos como u<sup>k+1</sup> e p<sup>k+1</sup>, e, então, o algoritmo segue no tempo.
- 6 Após o *loop* Piso, o diferencial de pressão é calculado. Considerando que estamos simulando um processo de acidificação, a simulação é encerrada quando ocorrer o *breakthrough*, onde o diferencial de pressão entre a entrada e a saída do modelo é aproximadamente zero. Nesse caso, considera-se que ocorreu o *breakthrough* quando o diferencial de pressão é 1% do diferencial de pressão inicial. Quando isso acontece, a simulação encerra e as propriedades são armazenadas no tempo final. Caso o ΔP não atinja o valor estipulado, o cálculo se inicial novamente para o outro passo de tempo até que ocorra o *breakthrough* ou o tempo máximo de simulação seja atingido.



Figura 16 - Fluxo da sequencia de cálculo do solver.



#### 4.2.2.5 Parâmetros de entrada para as simulações, condições iniciais e de contorno

Os valores dos parâmetros de entrada necessários para as simulações são apresentados na Tabela 3. No OpenFOAM, todas as unidades são utilizadas com base no Sistema Internacional (SI).

Para a realização das simulações, como condições iniciais tem-se concentração zero de ácido em todo o domínio e a heterogeneidade é aplicada por meio do campo de porosidade inicial obtida a partir da imagem de microCT. As condições de contorno consideradas são uma concentração de ácido constante injetada a uma velocidade intersticial constante na entrada no modelo (fronteira *inlet*) enquanto uma pressão constante é aplicada na saída (fronteira *outlet*). Para as demais fronteiras, uma condição de limite sem fluxo foi definida.

Parâmetro	Valor	Unidade
Viscosidade cinemática ( $\nu$ )	8,771·10 <sup>-7</sup>	$m^2/s$
Concentração inicial do ácido ( $c_f$ )	0,15	Fração mássica
Massa específica do fluido ( $\rho_f$ )	1140	kg/m <sup>3</sup>
Massa específica da rocha ( $\rho_s$ )	2710	kg/m <sup>3</sup>
Coeficiente de difusão molecular $(D_m)$	$2 \cdot 10^{-9}$	$m^3/s$
Taxa de reação $(k_s)$	0,015	m/s
Permeabilidade média inicial (k)	$2,54 \cdot 10^{-14}$	$m^2$
Raio de poro inicial ( $r_0$ )	$1 \cdot 10^{-5}$	m
Área superficial interfacial inicial $(a_{v0})$	500	$m^{-1}$
Porosidade inicial ( $\varepsilon_0$ )	0,1729	-
Capacidade de dissolução do ácido (β)	1,37	-
$Sh_{\!\scriptscriptstyle\infty}$	3,66	-
$lpha_{\scriptscriptstyle os}$	1	-
$\lambda_{x}$	0	-
$\lambda_{_T}$	0	-
$b_{_{1}}$	18	-
$b_2$	12	-
$b_3$	3	-
$b_4$	0	-
$b_5$	-1	-
$b_6$	-1	-
Comprimento	0,06899	m
Espessura	0,03768	m

Tabela 3 - Parâmetros de entrada para as simulações.

Fonte: Autora.

Um dos principais resultados obtidos por meio de simulações da acidificação em carbonatos é a curva PVbt numérica. Portanto, neste estudo todos os resultados são apresentados por meios de gráficos plotados em função desse parâmetro. Para o trabalho, o cálculo do PVbt foi automatizado por meio de algoritmo em *Python*, permitindo otimizá-lo para cada simulação.

### 4.3 Simulações

Na simulação numérica computacional, os resultados são influenciados pela modelagem da malha do sistema e, em determinados casos, para evitar que alguns resultados não possam ser visualizados, o refinamento da malha do modelo, ou seja, o aumento na sua quantidade de células, é um processo realizado. No entanto, malhas muitos refinadas promovem maior tempo computacional para a obtenção dos resultados esperados. Isso torna a escolha da quantidade de células em um modelo de simulação numérica um parâmetro importante quando busca-se realizar simulações de forma mais eficiente e vantajosa.

Com o objetivo de avaliar a estabilidade do modelo, neste trabalho faremos um estudo variando a quantidade de células da malha aplicada ao problema de acidificação. Ao todo, foram realizadas simulações variando 8 quantidades de células diferentes e o impacto desta variação na PVbt foi investigado. Os valores para quantidade de células nas malhas simuladas estão apresentados da Tabela 4. Cada malha gerada corresponde a uma média realizada com os dados extraídos da imagem no *Python*. Nesse caso, as médias foram a cada 35, 30, 25, 20, 17, 13, 10 e 5 pixels, respectivamente.

8		
 Malha	Número de células	
 1	16896	
2	22960	
3	32964	
4	51744	
5	71676	
6	122766	
7	206976	
8	829809	

TT 1 1	4	N / 11	1
Tabela	4 -	Maina	geradas.

Fonte: Autora.

Para efeito de comparação, essa análise também foi realizada em um modelo considerando o campo de porosidade gerado utilizando uma distribuição uniforme dada pela Equação (27), com porosidade média de igual à obtida com a malha da imagem (0,1729) e variando em  $\pm 0,1$  como magnitude da heterogeneidade. Para esse modelo, as dimensões, a quantidade de células e as condições do contorno foram mantidas iguais ao modelo oriundo da imagem. A Figura 17 mostra a distribuição inicial de porosidade no domínio uniforme, a variação nos valores de porosidade ficou de 0,16 (mínimo) a 0,19 (máximo).

$$\varepsilon = \overline{\varepsilon} [1 + a_{\varepsilon} (2 \cdot r_{\mu} - 1)] \tag{27}$$

Onde  $\overline{\varepsilon}$  é a porosidade média,  $a_{\varepsilon}$  representa a magnitude da heterogeneidade e  $r_{u}$  é um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1 utilizando a biblioteca *Random*.



Figura 17 - Modelo com distribuição de porosidade uniforme.

Fonte: Autora.

Outro estudo realizado, foi analisar do efeito da velocidade de injeção no PVbt, para avaliar a velocidade de injeção ótima e o comportamento dos padrões de dissolução. Para isso, 10 velocidades de entrada diferentes foram simuladas. A Tabela 5 apresenta todas as velocidades simuladas com os respectivos números de Damköhler.

U <sub>0</sub> (m/s)	Da
$2,12 \cdot 10^{-7}$	$2,44 \cdot 10^{6}$
$4,256 \cdot 10^{-6}$	$1,22 \cdot 10^5$
$2,12 \cdot 10^{-5}$	$2,44 \cdot 10^4$
$4,256 \cdot 10^{-5}$	$1,22 \cdot 10^4$
$8,3.10^{-5}$	$6,23\cdot10^{3}$
$2,12 \cdot 10^{-4}$	$2,44 \cdot 10^3$
$4,256 \cdot 10^{-4}$	$1,22 \cdot 10^3$
$2,12 \cdot 10^{-3}$	$2,44 \cdot 10^2$
$4,256 \cdot 10^{-3}$	$1,22 \cdot 10^2$
$2,12 \cdot 10^{-2}$	$2,44 \cdot 10^{1}$

Tabela 5 - Velocidade simuladas.

Fonte: Autora.

### **5 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos neste trabalho, com base nos objetivos propostos.

### 5.1 Análise de convergência em malha

A Figura 18 mostra as 8 modelagens de malha apresentadas da Tabela 4, geradas com a distribuição de porosidade proveniente da imagem, para a análise de estabilidade. Visualmente, nota-se que a medida que as malhas são mais refinadas, ou seja, quando aumenta-se o número de células, é possível identificar melhor as regiões de poro e matriz, tornando mais próximo da distribuição real da imagem. Como citado na seção 4.3, as mesmas malhas da Tabela 4 foram modeladas utilizando a distribuição de porosidade uniforme.

Para conseguir verificar melhor o efeito da variação da quantidade de células na simulação da acidificação matricial, foram realizadas três simulações diferentes em cada malha gerada, variando a velocidade intersticial de entrada  $(U_0)$ , tanto para o modelo com distribuição de porosidade da imagem, quanto para o modelo com porosidade distribuída uniformemente. Ao todo foram realizadas 24 simulações para cada modelo, totalizando um valor de 48 simulações. A Tabela 6 mostra as três velocidades simuladas para cada malha.

A Figura 19 apresenta todas as malhas geradas com distribuição de porosidade da imagem após passarem pelo processo de simulação, para a velocidade intersticial de entrada de  $4,256 \cdot 10^{-5}$  m/s. Um ponto muito importante que podemos observar nestes resultados, é que os *wormholes* não atingiram um valor de porosidade muito elevado, tornando sua visualização dificil. Em todas as malhas a propagação do ácido foi parecida, assim como a sua visualização. Com base nisso, é possível concluir que a variação na quantidade de células não promoveu uma melhora significativa na visualização dos *wormholes*. A mesma análise é mostrada na Figura 20 para as malhas com distribuição de porosidade uniforme. O comportamento foi similar às simulações com a distribuição de porosidade da imagem, todas as malhas apresentaram *wormholes* muito semelhantes, com exceção da malha 8, onde os *wormholes* apresentaram uma maior ramificação. No entanto, considerando a distribuição uniforme, a visualização da propagação do ácido é melhor.



Figura 18 - Malhas geradas com distribuição de porosidade inicial da imagem de microCT.

Fonte: Autora. Tabela 6 - Velocidades simuladas para cada malha.

-
Da
$1,22 \cdot 10^4$
$1,22 \cdot 10^3$
$1,22 \cdot 10^2$

Fonte: Autora.





Fonte: Autora.





Fonte: Autora.

Para conseguir analisar melhor o impacto da variação na quantidade de células no tempo de simulação, Tabela 7 apresenta o tempo de simulação para cada malha considerando, também, a velocidade inicial mais lenta entre as três simuladas  $(4,256 \cdot 10^{-5} \text{m/s})$ , tanto para o modelo com distribuição de porosidade da imagem quando para o modelo com distribuição de

porosidade uniforme. Foi observado que, em ambos os casos, as malhas menos refinadas promoveram simulações significativamente mais rápidas quando comparadas com as malhas mais refinadas. Para as malhas modeladas com a distribuição de porosidade oriunda da imagem, verificou-se que a malha 1 (menos refinada) obteve um tempo de simulação de 182,47 s, enquanto a malha 8 (mais refinada) promoveu um tempo de simulação de 265711 s (aproximadamente 3 dias e 7 horas). Um comportamento similar aconteceu nas malhas com distribuição de porosidade uniforme. No entanto, a grande maioria das simulações com distribuição de porosidade uniforme obtiveram um menor tempo de simulação quando comparadas com as simulações com distribuição de porosidade uniforme obtiveram um menor tempo de simulação quando comparadas com as simulações com distribuição de porosidade uniforme obtiveram um menor tempo de simulação quando comparadas com as simulações com distribuição de porosidade da imagem.

Malha	Tempo de simulação (s)		
	Dist. de porosidade imagem	Dist. de porosidade uniforme	
1	182,47	132,61	
2	293,12	206,75	
3	495,11	315,49	
4	811,15	604,57	
5	1538,97	1095,6	
6	5169,17	2850,36	
7	7665,00	3739,32	
8	265711	288766	

Tabela 7 - Tempo de simulação para todas as malhas considerando a velocidade de injeção de 4,256×10<sup>-5</sup>m/s

Fonte: Autora.

Portanto, com relação ao tempo de simulação, as simulações seriam otimizadas se utilizasse malhas menos refinadas, que promovem a obtenção dos resultados desejados mais rápido. No entanto, para saber, de fato, se as malhas menos refinadas são viáveis para as simulações é necessário avaliar o impacto desta variação no PVbt. Isso é possível por meio da Figura 21 e da Figura 22. A Figura 21 mostra as curvas de PVbt versus número de células para as 3 velocidades de entrada para (a) modelo com distribuição da imagem e (b) modelo com distribuição uniforme. Já a Figura 22 mostra as curvas de PVbt versus velocidade intersticial de entrada para as 8 malhas simuladas com (a) modelo com distribuição da imagem e (b) modelo com distribuição. Analisando as Figuras é possível observar que não houve impacto significativo da variação na quantidade de células no PVbt em ambos os modelos. Para o modelo oriundo da imagem, o PVbt variou cerca de 0,18 na velocidade 4,256 $\cdot 10^{-5}$ m/s, entre

as malhas com maior e menor PVbt. Já para o modelo com distribuição uniforme, a variação foi de 0,05 na mesma velocidade.

O principal resultado que pode-se observar analisando a Figura 21 e a Figura 22 foi que em velocidades mais baixas, os valores de PVbt tenderam a variar mais de malha para malha. À medida que a velocidade aumentou os valores de PVbt para as diferentes malhas se tornaram mais próximos. Para o modelo com distribuição de porosidade uniforme a diferença entre os valores de PVbt para diferentes malhas é menor, quando comparada com as malhas com distribuição de porosidade da imagem, tornando-se quase imperceptível na Figura 22-b na velocidade de 4,256 · 10<sup>-3</sup> m/s . Nas simulações com a velocidade de entrada de 4,256 · 10<sup>-5</sup> m/s e considerando o modelo oriundo da imagem (Figura 21-a) o PVbt obtido na malha menos refinada (malha 1) foi de 0,3945, e na malha mais refinada (malha 8) foi de 0,2145. Já na distribuição de porosidade uniforme os valores de PVbt na mesma velocidade para a malha menos refinada e a mais refinada foram de 0,3108 e 0,2999, respectivamente.

Figura 21 - Curvas de PVbt versus número de células para as 3 velocidades para (a) modelo com distribuição da imagem, (b) modelo com distribuição uniforme.



Fonte: Autora.

Figura 22 - Curvas de PVbt versus velocidade intersticial de entrada para as 8 malhas simuladas com (a) modelo com distribuição da imagem, (b) modelo com distribuição uniforme.



Fonte: Autora.

Dessa forma, analisando a Figura 22 é possível concluir que para as malhas oriundas da imagem, não houve convergência em malhas em velocidade menores, de modo que ainda há uma variação significativa entre as malhas 7 e 8, o que sugere refinar mais a malha. No entanto, não foi possível modelar malhas mais refinadas devido ao poder computacional disponível para realizar o estudo.

### 5.2 Simulações da acidificação

Com base na análise de convergência em malha, a malha 4 (51744 células) foi escolhida para realizar a análise na velocidade ótima de injeção. Com isso, todas as velocidades apresentadas na Tabela 5 foram simuladas tanto para o modelos com distribuição de porosidade inicial da imagem e uniforme, quando para outros dois modelos com distribuição de porosidade inicial normal e lognormal. Os dois último foram gerados, também, considerando a mesma porosidade média e as mesmas dimensões utilizadas nos modelos anteriores, assim como a mesma quantidade de células (51744). O objetivo é comparar o impacto de diferentes distribuições do campo inicial de porosidade no PVbt. A Figura 23 mostra o campo inicial de porosidade dos modelos (a) normal e (b) lognormal.





### 5.2.1 Modelo oriundo da imagem

A Figura 24 mostra (a) os campos de porosidade e (b) os campos de concentração de ácido formados para o modelo com distribuição de porosidade da imagem para três velocidade diferentes. Nela, tem-se a velocidade mais baixa, uma média (velocidade do ponto ótimo) e a velocidade mais alta entre todas as simuladas. É possível identificar os padrões de dissolução formados com a variação da velocidade entrada. Como esperado, em velocidades de entrada mais baixas o ácido permanece por mais tempo nas regiões por onde ele percorre, promovendo maior dissolução nessas áreas. Portanto, estas regiões atingem um valor maior de porosidade, tornando mais fácil a visualização da propagação do ácido no meio poroso. Na menor velocidade ( $2,12 \cdot 10^{-7}$ m/s), todo o ácido injetado reagiu com as áreas próximas a entrada do modelo, não havendo um avanço significativo do mesmo no meio poroso, ou seja, não houve o *breakthrough* e, portanto, obteve-se o padrão de dissolução de face.

Na velocidade ótima  $(2,12 \cdot 10^{-4} \text{m/s})$ , ou seja, a velocidade na qual o menor valor de PVbt foi obtido, houve a formação de um *wormhole* fino com algumas ramificações e um diâmetro que varia ao longo da amostra, obtendo um valor de PVbt baixo, de 0,262. Para a velocidade mais alta, o ácido se propaga muito rápido pelo meio poroso, não atingindo um valor de porosidade muito elevado, o que tornou bastante difícil a visualização do padrão de dissolução no campo de porosidade, quase imperceptível. Para esta velocidade, é possível analisar melhor a propagação do ácido quando visualizado o seu campo de concentração, nele foi possível identificar um padrão de dissolução uniforme com algumas ramificações ao logo da amostra. Para esse padrão de dissolução o valor de PVbt obtido foi de 0,7676.

Figura 24 - (a) campos de porosidade e (b) campos de concentração de ácido formados para o modelo com distribuição de porosidade da imagem para três velocidade diferentes.



(a)

Fonte: Autora.

### 5.2.2 Modelo uniforme, normal e lognormal

A mesma análise apresenta no tópico 5.2.1 é realizada para as simulações com os modelos gerados com distribuições aleatórias (uniforme, normal e lognormal). Essas análises estão presentes nas Figuras 25, 26 e 27. Nelas, é possível observar que nos padrões de dissolução obtidos com as simulações nos modelos com distribuição de porosidade uniforme, normal e lognormal, ao contrário do que houve nas simulações com distribuição de porosidade da imagem, foi possível obter uma boa visualização de cada padrão de dissolução no campo de porosidade.

Para os três modelos, na velocidade de  $2,12 \cdot 10^{-7}$  m/s (mais lenta), assim como aconteceu no modelo com distribuição de porosidade da imagem, o ácido se concentra exclusivamente na sua face dos modelos. No ponto ótimo, os valores de PVbt para os modelos uniforme, normal e lognormal foram de 0,276, 0,260 e 0,309, respectivamente e todos foram obtidas na velocidade de  $8,3\cdot 10^{-5}$  m/s . O *wormhole* dominante gerado na velocidade ótima nos modelos com distribuição uniforme, normal e lognormal é fino, sem grandes ramificações e com diâmetro bastante uniforme ao longo da amostra, quando comparado com o *wormhole* formado na velocidade ótima no modelo com distribuição na imagem, concluindo que nas simulações com o modelo com distribuição de porosidade da imagem o ácido possui distribuições mais heterogêneas no meio poroso. Uma hipótese para isso, é que o modelo com distribuição de porosidade da imagem possui sua heterogeneidade de porosidade distribuída de forma mais desigual no meio, gerando assim, maiores ramificações no *wormholes*.

Na velocidade mais alta  $(2,12 \cdot 10^{-2} \text{m/s})$  para os modelos uniforme e lognormal a frente de ácido dissolve quase todo o meio poroso (Figuras 25 e 27). Para o modelo com porosidade normalmente distribuída não há uma dissolução tão profunda (Figura 26). Isso pode ser resultado de o modelo normal possuir uma maior quantidade de valores menores de porosidade, quando comparado, por exemplo, com a distribuição lognormal. No entanto, nesta velocidade o valor de PVbt possui uma alteração muito pequena para os três modelos, para o modelo uniforme o valor obtido foi de 1,143, para o normal foi de 1,129 e para o modelo lognormal foi de 1,123, valores superiores ao obtido com o modelo com distribuição de porosidade inicial da imagem (0,767) na mesma velocidade.

Figura 25 - (a) campos de porosidade e (b) campos de concentração de ácido formados para o modelo com distribuição de porosidade uniforme para três velocidade diferentes.



Fonte: Autora.







Figura 25 - (a) campos de porosidade e (b) campos de concentração de ácido formados para o modelo com distribuição de porosidade lognormal para três velocidade diferentes.





Fonte: Autora.

### 5.3 Obtenção de curvas de PVbt

A Figura 27 mostra as curvas de PVbt versus velocidade intersticial de entrada para as simulações com todos os modelos gerados. Junto aos resultados das simulações, tem-se a curva experimental obtida nos estudos de Neyra et al. (2024). Neste trabalho, plugues de rocha carbonáticas indiana limestone foram acidificados experimentalmente utilizando o sistema *coreflooding* e 6 diferentes velocidades intersticiais foram variadas. Todos os experimentos foram realizados com o mesmo sistema ácido (15% de HCl). Como citado no item 4.1, a rocha IL015 foi uma das amostras utilizadas neste trabalho.

Figura 27 - Curvas de PVbt versus velocidade intersticial de entrada para todos os modelos de simulação e experimental.



Fonte: Autora.

Por meio da Figura 27, foi possível observar que as simulações nos modelos com distribuição uniforme, normal e lognormal apresentaram um comportamento muito parecido, resultando em valores de PVbt muito próximos. Isto sugere que variar os métodos de distribuição aleatórios para realizar as simulações da acidificação em escala de plugue não promove uma diferença significativa nos resultados. Uma variação maior nos valores de PVbt só é observada quando analisada a curva obtida com as simulações com distribuição de porosidade inicial da imagem de microCT.

Foi possível identificar que em valores menores de velocidades, as simulações com

distribuição de porosidade da imagem promoveram maiores valores de PVbt quando comparados com as simulações com as distribuições uniforme, normal e lognormal. O comportamento contrário foi observado nas simulações com maiores velocidades, ou seja, os valores de PVbt obtidos com o modelo com distribuição da imagem são menores que os valores com as distribuições uniforme, normal e lognormal. Além disso, as curvas tenderam a se aproxiar em velocidades intermediárias. As simulações com a distribuição de porosidade da imagem promoveram, em geral, menores valores de PVbt do que as simulações com as distribuições aleatórias.

Analisando com base na curva esperimental, observa-se que em velocidades menores a utilização do modelo gerado a partir da imagem melhorou a aproximação com os valores obtidos experimentalmente, ou seja, a distribuição de heterogeneidade do modelo tendeu a impactar positivamente no fluxo no meio poroso. Já em velocidades mais altas um comportamento contrário aconteceu, a curva de PVbt obtida com o modelo gerado a partir da imagem se distanciou dos valores experimentais e os valores obtidos por meio das simulações com os modelos aleatórios se aproximaram. A curva experimental apresenta dois pontos ótimos, ou seja, as velocidades intersticiais de entrada  $8,3\cdot10^{-5}$ m/s e  $4,2\cdot10^{-4}$ m/s obtiveram o mesmo valor de PVbt, com 0,32. Em ambos os pontos, os valores de PVbt oriundos das simulações com o modelo gerado a partir da imagem foram muito próximos. Para a velocidade de  $8,3\cdot10^{-5}$ m/s o valor de PVbt do modelo oriundo da imagem foi de 0,308 e para a velocidade de  $4,2\cdot10^{-4}$ m/s foi de 0,291.

Além disso, a velocidade ótima de injeção obtida nas simulações com o modelo desenvolvido a partir da imagem foi diferente da velocidade ótima obtida com os modelos com distribuições aleatórias. Nesse caso, para as simulações com a distribuição de porosidade inicial da imagem, o menor valor de PVbt foi obtido com uma velocidade intersticial de entrada de  $2,12 \cdot 10^{-4}$  m/s, com uma valor de 0,262. Enquanto que para os modelos com distribuições uniforme, normal e lognormal a velocidade de  $8,3 \cdot 10^{-5}$  m/s foi a que promoveu o menor PVbt, obtendo os valores de 0,276, 0,261 e 0,309, respectivamente, valores superior ao modelo oriundo da imagem, ou seja, o modelo gerado a partir da imagem obteu o melhor resultado em uma velocidade mais rápida.

A Figura 28 apresenta a imagem da rocha IL015 após passar pelo processo de acidificação, obtida, também, por meio do microCT. Nela é possível identificar um *wormhole* dominante fino, com algumas ramificações e com diâmetro que varia um pouco ao longo da rocha, o que mostra que a dissolução no meio poroso real não ocorreu de um forma muito
homogênea, como foi observado nas simulações com os modelos com distribuições de porosidade aleatórias. O comportamente do *wormhole* na rocha acidificada foi parecido ao *wormhole* formado nas simulações com o modelo desenvolvolvido a partir do *slice*, que, diferentemente dos modelos com distribuições aleatórias, apresentou algumas heterogeneidades no *wormhole* principal ao longo do meio poroso. Portanto, considerar as heterogeneidades da rocha nos modelos de simulação pode possibilitar com comportamento mais próximo do que ocorre no meio poroso.

Figura 28 - Imagem 2D de microCT da rocha IL015 após o processo de acidificação.



Fonte: Autora.

## 6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, realizaram-se simulações em escala plugue, utilizando malhas geradas com campos de porosidade extraídos de imagens de microCT. Foi realizado uma análise de convergência em malhas no modelo obtido para avaliar o impacto da variação na quantidade de células no PVbt. Os resultados foram comparados com os de simulações realizadas em uma malha com campo de porosidade distribuído uniformemente. Analisaram-se os padrões de dissolução variando a velocidade de entrada para os modelos oriundo da imagem e uniforme e para outros dois modelos com distribuições normal e lognormal.

As principais conclusões que podemos verificar da pesquisa são:

- O método desenvolvido para extração do campo de porosidade se mostrou eficaz para gerar a malha a partir da imagem de microCT;
- O modelo desenvolvido a partir da imagem se mostrou estável quando variado o seu número de células, portanto, a malha com 51744 células foi eficaz para realizar as simulações dos padrões de dissolução;
- Com relação ao tempo de simualção, a malha com 51744 células permitiu um tempo aceitável;
- Foi possível obter os padrões de dissolução com o modelo gerado a partir da imagem;
- Foram obtidos resultados de PVbt diferentes quando comparados com modelos com distribuição de porosidade gerada de forma uniforme, normal e lognormal;
- Com relação às simulações com os modelos com distribuições aleatórias, observou-se que não houve variação significativa no PVbt em todas as velocidades;
- Para velocidades menores o modelo desenvolvido a partir da imagem se aproximou mais dos resultados experimentais, em comparação com os modelos gerados de forma aleatória, comportamento contrário ao obtido em velocidades maiores;
- Analisando a imagem de microCT do *wormhole* formado na rocha IL015 após a acidificação, verificou-se um *wormhole* com algumas ramificações, se aproximando mais do *wormhole* gerado na simulação considerando o campo de porosidade inicial da imagem de microCT.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ABD, A. S.; ABUSHAIKHA, A. S. Reactive transport in porous media: a review of recent mathematical efforts in modeling geochemical reactions in petroleum subsurface reservoirs. **SN Applied Sciences**, v. 3, n. 4, 2 mar. 2021.

AFSAR, H. *et al.* 3-D numerical simulation of sandstone matrix acidizing by non-Newtonian fluid. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 208, n. 109666, jan. 2022.

AKANNI, O. O.; NASR-EL-DIN, H. A.; GUSAIN, D. A computational Navier-Stokes Fluid-Dynamics-Dimulation Study of Wormhole Propagation in Carbonate-Matrix Acidizing and Analysis of Factors Influencing the Dissolution Process. **SPE Journal**, v. 22, n. 6, p. 2049– 2066, 1 dez. 2017.

ALDHAYEE, K.; ALI, M. T.; NASR-EL-DIN, H. A. Acid Wormholing in Multistage Acid Fractured Wells Completed in Tight Naturally Fractured Dolomite Formation: Benefits and Impacts on Acid Fracturing Stimulation DesignSPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Anais...SPE, 16 out. 2018Disponível em: <https://onepetro.org/SPEIHFT/proceedings/18IHFT/1-18IHFT/Muscat,%20Oman/449199>

ALI, M. T.; NASR-EL-DIN, H. A. A robust model to simulate dolomite-matrix acidizing. **SPE Production and Operations**, v. 34, n. 1, p. 109–129, 1 fev. 2018.

ALI, S. A.; KALFAYAN, L.; MONTGOMERY, C. T. Acid Stimulation. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016. v. 26

ALJAWAD, M. S. *et al.* Temperature impact on linear and radial wormhole propagation in limestone, dolomite, and mixed mineralogy. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 93, set. 2021.

AUM, P. T. P. Novos Sistemas Microemulsionados para Aplicação na Estimulação de Carbonatos. Natal - RN: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 22 mar. 2016.

BABAEI, M.; SEDIGHI, M. Impact of phase saturation on wormhole formation in rock matrix acidizing. **Chemical Engineering Science**, v. 177, p. 39–52, 23 fev. 2018.

BARATI, R.; LIANG, J. T. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. **Journal of Applied Polymer Science**, v. 131, 7 abr. 2014.

BLAZEK, J. Computational fluid dynamics: principles and applications. 3. ed. Walthan: Butterworth-Heinemann, 2015.

BOERCKEL, J. D. *et al.* Microcomputed tomography: Approaches and applications in bioengineering. **Stem Cell Research and Therapy**, v. 5, n. 144, 29 dez. 2014.

BOUSQUET-MELOU, P. *et al.* Average momentum equation for interdendritic flow in a solidifying columnar mushy zone. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v. 45, n. 17, p. 3651–3665, ago. 2002.

BRAGA, N. A. *et al.* Simulação Numérica da Acidificação de Carbonatos Utilizando OpenFoamAnais do 11º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás. Anais...Galoa, 2022Disponível em: <a href="https://proceedings.science/proceedings/100328/\_papers/159525">https://proceedings.science/proceedings/100328/\_papers/159525</a>>

CHE, M. et al. What We Have Learned on Stimulating Intensely Naturally Fractured HPHT Deep Sandstone Comparing Acid-Fracturing, Fracturing and Non-Acid StimulationSPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Anais...Perth: SPE, 25 out. 2016Disponível em: <a href="https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings/16APOG/All-16APOG/Perth">https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings/16APOG/All-16APOG/Perth,%20Australia/185395></a>

CHEN, G. *et al.* OpenFOAM for Computational Fluid Dynamics. Notices of the American Mathematical Society, v. 61, n. 4, p. 354–363, 1 abr. 2014.

ECONOMIDES, M. J.; NOLTE, K. G. Reservoir Stimulation. 3. ed. [s.l.] Wiley, 2000.

FREDD, C. N.; FOGLER, H. S. Chelating Agents as Effective Matrix Stimulation Fluids for Carbonate FormationsInternational Symposium on Oilfield Chemistry. Anais...Houston: SPE, 18 fev. 1997Disponível em: <a href="https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings/97OCS/All-97OCS/Houston,%20Texas/188398>">https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings/97OCS/All-</a>

FREDD, C. N.; FOGLER, H. S. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media. **AIChE Journal**, v. 44, n. 9, p. 1933–1949, set. 1998.

FURUI, K. *et al.* A Comprehensive Model of High-Rate Matrix-Acid Stimulation for Long Horizontal Wells in Carbonate Reservoirs: Part I—Scaling Up Core-Level Acid Wormholing to Field Treatments. **SPE Journal**, v. 17, n. 01, p. 271–279, 13 mar. 2012.

GHOMMEM, M. et al. Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of

wormhole formation and propagation. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 131, p. 18–33, 1 jul. 2015.

GOLFIER, F. *et al.* On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 457, p. 213–254, 25 abr. 2002.

HORGUE, P. *et al.* An open-source toolbox for multiphase flow in porous media. **Computer Physics Communications**, v. 187, p. 217–226, 1 fev. 2015.

ISSA, R. I. Solution of the implicitly discretised fluid flow equations by operator-splitting. **Journal of Computational Physics**, v. 62, n. 1, p. 40–65, jan. 1986.

IZGEC, O. Reactive flow in vuggy carbonates: methods and models applied to matrix acidizing of carbonates. [s.l.] Texas A&M University, maio 2009.

IZGEC, O.; ZHU, D.; HILL, A. D. Numerical and experimental investigation of acid wormholing during acidization of vuggy carbonate rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 74, n. 1–2, p. 51–66, out. 2010.

JASAK, H. OpenFOAM: Open source CFD in research and industry. International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering, v. 1, n. 2, p. 89–94, dez. 2009.

JIA, C. *et al.* Numerical studies and analysis on reactive flow in carbonate matrix acidizing. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 201, jun. 2021.

JIA, C.-Q. *et al.* Numerical investigation of fluid phase momentum transfer in carbonate acidizing. **Petroleum Science**, v. 19, n. 2, p. 639–650, abr. 2022.

KALIA, N.; BALAKOTAIAH, V. Effect of medium heterogeneities on reactive dissolution of carbonates. **Chemical Engineering Science**, v. 64, n. 2, p. 376–390, jan. 2009.

LIN, W. *et al.* Modeling of 3D rock porous media by combining X-Ray CT and Markov chain Monte Carlo. **Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME**, v. 142, jan. 2020.

LIU, M.; ZHANG, S.; MOU, J. Effect of normally distributed porosities on dissolution pattern in carbonate acidizing. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 94–95, p. 28–39,

set. 2012.

LIU, P. *et al.* Three-dimensional simulation of acidizing process in carbonate rocks using the Darcy-Forchheimer framework. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 75, n. 48, jan. 2020.

LIU, X.; YANG, Y.; GUO, H. High-Order Bound-Preserving Finite Difference Methods for Incompressible Wormhole Propagation. **Journal of Scientific Computing**, v. 89, n. 7, 19 ago. 2021.

LONDOÑO-PULGARIN, D. *et al.* Fossil or bioenergy? Global fuel market trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 143, p. 110905, jun. 2021.

LUCAS, C. R. DOS S. Desenvolvimento de Sistemas Microemulsionados Retardados para Aplicação na Estimulação Ácida em Reservatórios Carbonáticos. Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, jun. 2020.

LUCAS, C. R. DOS S. *et al.* Carbonate acidizing – A review on influencing parameters of wormholes formation. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 220, n. 111168, jan. 2023.

MACHADO, A. C. *et al.* X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks. **Applied Radiation and Isotopes**, v. 96, p. 129–134, fev. 2015.

MACHADO, A. S. S. Estudo e Simulação em OpenFOAM do Processo de Infusão Vácuo. [s.l.] Universidade do Minho, dez. 2021.

MAHESHWARI, P. *et al.* 3-D simulation and analysis of reactive dissolution and wormhole formation in carbonate rocks. Chemical Engineering Science, v. 90, p. 258–274, 7 mar. 2013.

MAHESHWARI, P.,; BALAKOTAIAH, V. Comparison of Carbonate HCl Acidizing Experiments With 3D Simulations. **SPE Production & Operations**, v. 28, n. 04, p. 402–413, 24 nov. 2013.

NEYRA, J. R. *et al.* Assessing the impact of oil saturation on wormhole morphology in carbonate acidizing. **Fuel**, v. 358, n. 130097, 15 fev. 2024.

OBURU, P.; AKPA, J. G.; OJONG, O. E. Performance Evaluation of Acid Stimulation Models for Optimum Oil Production from Sandstone Reservoir using Mud Acid (HCL-HF Blend).

**International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering**, v. 6, n. 3, p. 13–20, 2020.

OLIVEIRA, T. J. DE et al. Numerical Simulation of the Acidizing Process and PVBT Extraction Methodology **Porosity/Permeability** Including and Mineralogy HeterogeneitySPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Anais...Louisiana: SPE. 15 2012Disponível fev. em: <a href="https://onepetro.org/SPEFD/proceedings/12FD/All-">https://onepetro.org/SPEFD/proceedings/12FD/All-</a> 12FD/Lafayette,%20Louisiana,%20USA/157091>

PANGA, M.; BALAKOTAIAH, V.; ZIAUDDIN, M. Modeling, Simulation and Comparison of Models for Wormhole Formation During Matrix Stimulation of Carbonates. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 1–19, 29 set. 2002.

PANGA, M. K. R.; ZIAUDDIN, M.; BALAKOTAIAH, V. Two-scale continuum model for simulation of wormholes in carbonate acidization. **AIChE Journal**, v. 51, n. 12, p. 3231–3248, dez. 2005.

PRETTI, J. N. Estudo de Benchmarking do CFD Gratuito OpenFOAM: Modelagem e Simulação da Transferência de Calor em Não-Equilíbrio Térmico Local e Transiente Numa Frente de Combustão Smouldering. Vitória: Universidade Federal do Espírito Santo, 2015.

ROBERTSON, J. O.; CHILINGARIAN, G. V. Chapter 5 Acidizing Oilwells. *Em*: Surface Operations in Petroleum Production, II. [s.1.] ELSEVIER, 1989. v. 19p. 161–190.

SCHECHTER, R. S. Oil well stimulation. New Jersey: Prentice Hall, 1992.

SCHILLING, P. J. *et al.* X-ray computed microtomography of internal damage in fiber reinforced polymer matrix composites. **Composites Science and Technology**, v. 65, n. 14, p. 2071–2078, nov. 2005.

SCHÖN, J. H. Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics.2. ed. Waltham: Elsevier, 2015. v. 65

SCHWALBERT, M. P. Comprehensive analysis of acid stimulation in carbonates. [s.l.] Texas A&M University, ago. 2019. SCHWALBERT, M. P. *et al.* Decision Criterion for Acid-Stimulation Method in Carbonate Reservoirs: Matrix Acidizing or Acid Fracturing? **SPE Journal**, v. 25, n. 5, p. 2296–2318, 1 out. 2020.

SCHWALBERT, M. P.; ZHU, D.; HILL, A. D. Extension of an Empirical Wormhole Model for Carbonate Matrix Acidizing Through Two-Scale Continuum 3D Simulations SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition. Anais...France: SPE, 12 jun. 2017Disponível em: <a href="https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings/17EURO/2-17EURO/Paris,%20France/194751">https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings/17EURO/2-17EURO/Paris,%20France/194751</a>

SCHWALBERT, M. P.; ZHU, D.; HILL, A. D. Anisotropic-wormhole-network generation in carbonate acidizing and wormhole-model analysis through averaged-continuum simulations. **SPE Production and Operations**, v. 34, n. 1, p. 90–108, 1 fev. 2018.

SOULAINE, C.; TCHELEPI, H. A. Micro-continuum Approach for Pore-Scale Simulation of Subsurface Processes. **Transport in Porous Media**, v. 113, n. 3, p. 431–456, 19 jul. 2016.

TELES, A. P. *et al.* Analysis of subterranean Pre-salt carbonate reservoir by X-ray computed microtomography. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 144, p. 113–120, ago. 2016.

WAN, C. *et al.* Study of the water displacing oil process in low permeability porous media based on digital rock technology. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 649, p. 129469, 20 set. 2022.

WEI, W.; VARAVEI, A.; SEPEHRNOORI, K. Modeling and analysis on the effect of twophase flow on wormhole propagation in carbonate acidizingSPE JournalSociety of Petroleum Engineers (SPE), 3 maio 2017.

WILLIAMS, B. B.; GIDLEY, J. L.; SCHECHTER, R. S. Acidizing Fundamentals. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1979.

WU, Y.; SALAMA, A.; SUN, S. Parallel simulation of wormhole propagation with the Darcy-Brinkman-Forchheimer framework. **Computers and Geotechnics**, v. 69, p. 564–577, set. 2015.

ZAKARIA, A. S.; SAYED, M. A.; NASR-EL-DIN, H. A. New Insights Into the Propagation of

Emulsified Acids in Vuggy Dolomitic Rocks. **SPE Journal**, v. 19, n. 01, p. 150–160, 20 fev. 2014.

ZANUTTO, C. P. Aplicação de Técnicas de Fluidodinâmica computacional (CFD) na avaliação da Hidrodinâmica e Transferência de Massa em Estágio de Coluna de Destilação. São Carlos - SP: Universidade Federal de São Carlos, fev. 2015.

ZHAO, C.; HOBBS, B. E.; ORD, A. Effects of medium and pore-fluid compressibility on chemical-dissolution front instability in fluid-saturated porous media. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, v. 36, n. 8, p. 1077–1100, 10 jun. 2012.

ZIAUDDIN, M.; BIZE, E. **The Effect of Pore-Scale Heterogeneities on Carbonate Stimulation Treatments**SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. **Anais...**Manama: SPE, 11 mar. 2007Disponível em: <a href="https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings/07MEOS/All-07MEOS/SPE-104627-MS/141655">https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings/07MEOS/All-07MEOS/SPE-104627-MS/141655</a>

## **APÊNDICE A**

#### • Solução do algoritmo PisoFoam

Soulaine e Tchelepi (2016) apresentaram em seu trabalho a solução do algoritmo PisoFoam. Segundo eles, a equação de conservação do momento é transformada em um conjunto de equações algébricas após aplicação de um procedimento de discretização de volumes finitos. Considerando apenas dois níveis de tempo sucessivos (k e k+1), a forma discreta da equação do momento pode ser escrita como pela Equação (28).

$$\mathcal{V}\left(\frac{\mathbf{u}_{P}^{k+1}-\mathbf{u}_{P}^{k}}{\Delta t}\right) = -a_{P}^{'}\mathbf{u}_{P}^{k+1} + \sum_{\mathrm{NP}}a_{\mathrm{NP}}^{'}\mathbf{u}_{\mathrm{NP}}^{k+1} - \nabla p - K_{\mathrm{fs}}\mathbf{u}_{P}^{k+1}$$
(28)

Nesta equação,  $\mathcal{V}$  denota o volume da célula, o subscrito p denota valores do centro da célula e os coeficientes  $a'_{NP}$  levar em conta a influência do controle vizinho volumes. Esses coeficientes são compostos de fluxos convectivos e difusivos através das faces das células.  $K_{fs}$  corresponde à troca de momento entre o fluido e o sólido. É possível observar que o termo gradiente de pressão não é discretizado nesta fase. A Equação (28) pode ser reorganizado a partir da Equação (29):

$$\left(\frac{\mathcal{V}}{\Delta t} + a'_{P} + K_{\rm fs}\right) \mathbf{u}_{P}^{k+1} = \sum_{\rm NP} a'_{\rm NP} \mathbf{u}_{\rm NP}^{k+1} + \frac{\mathcal{V}}{\Delta t} \mathbf{u}_{P}^{k} - \nabla p$$
(29)

A Equação (29) forma um sistema de matriz que resulta da discretização da equação do momento e pode ser escrita de forma mais compacta apresentada na Equação (30), onde  $a_P = \frac{V}{\Delta t} + a'_P + K_{fs}$  e  $\mathbf{H}(\mathbf{u}^{k+1}) = \sum_{NP} a'_{NP} \mathbf{u}_{NP}^{k+1} + \frac{V}{\Delta t} \mathbf{u}_P^k$ .

$$a_p \mathbf{u}_p^{k+1} = \mathbf{H} \left( \mathbf{u}^{k+1} \right) - \nabla p \tag{30}$$

A equação discretizada do equilíbrio de momento é usada para formar a equação de pressão. Isso é realizado isolando  $\mathbf{u}_{p}^{k+1}$  na Equação (30) e substituindo na equação de conservação da massa fluida. O balanço de massa do fluido é descrito pela Equação (31), onde

 $\dot{m}$  é a taxa de transferência de massa fluido/sólido. Combinando a Equação (31) com a Equação (30), a equação de pressão é apresentada na Equação (32).

$$\nabla \cdot \left(\mathbf{u}\right) = \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = \dot{m} \tag{31}$$

$$\nabla \cdot \left(\frac{1}{a_{P}}\mathbf{H}\left(\mathbf{u}^{k+1}\right)\right) - \nabla \cdot \left(\frac{1}{a_{P}}\nabla p^{k+1}\right) = \dot{m}$$
(32)

A Equação (32) pode ser escrita isolando o termo de pressão. Dessa forma, temos a Equação (33).

$$\nabla \cdot \left(\frac{1}{a_p} \nabla p^{k+1}\right) = \nabla \cdot \left(\frac{1}{a_p} \mathbf{H}\left(\mathbf{u}^{k+1}\right)\right) - \dot{m}$$
(33)

# **APÊNDICE B**

## • Gráfico de porosidade versus frequência acumulada

A Figura 29 tem como objetivo apresentar a frequência acumulada dos valores de porosidade que foram obtidos para cada um dos modelos de simulação gerados (imagem de microCT, uniforme, normal e lognormal).





### • Imagem 3D do wormhole formado na rocha IL015

A Figura 30 apresenta a imagem 3D do *wormhole* formado no experimento de acificação da rocha IL015 (região em vermelho). Como citado no item 4.1, o experimento foi realizado com uma velocidade intersticial de entrada de 2,554 cm/min e concentração de 15% de HCl.



Figura 30 - Imagem do wormhole formado na acidificação da rocha IL015 obtida por meio do microCT.

Fonte: Autora.